

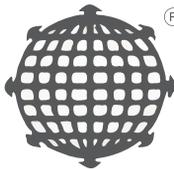


Energía limpia y gestionable para tod@s

Libro de Actas del
XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar

Madrid, del 20 al 22 de junio de 2018

ASOCIACIÓN
ESPAÑOLA
DE ENERGÍA
SOLAR



INTERNATIONAL
SOLAR
ENERGY
SOCIETY



Energía limpia y gestionable para tod@s

Libro de Actas del
**XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar**

20 – 22 de junio de 2018

Madrid, España

Editor

Asociación Española de Energía Solar

Instituto IMDEA Energía

Avda. Ramón de la Sagra, 3

Parque Tecnológico de Móstoles

28935 Móstoles – España

ASOCIACIÓN
ESPAÑOLA
DE ENERGÍA
SOLAR



INTERNATIONAL
SOLAR
ENERGY
SOCIETY

Reservados todos los derechos. Ni la totalidad ni parte de este volumen pueden reproducirse o transmitirse por ningún procedimiento electrónico o mecánico, incluyendo fotocopia, grabación magnética o cualquier almacenamiento de información y sistema de recuperación, sin permiso escrito del Editor, salvo respecto de los derechos individuales de los autores.

Primera Edición: Junio 2018

Editor:

Asociación Española de Energía Solar

Instituto IMDEA Energía

Avda. Ramón de la Sagra, 3

Parque Tecnológico de Móstoles

28935 Móstoles – España

Tel: +34 917371123

e-mail: manuel.romero@imdea.org

© Asociación Española de Energía Solar

Editado en España - Edited in Spain

ISBN: 978-84-86913-14-4

Depósito Legal: M-20408-2018

Publica: SAPT Publicaciones Técnicas, S.L.

XVI CONGRESO IBÉRICO Y XII CONGRESO IBEROAMERICANO DE ENERGÍA SOLAR

Comité Organizador

- Manuel Romero Álvarez, Presidente de AEDES
- Xavier Vallvé Miquel, Vice-presidente de AEDES
- Andreu Moià Pol (UIB) Director Sección Española de ISES
- Juan Mario García de María (ETSIDI/UPM)
- Julio Amador Guerra (ETSIDI/UPM)
- Francisco Santos Olalla (ETSIDI/UPM)
- Margalida Homar Thomàs (FUEIB)
- Verónica Lillo Martí (FUEIB)

Comité Científico

Presidencia

- José González Aguilar (Junta Directiva AEDES)
- Oscar Perpiñán Lamigueiro (ETSIDI/UPM)

Miembros

- José Manuel Santos Navarro (Junta Directiva AEDES)
- Rafael Illanes Muñoz (Junta Directiva AEDES)
- Manuel Pérez García (Junta Directiva AEDES)
- Manuel Antonio Silva Pérez (Junta Directiva AEDES)
- Manuel Alonso Castro Gil (Junta Directiva AEDES)
- Luis Fernando Zarzalejo Tirado (Junta Directiva AEDES)

XVI CONGRESO IBÉRICO Y XII CONGRESO IBEROAMERICANO DE ENERGÍA SOLAR

COMITÉ ASESOR INTERNACIONAL

- Julio Durán, ASADES - Argentina
- Judith Franco, Universidad de Salta - Argentina
- Jorge González, Universidad Tucuman - Argentina
- Ismael Eyra, ASADES - Argentina
- Samuel Abreu, Universidad Santa Catarina - Brasil
- Arno Krenzinger, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Brasil
- Adriano Moehlecke, Pontificia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - Brasil
- Sergio Colle, Universidade Federal de Santa Catarina - Brasil
- Carlos Graeff, Universidade Estadual Paulista (UNESP) - Brasil
- Rafael Ricardo Ávila Naranjo, Universidad Nacional de Colombia - Colombia
- Roberto Román Latorre, Universidad de Chile - Chile
- Rodrigo Palma Behnke, SERC - Chile
- Rodrigo Escobar, Pontificia Universidad Católica de Chile - Chile
- Marcos Ponce Jara, ULEAM - Ecuador
- Eduardo Zarza Moya, CIEMAT - España
- María Rosario Heras Celemin, CIEMAT - España
- Nieves Vela Barronuevo, CIEMAT - España
- Carlos del Cañizo Nadal, IES-UPM - España
- Eduardo Collado, Colaborador UNED - España
- Rafael Jimenez Castañeda, Universidad de Cadiz - España
- Victor Martínez, Universitat Illes Balears - España
- Ramon Pujol, Universitat Illes Balears - España
- Javier Domínguez Bravo, CIEMAT - España
- Francisco Javier Batlles, Universidad de Almería - España
- Santiago Silvestre, UPC - España
- Eduardo Lorenzo, UPM - España
- Estefanía Caamaño, UPM - España
- Luisa Cabeza Fabra, Universitat de Lleida - España
- José Luis Torres Escribano, Universidad Pública de Navarra - España
- Claudio Estrada, UNAM - México
- Hernando Romero, UAM - México
- Alvaro Lentz Herrera, Universidad Autónoma de la Ciudad de México - México
- Eduardo Armando Rincón Mejía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México - México
- José Celis Alarcón, ANES - México
- Angélica Quiñones, Vicepresidente de ANES - México
- Aarón Sánchez Juárez, UNAM - México
- Arturo Morales Acevedo, CINVESTAV - México
- Rafael Cabanillas, Universidad de Sonora - México
- Miguel Angel Hadzic Marin, Pontificia Universidad Católica del Perú - Perú
- César Rivasplata Cabanillas, Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann de Tacna - Perú
- Manuel Collares Pereira, Universidade de Évora - Portugal
- João Farinha Mendes, LNEG - Portugal
- Celestino Rodrigues Ruivo, Universidad de Algarve - Portugal
- Luis Manuel Guerra da Silva Rosa, Técnico Lisboa - Portugal
- Isabel Soares, Universidade do Porto - Portugal
- Gonzalo Abal, Universidad de la República - Uruguay
- Rodrigo Alonso Suárez, Universidad de la República - Uruguay
- Uxmal Amezcuita Zambrano, Universidad Central de Venezuela - Venezuela

AGRADECIMIENTOS

El Comité de Organización desea dar las gracias a la Universidad Politécnica de Madrid y a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) por el apoyo desinteresado y entusiasta recibido, así como por ceder sus instalaciones para la realización del congreso.

Entidades organizadoras



ASOCIACIÓN
ESPAÑOLA
DE ENERGÍA
SOLAR



Universitat
de les Illes Balears



Patrocinadores



Entidades colaboradoras



INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY

La International Solar Energy Society (ISES) es una organización mundial no lucrativa dedicada a fomentar la utilización de la energía solar. Su campo de actuación incluye la participación en proyectos de aplicación, transferencia tecnológica, educación, cursos de capacitación, etc. Estimula y fomenta la investigación tanto fundamental como aplicada sobre la energía solar y la diseminación de sus resultados. Facilita acceso rápido a la información a través de las nuevas tecnologías. Proporciona una base común de encuentro para todos aquellos responsabilizados con la naturaleza y utilización de esta fuente renovable de energía no contaminante.

Fundada en 1954 en EEUU, la Sociedad se ha expandido a lo largo de estos años convirtiéndose en una auténtica organización internacional con miembros en más de 110 países y con más de 50 Secciones y Contactos Nacionales que representan localmente a ISES a lo largo del Mundo. Actualmente tiene su sede en Freiburg, Alemania. Ha sido reconocida por las Naciones Unidas como una organización no gubernamental (ONG) con estatus consultivo.

ISES organiza desde los años 50 el Solar World Congress y edita desde los años 60 la prestigiosa revista Solar Energy.

ISES es de naturaleza interdisciplinar y cuenta entre sus miembros con importantes personalidades en el campo de la Investigación y Desarrollo de la energía solar, así como con profesionales y educadores con interés en las energías renovables y su utilización.

<http://www.ises.org>

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE ENERGÍA SOLAR

La Asociación Española de Energía Solar (AEDES) es una asociación sin ánimo de lucro cuyo fin es el fomento de la utilización de la energía solar en la Sociedad Española.

Para la consecución de este fin, AEDES tiene los siguientes objetivos:

1. Fomentar la Investigación y Desarrollo tanto básico como aplicado de la energía solar.
2. Fomentar la Aplicación de la Ciencia y Tecnología Solares.
3. Promover la Educación en temas relativos a la energía solar.
4. Recoger, compilar y difundir Información relativa a todos los aspectos de la energía solar
5. Interesar a autoridades, entidades y organizaciones, tanto públicas como privadas, así como al público en general, en las ventajas de toda índole que se obtienen con la utilización de la energía solar.

El ámbito temático incluye todas las formas de energía derivadas directa o indirectamente de la energía solar.

AEDES engloba a la Sección Española de la International Solar Energy Society, responsabilizándose de todas las actividades de ISES en España.

En cuanto a afiliación, dirección y organización, AEDES sigue criterios concordantes con ISES

<http://www.aedes-solar.org>

PREFACIO

La Asociación Española de Energía Solar (AEDES), Sección Española de la International Solar Energy Society, ha organizado el XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar (CIES2018), que tuvo lugar en la ciudad de Madrid (España) entre los días 20 a 22 de junio de 2018. El Congreso CIES en su edición de 2018 ha sido organizado en colaboración con la Universidad Politécnica de Madrid/Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (UPM/ETSIDI) y la Universitat de les Illes Balears (UIB). UPM ha cedido generosamente sus instalaciones de la ETSIDI sita en Ronda de Valencia 3, como sede del Congreso, y ha colaborado en el Comité Organizador y en la organización local del mismo. UIB ha aportado su experiencia en la organización profesional, asumiendo la gestión on-line del Congreso y colaborando asimismo en el comité organizador.

El programa técnico del Congreso ha contado con el apoyo, en la preparación de jornadas técnicas, mesas redondas, conferencias plenarias y otros eventos, de la Plataforma Tecnológica de la Energía Solar de Concentración (Solar Concentra), la Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética (PTE-ee), la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT) y la International Solar Energy Society (ISES). Por último, cabe reseñar la ayuda en forma de patrocinio proporcionada por la Fundación IMDEA Energía y por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT.

El Congreso Ibérico de Energía Solar viene celebrándose en sedes de España y Portugal desde el año 1982, y ha tenido lugar conjuntamente con el Congreso Iberoamericano de Energía Solar en nueve de sus quince ediciones. Se constituye, por lo tanto, en el congreso más importante y con mayor tradición en el ámbito de la energía solar en lenguas española y portuguesa. El XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energía Solar tuvo lugar en Vigo, España, del 20 al 22 de junio de 2012 y en el mismo se presentaron 124 artículos, 32 de los cuales procedían de América. El I Congreso Iberoamericano de Energía Solar se celebró en Madrid, en el año 1987, conjuntamente con el III Congreso Ibérico, y surgió de manera totalmente natural como consecuencia de la entusiasta respuesta y nutrida asistencia de ponentes iberoamericanos a los primeros congresos ibéricos hispano-portugueses. En su V edición, en el año 2000, el Congreso Iberoamericano se realizó por primera vez en tierras americanas, en la ciudad de Sao Paulo, Brasil. En la edición celebrada en la ciudad española de Vigo en junio de 2012 se aprobó por unanimidad de los asistentes el celebrar nuevamente el evento en tierras americanas, en la ciudad de Querétaro, México, y en conjunción con la XXXVIII Semana Nacional de Energía Solar. Por este motivo, los amigos de la Asociación Nacional de Energía Solar, con la colaboración de AEDES, organizaron el XI Congreso Iberoamericano de Energía Solar del 6 al 10 de octubre de 2014, donde se presentaron un total de 197 artículos. Después de cuatro años, y tras la pausa motivada por el compromiso de AEDES de co-organizar con ISES Europa el congreso Eurosun2016 en la ciudad de Palma del 11 al 14 de octubre de

2016, se retomó con la misma ilusión de siempre la organización de una nueva edición de CIES en el año 2018.

CIES es el evento de referencia en Iberoamerica para todos los profesionales ligados al desarrollo, implementación y formación en tecnología solar, y está dirigido a científicos, educadores, ingenieros, arquitectos, economistas, empresarios, tecnólogos, administración y usuarios finales, unidos por el objetivo de promover la energía solar, en ámbitos tan diversos como la edificación, el transporte, la generación eléctrica o el calor de proceso industrial.

El tema del Congreso en esta edición “Energía limpia y gestionable para tod@s” ha pretendido aglutinar un triple mensaje de motivación. Por una parte recordar el papel fundamental de la energía solar limpia en el impulso de la lucha contra el cambio climático acordado en el COP23, celebrado en Bonn (Alemania) del 6 al 17 de noviembre de 2017, con un aumento de los niveles de ambición de la acción climática antes de 2020. La gestionabilidad es el nuevo gran valor de la energía solar a nivel comercial con importantes avances en las distintas formas de integración inteligente en red y de almacenamiento térmico y electroquímico, que permiten cada vez más adaptar el despacho a la demanda. Por último, resaltar que además la energía solar es ya una energía accesible para tod@s habiéndose consolidado como la forma más barata de generación eléctrica en diversos concursos y subastas en Iberoamérica y en el resto del mundo. A finales del año 2017 se estima que más de 4 millones de personas trabajaban en el mundo en el sector de la energía solar, la mitad de ellas en China. En 2017 se han instalado 98GW de nuevas plantas fotovoltaicas, habiéndose alcanzado una potencia acumulada instalada de más de 400 GW. Iberoamerica representa todavía un porcentaje modesto en esta implantación acelerada de tecnologías solares, pero las recientes oportunidades en países como México, Brasil, Argentina o Chile, permiten vislumbrar un futuro de crecimiento sostenido, al que se van añadiendo nuevos países como Colombia.

A pesar del poco tiempo con que se ha podido anunciar el congreso, se han recibido 173 resúmenes, que han sido sometidos a una evaluación por parte de revisores y comité científico. Finalmente se han seleccionado 127 trabajos que por su calidad han sido invitados a enviar el correspondiente artículo para su publicación en el presente Libro de Actas. Los artículos recogen resultados de I+D, formación e impacto socio-económico en España, Portugal, Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú y Uruguay.

El resultado de este esfuerzo se recoge en el presente Libro de Actas, que se estructura de acuerdo a las principales áreas temáticas del Congreso:

1. **Edificación solar sostenible.** Arquitectura solar. Diseño arquitectónico sostenible. Iluminación y ventilación natural. Sistemas pasivos de calefacción y refrigeración. Integración de captadores y sistemas activos en edificios. Urbanismo bioclimático. Edificios de energía neta nula. Almacenamiento de energía en edificios.
2. **Energía solar térmica.** Tecnología de captadores solares térmicos. Instalaciones solares de baja temperatura. Refrigeración solar. Calor de distrito. Sistemas FVT. Sistemas de concentración solar. Energía eléctrica termosolar. Calor de proceso

industrial. Producción de hidrógeno. Cocinas solares. Secaderos. Invernaderos. Destilación y detoxificación. Desalación. Almacenamiento térmico.

3. **Tecnología y sistemas fotovoltaicos.** Módulos y células solares. Materiales avanzados. Sistemas autónomos e híbridos no conectados a red. Sistemas conectados a red. Homologación y certificación. Bombeo solar. Concentración FV. Baterías y producción de hidrógeno.
4. **Recurso solar.** Medidas de radiación solar. Modelos de estimación. Imágenes de satélite. Atlas y mapas de radiación solar. Radiación solar espectral. Complementariedad del recurso solar y otras fuentes de energía renovable. Sistemas de información geográfica.
5. **Educación, formación y enseñanza de las energías renovables.** Enseñanza superior y media. Formación y entrenamiento de profesionales. Laboratorios docentes. Programas de diseño y simulación. Difusión de las energías renovables.
6. **Energía solar y sociedad.** Comunidades y ciudades solares. Energía solar y países en vías de desarrollo. Cooperación internacional. Programas regionales. Financiación de proyectos. Legislación. Acceso universal a la energía.

Los organizadores de CIES2018 desean expresar su agradecimiento a todos los autores, que son los principales artífices del éxito y de la calidad del programa técnico ofrecido en esta edición. Esperamos sinceramente que el nuevo contexto energético internacional y la innegable pujanza de las energías renovables, permitan retomar con ímpetu renovado la celebración de futuras ediciones de CIES e invitamos a todos los colegas de la comunidad iberoamericana a extender su impacto y visibilidad.

Madrid, España, junio 2018

El Comité Organizador de CIES2018

ÍNDICE

EDIFICACIÓN SOLAR SOSTENIBLE	19
Ventanas dinámicas para el ahorro energético en edificios.....	21
Integración de energía fotovoltaica en la red de calor de biomasa del distrito de FASA en Valladolid.....	29
Determinación de la temperatura de las ventanas fotovoltaicas para la evaluación de su efecto en la eficiencia energética de los edificios.....	35
Temperatura de operación nominal efectiva de módulos fotovoltaicos en integración arquitectónica.....	43
Herramienta de análisis para cuantificar los potenciales de ahorro energético en la edificación mediante rehabilitación.....	51
Sistema de climatización con tubos canadienses para un edificio NZEB.....	59
Optimización de un intercambiador tierra-aire (EAHX) mediante la implementación de un by-pass en la entrada de aire al sistema de climatización.....	67
Rehabilitación energética y tecnología fotovoltaica: necesidades y oportunidades en edificios de oficinas.....	75
Modelización del coeficiente de transmitancia térmica de los módulos fotovoltaicos integrados en edificios.....	83
Metodología simplificada para ensayo y caracterización de componentes constructivos en clima cálido y soleado. Aplicación a la caracterización de un componente de referencia.....	91
Medidas de calidad y no intrusivas para la evaluación y optimización energética de edificios existentes con elementos constructivos avanzados.....	
Monitorización de edificios y caracterización de componentes.....	99
Estudio experimental en laboratorio e in situ de una chimenea solar con materiales de cambio de fase (MCF).....	107
EDUCACIÓN, FORMACIÓN Y ENSEÑANZA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	117
Modelação geométrica óptica em fornos solares de alta concentração.....	119
Laboratório virtual para o ensino de energia solar fotovoltaica.....	127
Tesis doctoral sobre promoción y formación en energía solar con uso de TICs en Salta, Argentina: innovación e interdisciplina que abren paso a la enseñanza de las energías renovables desde el paradigma crítico.....	135
Curso de postgrado a distancia para las Américas: enseñanza y aplicaciones de las energías renovables en un entramado que potencia el desarrollo profesional y local.....	143
Simulación óptica de captadores solares mediante la herramienta web OTSun.....	151
Energía solar de concentración para todas las edades.....	159

Máster en Energía Solar Fotovoltaica de la UPM: Balance y reflexiones de 10 años de un posgrado fotovoltaico.....	167
Mapa didáctico para el aprendizaje de contenidos sobre evaluación del recurso solar en plantas termosolares en estudios de ciencias e ingeniería.....	175
ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	183
Aplicação direta da radiação solar concentrada em fornos e câmaras de processo: desenvolvimentos recentes e tendências futuras.....	185
Verificação da resistência de provetes de alumina após ciclos de altas temperaturas geradas por radiação solar concentrada.....	193
Metalurgia solar en chile: identificación de oportunidades para la integración de las tecnologías de concentración solar en la industria minera del cobre.....	201
Comparación del comportamiento térmico del flujo de sales y sodio fundidos en tubos bayoneta de receptores solares de torre central.....	209
Análisis de la eficiencia del receptor con nuevos tubos de geometría elíptica en centrales termosolares tipo torre.....	217
Producción de calor solar en la industria petroquímica. Integración en proceso existente.....	225
Análisis del impacto de la distribución espacial de la radiación solar en centrales termosolares de generación directa de vapor con captadores cilindroparabólicos.....	233
Sistema automático de calibración de heliostatos (SHORT). Calibra todo el campo de heliostatos en una sola noche.....	241
Medidas de radiación UV en un concentrador parabólico compuesto truncado y cálculo del poder de concentración bajo distintas condiciones climáticas.....	249
Metodología para la determinación del potencial de integración de tecnologías solares térmicas para aplicaciones industriales en Chile.....	259
Desempenho de um absorvedor multi-tubos para geração direta de vapor em concentradores fresnel lineares.....	267
Simulação de uma planta fresnel com geração direta de vapor e armazenamento de energia térmica no Brasil.....	277
Evaluación térmica de un concentrador solar tipo Fresnel Lineal.....	285
Estudio de ampliación del sistema solar de una piscina climatizada en Mallorca.....	293
Influencia de los soportes longitudinales en los tubos de los receptores solares térmicos.....	301
Geolocalización del potencial solar para calor de proceso en España.....	309
Ressspi. Código para la simulación rápida de aplicaciones solares en calor de proceso...	315
Almacenamiento termoquímico en plantas CSP basado en Calcium-Looping: Retos y oportunidades.....	323
Comportamiento anual de configuraciones de ciclos combinados de gas acoplados con colectores solares lineales.....	331

Medición de la eficiencia térmica de un colector solar de tubos evacuados para aire de secado.....	339
Evaluación del rendimiento de planta híbrida de concentración termosolar de disco parabólico con ciclo Brayton para generación distribuida.....	347
Reconcentrador de rayos solares para una cavidad de disco Stirling.....	355
Sistema de cogeneración basado en disco Stirling.....	363
Estudio de diferentes óxidos no estequiométricos para la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos.....	371
Análisis termodinámico de absorbedores volumétricos con malla metálica.....	379
Lazos híbridos de colectores Fresnel para la obtención de calor de proceso.....	387
ENERGYGIS: Desarrollo de un sistema transportable de isla energética para estructuras modulares de baja demanda y alta eficiencia.....	395
Producción solar de H ₂ con NiFe ₂ O ₄ en un lecho fluidizado directamente irradiado.....	403
Caracterización óptico-energética de helióstatos de pequeñas dimensiones para sistemas solares de muy alta concentración.....	411
Producción solar directa de aire a media temperatura.....	419
Medidas experimentales en un lazo de sales fundidas bajo un flujo de calor no uniforme.....	427
Análise termoeconómica de una central de concentração solar com coletores cilíndricos parabólicos.....	435
Nixtamalización del maíz mediante energía solar.....	443
Diseño de un laboratorio de pruebas para calentadores solares de agua de uso doméstico en la universidad autónoma de la ciudad de México.....	451
Influencia de la metodología de preparación de probetas de pasta de cemento, portland y aluminosos, para la reducción de la porosidad.....	459
Ensayos preliminares de una microturbina de ciclo orgánico de Rankine alimentada por un campo solar de concentración tipo Fresnel lineal.....	467
Revisión técnica de las consecuencias del real decreto 661 de 2007 sobre la evolución de las centrales solares termoelectricas en España.....	475
Nueva correlación para el diseño de un tanque de almacenamiento Térmico en sales fundidas con generador de vapor integrado.....	483
Análisis de factibilidad de un sistema de generación de vapor basado en captadores cilindroparabólicos de pequeña apertura aplicado a una fábrica de productos lácteos.....	491
Análisis de estrategias de operación de un sistema de almacenamiento con tres tanques en plantas solares Fresnel con orientación E-O.....	499
Cinética de la reacción de oxidación sólido-gas Mn ₂ O ₃ /Mn ₃ O ₄ para almacenamiento termoquímico de energía térmica en aplicaciones de energía solar térmica.....	507
Análisis 2e de un sistema solar para tratamiento de aguas empleando óptica anidólica...	515
Determinación de estrategias de apunte en un simulador solar de alto flujo.....	523
Simulación numérica del funcionamiento y control de un campo de helióstatos para aplicaciones termosolares.....	533

Incorporação de escorias em sistemas de armazenamento térmico a alta temperatura.....	541
Armazenamento energia térmico a alta temperatura em Módulo de Betao.....	555
Utilizacão de Sais de Litio em misturas ternárias de sais fundidos.....	565
Procedimiento para obtención de ajustes para la energía anual generada de captadores de concentración para calor de proceso.....	571
Evaluación del desempeño energético del proceso de fundición de concentrados de cobre acoplado a una planta solar de torre central como fuente de energía térmica.....	579
ENERGÍA SOLAR Y SOCIEDAD	585
Políticas públicas de energías renovables en salta (argentina).	
Sistema de información solar (SISol).....	587
IntiGIS y el acceso universal a la energía.....	595
Participación del CIEMAT en el desarrollo de normas para centrales termosolares.....	605
Perspectivas fotovoltaicas.....	613
Generación Distribuida con Energía Solar Fotovoltaica, ejemplos de aplicación urbana en México y de aplicación remota autónoma Colombia.....	621
Estado de las energías renovables en Colombia.....	629
Generación de información de Mercado de la Industria Solar Mexicana bajo un modelo de análisis estratégico e innovación.....	639
Modelos de Negocio para Acceso a la Energía:	
Estudios de caso en Perú, México y Bolivia.....	647
Energía renovable y TIC para el ecoturismo en áreas protegidas de Iberoamérica.....	655
Sistemas solares fotovoltaicos autónomos auto-gestionados. Un fenómeno socio-técnico de autoaprendizaje: el caso de la región de Aysén, Patagonia, Chile.....	665
El potencial de las embarcaciones solares para electrificar la navegación.	
Descarbonizando la amazonia.....	673
RECURSO SOLAR	681
Valpo solar, mapeo solar de ciudades.....	683
Estimación de recurso solar a largo plazo para aplicaciones energéticas solares.....	691
Sistemas de Información Geográfica como apoyo a las políticas de fomento del autoconsumo solar en el ámbito municipal. Aplicación del modelo gSolarRoof en el municipio de Alpedrete (España).....	699
15 años de datos registrados en la estación meteorológica del Campus de la Universidad de Vigo.....	709
Evaluación experimental de modelos de atenuación atmosférica para plantas solares de receptor central.....	717
Impacto de los aerosoles sobre la producción fotovoltaica en el área Euro-Mediterránea en un contexto climático.....	725
GeoPAR - Red de estaciones de medida de Radiación Fotosintéticamente Activa.....	733

Determinación de la atenuación atmosférica utilizando una cámara digital de bajo coste: aplicación en plantas solares de torre central.....	739
Variabilidad espacial y temporal en la relación PAR/GHI de acuerdo con el índice de claridad.....	747
Sistema autónomo para registrar la irradiancia solar.....	753
Avanços na construção de modelos de separação para estimativas de irradiação solar direta normal no Brasil.....	761
Comparativa de la influencia del perfil intra-diario de la radiación directa sobre la producción de una central termosolar en dos emplazamientos Sevilla (España) y en Pirassununga (Brasil).....	769
Evaluación de la dependencia de las calibraciones de piranómetros con las condiciones experimentales.....	777
Transporte de irradiación global horizontal a una superficie inclinada: efecto de la separación directa-difusa.....	785
Estimación de la Radiación solar en México a partir de imágenes de satélite usando el modelo Heliosat 2.....	793
TECNOLOGÍA Y SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	801
Estructura Delta para Sistemas de Irrigação PV.....	803
Evaluación técnica de una bomba de calor fotovoltaica autónoma sin baterías.....	811
Viabilidad económica de sistemas de riego fotovoltaico de alta potencia en la región de ECOWAS.....	819
Viabilidade técnica e económica de dois sistemas de irrigação fotovoltaica de alta potência em Espanha.....	827
Sobre el número de módulos fotovoltaicos en serie para aplicaciones de riego.....	835
Programa para análises de associações de dispositivos fotovoltaicos.....	843
Proyecto PVCastSOIL: Caracterización y modelización del efecto del Soiling para la predicción de la producción fotovoltaica con imágenes de satélite y cámaras de cielo.....	851
Control composicional del crecimiento de películas sulfuro de indio o estaño mediante regulación de presión parcial de azufre y mediciones ópticas.....	859
Métodos de pasivación del volumen de obleas de silicio multicristalino compatibles con el proceso de fabricación de células de heterounión de silicio.....	867
Validación de calibración de piranómetros en interior conforme a ISO 9847 para monitorización de centrales fotovoltaicas. Comparación experimental en interior con exterior.....	875
Análisis del nuevo generador fotovoltaico de capa delgada de tecnología CIS en el instituto de energía solar.....	883
Transferencia de Calor en Dispositivos Fotovoltaicos.....	891
Pasivación superficial de obleas de silicio multicristalino para su aplicación en células de heterounión.....	899

Caracterización de módulos de silicio cristalino a sol real con baja incertidumbre.....	907
Análisis del nuevo generador fotovoltaico de capa delgada de tecnología CDTE en el instituto de energía solar.....	915
Gerenciamiento de Redes de energía inteligentes (REI) empleando análisis por modelo predictivo empleando redes modulares expansíveis de instrumentação.....	923
Diseño de sistemas híbridos FV-H2	931
Simulación de células solares de tercera generación con el software PC1D.....	941
Estimación de la producción eléctrica de una planta fotovoltaica utilizando modelos estadísticos y redes neuronales artificiales.....	949
Análisis de la Degradación Inducida por el Potencial eléctrico en módulos fotovoltaicos de Si a diferentes temperaturas.....	963
Control de Calidad Aplicado a los Sistemas Fotovoltaicos de las Islas Galápagos: El Caso de Baltra y Santa Cruz.....	969
Evaluación experimental de un CPV de disco parabólico con celdas de multi-unión.....	977
Análisis comparativo de la caracterización de celdas fotovoltaicas de triple unión en simulador y concentrador solar.....	989
Análisis comparativo de una instalación fotovoltaica de demostración de la tecnología de silicio de grado metalúrgico mejorado (UMG).....	1001
Parametrización energética de diferentes tecnologías fotovoltaicas conectadas a la red de la escuela técnica superior de ingeniería y diseño industrial de la Universidad Politécnica de Madrid.....	1009
Desarrollos tecnológicos en la cadena de valor fotovoltaica de silicio cristalino y su influencia en la reducción de costes y en el estado del arte actual de la industria...	1025
Sistema de inspección de alta eficiencia de plantas fotovoltaicas basado en medidas de electroluminiscencia.....	1037
Influencia de la distribución espacial de la radiación solar en la predicción de la generación fotovoltaica en plantas de concentración.....	1045
Análisis cuantitativo de defectos en módulos fotovoltaicos de instalaciones españolas.....	1053
Caracterización mediante simulación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo: aplicación al estudio de distintos casos de instalaciones domésticas y de pequeñas empresas.....	1061
Análisis prospectivo de plantas solares al año 2060; caso Sonora, México.....	1069
Hacia nuevas arquitecturas multiunión monocristalinas sobre silicio.....	1075
Estudio sobre los efectos de la penetración fotovoltaica en redes de distribución eléctrica del IER-UNAM.....	1083
Análisis de la implementación de sistemas fotovoltaicos flotantes en España.....	1093
Índice de autores.....	1101
Apéndice: RECURSO SOLAR	
Evaluación de la dependencia de las calibraciones de pirheliómetros con las condiciones experimentales.....	1109
Apéndice: EDUCACIÓN, FORMACIÓN Y ENSEÑANZA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	
Veinte años de formación de grado y postgrado en energías renovables en Salta, Argentina: La fortaleza del arraigo local con Proyección nacional y regional.....	1119

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EDIFICACIÓN SOLAR SOSTENIBLE

VENTANAS DINÁMICAS PARA EL AHORRO ENERGÉTICO EN EDIFICIOS

Guillén C., Trigo J.F., Herrero J.

Departamento de Energía, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid, 28040, España,
c.guillen@ciemat.es, juanfrancisco.trigo@ciemat.es, jose.herrero@ciemat.es

RESUMEN

Se han analizado ventanas inteligentes basadas en materiales electrocrómicos, midiendo su transmitancia óptica espectral en función de la corriente y la tensión aplicadas por el sistema de control eléctrico. El factor de transmisión directa de la energía solar cambia del 51% al 9%, con un contraste superior al 50% en el visible, mediante una transferencia de carga $\sim 17 \text{ mC/cm}^2$. En el estado aclarado, se logra una alta transmitancia visible del 65% y un excelente índice de reproducción de color de 0.92. El consumo de energía se reduce por debajo de $10 \mu\text{W}\cdot\text{h/cm}^2$ (para un ciclo completo oscurecimiento-aclarado por día) mediante el ajuste del controlador. Los valores obtenidos son útiles para simular el balance energético de edificios que incluyan estos elementos constructivos dinámicos, que permiten aumentar la iluminación y las vistas sin penalización energética o incomodidad visual.

PALABRAS CLAVE: Ventanas inteligentes, Conmutación electrocrómica.

ABSTRACT

Smart windows based on electrochromic materials have been analyzed under laboratory conditions, by measuring their spectral optical transmittance as a function of the current and voltage applied by the electrical control system. The solar direct transmittance varies from 51% to 9%, with a maximum contrast above 50% in the visible, for a charge transference $\sim 17 \text{ mC/cm}^2$. In the bleached state, a high visible transmittance of 65% and excellent color rendering index 0.92 are achieved. The energy consumption is reduced below $10 \mu\text{W}\cdot\text{h/cm}^2$ (for a whole coloring-bleaching cycle per day) by adjusting the control strategy. The obtained values are useful to simulate the energy balance of a building including such dynamic constructive elements, which allow increasing daylight and views without energy penalty or visual discomfort.

KEYWORDS: Smart windows, Electrochromic switching.

INTRODUCCIÓN

Las ventanas convencionales se consideran elementos constructivos estáticos, ya que sus valores de transmisión óptica y térmica se definen en la etapa de fabricación pero no se pueden modificar posteriormente. Como avance se están desarrollando ventanas dinámicas o inteligentes, conocidas en inglés como *Smart Windows*, que pueden cambiar la transmisión de la radiación solar en respuesta a una corriente eléctrica o al cambio de las condiciones ambientales (Casini, 2018). Concretamente, las ventanas basadas en materiales electrocrómicos permiten cambiar de manera gradual y reversible las características de estos materiales mediante la aplicación de un pequeño campo eléctrico (Granqvist et al., 2018). La integración de estas ventanas dinámicas, con un control adecuado de sus características ópticas en el espectro visible e infrarrojo cercano, permite el ahorro energético reduciendo la demanda de iluminación eléctrica, proporcionando ganancias solares pasivas durante las estaciones frías y minimizando las cargas de enfriamiento durante las temporadas calurosas (DeForest et al., 2017; Tavares et al., 2016).

Los materiales electrocrómicos tienen la propiedad de cambiar su color con la inserción y extracción de carga mediante procesos de reducción u oxidación electroquímica, y este efecto se observa claramente cuando se depositan en forma de láminas delgadas sobre electrodos transparentes. Así, una ventana electrocrómica consta de diversas láminas delgadas (materiales electrocrómicos y electrodos con un espesor global inferior a 1mm) intercaladas entre dos soportes de plástico o vidrio convencionales (Granqvist et al., 2018). Las ventanas electrocrómicas deben evaluarse de acuerdo a varios factores específicos (Piccolo and Simone, 2015), entre los que destacan los siguientes: 1) el rango de modulación solar óptica, relacionado con los valores de transmitancia que presenta la ventana en los distintos estados de carga, 2) la calidad en la reproducción de color a través de la ventana en los distintos niveles de oscurecimiento, 3) el voltaje y la velocidad de conmutación, que viene dada por el tiempo empleado para la transición entre estados, 4) la eficiencia de coloración expresada como inversa de la densidad de carga, y 5) el consumo de energía durante los procesos de oscurecimiento y aclarado.

En el presente trabajo se han aplicado los criterios anteriores para la evaluación de ventanas electrocrómicas que se han conectado alternativamente a dos controladores eléctricos con límites de operación diferentes. Se han determinado las características esenciales del sistema electrocrómico constituyente y las posibilidades de regulación en función del controlador de voltaje y corriente aplicado. El objetivo final es proporcionar datos experimentales contrastables que ayuden a definir el potencial real de estas ventanas dinámicas para el ahorro energético en edificios.

DESCRIPCIÓN DE LAS VENTANAS DINÁMICAS

Las ventanas analizadas presentan un área de 40 x 55 cm², contienen una parte activa central (con espesor total inferior a 1 mm) sellada entre dos vidrios convencionales de 4 mm, y están preparadas para conectarse a un controlador que permita la variación del nivel de carga o grado de oscurecimiento. Para este estudio contamos con dos controladores análogos que presentan límites de operación ligeramente diferentes, tal y como se analizará posteriormente. Ambos controladores están montados en una base estándar para enchufar a la red, mostrando una serie de cinco leds y dos botones pulsadores: uno para subir y otro

para bajar el grado de oscurecimiento de la ventana. En el nivel más bajo, denominado como estado aclarado, sólo un led permanece encendido. Tras pulsar cuatro veces el botón de subida se encienden sucesivamente los leds restantes y se alcanza el nivel de máximo oscurecimiento, que llamaremos estado oscurecido. Posteriormente, se vuelve al estado inicial pulsando otras cuatro veces el botón de bajada, realizando así un ciclo completo formado por los dos semiciclos: oscurecimiento y aclarado. Es importante señalar que la ventana puede también situarse en los niveles de carga intermedios en cualquiera de los semiciclos. Además, la ventana desconectada se mantiene en el último nivel en el que se situó, comprobándose que tiene efecto memoria o capacidad para mantener el estado de carga estable sin suministro de potencia. Este hecho demuestra que el sistema electrocrómico constituyente tiene funcionamiento tipo batería (Heckner and Kraft, 2002). En la Fig. 1 se incluye una fotografía de las ventanas electrocrómicas desconectadas del controlador, tras haber sido llevadas a distintos niveles de oscurecimiento.



Fig. 1. Fotografía de las ventanas electrocrómicas en distintos niveles de oscurecimiento.

DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS REALIZADAS

La transmitancia óptica de las ventanas desconectadas (tras situarse en distintos niveles de oscurecimiento) se ha medido con un Espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 900, en el rango de longitud de onda de 300 a 2500 nm con una velocidad de barrido de 4 nm/s. Estas medidas han permitido determinar para la ventana en los distintos estados el factor de transmisión luminosa (τ_v , en el rango visible desde 380 a 780 nm), el factor de transmisión directa de la energía solar (τ_e , en el rango espectral global desde 300 a 2500 nm) y el índice general de reproducción de color (R_a), de acuerdo a la Norma Europea EN410: 2011 sobre vidrio en la construcción (CENELEC, 2011).

Por otra parte se ha utilizado un Espectrofotómetro Avantes de fibra óptica para medidas mucho más rápidas en el visible de las ventanas conectadas al controlador, obteniéndose así múltiples espectros de transmitancia mientras se realizaron ciclos completos de oscurecimiento y aclarado sucesivos. Durante el ciclado se ha utilizado una fuente bipolar de tensión continua modelo Keithley 2635A conectada entre el controlador y la ventana para determinar el consumo de los procesos de carga. El montaje experimental realizado ha

permitido medir simultáneamente diferentes parámetros (básicamente la transmitancia óptica, la corriente eléctrica y el voltaje aplicado a la ventana) en función del tiempo.

CARACTERÍSTICAS DE LAS VENTANAS DINÁMICAS

En primer lugar analizamos el rango de modulación solar óptica, relacionado con los valores de transmitancia de la ventana en los niveles de menor y mayor oscurecimiento. En la Fig. 2 se representan los espectros de transmitancia (T) para los niveles extremos, medidos en el rango de longitudes de onda $\lambda = 0.3-2.5 \mu\text{m}$. En el estado de mayor transparencia (aclarado) se alcanza un valor máximo $T = 70 \%$ alrededor de $\lambda = 0.6 \mu\text{m}$, mientras que en el nivel de mayor oscurecimiento el valor máximo desciende a $T = 23 \%$ situado alrededor de $\lambda = 0.5 \mu\text{m}$, siendo en este caso $T = 9 \%$ para $\lambda = 0.6 \mu\text{m}$. Así, el rango de conmutación óptica es máximo en mitad del visible, con un valor $\Delta T_{0.6\mu\text{m}} = 61 \%$. Tomando como referencia el estándar para la irradiancia solar en la superficie terrestre (incluido en la Fig. 2) se observa el efecto de modulación óptica de estas ventanas tanto en el visible como en el infrarrojo cercano. El factor de transmisión luminosa en la región del visible cambia en el rango $\tau_v = 65-15 \%$; mientras que la variación del factor de transmisión directa de la energía solar se produce en el rango $\tau_e = 51-9 \%$ cuando la ventana pasa desde el estado aclarado al de máximo oscurecimiento.

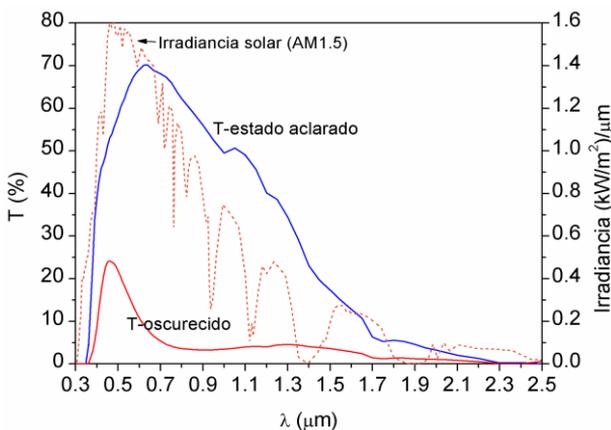


Fig. 2. Transmitancia espectral obtenida para la ventana electrocrómica en los dos estados extremos (aclarado y oscurecido). Se incluye el espectro de irradiancia solar (estándar AM1.5) para su comparación.

También se ha determinado el índice general de reproducción de color, que tiene un valor muy alto para la ventana en el estado aclarado ($R_a = 0.92$) pero disminuye en el oscurecido ($R_a = 0.65$). Este índice es una medida de la semejanza del color de la luz que pasa por la ventana respecto a la referencia espectral tomada como "luz del día" (CENELEC, 2011). No obstante, debe tenerse en cuenta que el espectro que nos llega del Sol cambia a lo largo del día, comenzando más azul en la mañana y terminando más rojo al anochecer, por lo que presenta un comportamiento dinámico. En cualquier caso, es posible mantener una

reproducción de color óptima en el interior del edificio manteniendo alguna ventana en el estado aclarado en combinación adecuada con el resto de ventanas oscurecidas (Sanders and Podbelski, 2015).

Respecto a las medidas eléctricas, la evolución de la corriente y el voltaje aplicado por el controlador a la ventana durante el proceso de oscurecimiento indican un proceso de carga en tres etapas (Guillén et al., 2017), típico de muchos reguladores PWM (*Pulse Width Modulation*). La primera fase se realiza a intensidad máxima, aumentando la tensión conforme se carga hasta alcanzar la tensión de control. A continuación se pasa a la fase de absorción, que se realiza a tensión constante mientras disminuye la corriente hasta un valor mínimo o nulo. Finalmente se pasa a la etapa de flotación que permite una pequeña corriente si es necesaria para mantener el estado de carga estable. La principal diferencia entre los dos controladores utilizados se observa en el máximo de corriente establecido, con el correspondiente cambio en la tensión de conmutación. El comportamiento de ambos controladores durante el proceso de oscurecimiento se ilustra en la Fig. 3, donde se representa la evolución del voltaje aplicado y la carga acumulada en la ventana en función del tiempo. En general, la impedancia debida a los procesos electrocrómicos puede asimilarse a un circuito RC (Papathanasopoulos et al., 2017), y ajustando la evolución de la carga con la expresión $Q = V \cdot C \cdot [1 - e^{-t/(RC)}]$ se ha determinado una capacidad $C \sim 9 \text{ mF/cm}^2$ y resistencia $R \sim 60 \text{ k}\Omega \cdot \text{cm}^2$, que están de acuerdo con los valores obtenidos para otros dispositivos electrocrómicos (Xie et al., 2014). La carga máxima insertada es de 17 mC/cm^2 , que se alcanza en unos 25 minutos con el controlador 1 y en 15 minutos con el controlador 2. Evidentemente, el aumento de los límites de corriente y voltaje en este último controlador producen una transferencia de carga más rápida. Sin embargo, un valor demasiado alto de la corriente podría reducir la vida del dispositivo.

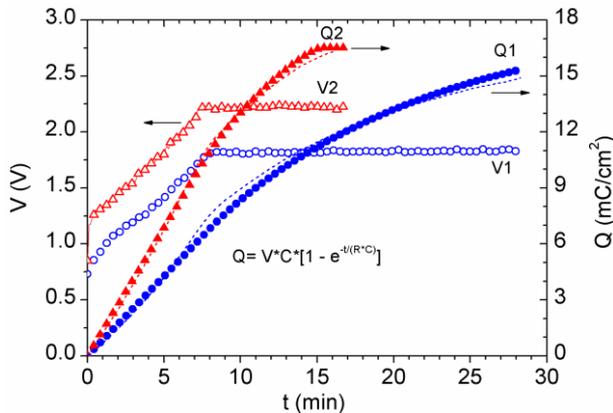


Fig. 3. Evolución del voltaje aplicado y de la transferencia de carga en función del tiempo, medidos durante el semiciclo de oscurecimiento para la misma ventana electrocrómica con dos controladores distintos.

Por otra parte, el proceso de descarga debe realizarse a corriente constante para garantizar el rendimiento reversible en múltiples ciclos de carga y descarga (Arvizu et al., 2015). Frecuentemente, después de varios cientos o miles de ciclos se observa una cierta

degradación de la modulación óptica porque los iones insertados durante la coloración no se extraen completamente en el proceso de aclarado. No obstante, dicha degradación inducida por el atrapamiento de iones puede revocarse mediante una descarga de corriente constante (Niklasson et al., 2017). El ciclo completo de carga y descarga realizado para la misma ventana con cada uno de los controladores se representa en la Fig. 4, donde se incluye la evolución de la transmitancia máxima medida simultáneamente a la corriente eléctrica. En el caso del controlador 1, se ha medido una corriente constante de $14 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ durante la descarga, mientras que el controlador 2 eleva el valor a $22 \mu\text{A}/\text{cm}^2$, lo que conlleva una duración de 20 y 13 minutos para el semiciclo de aclarado con uno y otro controlador. Estos tiempos de conmutación pueden parecer algo largos, pero se consideran adecuados para aplicaciones domóticas que generalmente necesitan de tan solo tres o cuatro cambios de estado al día (Vergaz et al., 2006).

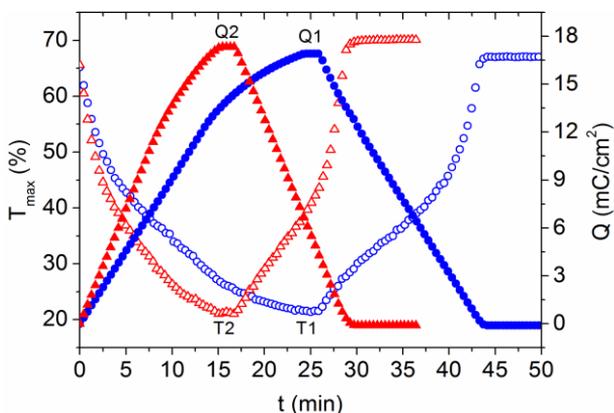


Fig. 4. Evolución de la transmitancia máxima y de la transferencia de carga medidas durante un ciclo completo (oscurecimiento y aclarado) para la misma ventana electrocrómica con dos controladores distintos.

Para los materiales electrocrómicos que se comportan de acuerdo a la ley de Beer, la absorbancia y la transmitancia se relacionan mediante la expresión $T(\lambda) = 10^{-A(\lambda)}$, y la eficiencia de coloración (η) se define como el ritmo de variación de la absorbancia en función de la densidad de carga transferida: $A(\lambda) = A_0(\lambda) + \eta(\lambda) \cdot Q$, donde la absorbancia del estado aclarado de la ventana (A_0) depende de los coeficientes de absorción y espesores de las capas constituyentes en dicho estado (Rauh, 1999). Tomando como referencia la longitud de onda $\lambda = 0.6 \mu\text{m}$, donde el rango de modulación óptica es máximo para estas ventanas, se ha determinado la evolución de la transmitancia y de la absorbancia en función de la densidad de carga, tal como se representa en la Fig. 5. A partir del ajuste de los datos experimentales se obtiene una eficiencia de coloración $\eta = 54 \text{ cm}^2/\text{C}$, que está en el orden alcanzado por diversos materiales electrocrómicos en lámina delgada (Yang et al., 2016). Es interesante señalar que la aplicación de estos materiales en ventanas dinámicas requiere una baja densidad de carga para obtener una alta respuesta en la densidad óptica (alta eficiencia de coloración), contrariamente a su aplicación como baterías donde se valora una elevada densidad de carga.

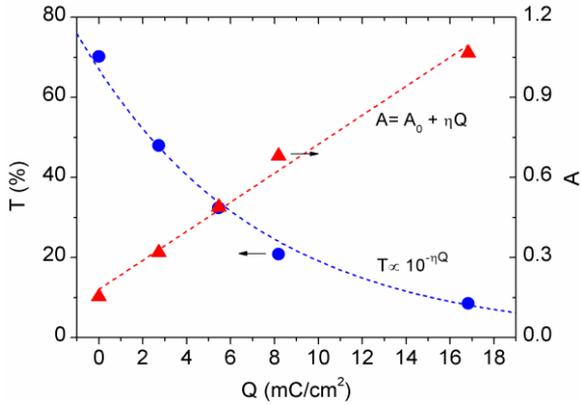


Fig. 5. Transmitancia y absorbancia óptica de la ventana electrocrómica (para $\lambda = 0.6 \mu\text{m}$) en función de la densidad de carga trasferida.

Finalmente se ha determinado el consumo de energía durante la realización de un ciclo completo de oscurecimiento y aclarado. Así, se ha comprobado que el aumento en los valores de V e I aplicados por el controlador 2 resulta en un mayor consumo de energía, de $13 \mu\text{W}\cdot\text{h}/\text{cm}^2$ por ciclo, comparado con el controlador 1 para el que se ha determinado un consumo de $7 \mu\text{W}\cdot\text{h}/\text{cm}^2$ por ciclo. Se resalta el hecho de que el consumo se detiene al acabar un semiciclo, o bien una vez alcanzado el estado de transparencia deseado, ya que al desconectar la ventana se mantiene en el último estado en el que se situó. Además, estas ventanas electrocrómicas pueden acoplarse fácilmente con sistemas fotovoltaicos que garanticen su operación (Guillén et al., 2017) y considerarse así de consumo “no-renovable” nulo.

CONCLUSIONES

Se han analizado las características ópticas y eléctricas principales de ventanas dinámicas electrocrómicas, así como las posibilidades de regulación mediante el controlador de voltaje y corriente conectado. El rango de conmutación óptica es máximo en mitad del visible, con un contraste $\Delta T = 61\%$ a $\lambda = 0.6 \mu\text{m}$ entre el estado aclarado y el de máximo oscurecimiento. En el estado aclarado se alcanza un alto factor de transmisión luminosa, $\tau_v = 65\%$, y un excelente índice general de reproducción de color, $R_a = 0.92$.

La transferencia de carga durante el oscurecimiento es de $17 \text{mC}/\text{cm}^2$, y se realiza en un tiempo entre 15 y 25 minutos dependiendo de los límites de corriente y voltajes aplicados por el controlador. Combinando los datos ópticos y eléctricos se ha determinado una eficiencia de coloración $\eta = 54 \text{cm}^2/\text{C}$, independiente de los límites del controlador. No obstante, al aumentar la corriente y voltaje aplicados aumenta el coste energético, que se encuentra entre 7 y $13 \mu\text{W}\cdot\text{h}/\text{cm}^2$ por ciclo completo, aunque el consumo se detiene al alcanzar el grado de transparencia deseado, ya que la ventana desconectada mantiene el último estado en el que se situó.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha realizado en el marco del programa OMEGA-CM, Ref. S2013/MAE-2835 (convocatoria “Tecnologías 2013”), programa multidisciplinar de I+D, financiado por la Comunidad de Madrid y co-financiado con Fondos Estructurales de la Unión Europea.

REFERENCIAS

- Arvizu, M.A., Wen, R.T., Primetzhofer, D., Klemberg-Sapieha, J.E., Martinu, L., Niklasson, G.A. and Granqvist, C.G. (2015). Galvanostatic ion detrapping rejuvenates oxide thin films. *ACS Appl. Mater. Interfaces* 7, 26387–26390.
- Casini, M. (2018). Active dynamic windows for buildings: A review. *Renew. Energy* 119, 923–934.
- CENELEC (2011). Glass in building. Determination of luminous and solar characteristics of glazing. EN 4102011.
- DeForest, N., Shehabi, A., Selkowitz, S. and Milliron, D.J. (2017). A comparative energy analysis of three electrochromic glazing technologies in commercial and residential buildings. *Appl. Energy* 192, 95–109.
- Granqvist, C.G., Arvizu, M.A., Bayrak Pehlivan, İ., Qu, H.-Y., Wen, R.-T. and Niklasson, G.A. (2018). Electrochromic materials and devices for energy efficiency and human comfort in buildings: A critical review. *Electrochim. Acta* 259, 1170–1182.
- Guillén, C., Hernández, V., Herrero, J. y Trigo, J.F. (2017). Alimentación fotovoltaica de ventanas inteligentes. *Técnica Ind.* 316, 26–34.
- Heckner, K.H. and Kraft, A. (2002). Similarities between electrochromic windows and thin film batteries. *Solid State Ionics* 152–153, 899–905.
- Niklasson, G.A., Wen, R.-T., Qu, H.-Y., Arvizu, M.A. and Granqvist, C.G. (2017). Durability of electrochromic films: aging and rejuvenation. *ECS Trans.* 77, 1659–1669.
- Papathanasopoulos, D., Leftheriotis, G. and Mitronikas, E. (2017). Design, fabrication, and testing of an electronic device for the automatic control of electrochromic windows. *J. Build. Eng.* 12, 248–258.
- Piccolo, A. and Simone, F. (2015). Performance requirements for electrochromic smart window. *J. Build. Eng.* 3, 94–103.
- Rauh, R.D. (1999). Electrochromic windows: An overview. *Electrochim. Acta* 44, 3165–3176.
- Sanders, H. and Podbelski, L. (2015). Dynamic façades: Solving the high performance building challenge without design compromise. *BEST4 Conf. Proc.*
- Tavares, P., Bernardo, H., Gaspar, A. and Martins, A. (2016). Control criteria of electrochromic glasses for energy savings in mediterranean buildings refurbishment. *Sol. Energy* 134, 236–250.
- Vergaz, R., Pena, J.M.S. and Barrios, D. (2006). Microcontrolled electrooptic system for online light transmission control of novel electrochromic devices. *Microw. Opt. Technol. Lett.* 48, 1572–1574.
- Xie, Z., Jin, X., Chen, G., Xu, J., Chen, D. and Shen, G. (2014). Integrated smart electrochromic windows for energy saving and storage applications. *Chem. Commun.* 50, 608–610.
- Yang, P., Sun, P. and Mai, W. (2016). Electrochromic energy storage devices. *Mater. Today* 19, 394–402.

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA RED DE CALOR DE BIOMASA DEL DISTRITO DE FASA EN VALLADOLID

Ignacio González¹, Alfonso Gordaliza², Cristina de Torre³, Miguel Á. García-Fuentes³

¹ División Innovación Tecnológica, Acciona Construcción, Calle Valportillo Segunda, 8, 28108. Alcobendas (Madrid) Spain, ignacio.gonzalez.perez.ext@acciona.com

² Dirección Técnica de Eficiencia Energética; Veolia Servicios LECAM, Avenida del Euro, 7, Edificio B, OF312, 47009, Valladolid, Spain, alfonso.gordaliza@veolia.com

³ División de Energía, Fundación CARTIF, Parque Tecnológico de Boecillo, 205, 47151 Boecillo (Valladolid) Spain, critor@cartif.es, miggar@cartif.es

RESUMEN

Con el objetivo de lograr un Distrito de Energía Casi Nula, se han llevado a cabo un conjunto de intervenciones centradas en mejorar la sostenibilidad de los edificios del distrito FASA (Valladolid, España), incrementando su eficiencia energética y reduciendo las emisiones de CO₂. Para lograr este objetivo, se han aislado las fachadas y cubiertas, sustituido la iluminación de las zonas comunes por LED, y modificado la red de calor del distrito para sustituir los actuales combustibles fósiles (gas natural y gasóleo) por fuentes renovables (biomasa y fotovoltaica), tanto para suministrar calefacción como ACS. El objetivo es reducir la demanda de calefacción un 40% y el consumo de energía un 45%. Estas actuaciones forman parte del proyecto europeo REMOURBAN que convertirá a Valladolid en un referente de ciudad sostenible.

PALABRAS CLAVE: eficiencia energética, biomasa, fotovoltaica.

ABSTRACT

With the aim of achieving a Near Zero Energy District, a series of interventions have been carried out focusing on improving the sustainability of the FASA district buildings (Valladolid, Spain) increasing its energy efficiency and reducing the CO₂ emissions. In order to achieve this objective, façades and roofs were insulated, building common areas lighting was renovated to LED, district heating was renovated to substitute the fossil fuel (natural gas and heating oil) by renewable sources (biomass and photovoltaics), to supply both heating and DHW. The target is to reduce energy demand by 40% and energy consumption by 45%. These actions are included in the framework of REMOURBAN European project and will make Valladolid a sustainable city reference.

KEYWORDS: energy efficiency, biomass, photovoltaics.

INTRODUCCIÓN

En Valladolid, el barrio de FASA fue seleccionado, bajo el marco del proyecto europeo REMOURBAN, para la aplicación de un conjunto de intervenciones diseñadas con el fin de lograr que se convierta en un Distrito de Energía Casi Nula. Se trata de un barrio construido durante los años 60 para los trabajadores de la fábrica Renault en Valladolid, formado por 19 bloques de 5 plantas, una torre de 14 plantas así como un pequeño edificio que alberga la central térmica que abastece de calefacción a las 398 viviendas que conforman el barrio. Estos edificios presentaban severas deficiencias en su aislamiento térmico que se traducen en falta de habitabilidad y confort, además de un elevado consumo de calefacción. La red de calor se componía de tres circuitos, alimentada por dos calderas una de gas natural y otra mixta de gas natural-gasóleo, mientras que el sistema de agua caliente sanitaria era individual por vivienda con tres diferentes fuentes energéticas: gas natural, butano y electricidad.



Figura 1. Vista panorámica de algunos edificios del distrito FASA

INTERVENCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Se ha diseñado un conjunto de intervenciones pasivas, con el objetivo de reducir la demanda de calefacción y aumentar el confort interior en las viviendas, así como un conjunto de intervenciones activas que incrementan la eficiencia de los sistemas que cubren esa demanda reduciendo el consumo de energía y cubriendo la mayor parte de dicho consumo con fuentes de energía renovables.

Las medidas pasivas persiguen reducir la demanda de calefacción en un 40% mediante el aislamiento de las fachadas y las cubiertas. En el caso de las fachadas el sistema empleado ha sido el sistema SATE de 60 mm de espesor de aislamiento. En el caso de las cubiertas, las intervenciones son distintas en la torre y los bloques. En la torre se ha colocado un sistema de lana de roca con lámina asfáltica impermeable de 80 mm de espesor directamente sobre la cubierta plana existente, mientras que en el caso de los bloques se ha proyectado 60 mm de espuma de poliuretano sobre los forjados del espacio bajo cubierta, ya que en estos casos las cubiertas son inclinadas.

Además del ahorro energético, las medidas pasivas están generando un aumento en el confort térmico de los usuarios de las viviendas. Dicho confort está siendo evaluado mediante la monitorización de la temperatura y humedad interna en un conjunto de viviendas. Los datos recogidos muestran como la temperatura se mantiene mucho más durante la noche después de apagar la calefacción.



Figura 2. Aislamiento de fachadas y cubiertas (antes y después de la intervención)

Las medidas activas persiguen mejorar el rendimiento de la infraestructura de calefacción y ACS así como integrar energías renovables (biomasa y solar fotovoltaica). Con este objetivo se están llevando a cabo las siguientes intervenciones: (a) Reforma integral de la central térmica de producción, mediante la instalación de 2 nuevas calderas de biomasa (b) Renovación de la red de tuberías de distribución. (c) Renovación de las subcentrales en los edificios para optimizar el intercambio de calor. (d) Centralización del ACS en la red de distrito, a través de acumuladores de producción instantánea en las subcentrales de cada edificio. (e) Instalación de válvulas termostáticas y repartidores de coste en todos los radiadores a nivel de vivienda, que permitirá reducir el consumo de energía individual a la vez que se aumenta el confort térmico en el interior de las viviendas.

Dado que la demanda de calefacción es un 40 % menor y las pérdidas del sistema de distribución se han reducido en torno a un 10%, esto nos permite sustituir una de las dos

calderas existentes de gas natural de 3.721 kW por dos calderas de biomasa de 499 kW cada una.

Las dos calderas de biomasa generarán un 90% de la energía necesaria para el distrito, quedándose la caldera restante de gas natural como apoyo para picos de demanda y periodos de mantenimiento de las calderas de biomasa.



Figura 3. De izquierda a derecha: Caldera de Biomasa, Tubería Pre-aislada de la Red de Calor, Depósitos de ACS, Válvulas Termostáticas y Repartidores de Coste

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En la fachada sur de la torre de 14 plantas se ha instalado un campo solar de 27,4 kWp integrado en un sistema de fachada ventilada. La energía eléctrica producida se utilizará directamente en corriente continua para alimentar unas resistencias eléctricas alojadas en un depósito de inercia de 800 litros que a su vez realizará un intercambio de calor constante con la red de calor del distrito. De esta manera, toda la energía fotovoltaica podrá ser transformada en térmica puesto gracias a que el volumen de agua de la red de calor es capaz de absorber toda la producción en cualquier momento del año (en invierno hay demanda de calefacción y ACS y en verano solo ACS).

Esta configuración permite que la energía generada por la fachada fotovoltaica de la torre sea usada por todos los edificios del distrito y que la inversión sea soportada por todos los edificios y no solo por los propietarios de las viviendas de la torre.

ESQUEMA DE PRINCIPIO TORRE

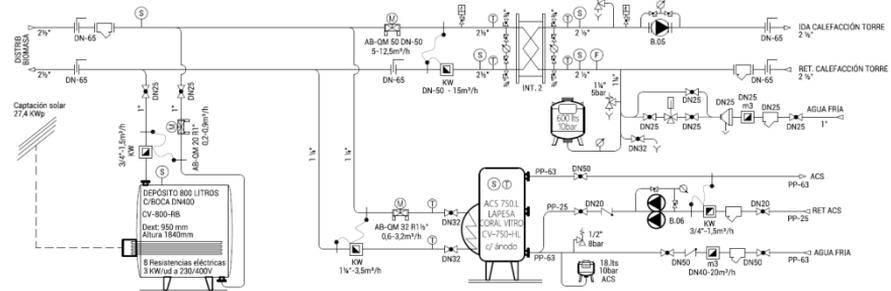


Figura 4. Esquema hidráulico de integración de energía solar y red de calor

La producción eléctrica anual estimada es de 27.500 kWh y dado que la inclinación del campo solar es de 90°, la generación eléctrica es más uniforme a lo largo del año. Otro motivo por el cual es más fácil integrar dicha producción en la red de calor del distrito.

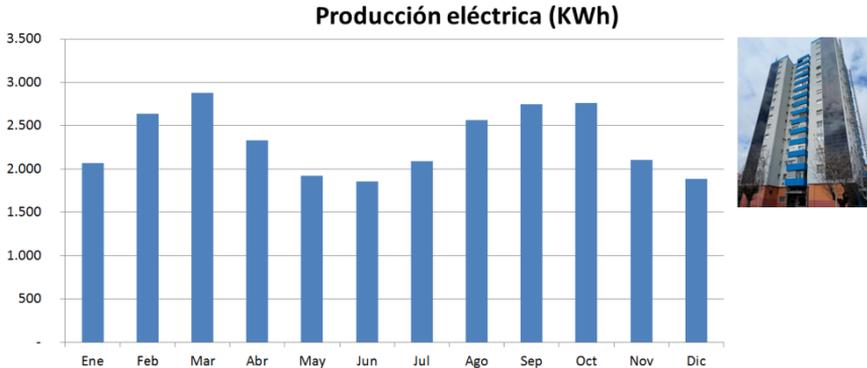


Figura 5. Producción fotovoltaica mensual

Al igual que el resto de intervenciones del distrito, la instalación fotovoltaica está siendo monitorizada, recogiendo en cada momento los valores de producción eléctrica, intensidad, voltaje y temperatura del depósito de inercia donde se transforma la electricidad en energía térmica.

Si la temperatura del depósito excede los 110°C, la instalación fotovoltaica automáticamente deja de producir para mantener la seguridad de las personas y la instalación eléctrica e hidráulica.

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta el actual marco regulatorio español para el autoconsumo de energía fotovoltaica en instalaciones conectadas a red, se optó por hacer un uso térmico de la energía eléctrica generada y legalizar la instalación como un sistema aislado. Esta decisión permite solventar las barreras normativas que actualmente están bloqueando la implantación de este tipo de instalaciones en edificios residenciales.

En un futuro, si la legislación se torna más favorable, se estudiaría la opción de instalar un inversor para aprovechar directamente la energía eléctrica generada para autoconsumo del edificio, o exportación y venta a la red eléctrica.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha recibido fondos del Programa de Investigación e Innovación de la Unión Europea HORIZON 2020 bajo acuerdo de subvención nº 646511. Toda la información relacionada con el proyecto REMOURBAN está disponible en la página web www.remourban.eu.

REFERENCIAS

García-Fuentes, M.A., Pujols, C., García-Pajares, R., Vasallo, A., Martín, A. (2013). *Metodología de Rehabilitación Energética hacia Distritos Residenciales de Energía Casi Nula. Aplicación al barrio del Cuatro de Marzo (Valladolid)*. II Congreso EECN, Madrid.

Meiss, A., Del Caz, R., Álvaro, A. (2013). *Rehabilitación de barrios de vivienda social. El ARI de la Rondilla en Valladolid. Ciudad y Territorio*. Estudios Territoriales CyTET XLV (175) 2013. Ministerio de Fomento, Madrid.

García-Fuentes, M.A., González, I., Gordaliza, A., De Torre, C. (2017) *Retrofitting of a residential district under near zero energy buildings criteria*. Proceedings of the 5th Annual Sustainable Places International Conference, Middlesbrough, UK.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

DETERMINACIÓN DE LA TEMPERATURA DE LAS VENTANAS FOTOVOLTAICAS PARA LA EVALUACIÓN DE SU EFECTO EN LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS

Martín-Chivelet N.^a, Chenlo F., Sánchez-Palencia P., San Miguel V.

Unidad de Fotovoltaica, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid 28034, España,
nuria.martin@ciemat.es. "Ponente del Máster ERMA.

RESUMEN

Este artículo presenta una metodología de ensayo que tiene por objeto contribuir al avance en la caracterización y la modelización de módulos fotovoltaicos (FV) integrados en edificios. En particular, los ensayos se dirigen a la determinación de la temperatura de los módulos FV, la cual afecta no solo a su rendimiento eléctrico, sino también a sus propiedades térmicas y solares como elementos constructivos. Las casetas de ensayo propuestas permiten comparar el comportamiento térmico de dos módulos FV diferentes, o de un módulo semitransparente y su laminado equivalente sin células, por medio de medidas simultáneas y bajo las mismas condiciones. También permiten validar experimentalmente los modelos de la temperatura de un módulo FV en integración arquitectónica.

PALABRAS CLAVE: Integración de Fotovoltaica en Edificios, Temperatura del Módulo FV, Procedimientos de Ensayo de Módulos FV, Pre-normativa.

ABSTRACT

This article presents a testing methodology which aims at contributing to progress in the characterization and modeling of photovoltaic (PV) modules integrated in buildings. In particular, the tests are addressed to the determination of the temperature of the PV modules, which affects not only their electrical performance but also their solar and thermal properties as constructive elements. The proposed facility is composed of two similar testing cells, allowing the comparison of the thermal behavior of two PV modules, or of a semitransparent PV module and the equivalent glazing without cells, through simultaneous measures and under the same conditions. It also allows the experimental validation of temperature models of the building integrated PV modules.

KEYWORDS: Building Integrated Photovoltaics (BIPV), PV Module Temperature, Testing Procedures for PV modules, Pre-standardization.

INTRODUCCIÓN

La integración de la energía solar fotovoltaica en edificios (BIPV, en sus siglas en inglés) está en auge y empieza ya a contribuir a la consecución de edificios de energía de consumo casi cero (NZEB), un objetivo marcado a corto plazo por la Directiva Europea sobre Eficiencia Energética en Edificios (EU, 2010). En los nuevos edificios y en las rehabilitaciones integrales, los módulos fotovoltaicos (FV) pueden formar parte de tejados, fachadas o muros cortina, desempeñando un doble papel, constructivo y de generación eléctrica de origen renovable.

Una barrera que encuentran los diseñadores de estos nuevos edificios es la falta de información y de herramientas sobre el comportamiento de los módulos fotovoltaicos integrados arquitectónicamente. Por un lado, su rendimiento eléctrico en unas condiciones de trabajo diferentes a las que experimentan en las plantas fotovoltaicas, y por otro, sus características térmicas y de iluminación natural, y la influencia que puede ejercer todo ello en la eficiencia energética de los edificios en los que se integren.

Es esperable que, en un futuro no muy lejano, la normativa relacionada se actualice y responda a estas necesidades, y los módulos fotovoltaicos para integración en edificios pasen a ser elementos constructivos singulares, con unos procedimientos de ensayo específicos que permitan la obtención de parámetros de comportamiento precisos y útiles que les conduzcan a su total normalización. Un primer paso hacia ello lo ha dado la reciente Norma EN 50583 (CENELEC, 2016) sobre módulos fotovoltaicos para integración en edificios, que establece los procedimientos de ensayo de estos módulos FV y de los sistemas constructivos asociados. Sin embargo, queda aún bastante por hacer.

En los aspectos eléctricos la Norma EN 50583 se remite a la Norma EN 61215 (IEC, 2016) sobre la cualificación del diseño y homologación de módulos FV, pero no incluye ningún tipo de adaptación por las condiciones particulares de la integración en edificios, algo que sería deseable, por ejemplo, en ensayos como los de funcionamiento a baja irradiancia o con sombreado parcial, o el de la temperatura nominal de operación. Por otro lado, en los aspectos de comportamiento luminoso, solar y térmico la Norma EN 50583 requiere aplicar las normas correspondientes para los vidrios en la edificación. En particular, la Norma EN 410 (CENELEC, 2011a) para la determinación de las características luminosas y solares de los módulos FV, y las normas EN 673, EN 674 o EN 675 para el cálculo o la determinación del coeficiente global de transferencia de calor (transmitancia térmica, o valor U).

Sin embargo, mientras que la Norma EN 410 puede resultar adecuada para el ensayo de las propiedades luminosas de los laminados fotovoltaicos (Moralejo-Vázquez et al., 2015), no lo es tanto para determinar su factor solar, que debería medirse en operación y bajo irradiancia. Tampoco las normas relativas a la determinación o el cálculo de la transmitancia térmica de los módulos tienen en cuenta que la temperatura del módulo es función de la irradiancia solar, con lo que los coeficientes estándar externo e interno de transferencia de calor no son del todo válidos para irradiancias distintas de cero.

Este artículo presenta una metodología de ensayo que tiene por objeto avanzar en la caracterización y la modelización de módulos integrados en edificios. Ello va a ayudar a la definición de procedimientos de ensayo específicos y con unas condiciones de contorno

más realistas, lo que conducirá a la obtención de parámetros de comportamiento más precisos.

En particular, el método se centra en la determinación y la estimación de la temperatura de los módulos FV, lo que es importante por dos razones fundamentales: su efecto en el rendimiento eléctrico y, por ende en la estimación de la producción fotovoltaica, y su influencia en las propiedades térmicas y solares del sistema constructivo en el que se integra.

METODOLOGÍA

Descripción de las casetas de ensayo

El sistema de ensayos de módulos para integración en edificios consiste en dos casetas de ensayo montadas en el Ciemat, en Madrid, y que forman parte del Laboratorio de Ensayos de Módulos FV para Integración en Edificios. Las casetas son iguales e independientes tienen un hueco de iguales dimensiones practicado en sus fachadas al sur, donde puede ir integrado un módulo fotovoltaico o un acristalamiento convencional a modo de ventana. En el interior se monitorizan la temperatura ambiente, las temperaturas de las paredes, la del elemento a ensayar y el flujo de calor que atraviesa su parte central. En el exterior se monitorizan la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, y la irradiancia en el plano de las ventanas. Adicionalmente, cada caseta dispone de un sistema de acondicionamiento de aire que permite fijar la temperatura interior a un mismo valor en ambas casetas cuando es preciso.



Fig. 1. Vista frontal de las dos casetas de ensayo, con las ventanas de los elementos a ensayar orientadas al sur. En la caseta de la izquierda hay un módulo FV semitransparente de silicio monocristalino y en la de la derecha un vidrio de iguales dimensiones.

Todo ello permite comparar el comportamiento térmico de dos módulos diferentes o de un módulo FV semitransparente con su equivalente sin células, por medio de medidas simultáneas y bajo las mismas condiciones (Figura 2). También permite validar los modelos de estimación de la temperatura del módulo en integración fotovoltaica.

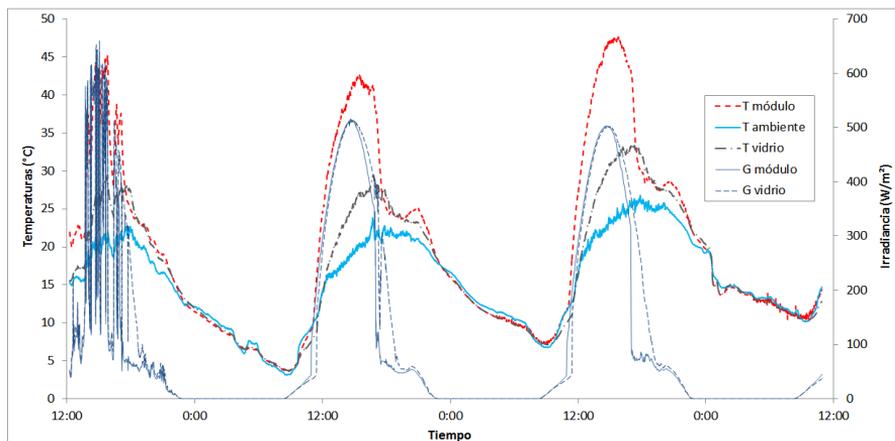


Fig. 2. Evolución temporal durante tres días consecutivos de mayo de las temperaturas medias del módulo FV, del vidrio y del ambiente exterior, junto con la irradiancia solar.

Validación de modelos explícitos

Conocida y modelizada la dependencia del rendimiento eléctrico de las células fotovoltaicas con la temperatura, y constatada la dificultad que conlleva un estudio preciso de los fenómenos de transferencia de calor producidos en un módulo bajo iluminación, desde hace décadas se han buscado correlaciones sencillas entre la temperatura de la célula y las variables meteorológicas, fundamentalmente la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento. Algunos de estos modelos son sencillos y se formulan mediante expresiones explícitas de la temperatura del módulo, y han sido adoptados en las normas sobre los procedimientos de ensayo de módulos fotovoltaicos, como la IEC 61215.

En una versión inicial de esta norma se consideraba el modelo de la temperatura de operación nominal de la célula (*TONC*), que es una relación sencilla entre la temperatura del módulo FV en circuito abierto, la temperatura ambiente y la irradiancia solar (Ec. 1). Más recientemente, el uso de la *TONC* ha sido sustituido en dicha norma por la temperatura nominal de funcionamiento del módulo (*NMOT*, siglas en inglés), cuya expresión incluye también el efecto de la velocidad del viento, además de considerar que el módulo está funcionando en el punto de máxima potencia (Ec. 2). La determinación de estas temperaturas nominales permite estimar la temperatura del módulo fotovoltaico, T_m :

$$T_m = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800} \quad (1)$$

$$T_m = T_a + G \cdot \frac{1}{u_0 + u_1 \cdot v} \quad (2)$$

donde T_a es la temperatura ambiente, G la irradiancia en W/m^2 , v la velocidad del viento en m/s , y u_0 y u_1 dos parámetros de ajuste.

Ninguno de estos dos modelos contempla sin embargo las condiciones particulares de la integración en edificios, ni en cuanto a la disposición de los módulos ni en relación a las condiciones de temperatura y ventilación de la cara posterior, que varían en función de si existe o no una cámara ventilada posterior y de sus características. Adaptar dichos modelos a la integración en edificios exige del ensayo de los módulos FV en las condiciones particulares funcionamiento (Payno-Zarceño et al., 2018). En ese sentido, las casetas de ensayo descritas anteriormente son adecuadas para validar la aplicabilidad de estos modelos, o su posible adaptación, a los módulos fotovoltaicos integrados en fachadas de edificios, como ventanas o elementos de muros cortina, por ejemplo.

Validación de modelos implícitos y del coeficiente global de transferencia de calor

Al igual que ocurre en la modelización del comportamiento térmico de otros elementos constructivos, para simular su efecto en la eficiencia energética del edificio, se recurre a parámetros como la transmitancia térmica o valor U , que da idea de cómo aísla térmicamente un elemento (flujo de calor que lo atraviesa por unidad de superficie y por grado de diferencia de temperaturas entre dos ambientes). La expresión matemática de este parámetro consta de tres términos: dos que engloban los procesos de convección y radiación de la transferencia de calor entre ambas caras del elemento y el entorno, y otro referido a su conductancia térmica total (Ec. 3):

$$1/U = (1/h_i) + (1/h_t) + (1/h_e) \quad (3)$$

donde h_i y h_e se denominan respectivamente coeficientes de transferencia de calor interno y externo, y h_t representa la conductancia total del elemento, resultado de considerar la resistividad y espesor de cada capa y la conductancia térmica de cada cámara de gas si las hubiera. La Norma EN 50583, sobre integración de módulos fotovoltaicos en edificios, asume que son válidas para los módulos laminados de doble vidrio las normas referidas al cálculo y la determinación del valor U en vidrios. En particular, la Norma EN 673 (CENELEC, 2011b), la cual establece unos valores estandarizados para los coeficientes interno y externo de transferencia de calor en acristalamientos verticales de $h_i = 7.7 W/m^2K$ y $h_e = 25.0 W/m^2K$. Asumida esta simplificación, solo restaría en cada caso determinar la conductancia térmica del módulo FV, que es muy similar a la de un acristalamiento equivalente sin células fotovoltaicas.

Sin embargo, los fenómenos de convección y radiación que se producen entre el elemento a estudiar y el ambiente que lo rodea, y que están englobados en los coeficientes h_i y h_e , dependen de la temperatura a la que se encuentre dicho elemento. En el caso de los módulos fotovoltaicos, su absorptividad hace que dicha temperatura tenga una clara dependencia con la irradiancia solar (Ec. 1 y 2). La figura 2 muestra un ejemplo comparativo de las temperaturas alcanzadas por el módulo y el vidrio en las casetas durante tres días consecutivos. Se observa que, mientras que las temperaturas nocturnas de ambos

elementos son muy similares (irradiancia cero), durante el día se llegan a diferenciar hasta 18 °C en el mes de mayo en Madrid, en orientación sur.

Para poder modelizar la temperatura de los módulos de una forma más precisa, es necesario hacer un estudio detallado de los balances de energía que se establecen entre el módulo y su entorno y de los fenómenos de conducción, convección y radiación que se producen bajo irradiancia solar en diferentes condiciones de contorno. En este mismo libro de actas del congreso se propone un modelo del comportamiento térmico de los módulos FV que ha sido validado con medidas experimentales realizadas en las casetas de ensayo (Sanchez-Palencia et al., 2018).

CONCLUSIONES

La normativa vigente relativa a los procedimientos de ensayo y las exigencias de comportamiento de los módulos fotovoltaicos para integración en edificios no es aún completa. En particular, deben definirse unos procedimientos de ensayo específicos para caracterizar el comportamiento térmico de los módulos FV, ya que los correspondientes a los vidrios en la edificación no son directamente aplicables. El principal motivo es la dependencia que tiene la temperatura de los módulos con la irradiancia solar.

Se presenta una metodología de ensayo que tiene por objeto contribuir al avance en la caracterización y la modelización de módulos fotovoltaicos integrados en edificios. Las casetas de ensayo propuestas permiten comparar el comportamiento térmico de dos módulos FV diferentes, o de un módulo semitransparente y su laminado equivalente sin células, por medio de medidas simultáneas y bajo las mismas condiciones. También permiten validar experimentalmente los diferentes modelos de la temperatura de un módulo FV en integración arquitectónica.

En la monitorización del comportamiento de un módulo FV semitransparente de silicio monocristalino y un vidrio laminado equivalente sin células durante el mes de mayo en Madrid, se han observado diferencias de temperatura de hasta 18 °C durante las horas centrales del día en días despejados. Las temperaturas nocturnas de ambos elementos son sin embargo muy similares.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido en parte financiado por el Gobierno Regional de Madrid, Programa OMEGA-CM con referencia S2013/MAE2835. Los autores agradecen este apoyo.

REFERENCIAS

- CENELEC, 2016. EN 50583-1:2016. Photovoltaics in buildings - Part 1: BIPV modules.
- CENELEC, 2011a. EN 410:2011. Glass in building. Determination of luminous and solar characteristics of glazing.
- CENELEC, 2011b. EN 673:2011. Glass in building. Determination of thermal transmittance (U value). Calculation method.

- EU, 2010. Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. Off. J. Eur. Union L153, 13–35.
- IEC, 2016. IEC 6125:2016. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval.
- Moralejo-Vázquez, F.J., Martín-Chivelet, N., Olivieri, L., Caamaño-Martín, E., 2015. Luminous and solar characterization of PV modules for building integration. *Energy Build.* 103, 326–337. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.06.067>
- Payno-Zarceño, D., Martín-Chivelet, N., Cuenca, J., 2018. Temperatura de operación nominal efectiva de módulos fotovoltaicos en integración arquitectónica, in: XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar (CIES 2018). Madrid.
- Sanchez-Palencia, P., Martín-Chivelet, N., Chenlo, F., 2018. Modelización del coeficiente de transmitancia térmica de los módulos fotovoltaicos para integración en edificios, in: XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar (CIES 2018). Madrid.

TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL EFECTIVA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Payno Zarceño D.*, Martín Chivelet N., Cuenca J.****

*Universidad Complutense de Madrid – dapayno@ucm.es

** CIEMAT - Unidad de Energía Fotovoltaica, Avda. Complutense 40, Madrid 28040
(España), nuria.martin@ciemat.es

RESUMEN

La integración de sistemas fotovoltaicos (FV) en edificios tiene efectos significativos en la temperatura a la que operan los módulos FV, lo que afecta a su producción eléctrica. Este trabajo propone la determinación de una temperatura de operación nominal de célula (TONC) efectiva de los módulos en las aplicaciones de integración en edificios, que permite estimar su temperatura real en funcionamiento y reduce significativamente el error en la estimación de la potencia generada. Los ensayos realizados nos muestran que la inclinación y el montaje del módulo tienen un papel decisivo en su temperatura, siendo más elevada cuando se impide o dificulta la disipación de calor por su parte trasera y en posiciones en las que la inclinación puede dificultar la ventilación de la cara frontal, como ocurre en fachadas verticales. Estos efectos no afectan por igual a todas las tecnologías FV estudiadas.

PALABRAS CLAVE: Integración fotovoltaica en edificios, módulos fotovoltaicos, temperatura de operación nominal de la célula.

ABSTRACT

The building integration of photovoltaics (PV) has significant effects on the operating temperature of PV systems, and therefore it affects to their electrical production. This work proposes the determination of an effective nominal operating cell temperature (NOCT) of the modules in building integration applications, which allows estimating their real working temperature and significantly reduces the power error estimations. The test done shows that the inclination and the mounting play a decisive role on the operating temperature of the PV modules, increasing when they are placed on a surface that prevents heat dissipation from the rear, and in positions where the inclination hinders ventilation of the front face, as in vertical facades. These effects are not the same in all studied PV technologies.

KEYWORDS: Building integration photovoltaics, photovoltaics modules, nominal operating cell temperature.

INTRODUCCIÓN

La progresiva reducción de los precios de la energía fotovoltaica está permitiendo que su uso en nuevas aplicaciones comience a ser, no solo económicamente viable, sino rentable. La integración de FV en edificios cumple una doble o triple finalidad, la generación de energía eléctrica limpia y con mayor independencia de la red eléctrica, la contribución a la mejora de la eficiencia energética del edificio, y el ahorro de elementos constructivos. La integración de los sistemas fotovoltaicos en edificios abre una gama de posibilidades ingenieriles y arquitectónicas donde se buscará un equilibrio entre la eficiencia fotovoltaica del sistema, la función arquitectónica que realizará, y su estética dentro del conjunto del edificio. Entre las utilidades arquitectónicas se encuentran ejemplos como la protección frente al viento y lluvia, drenaje de agua, iluminación mediante transparencia, imagen del edificio más ecológica o mayor eficiencia térmica interior (Martín Chivelet and Fernández Solla 2007).

El factor clave al estimar la rentabilidad de un sistema fotovoltaico es la producción eléctrica que va a generar, que depende fundamentalmente de la irradiancia recibida y la temperatura del módulo (Skoplaki and Palyvos 2009; Dubey, Sarvaiya et al. 2013). La integración fotovoltaica en edificios requiere una nueva forma de caracterización de los sistemas fotovoltaicos diferente a la de las plantas fotovoltaicas. Tradicionalmente a cada tecnología fotovoltaica se la ha asociado una temperatura de operación nominal de célula o TONC, un valor característico de cada tecnología que permite, de forma rápida y aproximada, hacer estimaciones de su comportamiento en diferentes condiciones de temperatura ambiente e irradiancia (*Ec. 1*).

$$T_{cell} - T_{amb} = G \cdot \frac{TONC - 20}{800} \quad (1)$$

Se ha comprobado experimentalmente que con la TONC se consigue una relación lineal entre el aumento de temperatura del módulo sobre la temperatura ambiente y la irradiancia (Skoplaki and Palyvos 2009). El interés de este parámetro está en que permite estimar la temperatura de trabajo del módulo a cualquier temperatura ambiente y bajo cualquier irradiancia, si es superior a 400 W/m². Sin embargo, este modelo asume que los módulos están inclinados 40° y ventilados por las dos caras, lo cual no tiene por qué ser válido si los módulos se encuentran en integración arquitectónica.

Este trabajo demuestra la no aplicabilidad de los valores de TONC tradicionales para integración en edificios tal y como estaban concebidos para módulos en plantas fotovoltaicas sobre suelo. Sin embargo, se ha sostenido la hipótesis de la validez del modelo de la TONC, que establece una relación proporcional entre la irradiancia que recibe un módulo FV y el incremento de su temperatura sobre la ambiente, aunque con un valor de TONC efectivo condicionado por el tipo de integración arquitectónica. Se ha validado el modelo y se han obtenido los valores efectivos de TONC, que suponen una mejora notable en las estimaciones de producción eléctrica, y permiten determinar cuáles serán las situaciones más favorables energéticamente.

METODOLOGÍA

Para el estudio se han reproducido tres configuraciones diferentes del módulo respecto a los elementos constructivos circundantes, que se corresponden con las principales aplicaciones arquitectónicas de cubiertas y fachadas, y que tienen una mayor o menor influencia en el comportamiento energético del edificio (Wang, Tian et al. 2006): Solapamiento sobre una superficie, cámara de aire ventilada y módulo libre como referencia estándar. Se han medido las curvas I-V de los módulos siguiendo los procedimientos de la Norma UNE-EN 60904-1:2007 y la Norma UNE-EN 60891:2010 para la corrección de las curvas con la temperatura y la irradiancia, con las modificaciones pertinentes a cada modo de operación no nominal (Bloem 2008). Las medidas fueron tomadas en irradiancia de luz solar natural, en unas condiciones cercanas a los puntos de interés. Posteriormente las curvas fueron trasladadas a los puntos exactos de condiciones nominales, y se extrajeron las características eléctricas principales, como la potencia máxima, la eficiencia, la tensión en circuito abierto o la corriente de cortocircuito.

ENSAYO I: Módulos FV de silicio cristalino integrados en fachada

Este ensayo considera el caso real de la fachada ventilada FV del Edificio 42 del Ciemat (Fig. 1). El sistema es autónomo y consta de 14 módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino de alta eficiencia (contactos posteriores), doce con eficiencia de 18,7 % y dos con eficiencia de 20,4 % conectados a distintos controladores de carga. Los objetivos de este ensayo han sido obtener datos reales sobre la temperatura de operación que alcanzan sistemas fotovoltaicos integrados en una fachada ventilada, y extraer un valor de la TONC eficaz que funcione en el modelo de la ecuación (1) representativo de este caso particular. Compararemos las medidas realizadas en circuito abierto y en producción máxima para estimar cómo afectan estos dos estados al valor de la temperatura de operación.

ENSAYO II: Diferentes casos de integración arquitectónica

El objetivo en este ensayo es obtener datos de la temperatura que alcanzarán las células FV en situaciones similares a las que se tienen en integración arquitectónica, para poder extraer un valor de la TONC efectivo en cada caso. Se han usado tres módulos iguales a los del primer ensayo, cada uno con unas condiciones de ventilación distintas, determinadas por diferentes estructuras de material aislante térmico montadas en la parte trasera de los módulos, y distintas inclinaciones, como se indica en la tabla 1. Primero (Parte A) se han realizado las medidas de la temperatura de los módulos en disposición vertical (Fig.1), y posteriormente (Parte B) inclinados, con los módulos siempre en circuito abierto.

Tabla 1: Sistema experimental del ensayo II.

Ensayo II		Módulo 1	Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4
Modelo		E20-327	E18-305	E20-327	E18-305
Parte A	Inclinación	90°			
	Orientación	Sur			
	Montaje	Libre	-	Cámara de aire ventilada	Solapamiento
Parte B	Inclinación	36,5°			
	Orientación	Sur			
	Montaje	Libre	Libre	Cámara de aire ventilada	Solapamiento



Fig. 1: Imagen de la fachada oeste del edificio 42 del Ciemat (ensayo I) y del ensayo II.

ENSAYO III: Silicio amorfo en integración arquitectónica

En este ensayo se han utilizado 4 módulos de silicio amorfo semi-transparentes, una tecnología con propiedades interesantes para la integración arquitectónica en fachadas y cubiertas acristaladas. Dos de ellos tienen una transmitancia del 10%, y los otros dos del 30%. Para cada tipo se ha preparado un módulo en montaje libre y otro en solapamiento (Fig. 2), siendo estas dos las situaciones extremas en lo que a ventilación se refiere. A partir de los datos, se ha podido extraer un valor de TONC efectivo para esta tecnología y acotar los valores de temperatura de operación que va a alcanzar en cualquier configuración intermedia de integración arquitectónica.

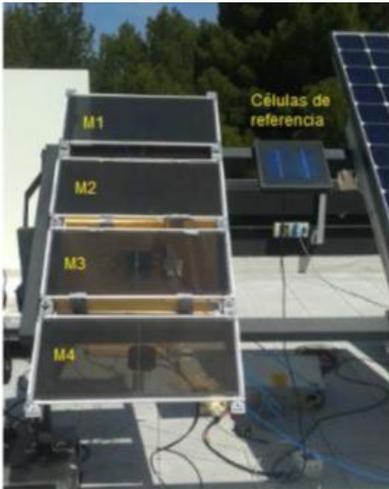


Fig. 2: Vistas delantera y trasera del sistema experimental del ensayo III.

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A partir de las medidas obtenidas en el ensayo I, representamos la diferencia de la temperatura de célula y la ambiente frente a la irradiancia (fig. 3).

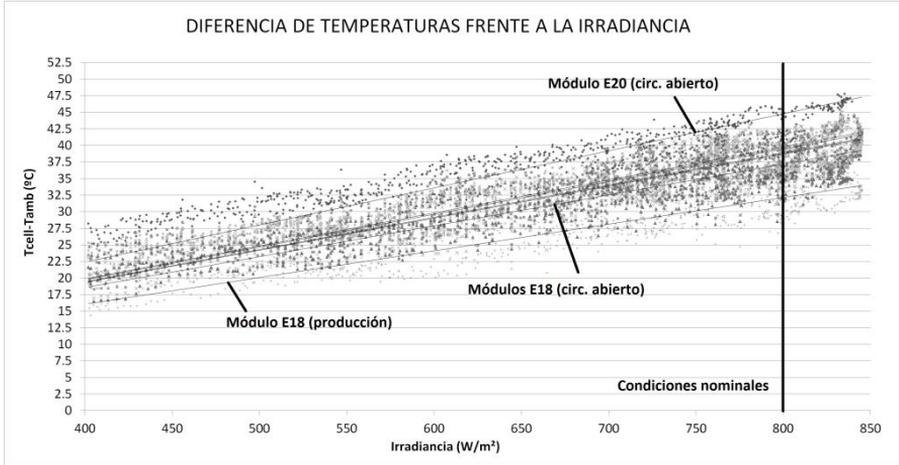


Fig. 3: Ajuste lineal de la temperatura-irradiancia en cada módulo de la fachada.

Observamos cómo la dependencia entre la irradiancia y la temperatura continúa siendo lineal para en este caso de integración arquitectónica. Los módulos del mismo modelo siguen una tendencia muy similar, mientras que los casos que más destacan son el del modelo E20, más eficiente, por tener una temperatura superior, y el del modelo E18 en producción, por reducir notablemente su temperatura. Si se conoce la eficiencia del módulo, se puede estimar una TONC efectiva en producción introduciendo el factor de la eficiencia en el modelo:

$$\Delta T = (1 - \eta) \cdot G \cdot \frac{TONC_{OC} - 20}{800} = G \frac{TONC_{MP} - 20}{800} \quad (2)$$

Extraemos de los datos un valor efectivo de la TONC para cada módulo a partir del corte de la regresión lineal con la línea que indica las condiciones nominales y los agrupamos por tipologías en la tabla 2 para compararlos con el valor calculado por la Ec. 2 y el valor proporcionado por el fabricante.

A la vista de los resultados, vemos que el modelo de la Ec. 2 se ajusta bastante bien a los datos experimentales a máxima potencia. Sin embargo, existen unos claros límites para el uso de este modelo, ya que no se están teniendo en cuenta factores de segundo orden como el viento o la no linealidad a bajas irradiancias. Respecto a la diferencia con el valor original de la TONC en condiciones nominales (fabricante), existe una diferencia considerable de hasta 20 °C, y esto influye decisivamente a la hora de estimar la producción del sistema, ya que en este caso particular, se puede reducir la potencia generada en los

módulos por efectos térmicos en hasta un 10% respecto de la que se estimaría de forma convencional.

Tabla 2: Eficiencia y valores de TONC obtenidos en circuito abierto (OC) y en el punto de máxima potencia (MP) medido y calculado con la Ec. 2 en el ensayo I.

	Valores medidos (ensayo I)				Fabricante
	Eficiencia (CNO)	TONC _{OC}	TONC _{MP}	TONC _{MP} (estimación Ec. 2)	TONC (OC)
E18-305	17.4%	58.7 ± 2.1 °C	52.2 ± 2.2 °C	52.0 °C	45 ± 2 °C
E20-327	19%	64.7 ± 2.2 °C	56.6 ± 2.7 °C	56.2 °C	45 ± 2 °C

A partir las medidas del ensayo II mostrados en la Fig. 4, se obtienen los valores de TONC efectiva cuyo valor se recoge en la tabla 3. Se comprueba cómo el valor proporcionado por el fabricante (45°C) se ajusta al resultado del módulo libre en inclinación (45,2 °C), mientras que el valor de la TONC efectiva del módulo vertical con cámara de aire se ajusta a los resultados del ensayo I de los módulos de la fachada fotovoltaica del edificio.

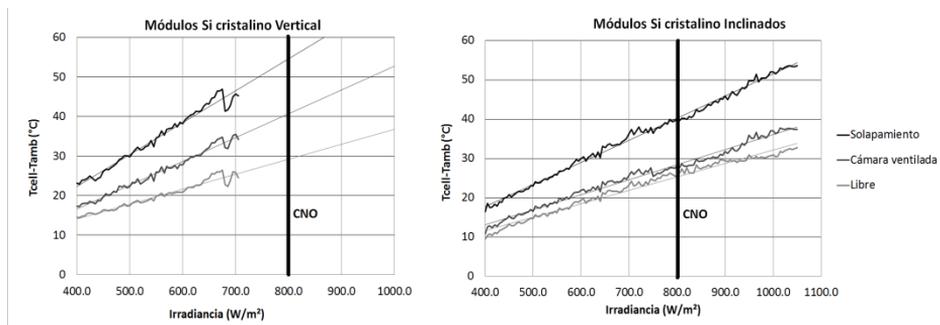


Fig. 4: Modelo de la TONC sobre las medidas tomadas en inclinación y vertical.

Tabla 3: Resultados de TONC efectiva para cada modo de operación (ensayo II).

	Libre	Cámara ventilada	Solapamiento
TONC efectiva (vertical)	49.2 ± 1.8	58.3 ± 2.8	71.6 ± 3.7
TONC efectiva (inclinado 36.5°)	45.4 ± 2.3	48.6 ± 2.4	60.5 ± 2.6

A partir de los casos estudiados, podemos considerar una TONC máxima de [71,6 ± 3.7] °C para el caso de solapamiento y un valor mínimo de [49,2 ± 1,8] °C con libertad de ventilación. Podemos afirmar que cualquier caso de integración en fachada vertical se situará entre estos dos valores extremos para módulos de silicio cristalino, dependiendo principalmente de la distancia de separación y de la capacidad de ventilación trasera. En el caso de los módulos inclinados, el rango de temperaturas está entre [45,4 ± 2.3] °C y [60.5 ± 2.6] °C. Comparándolo con los valores obtenidos de los módulos en vertical, se han reducido para el mismo nivel de irradiancias en un [10-15] %. Esto se debe a que una

menor inclinación del módulo permite una mejor circulación de aire por su parte delantera, disipando de esta forma el calor de forma más eficaz.

Para los módulos de silicio amorfo en inclinación, se observa en la figura 5 cómo los módulos dotados con una mayor transparencia tenderán a estar generalmente más fríos, por tanto la producción que se puede predecir de ellos no tendrá una variación tan elevada como en casos en los que el módulo es opaco. Como además este tipo de módulos son habitualmente de tecnología de lámina delgada de silicio amorfo, el cual tiene un coeficiente térmico de potencia γ menor, el error introducido al calcular la producción eléctrica con la TONC clásica será también menor.

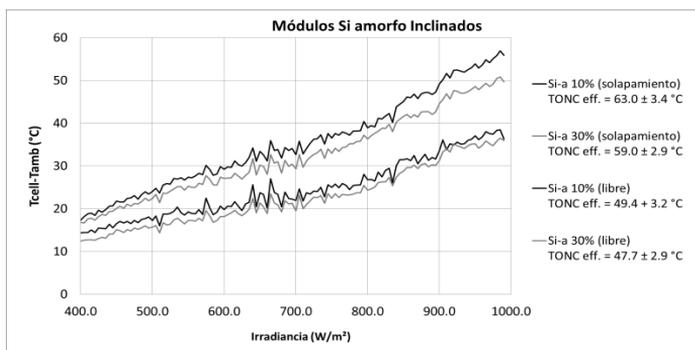


Fig. 5: Medidas de Silicio amorfo semitransparente en inclinación.

En todos los casos se observa que cuando los módulos son integrados arquitectónicamente, de forma que su parte trasera queda parcial o totalmente cubierta, observamos como alcanzan unas TONC efectivas entre 10°C y 15°C mayores que las TONC medidas según la norma. En la Tabla 4 se recogen los valores de TONC obtenidos, junto con los coeficientes de temperatura de la potencia y se indican los errores cometidos en el cálculo de la potencia en cada caso al no considerar la TONC efectiva, sino la TONC clásica.

Tabla 4: Valores efectivos de la TONC en cada caso y error en el cálculo de la potencia del módulo por considerar los valores de la TONC clásica.

	Estado	Coef potencia (%/K)	TONC efectiva	Error producción (%)
Silicio Mono-Cristalino	Libre inclinado	-0.35	44.8	0
	Integrado inclinado	-0.35	60.5	-5.50
	Libre vertical	-0.35	49.2	-1.53
	Integrado vertical	-0.35	71.6	-9.37
a-Si 10% transparencia	Libre inclinado	-0.19	49.4	0
	Integrado inclinado	-0.19	63.0	-2.57
a-Si 30% transparencia	Libre inclinado	-0.19	47.7	0
	Integrado inclinado	-0.19	59.0	-2.14

CONCLUSIONES

Se ha presentado un método para determinar los valores de TONC efectiva para los módulos FV integrados en edificios, que ha sido validado con medidas realizadas en módulos integrados en un caso real de integración en fachada.

Los resultados muestran que el modelo de dependencia de la temperatura de los módulos con la irradiancia y la temperatura ambiente (TONC) es aplicable a módulos integrados en edificios, pero los valores de la temperatura nominal son diferentes. En particular, la TONC efectiva para fachadas verticales en módulos de Si cristalino se situará entre 58 y 72 °C, en función de la ventilación trasera del módulo, y entre 48 y 61 °C en el caso de fachadas inclinadas, en lugar de los 45 °C que se toma comúnmente. En los módulos de Si amorfo, se han calculado unos valores de TONC efectiva de entre 49 y 63 °C cuando el módulo tiene un 10% de transparencia, y que disminuye al aumentar la transparencia del módulo a un valor entre 47 y 59 °C en el caso de un 30% de transparencia.

A partir del valor efectivo de la TONC medido en circuito abierto, se ha comprobado cómo con la Ec. 2 se consigue predecir con una buena aproximación la temperatura del módulo en estado de producción, con un error inferior al 1%. Finalmente se ha encontrado que en las tecnologías FV en integración arquitectónica cuya producción eléctrica se ven más afectadas por la temperatura (mayor coeficiente térmico), como es el caso del silicio cristalino, se pueden llegar a cometer errores del 10% en la estimación de la producción eléctrica. En la tecnología de silicio amorfo en inclinación, en cambio, encontramos errores cercanos al 3% en el peor caso estudiado, aunque serán mayores si el módulo se coloca en posición vertical.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido en parte financiado por el Gobierno Regional de Madrid, Programa OMEGA-CM con referencia S2013/MAE2835. Los autores agradecen este apoyo.

REFERENCIAS

- Bloem, J. J.** (2008). "Evaluation of a PV-integrated building application in a well-controlled outdoor test environment." *Building and Environment* **43**(2): 205-216.
- Dubey, S., J. N. Sarvaiya, et al.** (2013). "Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review." *Energy Procedia* **33**: 311-321.
- Martín Chivelet, N.** and I. Fernandez Solla (2007). "La envolvente fotovoltaica en la arquitectura : criterios de diseño y aplicaciones." Ed. Reverté, Barcelona.
- Skoplaki, E.** and J. A. Palyvos (2009). "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations." *Solar Energy* **83**(5): 614-624.
- Skoplaki, E.** and J. A. Palyvos (2009). "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations." *Renewable Energy* **34**(1): 23-29.
- Wang, Y., W. Tian, et al.** (2006). "Influence of a building's integrated-photovoltaics on heating and cooling loads." *Applied Energy* **83**(9): 989-1003.

HERRAMIENTA DE ANÁLISIS PARA CUANTIFICAR LOS POTENCIALES DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA EDIFICACIÓN MEDIANTE REHABILITACIÓN

Giancola E. *, Soutullo S. ^{*2}, Sánchez M.N. *, Ferrer J.A. ^{*2}, Heras M.R.*

* Departamento de Energía, Unidad de Eficiencia energética en la Edificación, CIEMAT, Avda. Complutense, 40, Madrid, 28040, (Madrid) España, emanuela.giancola@ciemat.es
² Profesor del master ERMA organizado por la UPM.

RESUMEN

En este artículo se presenta una nueva plataforma de simulación para cuantificar el ahorro energético mediante la implementación de medidas de rehabilitación, uso de energía solar térmica y tecnologías de geotermia en edificios residenciales existentes. La mejora energética se ha calculado a través del acoplamiento entre TRNSYS y GenOpt. Los resultados obtenidos por la herramienta son las cargas térmicas anuales y las reducciones de las cargas mensuales. Con este objetivo, se ha analizado el rendimiento energético de las viviendas representativas del Principado de Asturias. Esta representatividad ha sido elegida a través de una matriz paramétrica que caracteriza el stock de edificios residenciales de la zona.

PALABRAS CLAVE: Simulación energética, Medidas de rehabilitación, Estudio multiparamétrico, Ahorro energético

ABSTRACT

This article presents a new simulation platform to quantify energy savings through the implementation of refurbishment strategies, solar thermal energy and geothermal technologies use in existing residential buildings. The energy improvements have been calculated through the coupling between TRNSYS and GenOpt. Output information obtained is annual thermal loads and monthly loads reductions. With this aim, the energy performance of the representative buildings stock of the Principado de Asturias has been analyzed. This representativeness has been chosen through a parametric matrix that characterizes the residential buildings stock of the area.

KEYWORDS: Energy simulation, Refurbishment strategies, Multivariable evaluation, Energy saving

INTRODUCCIÓN

El proyecto RETOS-COLABORACIÓN 2016 RehabilitaGeoSol, nace de la necesidad de disponer de herramientas de diseño efectivas, de fácil acceso y uso que posibiliten la implantación de medidas de ahorro energético, el uso de energías renovables y de fuentes de calor y frío limpias, seguras y eficientes en las diferentes Comunidades Autónomas de España. Estas herramientas deben facilitar la obtención de un “producto final comercializable” que sea aplicable en las diferentes C.C.A.A., así como en diferentes países, viabilizando la internacionalización de las empresas y los organismos involucrados. El objetivo del proyecto es el desarrollo de nuevas herramientas que permitan la cuantificación del ahorro energético mediante la implementación de medidas de rehabilitación, uso de energía solar térmica y tecnologías de geotermia. Estas herramientas posibilitarán el diseño de instalaciones con estas tres medidas por separado y de manera conjunta y acoplada. Para su desarrollo se emplean los recursos geomorfológicos, climáticos y constructivos de los diferentes concejos del Principado de Asturias. Esta información se recopila a partir de las bases de datos disponibles a nivel estatal y a nivel del Principado de Asturias.

Para la realización del proyecto se han diferenciado seis actividades, en las cuales se van cuantificando los potenciales energéticos de cada una de las tecnologías estudiadas para la creación de las herramientas finales y la posterior evaluación del proyecto piloto.

OBJETIVO

El objetivo principal de la actividad que se presenta en este documento, es cuantificar el potencial de ahorro energético mediante la implantación de medidas de rehabilitación en las edificaciones tipo. Para ello se ha modelado el comportamiento de dichas edificaciones mediante herramientas dinámicas de simulación. El uso de este tipo de programas permite resolver el sistema de ecuaciones matemáticas acopladas que describen el comportamiento dinámico del edificio. Para ello se emplean métodos numéricos de discretización con periodos de paso cortos. Estos modelos numéricos requieren una exhaustiva definición de los parámetros del sistema, las variables de entrada y las condiciones de contorno, pero permiten su modificación en cada momento de paso.

METODOLOGÍA

La metodología empleada tiene como fin cuantificar los ahorros energéticos alcanzados mediante la rehabilitación arquitectónica de edificios tipo de viviendas del Principado de Asturias (Bosqued et al., 2006). Para ello se definen cinco fases:

Descripción climatológica

La evaluación energética de un edificio o sistema renovable depende de su ubicación, quedando caracterizado por una climatología obtenida en función de sus elementos meteorológicos y geomorfológicos. Para el desarrollo de estrategias de diseño energéticamente eficientes, resulta necesario disponer de un fichero representativo de las

principales variables meteorológicas que caracterizan la atmósfera (temperatura, radiación solar, humedad relativa, dirección y velocidad del viento).

En este proyecto, el área estudiada es el Principado de Asturias, ubicado en el norte de España. Empleando la clasificación climática de Köppen-Geiger, el Principado de Asturias está definido por dos zonas: Cfb y Csb. El clima Cfb (oceánico o atlántico) representa a zonas templadas y húmedas caracterizadas por veranos templados y por no tener estación seca. El clima Csb (oceánico mediterráneo) representa a regiones templadas caracterizadas por veranos secos y suaves, y por tener estación seca en los meses más cálidos.

La obtención de ficheros climáticos horarios representativos de un área de estudio puede alcanzarse a través de diferentes organismos y programas informáticos, mediante la modelización de los patrones climáticos característicos a largo de un periodo de tiempo de varios años. Para el área del Principado de Asturias existen bases de datos meteorológicos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET, 2011) y del Sistema de Información Ambiental del Principado de Asturias (SIAPA). Además, el Código Técnico de la Edificación española (CTE) ha creado un Año Climático Sintético para cada una de las provincias españolas con el objetivo de facilitar una base de datos climática representativa de cada una de ellas (CTE, 2006). El CTE clasifica España en doce zonas climáticas obtenidas en función de la severidad meteorológica de invierno y verano, proporcionando ficheros horarios de las capitales de provincia y del resto de las zonas en función de su altitud. Esta clasificación divide el Principado de Asturias en tres zonas: C1, D1 y E1. En la Figura 1 se representan los valores medios mensuales de temperatura y humedad de estas tres zonas.

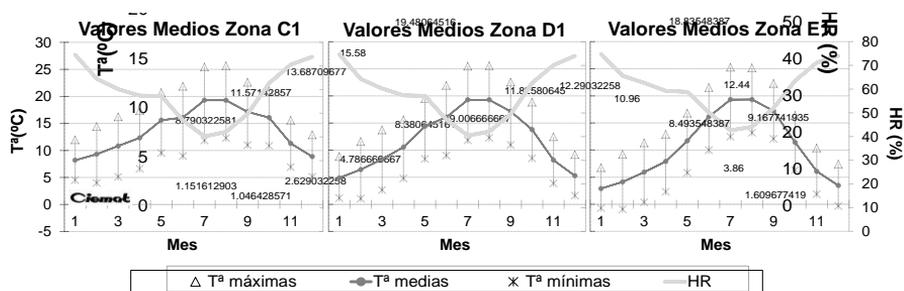


Fig. 1. Zonas Climáticas del Principado de Asturias.

Definición geométrica, constructiva y operacional del edificio

La información relativa a las características volumétricas, constructivas y operacionales de los edificios tipo residenciales del Principado de Asturias, proceden de los valores empleados por las herramientas de calificación y certificación de viviendas existentes en España. Estos valores cumplen los requisitos mínimos constructivos y operacionales exigidos en las diferentes normativas españolas. Con el objetivo de abarcar una mayor representatividad del parque edificatorio residencial del Principado de Asturias, se ha seleccionado la tipología tipo torre de planta cuadrada como la volumetría del modelo tipo. Este modelo tipo está formado por torres de planta cuadrada de 200, 400 y 800 m² con una altura entre forjados de 3m. (Carrera et al., 2011). El número de plantas de cada torre se

estableció en función del porcentaje obtenido por el estudio estadístico de las diferentes zonas de estudio. Con el objetivo de albergar el mayor número de edificaciones tipo existentes en Asturias, se ha seleccionado cuatro tipos de cerramientos para la envolvente del edificio. Estos cerramientos se diferencian principalmente por el año de construcción del edificio y la normativa aplicable en ese momento:

- Construcciones con normativa anterior al NBE-CT79.
- Construcciones con normativa NBE-CT79.
- Construcciones con normativa CTE 2006.
- Construcciones con normativa CTE 2013.

Los valores límites del coeficiente global de pérdidas (Ulimite) se establecieron para cada paramento constructivo en las cuatro normativas estudiadas, definidas en función de las zonas climática C1, D1 y E1. Las ventanas se caracterizan por el tipo de vidrio y de marco que lo componen. Se han seleccionado cuatro clases de vidrios: simples, dobles y dos vidrios dobles bajo emisivos; con tres clases de marcos tipo: metálico con rotura de puente térmico, metálico sin rotura de puente térmico y madera o PVC.

El uso que representa el comportamiento energético de los edificios estudiados es de tipo residencial. Esta tipología se define por una serie de características extraídas del documento “Condiciones de aceptación de programas informáticos alternativos a LIDER y CALENER” (Salmeron et al., 2011).

Partiendo de la definición de estaciones del CTE, se identificaron dos periodos anuales de climatización: verano (junio-septiembre) e invierno (enero-mayo, octubre-diciembre). Las cargas internas vienen definidas por sus valores de ocupación, iluminación y equipos. Para las renovaciones de aire se han elegido unos valores constantes debido a la permeabilidad de los cerramientos opacos, aberturas no deseadas y porosidad de los cerramientos. Esta renovación de aire es de 0.8 ren/h para bloques con normativa anterior al CTE y 0.24 ren/h para bloques con normativa posterior al CTE. La ventilación básica se toma independiente de la infiltración y se realiza en función de la ocupación. Cuando hay ocupación se toma un valor constante de 1.2 ren/h y cuando no hay ocupación se toma un valor constante de 0.2 ren/h. Estos valores se han extraído del documento del IDAE “Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Estudio Técnico PER 2011-2020” (Carrera et al., 2011).

Resolución del sistema de ecuaciones

En esta fase se definen todos los flujos de energía que caracterizan al edificio, y se resuelve el sistema de ecuaciones acopladas que lo representan matemáticamente en función de las condiciones iniciales y de contorno (López-Rodríguez et al., 2011). Las matrices de simulación desarrolladas se han modelado mediante el acoplamiento entre un programa de simulación dinámica y un programa de parametrización, el cual regula y automatiza todas las baterías de simulaciones propuestas (Soutullo et al., 2018). Se ha empleado el programa de simulación dinámica TRNSYS (The Transient Energy System Simulation Tool) como motor de cálculo y el software GenOpt como herramienta de parametrización. En este trabajo GenOpt identifica cuales son las variables que se quieren analizar y las modifica en función de los rangos establecidos para cada una de ellas.

Antes de comenzar a ejecutar las baterías de simulaciones de los diferentes edificios tipo, es necesario definir una serie de condiciones y variables de entrada:

- Zonificación. Definición de las zonas con el mismo comportamiento térmico.
- Condiciones iniciales y de contorno. Establecimiento de las condiciones y características que lindan con cada una de las zonas térmicas definidas.
- Modelización del edificio. Establecimiento de las características que definen a cada modelo tipo desarrollado.

Se han realizado ocho tipos de modelos residenciales, obtenidos en función de los porcentajes más habituales de viviendas en el Principado de Asturias:

- Viviendas unifamiliares aisladas
- Viviendas unifamiliares pareadas
- Bloque de viviendas de 4 alturas aislado (representativo de los bloques de 3 a 5 plantas).
- Bloque de viviendas de 4 alturas pareado (representativo de los bloques de 3 a 5 plantas).
- Bloque de viviendas de 7 alturas aislado (representativo de los bloques de 6 a 8 plantas).
- Bloque de viviendas de 7 alturas pareado (representativo de los bloques de 6 a 8 plantas).
- Bloque de viviendas de 10 alturas aislado (representativo de los bloques de más de 8 plantas)
- Bloque de viviendas de 10 alturas pareado (representativo de los bloques de más de 8 plantas).

Definición de las variables de salida

El análisis de los resultados obtenidos en las baterías de simulaciones depende de las funciones objetivo que se han seleccionado en la matriz de simulación. En este estudio se han definido como funciones objetivo las demandas térmicas de cada tipología de edificio.

Post-procesado de los resultados de salida

En esta fase se procesan los resultados obtenidos tras las baterías de simulaciones para calcular los ahorros energéticos de todos los casos propuestos con respecto a sus valores iniciales.

RESULTADOS

El resultado final del proceso iterativo de las matrices de simulación es la demanda térmica anual así como las demandas anuales de calefacción y refrigeración de todos los casos simulados. Con estos valores se obtienen los porcentajes de ahorro de cada uno de los modelos en cada climatología y para cada periodo constructivo. Los potenciales máximos se obtienen comparando las demandas anuales obtenidas para cada periodo constructivo frente al modelo que cumple los valores normativos de 2013. En estos casos se ha supuesto que los huecos no tienen ningún elemento de sombra.

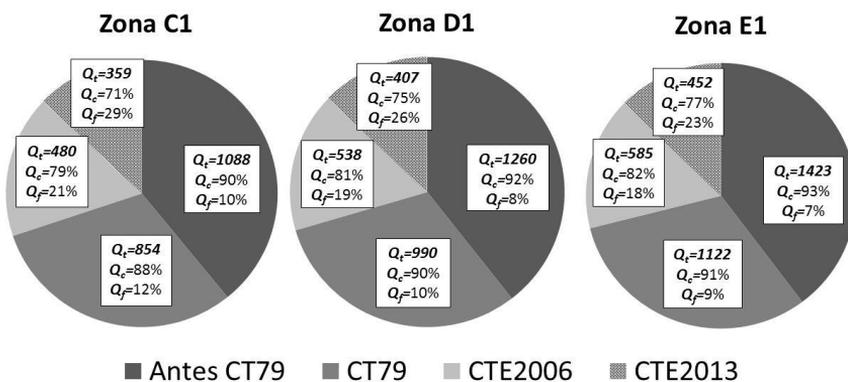
En este documento se presentan, a modo de ejemplo, los potenciales de ahorro máximo obtenidos para los modelos de un edificio unifamiliar aislado y de un bloque de 4 plantas

aislado. Estos dos casos, junto con el resto de los casos analizados, estarán disponibles en la herramienta 1 resultante del proyecto.

Unifamiliar aislado

Una vez terminada la batería de simulaciones energéticas de una vivienda unifamiliar aislada en las tres zonas climáticas a estudio (C1, D1 y E1) y con los cuatro periodos constructivos seleccionados (antes CT79, CT79, CTE 2006 y CTE 2013), se obtienen las demandas térmicas anuales (Q_t en kWh/m²) y los porcentajes correspondientes de calefacción y refrigeración (Q_c y Q_f en %), mostrados en la parte superior de la Fig. 2. En la parte inferior de esta figura se muestran los ahorros máximos alcanzados en cada caso frente a la normativa de 2013 en tanto por ciento.

Demanda Anual (kWh/m²)



Ahorros anuales (%)	Antes CT79	CT79	CTE 2006
Zona C1	203.3	138.1	33.7
Zona D1	209.6	143.2	32.1
Zona E1	214.7	148.1	29.3

Fig. 2. Demanda y Potenciales máximos de Ahorro para una Vivienda Unifamiliar Aislada.

A medida que disminuye el año de construcción aumenta la demanda de energía, llegando incluso a triplicar el valor de una vivienda anterior a 1979 frente a otra de 2013. En todos los casos evaluados la demanda de calefacción representa el mayor requerimiento de energía de la vivienda. Para una vivienda anterior a 1979 esto supone en torno al 90% de la demanda anual, mientras que para una vivienda de 2013 este valor oscila entre el 71 y el 77% anual.

Los porcentajes de ahorro máximos obtenidos alcanzan valores muy dispares. Las viviendas construidas antes de 1979 tienen un potencial máximo superior al 200%. Para el caso de viviendas construidas entre 1979 y 2006 este potencial máximo está en torno a 140%. Finalmente, para viviendas construidas después de la entrada en vigor del código técnico el potencial de ahorro máximo se reduce a un 30%.

Bloque de 4 plantas aislado

La batería de simulaciones del bloque de 4 plantas aislado se ha realizado para las tres zonas climáticas del Principado y los cuatro periodos constructivos, obteniendo como resultados las demandas térmicas anuales (kWh/m^2), los porcentajes correspondientes de calefacción y refrigeración (%) y los ahorros máximos alcanzados frente a la normativa de 2013 (%). La Figura 3 muestra las demandas anuales y los potenciales máximos de ahorro obtenidos en las dos zonas climáticas más frecuentes (C1 y D1) y para las 3 áreas en planta estudiadas (200, 400 y 800 m^2).

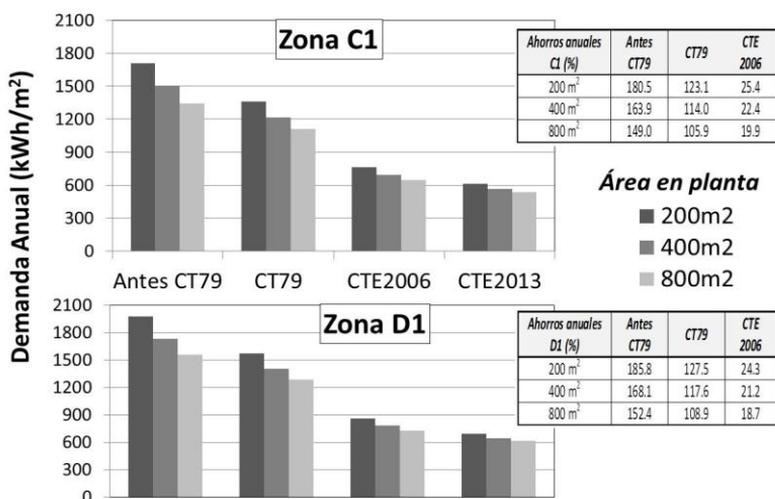


Fig. 3. Demanda y Potenciales máximos de Ahorro para un Bloque de 4 Plantas Aislado.

A medida que mejoran las normativas constructivas se reducen notablemente las demandas térmicas anuales. Los bloques anteriores a la entrada en vigor del CTE alcanzan demandas mayores para áreas en planta elevadas, reduciéndose la diferencia a medida que mejoran las calidades constructivas. En todos los casos evaluados la calefacción representa el mayor porcentaje de energía anual, variando en torno al 91% para bloques anteriores al CT79, en torno al 90% para bloques del CT79, en torno al 83% para CTE 2006 y en torno al 79% para CTE 2013.

Los máximos porcentajes de ahorro obtenidos frente a la normativa de 2013 alcanzan valores superiores a 149% para normativa anterior al CT79, superiores a 105% para normativa CT79 y superiores a 18% para normativa CTE 2006.

CONCLUSIONES

Dentro del marco del proyecto RehabilitaGeoSol se ha creado una matriz de análisis para evaluar el potencial de ahorro energético máximo alcanzado en diferentes edificios residenciales del Principado de Asturias. Para ello se han modelado diferentes configuraciones de viviendas unifamiliares y bloque de edificios en las tres zonas climáticas del Principado C1, D1 y E1. Las matrices de simulación de cada modelo se han desarrollado mediante el acoplamiento entre un programa de simulación dinámica (TRNSYS) y un programa de parametrización (GenOpt). El resultado final de este proceso iterativo es la demanda térmica anual y las demandas anuales de calefacción y refrigeración. Estos resultados permiten cuantificar los ahorros energéticos de todos los casos propuestos cumpliendo la normativa de CTE 2013 frente a sus valores iniciales.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo se desarrolla dentro del proyecto REHABILITAGEOSOL (RTC-2016-5004-3)-Plan RETO 2016, cofinanciado con Fondos FEDER y subvencionado por el MINECO de España. El trabajo de computación se ha llevado a cabo utilizando las instalaciones informáticas del Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA-CIEMAT) subvencionado con Fondos FEDER.

REFERENCIAS

- Agencia Estatal de Meteorología Española e Instituto de Meteorología de Portugal (2011). Atlas climático Ibérico. Madrid: Agencia Estatal de Meteorología.
- Bosqued A, Palero S, San Juan C, Soutullo S, Enríquez R, Ferrer J, Martí J, et al (2006). Arfrisol, bioclimatic architecture and solar cooling project. In: Proceedings of PLEA2006 passive and low energy architecture, Geneva, Switzerland.
- Carrera A, Sisó L, Herena A, Valle M, Casanova M, González D (2011). Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Estudio Técnico PER 2011-2020. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- López Rodríguez F, Cuadros F, Segador C, Ruiz Celma A, García Sanz Calcedo J, Mena A, Soutullo S, Giancola E, Ferrer JA, Heras MR (2011). PETER Building: An example of bioclimatic building and integration of renewable energies into the edification. Dyna Ingeniería Industrial 86, 212-221.
- Ministerio de Fomento de España. Documento básico HE: Ahorro de Energía, CTE (2006). Madrid, Gobierno de España.
- Salmerón JM, Cerezuela A, Salmerón R, Álvarez S, Tenorio JA (2011). Escala de calificación energética para edificios existentes. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Soutullo S, Giancola E, Heras MR (2018). Dynamic energy assessment to analyze different refurbishment strategies of existing dwellings placed in Madrid. Energy 152, 1011-1023.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN CON TUBOS CANADIENSES PARA UN EDIFICIO NZEB

García J.*, Monné C., Muñoz M**, Moreno F**.**

*Escuela de Arquitectura y Tecnología. Universidad San Jorge, 50.830 Villanueva de Gállego
(Zaragoza) España, cjgarcia@usj.es

**Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Zaragoza, C/ María de Luna 3,
Zaragoza, 50018, (Zaragoza) España, cmmb@unizar.es

RESUMEN/RESUMO

El edificio CIEM, situado en Zaragoza (España), fue diseñado como un Edificio de Energía Casi Nula (NZEB). Con el fin de obtener energía gratuita para su Climatización y Ventilación (HVAC), se le incorporó un sistema de tubos canadienses (intercambiador tierra-aire, EAHX). Para estudiar el comportamiento ha sido monitorizado durante de tres años, analizando su funcionamiento como sistema de almacenamiento de energía térmica estacional. En el presente artículo se presenta el comportamiento transitorio de la temperatura para el aire exterior, el suelo y los conductos enterrados a lo largo de las distintas épocas del año, analizando los períodos de tiempo energéticamente más favorables para el empleo de este tipo de dispositivo, el cual alcanza valores de COP de 80.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Edificios de Consumo Casi Nulo (ZNEB), Tubos Canadienses, Intercambiador Tierra-Aire (EAHX)

ABSTRACT

The CIEM building, located in Zaragoza (Spain), is a Zero Net Energy Buildings (NZEB). In order to obtain free energy for their HVAC, an Earth Air Heat Exchange (EAHX) was added to it. To study the behavior has been monitored for three years, analyzing its operation as a seasonal thermal energy storage system. In this paper, we present the transitory behavior of the temperature for the outdoor air, the soil and the ducts buried throughout the different seasons of the year, analyzing the periods most favorable for the use of this type of device, which reaches COP values of 80.

KEYWORDS: Solar Energy, Zero Net Energy Buildings (ZNEB), Earth Air Heat Exchange (EAHX)

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Hasta hace unos pocos años, el uso de la energía térmica de la tierra ha estado restringida a regiones del planeta con condiciones geológicas favorables donde era posible la transferencia de calor desde zonas profundas calientes hasta la superficie, o muy cerca de ella. Básicamente el aprovechamiento de esta energía se realizaba mediante agua caliente en fase líquida o vapor. Además de este calor interno, en toda la superficie de la tierra se recibe procedente del sol cada segundo, en forma de calor, $1,74 \times 10^{17}$ J; esto es cuatro órdenes de magnitud superior al calor geotérmico. (Valero, 2014)

Esta energía solar penetra a lo largo del año a escasa profundidad en el subsuelo, contribuyendo a mantener la superficie del planeta a una temperatura promedio de 15°C cuando la medimos a 15 metros de profundidad. La utilización del terreno como almacenamiento estacional de energía solar es fundamental para poder generar un desfase térmico que a determinada profundidad permita enfriar o calentar en épocas distintas a las que ese calor o frío se ha acumulado.

En instalaciones de climatización es posible la utilización de esta energía acumulada a baja temperatura mediante tubos canadienses (Earth Air Heat Exchange-EAHX) para precalentar o pre-enfriar el aire que utilizamos como medio de distribución de energía.

El funcionamiento de los tubos canadienses se basa en el uso de la energía térmica almacenada en el subsuelo con el fin de poder atemperar el aire de entrada de los sistemas de climatización lo más próximo posible a la temperatura de impulsión. Mediante estos tubos se consigue bajar la temperatura del aire de entrada en los días cálidos que necesitamos refrigeración y aumentar la temperatura del aire de entrada en los días fríos en los que necesitamos calefacción

EL EDIFICIO CIEM. EDIFICIO DE ENERGÍA CASI NULA (NZEB)

El edificio CIEM está ubicado en una parcela de la Milla Digital de Zaragoza. (García, Monné, Sánchez, & García, 2018) Dicha parcela, tiene una superficie total de 3.004 m^2 y la edificación ocupa el 23% de la parcela. En el resto de la parcela se ubica el EAHX (Fig. 1) así como zona de aparcamientos y tres aerogeneradores de eje vertical que están instalados.

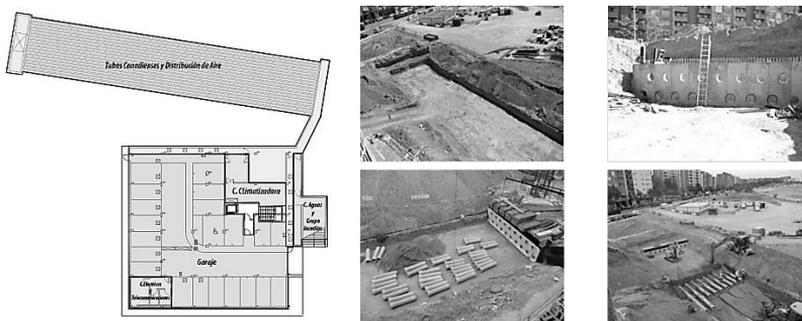


Fig. 1. Distribución tubos canadienses y fotografías de la ejecución. Autor M. Sánchez

El edificio desde su inicio se proyectó como un Edificio de Energía Casi Nula (NZEB). En este tipo de construcciones se plantean dos grandes retos en el diseño. Uno de ellos es la mejora de la envolvente de estos edificios con el fin de minimizar las pérdidas energéticas que en ellos se producen. El otro y no menos importante es el uso de energía gratuita, o de muy bajo coste, para su climatización. Es por esto que, en este segundo sentido, se impone utilizar sistemas de ventilación y climatización con precalentamiento o preenfriamiento además de sistemas de recuperación de calor que permitan reducir el consumo total del edificio. Con el fin de obtener energía gratuita, la implementación en este tipo de edificios de unos tubos canadienses es una estrategia adecuada para conseguirlo. En las figuras. 2 y 3 se muestra un esquema de la integración del EAHX en el HVAC del edificio (García, Monné, Sánchez, & García, CIEM. Primer Edificio de Consumo Casi Nulo de titularidad municipal en Zaragoza. Estrategia de ejecución y funcionamiento, 2018), en su funcionamiento invierno y verano.

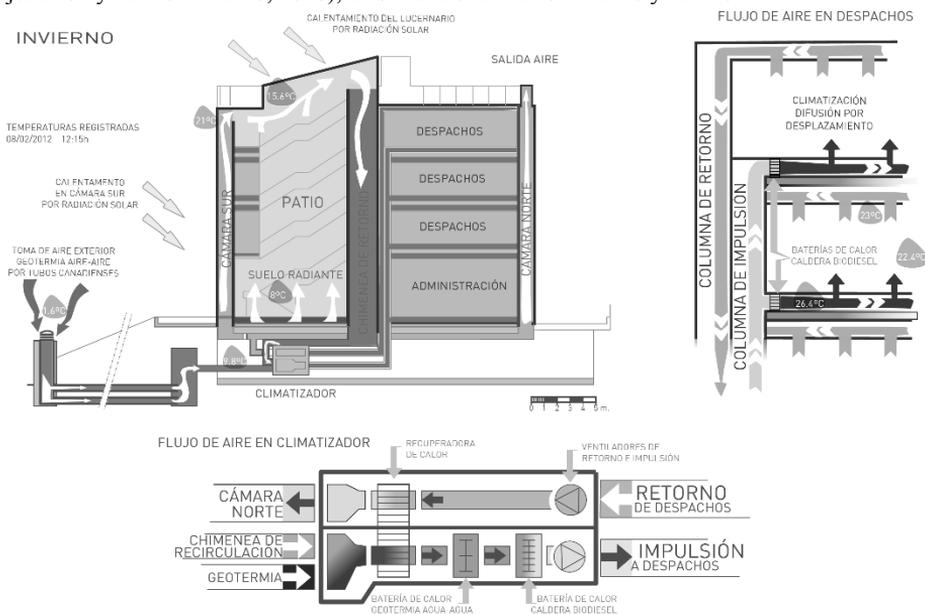


Fig. 2. Estrategia de funcionamiento de un día soleado de invierno. Autor: Zeroplus

Los tubos canadienses implementados en el CIEM están formados por un conjunto de 18 tubos de hormigón de 300 mm. de diámetro interior y 400 mm. de diámetro exterior y de 50 m. de longitud, colocados en dos niveles (Fig. 4). La disposición de los 9 tubos de cada hilera es al trespelillo, y se encuentran situados a una profundidad de entre 4 y 6 m. La distancia entre centros de los tubos es de 1 m. (Benkert, Heidt, & Scholer, 1997)

Como premisa de proyecto del edificio CIEM y con el fin de garantizar la mejora calidad de aire a los ocupantes, se planteó la renovación del 100% del aire utilizado, introduciéndolo al sistema de climatización a través de los tubos canadienses. El caudal de aire que circula a través de ellos varía en función de la ocupación del edificio entre 0 y 15.500 m³/h.

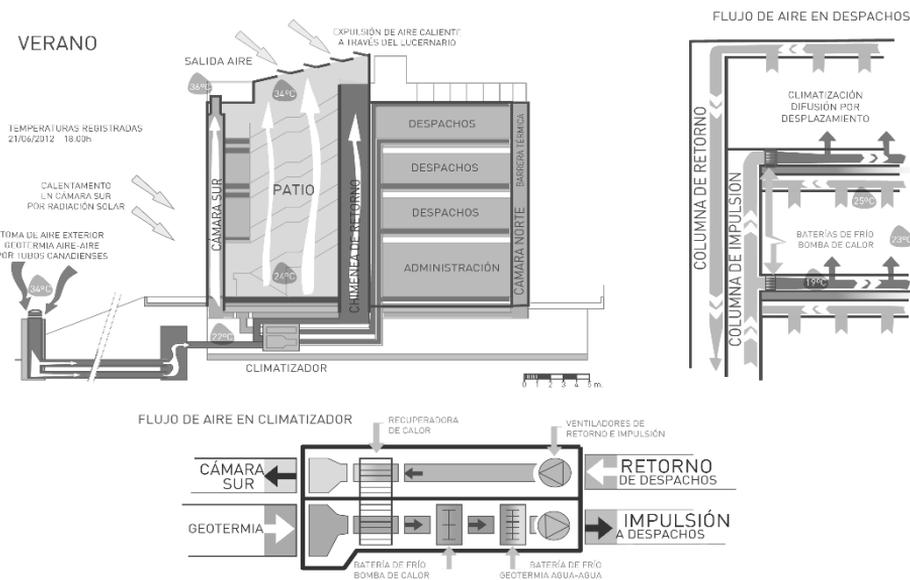


Fig. 3. Estrategia de funcionamiento de un día soleado de verano. Autor: Zeroaplus

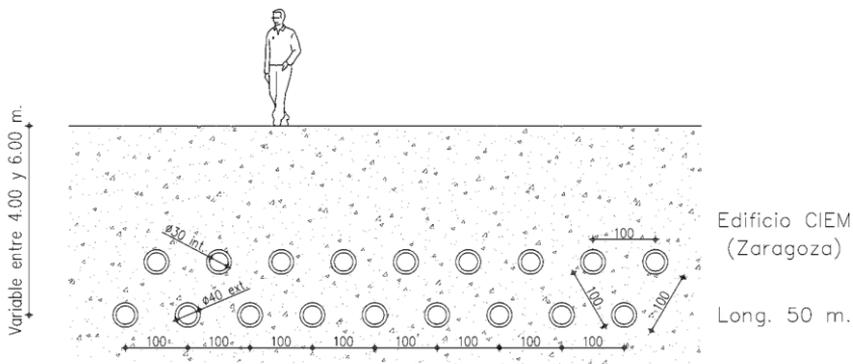


Fig. 4. Distribución tubos canadienses.

El intercambiador acumula la energía solar recibida a lo largo del año y funciona como un reservorio de ésta para ir sirviéndola según la demanda. Además, modifica las temperaturas del terreno que rodea a los tubos por el hecho de circular aire a distintas temperaturas a través de estos.

El hecho de que el intercambiador funcione tanto para consignas de verano como de invierno hace que el terreno se cargue y de descargue. Si sólo se utilizase el terreno para una de las consignas del edificio éste se saturaría y el rendimiento del mismo caería de manera alarmante.

El comportamiento teórico del sistema (Baruch & Katz, 1985) se ve modificado por la influencia del paso del aire a través de los tubos, ya que se hace circular por ellos un fluido a temperatura exterior. Estas temperaturas teóricas, así como las reales obtenidas de los datos recogidos durante el año 2.012, se recogen en la Fig. 5.

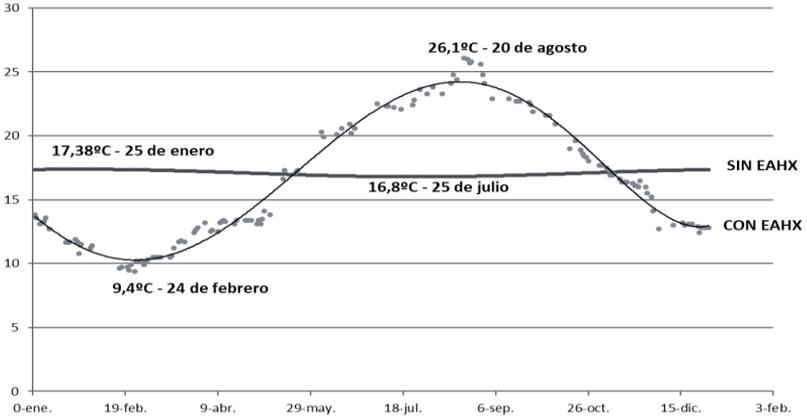


Fig. 5. Temperaturas teóricas sin tubos canadienses y real del terreno con EAHX.

La estabilidad que ofrece el terreno fuerza a que la temperatura de salida del aire, tras el paso por los tubos (Tout), se amortigüe frente a la temperatura de entrada (aire exterior, Tin), resultando prácticamente invariable frente a las oscilaciones diarias (fig. 6). Otro efecto reseñable es el desfase temporal obteniendo entre las temperaturas máximas y mínimas es periodos de 31,2 días (García, Monné, Sánchez, & García, 2018). Las oscilaciones diarias, como las estacionales, son amortiguadas por los tubos canadienses aportando además un plus de energía de pre-calentamiento en invierno y de pre-enfriamiento en verano.

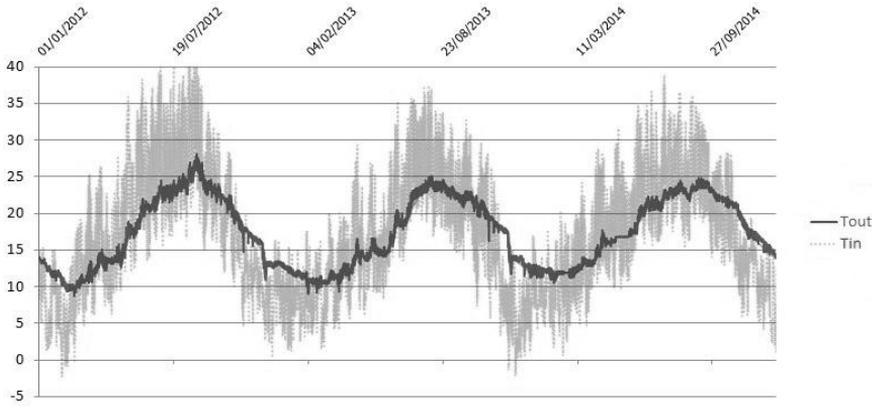


Fig. 6. Distribución temperaturas entrada y salida en los tubos canadienses para tres años monitorizados.

RENDIMIENTO DEL INTERCAMBIADOR TIERRA AIRE

El comportamiento del edificio ha sido monitorizado durante unos años y con intensidad el sistema de los tubos canadienses. Los datos han sido recogidos cada 15 minutos, lo que ha permitido tener un conocimiento completo del proceder de la instalación.

El espectro de funcionamiento es el siguiente:

- El aire circula por los tubos a velocidades entre 0,012 m/s y 3,81 m/s.
- El salto térmico entre las temperaturas de entrada y salida del intercambiador oscila entre -13,6°C y 17,5°C.
- El volumen de aire que circula a través de los tubos está entre 58 m³/h y 17.482,52 m³/h.
- La potencia máxima cedida por los tubos canadienses al sistema de climatización ha sido 71,90 kW.

Para definir el rendimiento del intercambiador tierra aire se obtiene su COP, definiéndolo como la relación entre la energía térmica generada y la energía eléctrica consumida por el ventilador debida al movimiento del aire por los tubos del intercambiador, la cual es proporcional al caudal de aire que circula por ellos y a la pérdida de carga que se produce a lo largo de los tubos.

Con los datos monitorizados se ha calculado el incremento del consumo del ventilador por pérdida de carga del aire a través de los tubos, así como la energía entregada por estos al aire circulante y se ha establecido la relación entre ambas para conocer el COP del intercambiador. Los resultados pueden verse en la Fig. 7

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	2012
Energía EAHX [KWh]	10.516	11.036	8.715	5.858	12.997	12.426	11.604	13.696	9.498	11.802	14.695	13.263	136.106
Consumo ventilador impulsión [KWh]	352	287	324	308	337	251	352	359	326	338	376	341	3.951
COP medio	29,86	38,40	26,93	19,01	38,54	49,43	32,95	38,19	29,15	34,96	39,10	38,85	34,44

Fig. 7. Energía aportada por el EAHX e incremento de consumo por pérdidas de carga

En días particulares, principios de verano y de invierno, se registran los mayores saltos térmicos entre el aire de entrada y la temperatura del terreno que rodea a los tubos, alcanzando rendimientos muy altos, COP en torno a 80, tal y como se puede ver en una muestra de días en la Fig. 8

Fecha	10-5-12 18:12	1-6-12 20:12	26-6-12 20:12	28-6-12 19:12	28-6-12 20:12	28-6-12 21:12
COP	80,55	77,29	77,18	78,28	82,24	79,87

Fig. 8. COP máximo en fechas próximas al inicio del verano.

CONCLUSIONES

La eficacia de un intercambiador tierra aire depende, además de su dimensionado, de las variaciones climáticas exteriores (radiación solar) y de la temperatura del terreno sobre los tubos. En climas moderados con importantes variaciones de temperatura tanto diarias (noche-día) como estacionales se consigue el mayor rendimiento para este tipo de instalaciones. El terreno que rodea a los tubos en estos casos actúa como un amortiguador térmico o almacén de energía térmica. En situaciones donde la diferencia de temperatura estacional sea mayor implicará un mayor desfase de temperatura del terreno con respecto al ambiente y por consiguiente implicará un mayor rendimiento de la instalación.

En la instalación estudiada, se ha observado que en los periodos de cambio estacional (entrada de verano o de invierno) son los días más favorables para el comportamiento energético de los tubos canadienses consiguiendo un COP de 80.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Baruch, G., & Katz, L. (1985). Earth temperatures and underground buildings. *Energy and Buildings*, 8(1), 15-25.

Benkert, S., Heidt, F., & Scholer, D. (1997). Calculation Tool for Earth Heat Exchangers GAEA. *Proceeding of Building Simulation. Fifth International IBPSA* (págs. 9-16). Prague: IBPSA.

García, J., Monné, C., Sánchez, M., & García, E. (2018). Análisis de un Intercambiador Tierra-Aire (EAHX), atendiendo al comportamiento cíclico estacional de las temperaturas del terreno que envuelve a los tubos. *CONTART 2018 “LA CONVENCION DE LA EDIFICACION”*. Zaragoza: Colegio de Aparejadores de Zaragoza.

García, J., Monné, C., Sánchez, M., & García, E. (2018). CIEM. Primer Edificio de Consumo Casi Nulo de titularidad municipal en Zaragoza. Estrategia de ejecución y funcionamiento. *CONTART 2018 “LA CONVENCION DE LA EDIFICACION”*. Zaragoza (España): Colegio de Aparejadores de Zaragoza.

Valero, A. (2014). *Termoeconomía: El punto de encuentro de la Termodinámica, la Economía y la Ecología*. Madrid: Instituto Juan de Herrera. Obtenido de <http://polired.upm.es/index.php/boletincfs/article/view/2296>

OPTIMIZACIÓN DE UN INTERCAMBIADOR TIERRA-AIRE (EAHX) MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN BY-PASS EN LA ENTRADA DE AIRE AL SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN

Monné C.*, García J., Moreno F.*, Muñoz M***

*Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Zaragoza, C/ María de Luna 3,
Zaragoza, 50018, (Zaragoza) España, cmmb@unizar.es

**Escuela de Arquitectura y Tecnología. Universidad San Jorge, 50.830 Villanueva de
Gállego (Zaragoza) España, cjgarcia@usj.es

RESUMEN/RESUMO

En el edificio CIEM se han implementado una serie de medidas activas y pasivas con el fin de conseguir un Edificio de Consumo Casi Nulo (ZNEB). Dentro de las medidas activas se ha construido una serie de tubos canadienses (EAHX) por los que se hace circular el 100% del aire de climatización, posibilitando bien el precalentamiento en invierno o bien el preenfriamiento en verano. No obstante, el hacer circular la totalidad del aire siempre a través de los tubos hace que, energéticamente, en determinados momentos esto sea contraproducente, resultando más eficiente el tomar directamente el aire desde el exterior mediante un by-pass.

El ahorro de energía en refrigeración con by-pass puede alcanzar el 22,5% de la energía necesaria (27,35% de las horas), no siendo tan notable para la temporada de calefacción.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Edificios de Consumo Casi Nulo (ZNEB), Tubos Canadienses, Intercambiador Tierra-Aire (EAHX)

ABSTRACT

In the CIEM building, a series of active and passive measures were implemented in order to achieve a Zero Net Energy Building (ZNEB). Within the active media, a series of Earth Air Heat Exchange (EAHX) has been built, through which 100% of the air conditioning is circulated, making it possible to preheat in winter or pre-cool in summer. However, circulating the entire air always through the tubes makes it energetically, at certain times this is counterproductive, making it more efficient to take the air directly from the outside by a by-pass.

The energy saving in cooling with by-pass can be 22.5% of the energy required (27.35% of the hours), not being so remarkable for the heating season.

KEYWORDS: Solar Energy, Zero Net Energy Buildings (ZNEB), Earth Air Heat Exchange (EAHX)

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El edificio del CIEM, construido en Zaragoza en 2011, presenta una forma perfectamente cúbica de 22 m. de lado. La distribución interior gira en torno a un atrio. Dentro de las funciones asignadas a este atrio se encuentran la de una iluminación natural al interior, servir de centro de circulación además de una estancia informal común a los usuarios.

En sección, se desarrollan un semisótano que alberga el parking y los cuartos de instalaciones, la planta baja donde se alberga la recepción y el salón de actos, así como tres plantas alzadas donde se ubican los viveros de empresas.

Se trata del primer Edificio de Consumo Casi Nulo (ZNEB) de Zaragoza (García, Monné, Sánchez, & García, CIEM. Primer Edificio de Consumo Casi Nulo de titularidad municipal en Zaragoza. Estrategia de ejecución y funcionamiento, 2018) y sirve como laboratorio experimental de sistemas para conseguir un consumo menor del 50% de un edificio de similares características de su época. Uno de los puntos fuertes del mismo es el utilizar el suelo como acumulador estacional de energía solar.

Con el fin de no propiciar el “síndrome del edificio enfermo” la instalación está concebida para que la totalidad del aire de ventilación y refrigeración se tome directamente del exterior y se renueve el 100% del mismo. Este aire es introducido al edificio pasando previamente por unos tubos canadienses o intercambiador tierra aire (Earth Air Heat Exchange - EAHX) (Gacia & Sásnchez, 2016).

La instalación del EAHX consta de unos colectores de admisión y expulsión tipo “Tichelmann” (Bruce & Fairbanks, 2007) conectados ambos por un conjunto de 18 tubos paralelos de hormigón de 50 m. de longitud, colocados en dos niveles. Como se puede ver en la fig. 1, la disposición de los 9 tubos de cada hilera es al tresbolillo, y se encuentran situados a una profundidad de entre 4 y 6 m. La distancia entre centros de los tubos es de 1 m. Para el dimensionado, disposición y longitud de los tubos se han tenido en cuenta aspectos económicos y funcionales (Lunardini, 1981), siendo en este caso de hormigón de 300 mm. de diámetro interior y 400 mm. de diámetro exterior, con un coeficiente de transmisión térmica de $0,93 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Kusuda, 1965).

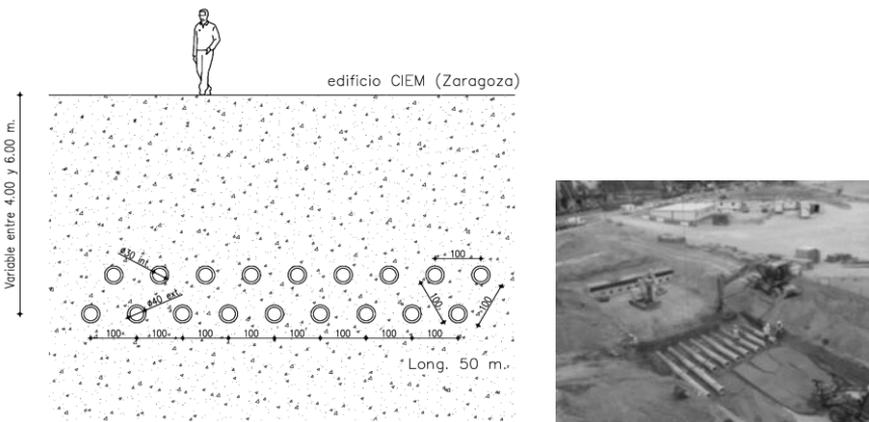


Fig. 1. Esquema de los tubos canadienses. Elaboración propia.
Fotografía de la ejecución del EAHX (M. Sánchez).

ESTUDIO DE LA MEJORA DEL SISTEMA CON LA INTRODUCCIÓN DE UN BY-PASS.

Una circulación de la totalidad del aire primario de climatización a lo largo de los tubos canadienses puede producir una ineficiencia energética durante alguna de las horas del día. Existen periodos en los que sería más interesante, desde el punto de vista energético, el no hacer circular el aire a través de los tubos canadienses e introducirlo al sistema de climatización de manera directa desde el exterior.

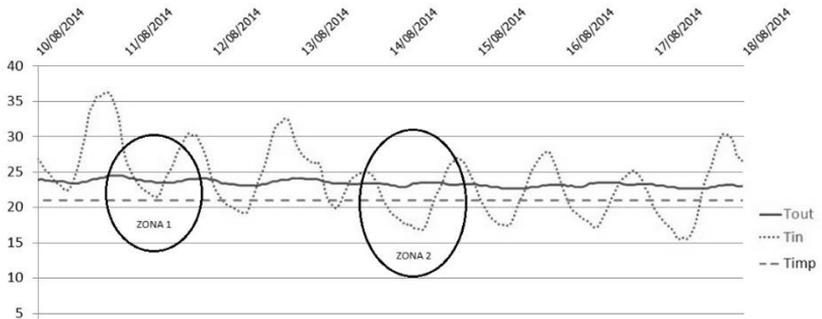


Fig. 2. Temperatura de entrada (T_{in}) y salida del EAHX (T_{out}) así como temperatura de impulsión del climatizador (T_{imp}). (Periodo del 10/08/2014 al 18/08/2014).

Ejemplos de este comportamiento se representan en la fig. 2. Para la zona 1, señalada en la fig. 2, la temperatura de salida del EAHX (T_{out}) es superior a la temperatura de entrada a los tubos (T_{in}). Como la temperatura de impulsión (T_{imp}) en el modo verano es de 21 grados, inferior a ambas, cuanto más cerca estemos de la misma menor será la energía que necesita el climatizador hasta alcanzar la temperatura de impulsión y por lo tanto en este periodo de tiempo sería energéticamente más favorable el tomar el aire desde el exterior y no hacerlo circular a través de los tubos. En la zona 2 de la fig. 2 podemos ver que no sólo la temperatura del aire a la entrada del EAHX es inferior a la de salida, sino que es incluso inferior a la de impulsión.

Una solución planteada es la colocación de un by-pass a la entrada del EAHX. Con ésta en la instalación se podría alcanzar la temperatura de impulsión con solo mezclar parte del aire que ha circulado por los tubos con parte de aire proveniente directamente de exterior sin pasar por los mismos, consiguiendo un ahorro del 100%.

Otro caso de funcionamiento de la instalación puede observarse en la fig. 3. En ella se muestra que la temperatura energéticamente más favorable para la instalación se va alternando entre la temperatura de entrada (utilización del by-pass), la de salida a los tubos (circulando a través del EAHX) o realiza una mezcla de los dos, siendo la temperatura de entrada al sistema de climatización idéntica a la de impulsión y por lo tanto no es necesario ningún aporte energético.

De igual manera ocurre en los días en los que en edificio está funcionando en modo invierno, es decir, proporcionando el aire de impulsión a 30 grados. Existen momentos en los que es más favorable el introducir el aire directamente al climatizador sin hacerlo circular a través de los tubos canadienses. Si se observa la fig. 4 se ve que todas las

temperaturas son menores que la temperatura de impulsión. No obstante, en la zona 3 la temperatura de entrada a los tubos en algún momento es superior a la de salida de los tubos. En ese momento sería propicio el utilizar el by-pass. En la zona 4 se puede observar que en todo momento la temperatura del aire de entrada al EAHX es superior a la de salida del mismo, siendo entonces energéticamente favorable la utilización del by-pass.

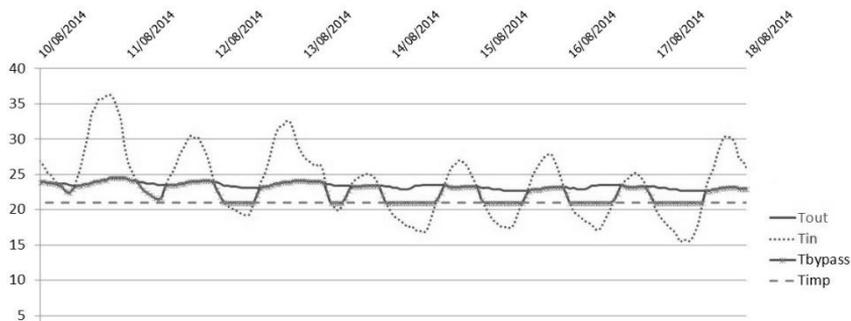


Fig. 3. Tin, Tout, Timp y temperatura de entrada al sistema de climatización en caso de existir el by-pass (Typass). (Periodo del 10/08/2014 al 18/08/2014).

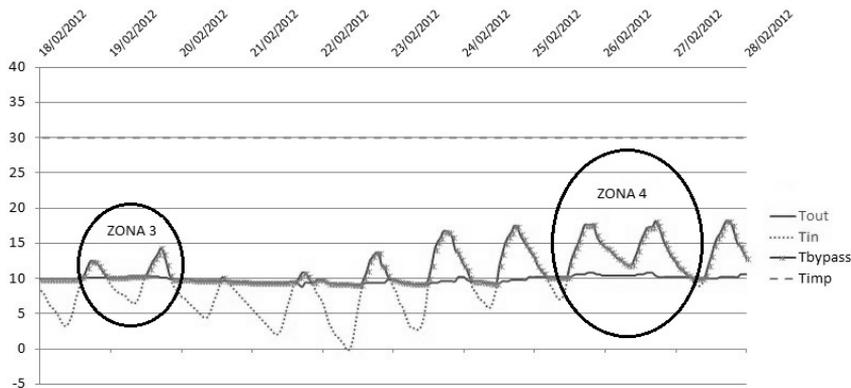


Fig. 4. Tin, Tout, Timp y temperatura de entrada al sistema de climatización en caso de existir el by-pass (Typass). (Periodo del 18/02/2012 al 28/02/2012).

Como se ha observado tanto en modo invierno (impulsión a 30°C) como en modo verano (impulsión a 21°C) existen momentos en los que si la instalación contara con un by-pass se produciría un ahorro considerable en el consumo del edificio.

ANÁLISIS DEL AHORRO ENERGÉTICO CON BY-PASS

Los periodos de los años 2012 al 2014 en los que la instalación ha estado trabajando en modo verano (impulsión a 21°C) o invierno (impulsión a 30°C), se recogen en la Tabla 1.

Según estos datos, a lo largo de estos tres años el edificio ha trabajado 11.016 horas en modo invierno y 15.288 horas en modo verano.

MODO INVIERNO		MODO VERANO	
01/01/2012	24/03/2012	25/03/2012	27/10/2012
28/10/2012	30/03/2013	31/03/2013	26/10/2013
27/10/2013	29/03/2014	30/03/2014	25/10/2014
26/10/2014	31/12/2014		

Tabla 1 Periodos de funcionamiento según modo de invierno o verano.

Teniendo en cuenta las premisas indicadas en el punto anterior se puede cuantificar el número de horas en las que se hubiera producido un ahorro de haber contado la instalación con un by-pass (ver Tabla 2).

Invierno											
$T_{in} > T_{imp}$ y $T_{out} > T_{imp}$				$T_{in} < T_{imp}$ y $T_{out} < T_{imp}$				$T_{in} < T_{imp} < T_{out}$		$T_{in} > T_{imp} > T_{out}$	
$T_{in} > T_{out}$		$T_{in} < T_{out}$		$T_{in} > T_{out}$		$T_{in} < T_{out}$		by-pass		by-pass	
EAHX		by-pass		by-pass		EAHX		by-pass		by-pass	
0	0,00%	0	0,00%	2217	20,13%	8799	79,87%	0	0,00%	0	0,00%

Verano											
$T_{in} > T_{imp}$ y $T_{out} > T_{imp}$				$T_{in} < T_{imp}$ y $T_{out} < T_{imp}$				$T_{in} < T_{imp} < T_{out}$		$T_{in} > T_{imp} > T_{out}$	
$T_{in} > T_{out}$		$T_{in} < T_{out}$		$T_{in} > T_{out}$		$T_{in} < T_{out}$		by-pass		by-pass	
EAHX		by-pass		by-pass		EAHX		by-pass		by-pass	
5329	34,86%	1008	6,59%	2177	14,24%	2593	16,96%	1860	12,17%	2321	15,18%

Tabla 2 Número de horas y porcentaje de ellas en las que el by-pass hubiera mejorado el rendimiento del EAHX.

Se ha cuantificado en la Tabla 3 el porcentaje de ahorro que se hubiera producido en el sistema con la implementación de un by-pass, teniendo en cuenta las premisas de la Tabla 2.

Modo invierno (11.016 horas)		
	horas	% horas
Ahorro energético del 0%	8.799	79,87%
Ahorro energético entre el 0% y 10%	888	8,06%
Ahorro energético entre el 10% y 20%	590	5,36%
Ahorro energético entre el 20% y 30%	377	3,42%
Ahorro energético entre el 30% y 40%	234	2,12%
Ahorro energético entre el 40% y 50%	67	0,61%
Ahorro energético entre el 50% y 60%	37	0,34%
Ahorro energético entre el 60% y 70%	15	0,14%
Ahorro energético entre el 70% y 80%	8	0,07%
Ahorro energético entre el 80% y 90%	1	0,01%
Ahorro energético entre el 90% y 100%	0	0,00%
Ahorro mayor del 50%	61	0,55%
Ahorro del 100%	0	0,00%

Modo verano (15.288 horas)		
	horas	% horas
Ahorro energético del 0%	7.922	51,82%
Ahorro energético entre el 0% y 10%	401	2,62%
Ahorro energético entre el 10% y 20%	394	2,58%
Ahorro energético entre el 20% y 30%	377	2,47%
Ahorro energético entre el 30% y 40%	389	2,54%
Ahorro energético entre el 40% y 50%	323	2,11%
Ahorro energético entre el 50% y 60%	329	2,15%
Ahorro energético entre el 60% y 70%	271	1,77%
Ahorro energético entre el 70% y 80%	244	1,60%
Ahorro energético entre el 80% y 90%	242	1,58%
Ahorro energético entre el 90% y 100%	4.396	28,75%
Ahorro mayor del 50%	5.482	35,86%
Ahorro del 100%	4.181	27,35%

Tabla 3 Número de horas y porcentajes de ahorro en funcionamiento del EAHX.

En la Tabla 3 se observa que para el modo invierno un 79,87% de las horas el sistema funcionaría tal y como está planteado en la actualidad y no sería necesario implementar ningún by-pass en la instalación. Para un 8,06% de las horas (888 h. sobre 11.016 h.) el ahorro sería menor de un 10%. Si se analiza el número de horas en las que el ahorro en mayor que un 50% (61 h. sobre 11.016 h.) se llega a la conclusión de que sólo el 0,55% de las horas se produciría un ahorro por encima de este 50% y que sólo en ninguno de los días se podría conseguir la temperatura de impulsión sin aporte energético.

Para el modo verano se ve que en un 51,82% de las horas el sistema funcionaría tal y como está planteado en la actualidad.

Si se analiza el número de horas en las que el ahorro en mayor que un 50% (5.482 h. sobre 15.288 h.) se llega a la conclusión de que el 35,69% de las horas se produciría un ahorro por encima de este 50%.

Sorprende que para un 27,35% de las horas el ahorro está comprendido entre un 90% y un 100%. Esto es debido a que en 4.181 de las 15.288 horas de funcionamiento en modo verano, o bien la temperatura exterior es mayor o igual a la de impulsión y la de salida de los tubos menor o viceversa, pudiendo conseguirse la temperatura de impulsión con una mezcla del aire exterior y del aire de salida de los tubos.

Analizando la energía necesaria para alcanzar la temperatura de impulsión de 21 grados para el funcionamiento en modo verano se obtienen los resultados recogidos en la Tabla 4.

Modo Verano					
		By-pass [KW]	Real [KW]	Ahorro [KW]	% Ahorro [KW]
2012	En calefacción	17.576,29	29.672,13	12.095,84	40,8%
	En refrigeración	-19.667,88	-24.640,21	-4.972,33	20,2%
2013	En calefacción	32.284,53	47.230,24	14.945,71	31,6%
	En refrigeración	-8.889,18	-11.319,59	-2.430,41	21,5%
2014	En calefacción	13.966,78	25.600,40	11.633,63	45,4%
	En refrigeración	-8.871,12	-12.351,80	-3.480,68	28,2%
2012-2014	En calefacción	63.827,60	102.502,78	38.675,18	37,7%
	En refrigeración	-37.428,17	-48.311,60	-10.883,42	22,5%

Tabla 4 Energía necesaria (KW) para alcanzar la temperatura de impulsión y potencial ahorro en el caso de existir el by-pass. (modo verano).

Esto quiere decir que de haberse implementado un by-pass que permita la entrada directa del aire del exterior al climatizador, bien de manera total o bien mezclando parte de este con el aire de salida de los tubos canadienses se podría haber obtenido un 37,7% y un 22,5% de ahorro de energía calorífica o frigorífica respectivamente durante los años 2012-2014 en modo de funcionamiento de verano.

Cabe destacar los datos del año 2014 en el que se podría haber obtenido un 45,4% y un 28,2% de ahorro de energía calorífica o frigorífica respectivamente.

Si por el contrario, se analiza la energía necesaria para alcanzar la temperatura de impulsión de 30 grados, para el modo de funcionamiento de invierno, se obtienen los siguientes resultados.

Modo Invierno					
		By-pass [KW]	Real [KW]	Ahorro [KW]	% Ahorro [KW]
2012	En calefacción	202.421,59	209.773,17	7.351,58	3,5%
	En refrigeración	0,00	0,00	0,00	0,0%
2013	En calefacción	230.028,78	237.634,44	7.609,05	3,2%
	En refrigeración	0,00	0,00	0,00	0,0%
2014	En calefacción	167.653,74	173.816,31	6.162,56	3,5%
	En refrigeración	0,00	0,00	0,00	0,0%
2012-2014	En calefacción	600.104,11	621.223,92	21.123,20	3,4%
	En refrigeración	0,00	0,00	0,00	0,0%

Tabla 5 Energía necesaria para alcanzar la temperatura de impulsión y potencial ahorro de existir el by-pass. (modo invierno).

En la Tabla 5 se puede observar que, en este modo de funcionamiento, no existe mejora alguna en cuanto a ahorro de energía frigorífica ya que en ninguna de las horas registradas es necesario el aporte de refrigeración para alcanzar la temperatura de impulsión. Sin embargo, es posible apreciar que si se hubiera implementado el by-pass se hubiera producido un 3,4% de ahorro en calefacción a lo largo de los tres años de estudio en modo invierno.

En la Tabla 6 se han recogido los gastos energéticos anuales completos, tanto si ha funcionado con la consigna de verano como si ha sido la de invierno.

Modo Invierno-Verano					
		By-pass [KW]	Real [KW]	Ahorro [KW]	% Ahorro [KW]
2012	En calefacción	219.997,88	239.445,31	19.447,43	8,1%
	En refrigeración	-19.667,88	-24.640,21	-4.972,33	20,2%
2013	En calefacción	262.313,31	284.864,68	22.554,76	7,9%
	En refrigeración	-8.889,18	-11.319,59	-2.430,41	21,5%
2014	En calefacción	181.620,52	199.416,71	17.796,19	8,9%
	En refrigeración	-8.871,12	-12.351,80	-3.480,68	28,2%
2012-2014	En calefacción	663.931,71	723.726,69	59.798,38	8,3%
	En refrigeración	-37.428,17	-48.311,60	-10.883,42	22,5%

Tabla 6 Energía necesaria para alcanzar la temperatura de impulsión y potencial ahorro de existir el by-pass.

El ahorro total de energía calorífica o frigorífica durante los años 2012-2014 que se habría obtenido sería de un 8,3% y un 22,5% respectivamente

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

En los sistemas de climatización que cuenten con un pre-enfriamiento o pre-calentamiento del aire de entrada a los mismos mediante la utilización de tubos canadienses, es

recomendable el disponer de un by-pass que permita la introducción directa del aire al sistema sin hacerlo circular a través del EAHX.

Para el caso del edificio del CIEM, la implantación de un by-pass en su sistema de climatización-tubos canadienses produciría un ahorro sustancial cuando el sistema necesita refrigeración, no siendo tan importante cuando el sistema calefacta el edificio, pudiéndose ahorrar hasta el 22,5% de la energía necesaria para refrigerar el edificio.

Cabe destacar que la implementación del by-pass hubiera producido a lo largo de los tres primeros años de funcionamiento de la instalación, un ahorro del 100% de la energía a aportar por el climatizador en 4.181 de las horas, esto es un 27,35% de las horas de funcionamiento.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Bruce, E. M., & Fairbanks, S. (2007). Eficiencia energética: estrategias aplicadas en el nuevo edificio de las Consejerías de Mérida (España). *Informes de la Construcción*, vol. 59, nº 505, 5-20.

Gacía, J., & Sásnchez, M. (2016). Geotermia con tubos canadienses como almacenamiento estacional de energía en los EECN COP máximo a principios de primavera y otoño. *3er. Congreso EECN. Edificios Energía Casi Nula*. Madrid.

García, J., Monné, C., Sánchez, M., & García, E. (2018). Análisis de un Intercambiador Tierra-Aire (EAHX), atendiendo al comportamiento cíclico estacional de las temperaturas del terreno que envuelve a los tubos. *CONTART 2018 "LA CONVENCION DE LA EDIFICACION"*. Zaragoza: Colegio de Aparejadores de Zaragoza.

García, J., Monné, C., Sánchez, M., & García, E. (2018). CIEM. Primer Edificio de Consumo Casi Nulo de titularidad municipal en Zaragoza. Estrategia de ejecución y funcionamiento. *CONTART 2018 "LA CONVENCION DE LA EDIFICACION"*. Zaragoza (España): Colegio de Aparejadores de Zaragoza.

Kusuda, A. P. (1965). Earth temperature and thermal diffusivity at selected stations in the United States. *ASHRAE Transactions*, vol. 71, 61-75.

Lunardini, V. J. (1981). *Heat Transfer in Cold Climates*. New York: Van Nostrand Reinhold Company. ISBN-10: 0442262507.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

REHABILITACIÓN ENERGÉTICA Y TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA: NECESIDADES Y OPORTUNIDADES EN EDIFICIOS DE OFICINAS

Caamaño-Martín E.^{*,+}, Solano J.^{*,++}, Almeida Dávi G.^{*}, López de Asiain J.^{}, Bedoya Frutos C.^{***}**

* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Av. Complutense 30, 28040 Madrid, España; estefan@ies-def.upm.es; giovani.almeida@ies-def.upm.es; juancarlos.solano@ies-def.upm.es

⁺ Profesora del Máster Energías Renovables y Medio Ambiente de la UPM

⁺⁺ Facultad de Energía de la Universidad Nacional de Loja, Av. Pío Jaramillo Alvarado y Reinaldo Espinosa, La Argelia, Loja, Ecuador; juan.solano@unl.edu.ec

** Grupo Inmobiliario Gomendio, Miniparc III, Edificio L, C/ Caléndula, 93 "El Soto de la Moraleja", 28109 Alcobendas (Madrid), España; jose.laz@gomendio.es

*** E.T.S. Arquitectura, Universidad Politécnica de Madrid, Av. Juan de Herrera 4, 28040 Madrid, España; cesar.bedoya@upm.es

RESUMEN

Este artículo analiza la viabilidad de plantear estrategias de rehabilitación energética que contemplen la integración arquitectónica de tecnología fotovoltaica en un tipo de edificios de especial interés desde la perspectiva de las posibilidades de implantación existente en España, a saber, los edificios de oficinas. A través de un caso de estudio real ubicado en Madrid se proponen dos intervenciones concretas y se estudian distintas configuraciones de instalaciones fotovoltaicas (con y sin almacenamiento eléctrico) desde las perspectivas energética y económica. Del análisis se concluye la plena viabilidad de las propuestas, lo que ilustra el potencial que la energía solar fotovoltaica integrada en edificios presenta para contribuir a una Transición Energética del sistema eléctrico (y, por ende, de la economía) hacia un modelo de muy bajas emisiones contaminantes.

PALABRAS CLAVE: Rehabilitación energética, fotovoltaica, oficinas

ABSTRACT

This article analyzes the feasibility of energy refurbishment strategies that include the architectural integration of Photovoltaics in office buildings, which are of special interest in Spain from the implementation possibilities perspective. Through a real case study located in Madrid, two particular strategies are proposed and analyzed (with and without electrical

storage) from the energy and economic points of view. From the analysis it is concluded the full feasibility of the proposals, which illustrates the potential that Building Integrated Photovoltaics has to contribute to an Energy Transition of the electrical system (and hence of economy) towards a new one with very low polluting emissions.

KEYWORDS: Energy refurbishment, photovoltaics, offices

INTRODUCCIÓN

Los edificios de oficinas son los edificios del sector terciario que más energía final consumen en España del conjunto de edificios del sector terciario, y los segundos más consumidores de electricidad, con un 30% (IDAE, 2017). Asimismo, del análisis de la antigüedad de estos edificios se extrae que un 74% fueron construidos en el siglo XX, época en la cual la preocupación por la eficiencia energética fue por lo general muy baja o nula. En la última década, la trasposición de directivas europeas (Directivas 2010/31/UE y 2009/28/CE relativas a la Eficiencia energética de los edificios y al Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) han establecido las bases para un cambio de tendencia, de forma que los edificios van a tener que mejorar sustancialmente su eficiencia energética a la vez que utilizar localmente energías renovables. Estos hechos, unidos al descenso de precios experimentado por la tecnología fotovoltaica desde 2010, la amplia funcionalidad de esta tecnología como elemento constructivo (CENELEC, 2016) que genera además electricidad libre de emisiones contaminantes y el incremento de precios de la electricidad comercial plantean la conveniencia de investigar las posibilidades de la tecnología fotovoltaica como estrategia de rehabilitación energética de edificios.

En este sentido, los edificios de oficinas presentan la ventaja de una alta correlación temporal entre su demanda eléctrica y la disponibilidad del recurso solar, por lo que las posibilidades de autoconsumir electricidad fotovoltaica generada in situ en un porcentaje mayor que en otro tipo de edificios (Merei et al., 2016). Pero la tecnología fotovoltaica aprovecha una fuente energética intermitente, por lo que la incorporación de almacenamiento constituye una segunda estrategia de interés tanto para un mejor aprovechamiento de la electricidad generada como para optimizar la interacción entre el edificio y la red eléctrica, pudiendo asimismo proporcionar beneficios a redes eléctricas con una presencia creciente de electricidad de origen renovable (IEA, 2016). De hecho, la combinación generación fotovoltaica + almacenamiento distribuidos (en adelante denominado “sistema fotovoltaico híbrido”) proporciona al edificio una herramienta de Gestión de la Demanda Eléctrica, en la medida en la que facilita adaptar la demanda eléctrica del edificio al suministro (procedente del sistema fotovoltaico o de la red de distribución), constituyendo así uno de los pilares clave para la descarbonización de los sistemas eléctricos (Comisión de Expertos en Transición Energética, 2018).

Obviamente, todo análisis de estrategias que tenga por objetivo la mejora de la eficiencia energética debe contemplar no solo aspectos técnicos sino también económicos. En este sentido son dos las preguntas relevantes: ¿Merece la pena invertir, en términos de coste de la electricidad generada? ¿en cuánto tiempo se recupera la inversión? En este artículo se analiza la conveniencia de rehabilitar energéticamente un edificio de oficinas situado en Madrid, mediante una combinación de estrategias de mejora de la eficiencia energética en el contexto regulatorio español.

METODOLOGÍA Y CASO DE ESTUDIO

La metodología seguida está basada en el análisis del consumo energético del edificio, simulado mediante la herramienta *software Energy Plus* y validado con datos reales de consumo. Ello ha permitido identificar estrategias de rehabilitación orientadas a reducir la demanda eléctrica con mayor impacto económico y compatibles con los condicionantes previos establecidos por la propiedad, a saber: mantener las envolventes originales, actuar sobre las instalaciones, y dotar de generación eléctrica renovable al edificio.

Edificio de Referencia

El edificio de referencia es un edificio de oficinas construido a finales de los años 90 en la localidad de Alcobendas (latitud 40,3°N, longitud 3,4°O), en las afueras de Madrid. Se diseñó utilizando un modelo que, utilizando edificios pequeños versátiles, de formas sencillas y volúmenes rotundos componía campus empresariales donde dominaban las zonas verdes y la amplitud de espacios abiertos (Fig 1a). El edificio, de forma cúbica, consta de tres plantas y un total de 1,091 m² de los cuales 852 m² están acondicionados para su uso de oficina y el resto está destinado a zonas de archivo (véase ejemplo de planta en Fig. 1b). Dada su modularidad —hay 4 oficinas por cada planta— y repetibilidad en la zona (el Parque empresarial “Miniparc”) se consideran dos edificios adyacentes de idénticas características, usos y consumos. Aprovechando el pequeño tamaño de los edificios del parque se utilizó el sistema prefabricado como elemento estructural, y el muro cortina de vidrio como envolvente exterior. Las características constructivas de las envolventes (composición, espesores y conductividades de los materiales constituyentes) han permitido determinar los coeficientes globales de transmisión térmica de: suelos ($U=0,96$ W/m²K), cubierta y techos ($U=0,31$ W/m²K), muros exteriores ($U=0,49$ W/m²K) y acristalamiento ($U=2,71$ W/m²K) (Almeida et al., 2017).

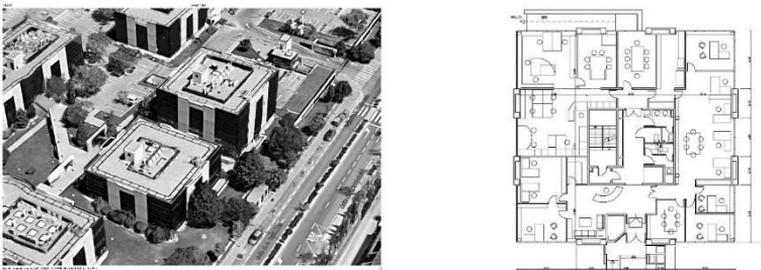


Fig. 1. (a) Imagen del edificio de referencia (centro); (b) Planta baja del edificio

Modelado Energético y Mediciones

Las simulaciones se han realizado en el entorno *Design Building/Energy Plus*, considerando los datos climáticos de Madrid (localidad de un clima frío semiárido de tipo BSk en clasificación del clima de Köppen-Geiger), que presenta notables diferencias de radiación solar entre invierno y verano (valores medios diarios de irradiación global de 2 kWh/m² en diciembre y 8 kWh/m² en julio), así como de temperatura de bulbo seco (diferencias de

25°C). Se ha generado un modelo adaptado a las características del edificio, plantillas de actividad del edificio y sus instalaciones (véase Fig. 2a para un día laborable), plantillas de cerramientos y acristalamientos.

Asimismo, se realizaron campañas de medidas para determinar valores de las variables de entrada consistentes con los consumos reales del edificio, para lo cual se emplearon contadores trifásicos instalados en los cuadros eléctricos de 2 oficinas de la planta baja con orientación Sureste y Suroeste (Fig. 2b). Las mediciones permitieron determinar:

- La densidad de potencia eléctrica instalada por cada 100 lux: 4 W/m².
- Las eficiencias del sistema de climatización —sistema multisplit— en calefacción y climatización: COP=2,6 y EER=2,2. Para la determinación de estas, además de consumos eléctricos se midieron sondas para la medida de la temperatura ambiente, temperatura del aire a la entrada y salida de la máquina y caudal de aire. Las temperaturas de confort en invierno y verano son: 21-23,5°C y 22,5-25,5 °C.
- La densidad de potencia de otros equipos informáticos y de oficina: 3 y 2 W/m².

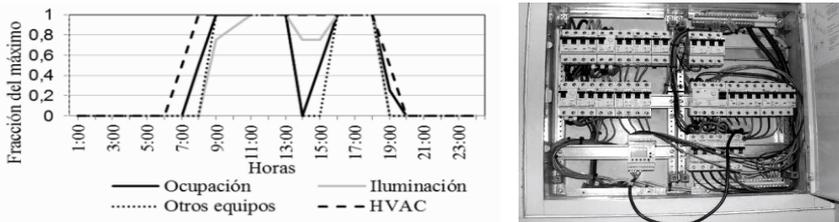


Fig. 2. (a) Horarios de ocupación y uso de instalaciones (b) Cuadro eléctrico tipo de oficina

La Tabla 2 resume las características del suministro eléctrico del edificio, cuyo coste en 2016 fue de 25.420 € (42% y 38% de cargos por energía y potencia, un 20% en concepto de impuestos). La Tabla 3 (primera columna) muestra los resultados de las simulaciones. La diferencia con respecto al consumo eléctrico real obtenido de las facturas eléctricas (promedio de los 2 últimos años) es de un 13%.

Tabla 2. Características del contrato de suministro eléctrico

	Punta	Llano	Valle
Horarios: invierno/verano	6-10pm/ 11am-3pm	10-12pm+8am-6pm/ 8-11am+3-12pm	0-8am
Término de potencia (€/kW.a)	40,72 €	24,43	16,29
Término de energía (c€/kWh)	10,38	8,57	1,25

Propuesta de Intervención 1: Sistema de Iluminación

Uno de los pilares básicos de la rehabilitación energética de edificios es la reducción de consumos a través de la mejora de la eficiencia energética. Del análisis de los consumos eléctricos de las instalaciones del edificio de referencia y su antigüedad se infiere la posibilidad de reducir el consumo eléctrico del sistema de iluminación mediante la sustitución de los fluorescentes existentes por lámparas LED controladas por un sistema de regulación de la intensidad de iluminación. Este se plantea en los lugares de trabajo para

garantizar, mediante la combinación de iluminación natural y artificial, un nivel de iluminancia de 700 Lux, consistente con lo establecido por la normativa (CTE, 2006).

Propuesta de Intervención 2: Pérgola Fotovoltaica

Como puede observarse de la Tabla 3, el consumo eléctrico en climatización (38% del total), es el más importante, consistente con la tipología del edificio (Persson, 2015). Esto, combinado con las posibilidades de integración fotovoltaica sugiere el interés de diseñar una pérgola inclinada 10° (véase Fig. 3a) que proporcione sombreado al edificio así como electricidad para abastecer parte de las necesidades eléctricas del edificio. Se podría realizar mediante una estructura parcialmente soportada por la estructura del edificio y una estructura complementaria a su vez apoyada en el perímetro colindante. Con el objeto de reducir las ganancias solares, especialmente las que se producen a través del muro cortina, la pérgola volaría sobre la fachada noroeste del edificio de referencia.

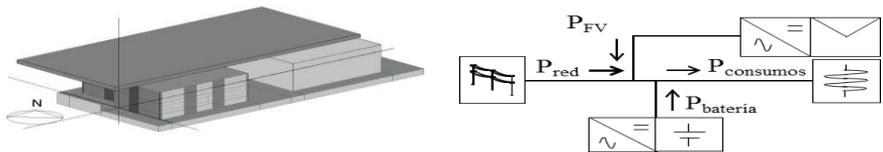


Fig. 3. (a) Propuesta de pérgola fotovoltaica (b) Esquema de instalación fotovoltaica

Los módulos fotovoltaicos escogidos son 256 unidades de silicio monocristalino y 18% de eficiencia cuyo aspecto (células azul oscuro, superficie trasera de color negro, marco perimetral negro) resulta adecuado a la estética de los edificios. En conjunto ocuparían un 70% de la superficie total de la pérgola y supondrían una potencia instalada de 120 kW, que se conectaría a través de un inversor a la red eléctrica interior del edificio (Fig. 3b).

Estrategias de Gestión Energética

La ubicación del punto de conexión de la pérgola fotovoltaica supone que la generación que coincida temporalmente y sea menor o igual al consumo de los edificios será consumida localmente. Esto implica que, en ausencia de medidas de gestión de la demanda que permitan trasladar los consumos a horas de generación, el aprovechamiento de la generación fotovoltaica no será total. Es por ello que se contempla la incorporación de almacenamiento eléctrico, el cual proporciona flexibilidad para mejorar el aprovechamiento de la generación en términos energéticos (optimizar el autoconsumo) o de potencia (reducción de picos de demanda de la red). En este punto conviene definir dos parámetros de interés, Autoconsumo (ξ_{FV}) y Autosuficiencia (ξ_C), que representan respectivamente las fracciones de generación aprovechada localmente y de consumo suministrada localmente:

$$\xi_{FV} = \frac{E_{FV \rightarrow \text{Consumo}}}{E_{FV} + E_{Bateria \rightarrow \text{Consumo}}} \quad (1)$$

$$\xi_C = \frac{E_{FV \rightarrow \text{Consumo}}}{E_{Consumo}} + \frac{E_{Bateria \rightarrow \text{Consumo}}}{E_{Consumo}} \quad (2)$$

Trabajos previos han demostrado el interés de combinar estrategias de gestión del almacenamiento para optimizar el autoconsumo en primavera y otoño, con la de reducir los picos de demanda superiores a 100 kW en verano e invierno. En este artículo se considera una capacidad de almacenamiento de 250 kWh (equivalente a 0,5 días de consumo) y una relación Energía/Potencia de 4 h. Si bien en la Fig. 3b se muestra un inversor independiente para el almacenamiento, en la práctica existen en el mercado ya equipos que admiten entradas fotovoltaica y de almacenamiento. Se analizan asimismo 2 tecnologías de almacenamiento, Plomo-ácido tipo VRLA e Ion-Litio, mediante una herramienta *software* específica, PVBat (Solano, 2018).

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La Tabla 3 muestra los consumos eléctricos del edificio original y los resultantes de las intervenciones 1 y 2. Como puede observarse, tras la propuesta de intervención 1 el gasto eléctrico en iluminación disminuye un 46% con respecto del original, pasando a representar un 11% del gasto eléctrico previo frente al 18% inicial. Asimismo, el cambio supone una disminución de un 4% del consumo eléctrico en refrigeración y un aumento de un 3% en calefacción, con lo que en conjunto el edificio reduciría su consumo anual en un 9%.

Tabla 3. Consumos de los edificios originales y tras las propuestas de rehabilitación

Instalación	Original (kWh / %)	Tras propuesta 1 (kWh / %)	Tras propuestas 1 y 2 (kWh / %)
Iluminación	38.684 / 18	20.852 / 11	21.705 / 12
Calefacción y ACS	57.500 / 27	59.217 / 30	63.402 / 35
Refrigeración	81.870 / 38	78.604 / 40	61.200 / 33
Otros equipos	36.527 / 17	36.527 / 19	36.527 / 20
Total	214.582 / 100	195.202 / 100	182.835 / 100

La combinación de la propuesta anterior con la pérgola fotovoltaica proporcionaría una reducción adicional del consumo en refrigeración del 22% gracias a la funcionalidad de protección solar. Conviene notar que ello implicaría también una reducción de aporte solar en épocas de calefacción y, por tanto, un incremento del consumo eléctrico asociado. No obstante, en términos totales la reducción adicional del consumo con respecto a la propuesta 1 sería del 6% y con respecto a la situación original del 15%. Por su parte, la generación fotovoltaica proporcionaría a los edificios una Autosuficiencia (ξ_C) del 53%, siendo el Autoconsumo de la generación local (ξ_{FV}) el 51%.

El uso del almacenamiento eléctrico de la tecnología Pb-ácido/VRLA se muestra en la Fig. 4 a través de dos días típicos de invierno y verano. En la Fig. 4a, día de invierno, puede verse que dado el escaso excedente fotovoltaico (únicamente de 14 a 15 h.) apenas se utiliza la batería, cuyo estado de carga se mantiene en un estado de carga elevado ($SoC > 90\%$). En cambio, en el día de verano la generación fotovoltaica, que alcanza sus niveles máximos (85 kW al mediodía), permite abastecer directamente gran parte de la demanda del edificio, almacenándose los excedentes del mediodía para contribuir a alimentar gran parte de la demanda hasta las 18 h.

En la Tabla 4 se muestran los resultados anuales energéticos y económicos considerando las 2 propuestas de rehabilitación. Los resultados energéticos incluyen autosuficiencia, autoconsumo y

tiempo de vida de las baterías en su caso. Los costes fotovoltaicos considerados han sido: 1.2 €/kW; 250 y 400 €/kWh de almacenamiento de Pb-ácido e IonLitio respectivamente; 4 €/kW.año por operación y mantenimiento. Otras hipótesis macroeconómicas asumidas han sido las típicas para instalaciones fotovoltaicas en edificios terciarios (Creara, 2016). Los resultados económicos mostrados son: coste proyectado de la energía (*Levelized Energy Cost of Electricity*, LCOE), ahorro económico del primer año en la factura eléctrica, beneficios obtenidos en el primer año (suma del ahorro en la factura y la retribución de los excedentes fotovoltaicos al precio del “pool eléctrico”, considerada de 5,2 c€/kWh valor promedio en 2016) y tiempo de amortización de la inversión (*Payback time*, PBT).

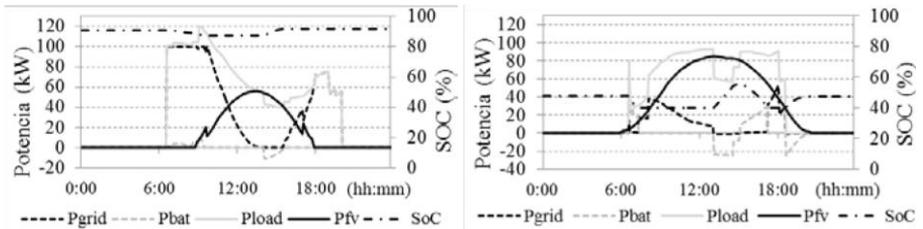


Fig. 3. Flujos de potencia en días típicos de: (a) invierno; (b) verano

Tabla 4. Resultados energéticos y económicos

	Sin almacenam.	Almac. Pb-ácido	Almac. Ion-Litio
ξ_C (%)	53,1	57,5	58
ξ_{FV} (%)	50,8	57,1	57,9
$E_{FV} \rightarrow$ Consumo (% $E_{Consumo}$)	52,7	52,7	52,7
$E_{Bateria} \rightarrow$ Consumo (% $E_{Consumo}$)	-	4,7	5,3
Tiempo vida batería (años)	-	11,6	19,6
LCOE (c€/kWh)	5,91	9,7	9,6
Ahorro año1 (%Factura inicial)	25	40	40
Beneficios año1 (% Factura in.)	43	56	56
PBT (años)	15	18	19

Como puede observarse, sin almacenamiento eléctrico el coste proyectado de la electricidad fotovoltaica, 5,9 c€/kWh, es notablemente inferior al precio de la electricidad de la red en los periodos punta y valle (Tabla 3). Los beneficios resultantes del ahorro eléctrico en la factura y la retribución de excedentes representarían el 43% del coste eléctrico inicial (un 25% de ahorro de la factura el primer año, asociado casi exclusivamente al término de energía, ya que no se consigue reducir el contrato de potencia), siendo el tiempo de recuperación de la inversión de 15 años. El uso de almacenamiento permite incrementar un 5% el grado de Autosuficiencia, si bien a costa de un incremento en el coste proyectado de la electricidad fotovoltaica que ahora solo sería inferior al precio de la electricidad comercial en horas punta. No obstante, en este caso los beneficios económicos el primer año se incrementarían hasta el 56% del coste del suministro eléctrico inicial, sobre todo debido a la reducción del término de potencia, que en España tiene un peso comparable, solo levemente inferior, al término de energía. Nótese que, por ello, el incremento del tiempo de

recuperación de la inversión se incrementaría 3-4 años, siendo en cualquier caso inferior al tiempo de vida de la inversión.

Se puede concluir, por tanto, que la tecnología fotovoltaica es una alternativa viable para la rehabilitación energética de edificios de oficinas que, además de suministrar electricidad renovable al edificio e importantes beneficios económicos, puede contribuir a mejorar la eficiencia energética de los mismos. Obviamente, la consideración de esta tecnología conjuntamente con otras estrategias de ahorro y eficiencia energéticas permitirán llegar a soluciones que proporcionen el máximo valor a las inversiones asociadas y, por tanto, un servicio optimizado para los propietarios y usuarios.

AGRADECIMIENTOS

Juan Carlos Solano y Giovani Almeida Dávi son investigadores financiados por la Secretaría Nacional de Educación Superior, Tecnología e Innovación de Ecuador y el Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico de Brasil, respectivamente. Las investigaciones han recibido asimismo el apoyo del proyecto “DEMS: Sistema distribuido de gestión de energía en redes eléctricas inteligentes” (TEC201566126-R), cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad de España.

REFERENCIAS

- Almeida G., López de Asiain J., Solano J., Caamaño-Martín E., Bedoya C. (2017). Energy Refurbishment of an Office Building with Hybrid Photovoltaic System and Demand-Side Management. *Energies* 2017, 10, 1117.
- CENELEC (2016), EN 50583-1: Photovoltaics in buildings – Part 1: Modules; EN 505832: Photovoltaics in buildings – Part 2: Systems.
- Código Técnico de la Edificación. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Véase también Orden FOM/1635/2013. <<http://www.boe.es>>
- Comisión de Expertos de Transición Energética (2018). Análisis y propuestas para la descarbonización. http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf (último acceso: 18/05/2018)
- Creara (2016). PV Grid Parity Monitor – Commercial sector 3rd issue. <http://www.creara.es/actualidad/pv-grid-parity-monitor-residential-sector-3rd-issue>
- IDAE (2017), Informe sintético de indicadores de eficiencia energética en España. http://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/informe_indicadores_ee_2015_27072017.pdf (último acceso: 18/05/2018)
- International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme. Review and Analysis of Self-Consumption Policies. IEA-PVPS T1-28:2016. ISBN 978-3-906042-33-6
- Merei G., Moshövel J., Magnor D., Sauer, D.U. (2016). Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. *Applied Energy* 168, 171-178.
- Persson U., Werner S. (2015). Quantifying the heating and cooling demand in Europe. Background report 4. Proyecto STRATEGO, Programa Intelligent Energy Europe (ref.: IEE/13/650). <<http://stratego-project.eu/es/>>
- Solano J. (2018). Energy and Economic optimization of PV Hybrid systems to supply buildings HVAC demand: battery modeling and control strategies. Tesis Doctoral, E.T.S.I. Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, España.

MODELIZACIÓN DEL COEFICIENTE DE TRANSMITANCIA TÉRMICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA INTEGRACIÓN EN EDIFICIOS

Sánchez-Palencia P.^{ab}, Martín-Chivelet N.^a, Chenlo F.^a

^a Unidad de Energía Fotovoltaica, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid, 28040, España, nuria.martin@ciemat.es

^b Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Avda. Complutense 30, Madrid, 28040, España, p.sanchez-palencia@alumnos.upm.es

RESUMEN

Este estudio pretende contribuir al avance en la modelización del comportamiento térmico de módulos fotovoltaicos para integración en edificios, un tema aún por desarrollar en comparación con el gran conocimiento general que se tiene del comportamiento de los módulos, especialmente respecto a sus características eléctricas. Partiendo del modelo físico basado en los modos de transferencia de calor y considerando las condiciones de trabajo y las características particulares de los módulos, se propone un modelo que permita calcular la temperatura de los módulos en integración arquitectónica, que posteriormente se validará y contrastará con otras metodologías existentes. El modelo ha permitido evaluar la influencia de algunos parámetros hasta ahora no considerados, como la irradiancia solar y la eficiencia eléctrica de los módulos, en el coeficiente de transmitancia térmica

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Fotovoltaica, Integración de Fotovoltaica en Edificios, Eficiencia energética, Comportamiento Térmico, Modelización.

ABSTRACT

This study has the main goal of contributing to the progress of the correct modeling of thermal performance of Building Integrated Photovoltaics, a progress that runs way behind the pace of development in other areas of characterization of modules, such as electrical characterization. It is proposed a model that, starting from the physics of heat transfer, allows to consider the specifications of the module as well as the whole operation conditions to calculate the real temperature of the integrated modules; the model will be validated and compared to other present standardized regulations. The model takes into account the impact of some parameters not considered until this moment, like solar irradiance and electrical efficiency of the modules, on the heat transfer coefficient.

KEYWORDS: Solar Energy, Building Integrated Photovoltaics, Energy efficiency, Thermal performance, Modeling.

INTRODUCCIÓN

El diseño de sistemas fotovoltaicos integrados en edificios necesita avanzar en el conocimiento del comportamiento de los módulos fotovoltaicos como elementos constructivos. Sus propiedades térmicas y ópticas afectan a la eficiencia energética del edificio, en mayor o menor medida según la aplicación arquitectónica en la que estén integrados, como pueden ser fachadas ventiladas, cubiertas o muros cortina. Parámetros comúnmente utilizados en los programas de simulación energética de edificios, como la transmitancia térmica (coeficiente global de transferencia de calor) o el factor solar, necesitan ser determinados con mayor rigor y exactitud en los módulos fotovoltaicos para cada tipo de configuración y tecnología, ya que habitualmente se asumen valores de elementos constructivos convencionales. La propia Norma EN 50583 (CENELEC, 2016) sobre sistemas fotovoltaicos en edificios remite a las normas relativas a los vidrios en la construcción para la determinación del coeficiente de transmisión térmica de los módulos.

La temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos se ha estudiado extensivamente en los últimos años (Chenlo, 2002) (Silva et al., 2010). Este interés ha estado marcado en gran medida por una búsqueda de la mejora de las predicciones del comportamiento eléctrico de las plantas fotovoltaicas, aunque también hay estudios más recientes que reportan datos sobre la temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos integrados en edificios (Bloem et al., 2012) (Skandalos and Karamanis, 2016). Dicho interés radica en que la potencia generada por un módulo es función de la temperatura a la que se encuentran las células, existiendo una relación de dependencia entre ambos parámetros característica para cada tecnología. Pero en el caso de módulos integrados en edificios el interés por conocer su temperatura es aún mayor, pues va a afectar al comportamiento térmico del elemento en el que está integrado y, por tanto, a la eficiencia energética del edificio.

Este trabajo propone un modelo matemático que incluye la influencia de parámetros característicos de los módulos FV, como la absorción o el rendimiento eléctrico, de gran importancia en el comportamiento térmico y hasta ahora no considerados, en la determinación de la temperatura de los módulos y la transmitancia térmica.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Balances de energía

El modelo parte de los fundamentos físicos de transferencia de calor, considerando los diferentes modos de intercambio entre los elementos del módulo y el ambiente. A esto hay que añadirle el efecto de la irradiancia solar, determinado por los coeficientes ópticos del sistema, que, si bien para el caso de los vidrios es prácticamente despreciable debido a sus bajos coeficientes de absorción, para los módulos adquiere una importancia capital.

Se utiliza un modelo unidimensional, considerando como dirección característica la del espesor del módulo y sus componentes, dando lugar así a valores y resultados por unidad de superficie. Esto implica que se desprecian los gradientes de temperatura en los planos perpendiculares a la dirección característica, producidos por la separación entre células. No obstante, ha sido ampliamente estudiada la escasa influencia de dichos fenómenos para el estudio del comportamiento térmico de la parte central del módulo. Por otro lado, tampoco

se han tenido en cuenta las pérdidas laterales con el marco, algo que sí se consideraría en un estudio del sistema constructivo completo, pero que no es objeto del presente trabajo.

En base a estos fenómenos se plantean balances de energía para los elementos del módulo, que, para realizar el estudio estacionario, se igualan a cero para hallar las condiciones de equilibrio ante unas condiciones de contorno dadas que se mantendrán durante un periodo de tiempo. El conjunto de ecuaciones que conforman los balances de energía de los distintos componentes del módulo plantea un sistema no lineal de ecuaciones sin solución analítica, que se resuelve con la ayuda de MATLAB mediante la utilización del método numérico de Newton-Raphson. Las ecuaciones planteadas para los balances son de la siguiente forma para cada uno de los elementos que interviene:

$$M_k C_k \frac{dT_k}{dt} = 0 = \sum_{i=0}^n q_i + \alpha \tau_k G \quad (1)$$

Donde M_k , C_k y T_k representan la masa, calor específico y temperatura del elemento a evaluar, siendo q_i el flujo de calor con cada uno de los elementos del entorno y el término restante el calor absorbido de la radiación incidente, en el que G representa la irradiancia recibida y $\alpha \tau_k$ el producto transmitancia-absortancia del elemento, que indica la fracción de energía que absorbe el elemento del total que incide en el sistema.

Los flujos de calor entre elementos siguen las leyes que rigen cada uno de los modos de transferencia: conducción, convección y radiación; denotados mediante una formulación unificada:

$$q_i = h_i (T_j - T_k) \quad (2)$$

Donde h_i es el coeficiente de transferencia de calor propio de cada modo de intercambio de calor, mientras que T_k representa la temperatura del elemento a evaluar y T_j la del elemento con el que intercambia calor.

Definición de los coeficientes de transferencia

A continuación se definen los diferentes coeficientes de todos los fenómenos de transferencia de calor que actúan en nuestro sistema. Para ello se irá desgranando elemento a elemento coincidiendo con los balances de energía asociados, explicando los distintos fenómenos que afectan a dicho elemento.

El plano de células encapsulado dentro del módulo intercambiará calor con las dos superficies del mismo, interior y exterior, a través de las distintas capas de materiales que lo constituyen en función del tipo de módulo; encapsulante EVA o PVB a ambos lados, vidrio frontal y vidrio trasero o, en su defecto, una cubierta posterior compuesta de otro material como el PVF (*Tedlar*). El modo que interviene en este caso es la conducción, definiendo los coeficientes de transferencia de acuerdo a la ecuación 3:

$$\frac{1}{h_{i,cond}} = \sum_{c=0}^n \frac{e_c}{k_c} \quad (3)$$

Donde e_c y k_c son el espesor y la conductividad térmica de cada una de las capas de material interpuestas entre el plano de las células y la cubierta correspondiente del módulo.

Para las cubiertas interior y exterior, el cálculo de los coeficientes se complica ligeramente, pues ya intervienen los fenómenos de convección y radiación con el ambiente de manera simultánea. Los coeficientes de intercambio con las células son idénticos a los calculados previamente para las mismas condiciones, mientras que los coeficientes de radiación y convección quedan definidos en las Ecuaciones 4 y 6, respectivamente:

$$h_{i,rad} = K\sigma(T_j^2 + T_i^2)(T_j + T_i) \quad (4)$$

Donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann, T_i y T_j las temperaturas de los dos elementos que intercambian calor y K un coeficiente dependiente de la geometría del intercambio, en base a los factores de forma F_{ij} y F_{ji} , y de las emisividades ϵ de los elementos que intervienen. Dicho coeficiente queda determinado de la siguiente forma:

$$K = \frac{1 - \epsilon_i}{\epsilon_i} + \frac{1}{F_{ij}} + \frac{F_{ji}}{F_{ij}} \frac{1 - \epsilon_j}{\epsilon_j} \quad (5)$$

Para los coeficientes de convección se aplica:

$$h_{i,conv} = \frac{k_{aire}Nu}{L} \quad (6)$$

Donde k_{aire} es la conductividad térmica del fluido que propicia la convección, en nuestro caso el aire, y L es la longitud característica del intercambio, la longitud del módulo. Nu representa el número de Nusselt, que varía en función de las condiciones en las que se produzca el intercambio, calculándose de forma distinta para diferentes regímenes de convección, definidos por los números adimensionales de Peclet (Pe), para diferenciar entre convección natural, mixta o forzada, y los números de Rayleigh (Ra) y de Reynolds (Re) que indican si el flujo sigue un modelo laminar o turbulento en la convección natural y forzada, respectivamente. En la tabla 1 se presenta la formulación utilizada para el cálculo de este parámetro (Churchill and Chu, 1975),

Tabla 1. Formulación empleada para la determinación del número de Nusselt.

	Flujo laminar	Flujo turbulento
Convección natural ($Pe > 2$)	$Nu = 0,68 + \frac{0,67Ra^{\frac{1}{4}}}{\left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr}\right)^{\frac{9}{16}}\right)^{\frac{4}{9}}}$ $Ra < 10^9$	$Nu^{\frac{1}{2}} = 0,825 + \frac{0,387Ra^{\frac{1}{6}}}{\left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr}\right)^{\frac{9}{16}}\right)^{\frac{8}{27}}}$ $10^9 < Ra < 10^{12}$
Convección mixta ($0,5 < Pe < 2$)	$Nu_{mix} = \sqrt[3]{Nu_{nat}^3 + Nu_{for}^3}$	
Convección forzada ($Pe < 0,5$)	$Nu = 0,664Re^{\frac{1}{2}}Pr^{\frac{1}{3}}$ $Re < Re_{tr} = 5 \cdot 10^4$	$Nu = 0,664Re_{tr}^{\frac{1}{2}}Pr^{\frac{1}{3}} + 0,036Re^{\frac{4}{5}}Pr^{0,43} \left(1 - \left(\frac{Re_{tr}}{Re}\right)^{\frac{4}{5}}\right)$ $Re_{tr} < Re < 10^7$

Donde Pr es el número de Prandtl y Re_{tr} es el valor del número de Reynolds de transición a flujo turbulento.

Con base en el modelo presentado se ha realizado un programa de simulación con el que se han obtenido todos los resultados que aparecen en los diversos estudios de este artículo.

VALIDACIÓN CON MEDIDAS EXPERIMENTALES

Con el objetivo de contrastar los resultados teóricos del modelo y realizar su validación, se ha realizado un trabajo experimental de apoyo.

Para observar en detalle y poder analizar de manera global ante diversas condiciones ambiente el comportamiento de los módulos, en comparación también con vidrios convencionales, se han instalado dos casetas de ensayo, adecuadamente aisladas y acondicionadas y con los pertinentes equipos de medida para realizar un seguimiento completo de los parámetros de interés. En sendas casetas gemelas se han practicado dos aberturas en las que se han instalado un vidrio estándar y un módulo semitransparente monocristalino respectivamente, de idénticas dimensiones de superficie, a fin de poder observar las diferencias de comportamiento de ambos ante idénticas condiciones (Martin-Chivelet et al., 2018).

Los parámetros a monitorizar serán las condiciones de contorno en ambas casetas: irradiancia, dirección y velocidad del viento, temperatura ambiente exterior e interior, así como temperaturas superficiales exterior e interior del módulo y el vidrio. Este seguimiento nos permitirá determinar el desempeño de ambos elementos en su papel como elementos constructivos a la hora de evaluar la eficiencia energética en edificios. También se realizarán, de manera adicional, medidas de la temperatura de las paredes internas de la caseta, a tener en cuenta a la hora de determinar el intercambio por radiación. En la Fig. 1 se muestran mediciones realizadas a lo largo de un día entero y de manera simultánea para ambas casetas.

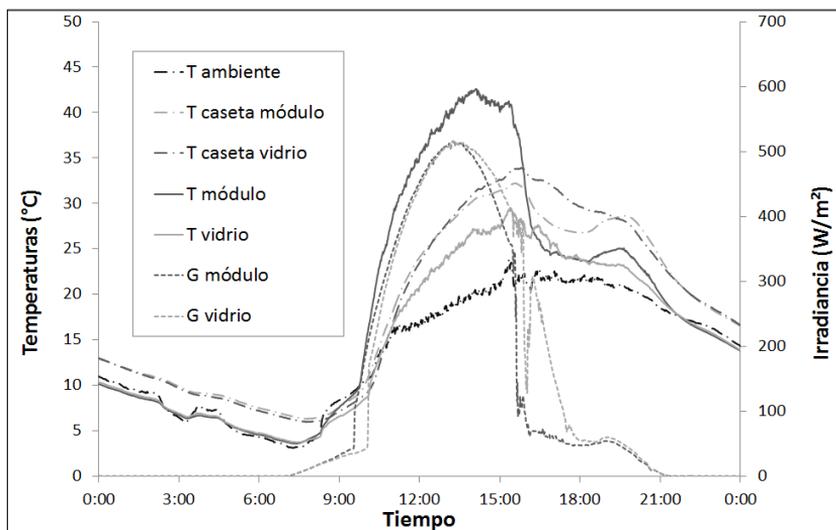


Fig.1. Medidas experimentales del día 4 de mayo.

En la Fig. 1 se observa cómo los comportamientos térmicos de vidrio y módulo difieren notablemente en cuanto empiezan a incidir irradiancias significativas, llegando a aparecer

diferencias térmicas de hasta 20 grados centígrados. Este hecho hace imposible la modelización única y equivalente del comportamiento térmico de vidrios y módulos y constituye la base y la razón de ser del estudio realizado, siendo necesaria una nueva interpretación y modelización de los fenómenos que tienen lugar.

A continuación se muestran los resultados de la validación del modelo desarrollado. Se han utilizado para ello condiciones de contorno medidas en momentos puntuales del día en los que dichas condiciones permanecen dentro de un rango más o menos estable, con el fin de garantizar la validez de aplicación de un modelo estacionario. Se ha tratado de escoger diferentes momentos del día, incluyendo medidas nocturnas y diurnas, así como diferentes días de medición, a fin de obtener una muestra variada y significativa de resultados. La Tabla 2 recoge los datos experimentales medidos en diferentes instantes de equilibrio estacionario junto con las temperaturas correspondientes simuladas.

Tabla 2. Resultados comparativos para la validación del modelo

Condiciones ambiente			Temperaturas medidas		Temperaturas simuladas		Diferencias	
G (W/m ²)	Te (°C)	Ti (°C)	Tse (°C)	Tsi (°C)	Tse (°C)	Tsi (°C)	ΔTe (°C)	ΔTi (°C)
0	9.5	11.3	8.9	9.9	9.8	10.0	-0.9	-0.1
8	3.4	6.4	3.9	3.8	4.6	4.8	-0.7	-1.0
12	11.9	12.8	11.2	11.3	11.4	11.5	-0.2	-0.2
45	21.6	26.8	23.9	23.9	23.7	24.1	0.2	-0.2
49	25.5	30.7	27.5	27.5	27.3	27.8	0.2	-0.3
363	24.5	35.2	43.7	43.1	43.1	44.0	0.6	-0.8
451	22.4	34.3	45.7	45.5	45.2	46.2	0.4	-0.8
468	23.1	34.8	47.3	46.6	46.2	47.1	1.1	-0.4
479	18.9	28.7	40.3	41.5	41.9	42.7	-1.6	-1.1
529	19.9	27.6	42.8	42.8	43.8	44.4	-1.0	-1.6

Con las simulaciones realizadas para el módulo, mostradas en la Tabla 2, se ha obtenido una desviación promedio de -0.4 °C entre temperaturas medidas y simuladas, siendo el error máximo de -1.6 °C. Se ha realizado también un estudio análogo para el vidrio con resultados de -1.2 y -3.2 °C de errores promedio y máximo. Considerando la incertidumbre asociada al proceso de medición (+/-0.5 °C) y la imposibilidad de conseguir condiciones de contorno absolutamente estables, especialmente en las mediciones realizadas durante las horas de sol, se puede concluir que el buen ajuste de resultados y medidas permite la validación del modelo, lo que posibilitará la realización de estudios más precisos variando de manera controlada diferentes parámetros del módulo o condiciones de contorno.

ESTUDIO DE INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA

Según los estándares de caracterización marcados por la Norma EN 673 (CENELEC, 2011), se han fijado idénticas condiciones de contorno para simular los parámetros y condiciones en el equilibrio de un módulo, con el objetivo de cuantificar la influencia de la irradiancia en dichos resultados. La norma no incluye especificación alguna para dicho parámetro, puesto que la baja absorptancia de los vidrios resta importancia a la energía captada por radiación, sin embargo ya hemos comentado que al introducir materiales mucho más absorbentes en los módulos cobrará una mayor relevancia, que es la que se intentará determinar aquí. En la Fig.2 se presenta la evolución de las condiciones de equilibrio, así como del coeficiente global de transmisión de calor, para diferentes valores de irradiancia.

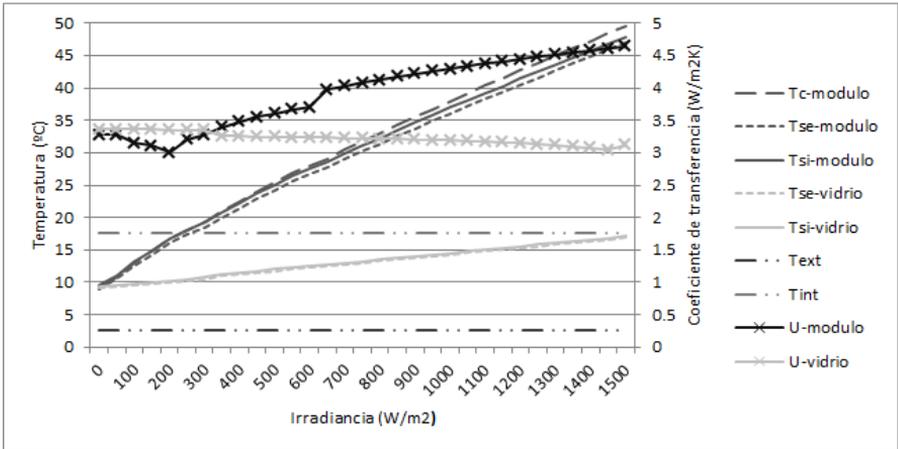


Fig.2. Estudio del impacto de la irradiancia en la temperatura y la transmitancia térmica

Se observa de manera evidente el enorme impacto de la irradiancia en un módulo, que, simplemente por los valores de temperatura que alcanza, 30 °C por encima de la temperatura ambiente en el interior, presenta modificaciones sustanciales en los modos convectivos de transferencia de calor con el entorno. Esto resulta en un coeficiente de transferencia global del orden de 1.5 veces superior que en el caso del vidrio ante las mismas condiciones.

Diferentes valores de transmitancia y eficiencia de conversión de los módulos a ensayar tendrían efectos similares en el comportamiento térmico global, confiriendo mayor o menor influencia en los valores finales de los parámetros a la irradiancia o a las temperaturas del entorno.

CONCLUSIONES

Se hace evidente la necesidad de incluir la irradiancia como parámetro de peso en la modelización del comportamiento térmico de módulos fotovoltaicos, más ahora que dicha caracterización cobra gran importancia con el auge de los BIPV (Building Integrated Photovoltaics) en la eficiencia energética de edificios. Se hace necesario por tanto profundizar en la cuantificación de dicho impacto y estudiar la manera de tenerlo en cuenta en las diversas normas y regulaciones establecidas, sin complicar sobremanera los métodos de cálculo ni los ensayos requeridos.

De acuerdo a ese primer paso de cuantificación del impacto, se han obtenido, para el caso concreto de estudio, atendiendo a las condiciones de contorno establecidas por la normativa existente de determinación del coeficiente de transferencia global (CENELEC, 2011) y para un valor estandarizado de irradiancia (1000 W/m²), diferencias de más de 20 °C de temperatura e incrementos del 40% en el coeficiente de transferencia global entre una ventana fotovoltaica y una de vidrio.

Se ha observado que para niveles significativos de irradiancia, debido a la mayor absorción de las células, el módulo fotovoltaico deja de comportarse como un mero elemento interpuesto entre dos ambientes de temperaturas distintas, pasando a ser el propio módulo el elemento de mayor temperatura y constituyendo así un foco de calor. De esta forma, se pasa de una situación en la que sólo existe un flujo de calor unidireccional, de la superficie más caliente a la más fría, a otro caso distinto en el que existen dos flujos desde el centro del módulo, donde se ubican las células, a las dos superficies, externa e interna. Será de gran utilidad para conocer mejor el comportamiento térmico de los módulos ahondar en este fenómeno, pudiendo resultar interesante la utilización de dos coeficientes de transferencia global independientes y separados para la cara interna y la externa respectivamente.

El modelo desarrollado y validado dentro del marco del presente artículo permitirá el estudio en profundidad del desempeño térmico de los módulos fotovoltaicos integrados en edificios, constituyendo una herramienta de gran utilidad para futuros análisis.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido en parte financiado por el Gobierno Regional de Madrid, Programa OMEGA-CM con referencia S2013/MAE2835. Los autores agradecen este apoyo.

REFERENCIAS

- Bloem, J.J., Lodi, C., Cipriano, J., Chemisana, D., 2012. An outdoor Test Reference Environment for double skin applications of Building Integrated PhotoVoltaic Systems. *Energy Build.* 50, 63–73. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.03.023>
- CENELEC, 2011. EN 673:2011. Glass in building. Determination of thermal transmittance (U value). Calculation method.
- CENELEC, 2016. EN 50583-1:2016. Photovoltaics in buildings - Part 1: BIPV modules.
- Chenlo, F., 2002. Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano.
- Churchill, S.W., Chu, H.H.S., 1975. Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a vertical plate. *Int. J. Heat Mass Transf.* 18, 1323–1329. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(75\)90243-4](https://doi.org/10.1016/0017-9310(75)90243-4)
- Martín-Chivelet, N., Chenlo, F., Sánchez-Palencia, P., San Miguel, V., 2018. Determinación de la temperatura de las ventanas fotovoltaicas para la evaluación de su efecto en la eficiencia energética de los edificios, in: XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar. AEDES, Madrid.
- Ivanofuentes, U. Optical and spectral reflectance patterns of Photovoltaic Modules and Their Thermal Effects. *J. Sol. Energy Eng.* 132, 041016. <https://doi.org/10.1115/1.4002246>
- Skandalos, N., Karamanis, D., 2016. Investigation of thermal performance of semi-transparent PV technologies. *Energy Build.* 124, 19–34. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.04.072>

Metodología simplificada para ensayo y caracterización de componentes constructivos en clima cálido y soleado. Aplicación a la caracterización de un componente de referencia

Díaz J.A.* , Bravo D.* , Jiménez M.J.*

* Unidad de I+D sobre Eficiencia Energética en la Edificación, CIEMAT, Avenida Complutense nº40, 28040 (Madrid), mjose.jimenez@psa.es

RESUMEN

En este trabajo se considera la evaluación energética experimental de un conjunto de elementos constructivos avanzados (módulos fotovoltaicos y ventanas electrocrómicas) y se propone una metodología simplificada de análisis de datos basada en un esquema de regresión lineal y a su vez incorporando los aspectos dinámicos propios del ensayo así como otros efectos físicos de especial relevancia para los ensayos realizados bajo clima cálido y soleado. Como resultados del trabajo desarrollado hasta el momento se presentan el diseño experimental, la metodología de análisis de datos propuesta, su validación y aplicación a una muestra opaca ensayada como referencia con anterioridad al resto de los elementos considerados. Los resultados y conclusiones obtenidas se aplicarán para la realización próximos ensayos de módulos fotovoltaicos y ventanas electrocrómicas.

PALABRAS CLAVE: Energía en edificios, Parámetros térmicos, Ensayos de intemperie, Parámetros característicos, Identificación de sistemas, Ensayos *in situ*, Análisis dinámico.

ABSTRACT

This work considers the experimental energy evaluation of a set of advanced constructive elements (photovoltaic modules and electrochromic windows). A simplified data analysis methodology is proposed, based on a linear regression scheme. It incorporates the dynamic aspects of the test, as well as other physical effects of special relevance for the tests carried out under warm and sunny weather. As a result of the work developed to date, the following are presented: The experimental design, the proposed data analysis methodology, its validation and its application to an opaque sample, tested as a reference before the rest of the elements considered. The results and conclusions obtained will be applied for the realization of future tests of photovoltaic modules and electrochromic windows.

KEYWORDS: Building energy, Thermal parameters, Outdoor testing, Performance indicators, System identification, In situ tests, Dynamic analysis.

INTRODUCCIÓN

El consumo energético empleado en el acondicionamiento de edificios representa un alto porcentaje respecto al consumo total de energía y es también una causa importante de emisiones contaminantes a la atmósfera (BPIE, 2011). Con el objetivo de reducir este consumo y las correspondientes emisiones se ha abordado la elaboración de normativa que a su vez a puesto de manifiesto la necesidad de un sólido soporte científico para el desarrollo y validación de procedimientos que puedan incorporarse en la normativa, por lo que esto a su vez ha impulsado la múltiples iniciativas al respecto en el ámbito de la investigación (Sawachi, 2013). La envolvente de los edificios es uno de los elementos que más condicionan el consumo de los edificios, lo cual está condicionando que gran parte de los esfuerzos que se están realizando en la actualidad en los diferentes ámbitos (normativa, investigación,...) se centren en la caracterización del comportamiento energético de envolventes constructivas (Annex 71, 2016-2021).

La mayor parte de la normativa actual sobre el comportamiento energético de los edificios se basa en cálculos teóricos y simulaciones basadas en especificaciones de diseño que pueden presentar desviaciones significativas respecto al comportamiento real (de Wilde, 2014). Los ensayos experimentales en condiciones climáticas y de uso reales a diferentes escalas constructivas pueden contribuir de forma significativa a solucionar estos problemas. Estas desviaciones se acentúan cuando las envolventes de los edificios incorporan componentes constructivos innovadores que incorporan cierto grado de complejidad que puede contribuir a que no sean aplicables las simplificaciones habitualmente utilizadas en cálculos teóricos.

Los ensayos de envolventes constructivas bajo condiciones meteorológicas y de uso reales pueden contribuir a resolver algunos de los problemas que acarrear los cálculos teóricos. Es importante destacar que cuando los ensayos se llevan a cabo bajo condiciones meteorológicas reales, estas condiciones deben ser tenidas en cuenta en cuanto al diseño del experimento, siendo además determinantes respecto a la validez de las aproximaciones que se emplean habitualmente en el análisis de los datos experimentales para la determinación de los parámetros característicos (Jimenez y col, 2016). Esta necesidad se ve acentuada en España y en general en los países del sur de Europa por la complejidad añadida debido a las temperaturas más cálidas y altos niveles de radiación solar que se dan en estos países (Jimenez y col, 2008). Por otra parte, los procedimientos de análisis de datos que permiten tener en cuenta estos aspectos suelen tener asociada una complejidad considerable, por lo que sería de gran utilidad poder disponer de procedimientos simplificados que permitan llevar a cabo este análisis siendo a la vez fiables.

En este trabajo se considera la evaluación energética experimental de un conjunto de elementos constructivos avanzados (módulos fotovoltaicos y ventanas electrocrómicas) y se propone una metodología simplificada de análisis de datos basada en un esquema de regresión lineal y a su vez incorporando los aspectos dinámicos propios del ensayo así como otros efectos físicos de especial relevancia para los ensayos realizados bajo clima cálido y soleado. Este método se basa en el planteamiento de ecuaciones diferenciales de balance energético, su integración y el uso de medias temporales para representar las integrales (Naveros y col, 2012; Castillo y col. 2014). La aplicación de este método requiere la determinación del periodo de integración óptimo para realizar esta aproximación. Esta aproximación permite obtener los parámetros característicos del

balance de energía mediante regresión lineal, lo cual supone una simplificación relevante respecto a las técnicas de identificación de sistemas que se emplean habitualmente para obtener estos parámetros (Jiménez y Madsen, 2008). Entre los resultados de trabajo realizado hasta el momento se encuentran los siguientes que se describen en este artículo: el diseño experimental, la metodología de análisis de datos propuesta, su validación y aplicación a una muestra opaca ensayada como referencia con anterioridad al resto de los elementos considerados. Los resultados y conclusiones obtenidas se aplicarán para la realización los siguientes ensayos de módulos fotovoltaicos y ventanas electrocrómicas. Entre las conclusiones obtenidas cabe destacar la elevada incertidumbre obtenida cuando se utiliza un día como periodo de integración, y la reducción significativa de esta incertidumbre a medida que este periodo de integración aumenta.

DISPOSITIVO EXPERIMENTAL

Recinto de ensayo y muestras

Se ha llevado a cabo una campaña experimental en las instalaciones experimentales del Laboratorio de Ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE) del CIEMAT en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Este Laboratorio dispone de varios sistemas experimentales para estudio experimental de sistemas constructivos de tamaño real bajo condiciones meteorológicas reales (Castaño et al. 2016), mediante análisis de datos aplicando técnicas de análisis de series temporales e identificación de sistemas. Los ensayos considerados en este trabajo se han realizado en uno de los 4 recintos de ensayo de este Laboratorio. Cada uno de estos recintos está compuesto por una habitación de ensayo con alto aislamiento térmico y una habitación de servicio. En la habitación de ensayo es posible sustituir el cerramiento original por el cerramiento constructivo a ensayar para la caracterización experimental de cualquier cerramiento convencional o innovador.

Para realizar los ensayos de ventanas electrocrómicas y módulos fotovoltaicos que se están llevando a cabo en el Programa OMEGA-CM (<http://projects.ciemat.es/web/omega-cm>) se ha construido una pared de referencia donde se han instalado una serie de muestras para su caracterización. En primer lugar se realizó la caracterización de la pared de referencia, posteriormente se realizó la caracterización de la pared de referencia con cada una de las muestras. Los resultados obtenidos de la pared de referencia incluyendo y sin incluir cada una de las muestras permitirá caracterizar estas muestras.

Dispositivos de medida

Se ha utilizado un sistema de adquisición de datos distribuido basado en módulos Compact Fieldpoint de NATIONAL INSTRUMENTS. Este sistema de adquisición de datos se ha instalado en la habitación de servicio. A continuación se indican los sensores instalados para realizar medidas en los diferentes escenarios.

Habitación de ensayo:

- Temperatura de aire interior: Distribución de 7 termorresistencias tipo PT100 con pantalla de protección de radiación.

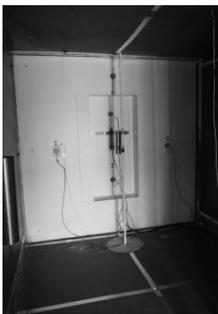
- Temperatura de superficie interior: Con una termorresistencia tipo PT100 midiendo la temperatura de cada superficie interior (suelo, techo, este, oeste, norte y sur).
- Energía aportada a la habitación de ensayo: Se mide la potencia activa con dos vatímetros para medida de ventilación y calefacción por efecto Joule.

Pared de referencia y cada una de las muestras a ensayar:

- Flujo térmico: 7 sensores distribuidos en la pared sur (Fig. 1a).
- Temperatura de superficie interior de la muestra: 2 sensores tipo PT100.

Habitación de servicio: distribución vertical de 3 sensores tipo PT100 con pantalla de protección de radiación, para la medida de la temperatura de aire en este recinto.

Variables climáticas junto al recinto de ensayo: Piranómetro para radiación global en la superficie del componente, termorresistencias tipo PT100 para temperatura de aire a dos alturas, anemómetro sónico para medida local de velocidad de viento (Fig. 1b y Fig. 1c).



(a) Pared de referencia



(b) Ventana electrocrómica



(c) Módulo fotovoltaico

Fig. 1. Recinto de ensayo PASLINK con pared referencia diferentes muestras ensayadas.

ANÁLISIS DE DATOS EXPERIMENTALES

Los ensayos realizados se han llevado a cabo bajo condiciones meteorológicas reales. Esto es muy útil en cuanto a que permite la caracterización de los cerramientos constructivos en condiciones reales de uso. Sin embargo estas condiciones llevan implícito el régimen dinámico que acarrea la necesidad de aplicar técnicas de análisis de datos que tengan validez para estas condiciones de ensayo siendo aplicables al análisis de datos procedentes de ensayos de naturaleza dinámica.

Existen procedimientos de análisis de datos que permiten tener en cuenta estos aspectos aunque estos suelen tener asociada una complejidad considerable (Jiménez y Madsen, 2008), por lo que en este trabajo se propone una metodología simplificada de análisis de datos basada en un esquema de regresión lineal y a su vez incorporando los aspectos dinámicos propios del ensayo así como otros efectos físicos de especial relevancia para los ensayos realizados bajo clima cálido y soleado.

Cabe destacar que existen varios procedimientos de caracterización de cerramientos constructivos (ISO 9869:1994) y envolventes de edificios completos (Jack et al, 2018) basados en promediado de medidas con cierta analogía respecto al procedimiento que se propone en este trabajo, y cuyo uso está extendido en los países del centro y norte de Europa. Sin embargo tales procedimientos incorporan determinadas aproximaciones basadas en hipótesis que no se dan en campañas experimentales bajo clima cálido y con niveles altos de radiación solar. Por tanto tales procedimientos no son aplicables en localizaciones con estas condiciones climáticas, entre ellos muchas zonas de España.

El método que se propone se basa en el planteamiento de ecuaciones diferenciales de balance energético, su integración y el uso de medias temporales para representar las integrales (Naveros y col, 2012; Castillo y col. 2014). Para periodos de integración suficientemente largos, se puede asumir que la energía acumulada en el sistema es despreciable frente a los restantes términos de la ecuación de balance energético integrada. La aplicación de este método requiere la determinación del periodo de integración óptimo para realizar esta aproximación. Estas aproximaciones permiten obtener los parámetros característicos del balance de energía mediante regresión lineal, lo cual supone una simplificación relevante respecto a las técnicas de identificación de sistemas que se emplean habitualmente para obtener estos parámetros (Jiménez y Madsen, 2008).

La caracterización de la pared de referencia y cada una de las muestras se ha basado en ecuaciones de balance energético del sistema como se explica a continuación:

- En primer lugar se ha obtenido el coeficiente de transmisión de calor U (W/m^2K) de cada muestra mediante balance energético en su superficie interior.
- A continuación se ha obtenido el coeficiente global de pérdidas UA (W/K) y la ganancia solar gA (m^2) de las mismas muestras mediante balance energético en el volumen de aire confinado por la envolvente formada por las paredes del recinto de ensayo y cada una de las muestras.

Para cada uno de los casos se ha considerado un conjunto de modelos candidatos. Las diferencias entre estos modelos son las diferentes aproximaciones consideradas para plantear las ecuaciones de balance energético correspondientes. Para obtener el coeficiente U (W/m^2K) mediante análisis unidimensional se han considerado los siguientes modelos:

- M0: Asumiendo que la energía que atraviesa la superficie interior del componente se debe exclusivamente a la diferencia de temperatura de aire interior y exterior.
- M1: A la contribución al balance energético considerada en el modelo M0 se le añade la contribución debida a la radiación solar incidente sobre el componente. Este aporte energético es de sentido opuesto al que se debe a la diferencia de temperatura que se considera en el modelo M0. Tanto el modelo M0 como el modelo M1 tienen sentido a priori, puesto que se trata de un componente opaco de pequeño espesor y recibiendo un nivel de radiación bajo propio de la orientación norte. Por tanto a priori no es evidente determinar si el efecto de la radiación solar será relevante o no sobre el flujo de energía en la cara interna del componente.
- M3: A la contribución al balance energético considerada en el modelo M0 se le añade la contribución debida a la acumulación. En principio este término se había considerado despreciable para periodos de integración suficientemente largos. Se

analizará si el hecho de incluirlo permitiría reducir el periodo de integración y por tanto la duración de la campaña experimental.

Por último cada uno de estos modelos se ha analizado sin incluir termino independiente (M0, M1 y M3) e incluyendo dicho término (M0b, M1b y M3b).

La validez de los modelos candidatos considerados se ha evaluado en base a lo siguiente:

1. Verosimilitud de los valores obtenidos desde el punto de vista físico.
2. Coeficiente de regresión lineal del ajuste (cuando mayor sea este coeficiente mejor se considera el modelo).
3. Incertidumbre de los parámetros característicos obtenida a partir de la dispersión de los resultados obtenidos para diferentes series de datos (cuanto menor sea la dispersión mejor se considera el modelo).

RESULTADOS

Los resultados obtenidos para la transmitancia térmica (U_w) de ventana de referencia opaca se presentan en la tabla 1 y la fig. 2.

Tabla 1. U_w e incertidumbre ($u(U_w)$) obtenidos para los modelos candidatos considerados con los diferentes periodos de integración (Per. Int.). (U_w y $u(U_w)$ en W/m^2K)

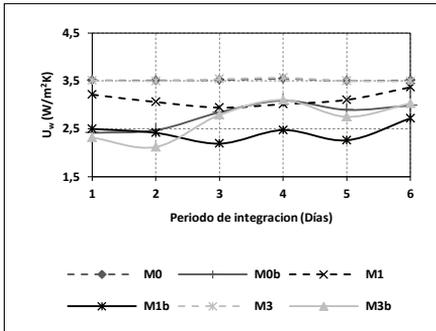
Per. Int. (días)	M0		M1		M3		M0b		M1b		M3b	
	U_w	$u(U_w)$										
1	3.51	0.08	3.21	0.34	3.51	0.08	2.41	0.34	2.50	0.31	2.32	0.35
2	3.51	0.04	3.06	0.07	3.50	0.04	2.47	0.25	2.41	0.23	2.12	0.35
3	3.52	0.02	2.94	0.11	3.54	0.02	2.84	0.16	2.19	0.00	2.79	0.20
4	3.54	-	3.01	-	3.56	-	3.09	-	2.47	-	3.10	-
5	3.50	-	3.10	-	3.50	-	2.89	-	2.26	-	2.75	-
6	3.51	-	3.36	-	3.49	-	2.98	-	2.72	-	3.03	-

A continuación se analizan estos resultados en base a los criterios de validación considerados:

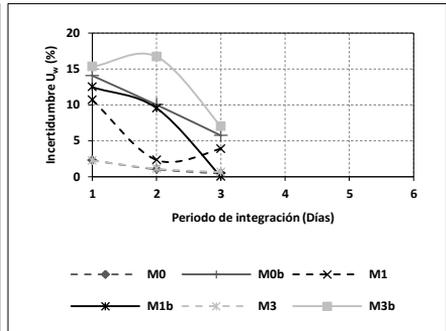
1. El valor del coeficiente de ganancia solar obtenido a partir del modelo M1 es negativo y en la mayoría de los casos presenta discrepancias relevantes entre los valores obtenidos al considerar diferentes series de datos. Este comportamiento se debe probablemente a que la radiación solar tiene un efecto muy débil sobre el balance energético considerado (debido a que se trata de un componente opaco con orientación norte). Por tanto desde el punto de vista práctico la inclusión de la radiación solar en el modelo aporta más ruido que información, dando lugar a resultados inverosímiles. Esto nos induce a descartar el modelo M1.
2. Los valores de los coeficientes de regresión presentan una tendencia creciente a medida que aumenta el periodo de integración. Esta tendencia es más marcada para los modelos que contienen termino independiente, sin embargo los valores son menores para estos modelos que para los que no tienen término independiente. La principal conclusión que se extrae tras observar este indicador es que todos los modelos mejoran al aumentar el periodo de integración. Sin embargo este indicador no nos da suficiente

resolución como para poder discernir qué modelo tiene mejor comportamiento (Fig 2.c y Fig 2.d).

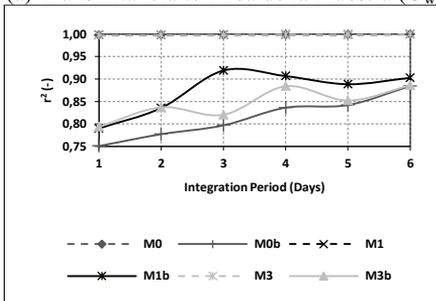
- Atendiendo a la incertidumbre obtenida a partir de la dispersión entre resultados obtenidos para diferentes series, en todos los modelos también observamos un mejor comportamiento a medida que aumenta el periodo de integración. El modelo M0 proporciona los valores menores para este indicador (Fig 2.b).



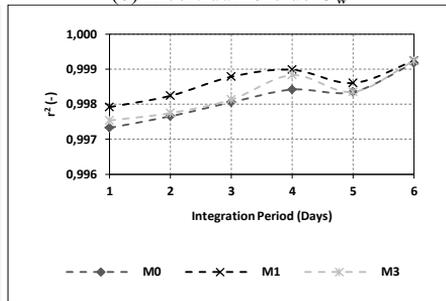
(a) Transmitancia térmica de la muestra (U_w)



(b) Incertidumbre de U_w



(c) Coeficiente de regresión lineal de todos los modelos candidatos.



(d) Coeficiente de regresión lineal. Modelos candidatos sin termino independiente.

Fig. 2. Análisis unidimensional. Resultados obtenidos para la pared referencia opaca.

Teniendo en cuenta todo esto, se tomará como resultado final el obtenido a partir del modelo M0 con un periodo de integración de 3 días. Por lo tanto se obtiene el siguiente valor para transmitancia térmica del componente de referencia: $U = 3.52 \pm 0.02 \text{ W/m}^2\text{K}$.

CONCLUSIONES

Todos los indicadores considerados para analizar la validez de los resultados presentan sus peores valores considerando un día como periodo de integración y mejorando a medida que el periodo de integración aumenta. Estos resultados corroboran los resultados obtenidos en trabajos previos donde se aplica la misma metodología. El modelo seleccionado para facilitar el resultado final es el que resulta más barato, y menos intrusivo en cuanto a los equipos de medida utilizados para obtener el resultado final. Además es el más simple de todos los modelos candidatos considerados. A diferencia de lo observado en trabajos

previos, los resultados obtenidos en este caso para periodos de integración bajos son aceptables, mientras que en envolventes consideradas en trabajos previos no lo eran. En cualquier caso los resultados corroboran también la conclusión presentada en trabajos previos de que el periodo de integración mínimo para obtener resultados válidos depende del componente ensayado y de las condiciones climáticas durante el ensayo.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo se ha realizado en el marco del Programa OMEGA-CM, Ref. S2013/MAE-2835 (convocatoria “Tecnologías 2013”), que es un programa multidisciplinar de I + D, financiado por la Comunidad de Madrid y cofinanciado con Fondos Estructurales de la Unión Europea. Los autores agradecen esta financiación.

REFERENCIAS

- Annex 71 of the programme (EBC) of the IEA on "Building Energy Performance Assessment Based on In-situ Measurements". 2016-2021. <http://www.iea-ebc.org/projects/ongoing-projects/ebc-annex-71/>. Visto el 25 de Mayo de 2018.
- Buildings Performance Institute Europe (BPIE). (2011). Europe's buildings under the microscope. A country-by-country review of the energy performance of buildings. ISBN: 9789491143014.
- Castaño S., Guzmán J.D., Jiménez M.J., Heras M.R. (2016). “LECE-UiE3-CIEMAT”. Chapter of "Report of Subtask 1a: Inventory of full scale test facilities for evaluation of building energy performances". (Editor: A. Janssens). IEA EBC Annex 58 Final Reports. ISBN: 9789460189906, Published by KU Leuven, Belgium.
- Castillo L., Enríquez R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2014). Dynamic integrated method based on regression and averages, applied to estimate the thermal parameters of a room in an occupied office building in Madrid. *Energy and Buildings*. 81, 337-362.
- ISO 9869:1994. In-situ measurement of thermal resistance and thermal transmittance.
- Jack R., Loveday D., Allinson D., Lomas K. (2018). First evidence for the reliability of building coheating tests. *Building Research & Information*. 46 (4), 383-401.
- Jiménez M.J., Madsen H. (2008). Models for Describing the Thermal Characteristics of Building Components. *Building and Environment*. 43, 152-162.
- Jiménez M.J., Porcar B., Heras M.R. (2008). Estimation of UA and gA values of building components from outdoor tests in warm and moderate weather conditions. *Solar Energy*. 82(7), 573-587.
- Jimenez M.J., et al. (2016). Report of Subtask 3 – Part 1. Thermal performance characterization based on full scale testing - description of the common exercises and physical guidelines. (Editor: M.J. Jiménez). IEA EBC Annex 58 Final Reports. ISBN: 9789460189876, Published by KU Leuven, Belgium.
- Naveros I., Jiménez M.J., Heras M.R. (2012). Analysis of capabilities and limitations of the regression method based in averages, applied to the estimation of the U value of building component tested in Mediterranean weather. *Energy and buildings*. 55, 854-872.
- de Wilde P. (2014). The gap between predicted and measured energy performance of buildings: A framework for investigation. *Automation in Construction*. 41, 40-49.
- Sawachi T. (2013). International Energy Agency, Energy in Buildings and Communities Programme: Strategic Plan 2014-2019.

Medidas de calidad y no intrusivas para la evaluación y optimización energética de edificios existentes con elementos constructivos avanzados. Monitorización de edificios y caracterización de componentes

**Jiménez M.J.*, Enríquez R.*, Soutullo S.*², Sánchez M.N.*, Díaz J.A.*, Olmedo R.*,
Heras M.R.***

* Unidad de I+D sobre Eficiencia Energética en la Edificación, CIEMAT, Avenida Complutense nº40, 28040 (Madrid), mjose.jimenez@psa.es

² Profesor del master ERMA organizado por la UPM.

RESUMEN

Este artículo hace una revisión de los diferentes trabajos realizados por la Unidad de Eficiencia Energética en la Edificación del CIEMAT en el marco del Programa OMEGA-CM con el objetivo de reducir la intrusividad de los equipos de medida manteniendo una fiabilidad suficiente para la evaluación energética de edificios en condiciones reales de uso. El trabajo se centra en los aspectos para los que la aplicación de técnicas tradicionales es muy intrusiva, y en aquellos para los que la presencia de usuarios acarrea gran contribución a la incertidumbre de los resultados o impide las evaluaciones. Se han priorizado los aspectos con mayor impacto sobre la mejora de la exactitud y reducción de la intrusividad, con el fin de eliminar las barreras técnicas en las evaluaciones energéticas experimentales de edificios en condiciones reales de uso y por tanto con presencia de usuarios.

PALABRAS CLAVE: Energía en edificios, Parámetros térmicos, Ensayos de intemperie, Parámetros característicos, Patrones de ocupación, Confort térmico, Condiciones reales, Identificación de sistemas, Calibración de modelos, representatividad climática.

ABSTRACT

This article makes a review of the different works carried out by the CIEMAT Energy Efficiency Unit in the framework of the OMEGA-CM Programme, with the aim of reducing the intrusiveness of the measurement equipment while maintaining sufficient reliability for the energy evaluation of buildings under real use conditions. The work focuses on the aspects for which the application of traditional techniques is very intrusive, and those for which the presence of users brings a great contribution to the uncertainty of the results or prevents the evaluation. Priority has been given to aspects with the greatest impact on improving accuracy and reducing intrusiveness, in order to eliminate technical barriers in experimental energy evaluation of buildings under real use conditions, and therefore with the presence of users.

INTRODUCCIÓN

El consumo energético en edificios representa un elevado porcentaje respecto al uso total de energía y la emisión de gases contaminantes a la atmósfera (BPIE, 2011). Esto ha motivado la elaboración de normativa que a su vez ha puesto de manifiesto la necesidad de un sólido soporte científico para el desarrollo y validación de procedimientos que puedan incorporarse en la normativa, y ha impulsado múltiples iniciativas al respecto en el ámbito de la investigación (Sawachi, 2013). La mayor parte de la normativa actual sobre el comportamiento energético de los edificios se basa en simulaciones realizadas a partir de especificaciones de diseño y cálculos teóricos que pueden presentar desviaciones relevantes respecto al comportamiento real (de Wilde, 2014). Los ensayos experimentales en condiciones climáticas y de uso reales a diferentes escalas constructivas pueden contribuir de forma significativa a solucionar estos problemas (Annex 71, 2016-2021).

Es cada vez más habitual que los edificios de nueva construcción incorporen sistemas de control con la capacidad de almacenar datos de determinadas variables, que presentan limitaciones para llevar a cabo evaluaciones energéticas fiables de los edificios. Es también cada vez más habitual que las compañías suministradoras de energía utilicen sistemas de inteligentes de telemedida para las medidas de consumo en las que basan su facturación, con escasa utilidad a la hora de evaluar energéticamente los edificios.

La mayoría de los procedimientos de evaluación energética experimental de edificios son caros, altamente intrusivos y en ocasiones poco fiables, lo cual limita de forma significativa su utilidad. En este artículo se hace una revisión de los diferentes trabajos realizados por la Unidad de Eficiencia Energética en la Edificación del CIEMAT con el objetivo de reducir la intrusividad de los equipos de medida manteniendo una fiabilidad suficiente para cumplir diferentes objetivos respecto a la evaluación energética de edificios en condiciones reales de uso. Estos trabajos se han realizado dentro del marco de trabajo del Programa OMEGA-CM (<http://projects.ciemat.es/web/omega-cm>) cuyo objetivo global es el desarrollo de un sistema de medida de alta calidad metrológica y no intrusivo para la monitorización de la Eficiencia Energética en edificios construidos y en condiciones reales de uso, que permita integrar las medidas específicas referentes a elementos inteligentes, tecnologías energéticas de bajo consumo y sistemas solares activos integrados en los edificios.

Para obtener resultados de utilidad en aplicaciones normativas y comerciales se considera importante minimizar el equipamiento, la intrusividad y la duración de las campañas experimentales, así como garantizar unos niveles adecuados de exactitud. Los trabajos desarrollados en el ámbito de esta investigación para alcanzar estos objetivos se basan en montajes experimentales que incluyen un nivel elevado de instrumentación y duplicidades en la medida de las variables que se consideran más críticas y relevantes. Esto permite analizar diferentes alternativas e identificar de una forma justificada las más fiables, económicas, y menos intrusivas. Además se consideran largas campañas experimentales, donde se dan muy diversas condiciones climáticas y de uso, lo cual permite identificar de forma justificada periodos mínimos necesarios, las condiciones experimentales más favorables, y aporta fiabilidad y robustez a los resultados y conclusiones obtenidas. Para dar soporte experimental a estos trabajos de investigación se dispone de las instalaciones experimentales del Laboratorio de Ensayos Energéticos para Componentes de la Edificación (LECE) (Castaño y col., 2016) y los Edificios demostradores construidos en el proyecto ARFRISOL (Olmedo y col., 2016).

La monitorización energética de edificios incluye múltiples aspectos, objetivos y aplicaciones, por tanto el trabajo desarrollado se ha acotado limitándolo a los aspectos de la monitorización para los que la aplicación de procedimientos tradicionales es altamente intrusiva, así como aquellos para los cuales la presencia de usuarios acarrea una gran contribución a la incertidumbre de los resultados o bien impide las evaluaciones. Se ha considerado prioritariamente aquellos aspectos que tienen mayor impacto sobre la mejora de la exactitud y reducción de la intrusividad, con el fin de eliminar las barreras técnicas que se encuentran para llevar a cabo evaluaciones energéticas experimentales de edificios en condiciones reales de uso y por tanto con presencia de usuarios. En este contexto el trabajo desarrollado ha tenido en cuenta los siguientes objetivos que conllevan medida de condiciones climáticas y aportes energéticos de recintos en presencia de usuarios: Caracterización energética de la envolvente y determinación de índices de confort térmico.

Los procedimientos tradicionales de caracterización energética experimental envolventes se realizan con los edificios vacíos y requieren aportes de energía mediante calefacción. Esto supone evidentes molestias para los usuarios que se ven obligados a desalojar los edificios durante las campañas experimentales (Jack y col., 2017). Por tanto uno de los requisitos necesarios para reducir la intrusividad de este tipo de evaluaciones experimentales es adaptar los procedimientos que permitan llevar a cabo esta caracterización de manera fiable en presencia de usuarios. En este ámbito se ha prestado especial atención a la reducción del número de variables a medir para lo cual se han llevado a cabo diferentes estudios de análisis de sensibilidad. Entre las variables relevantes identificadas se encuentran las renovaciones de aire, y el perfil de ocupación en recintos como variables de gran relevancia respecto a la evaluación experimental de edificios, y cuya estimación experimental mediante técnicas tradicionales venía siendo compleja, intrusiva, y a veces poco precisa. Por ello se han realizado estudios con el fin de maximizar la exactitud, minimizando el coste y la intrusividad en la estimación experimental de estas variables.

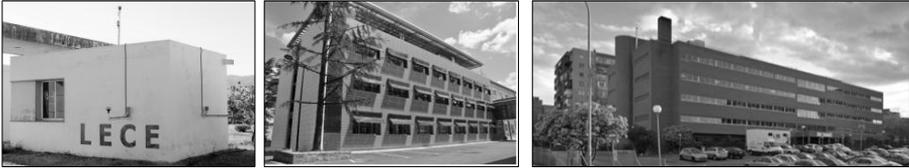
En cuanto a la determinación de los índices de confort tiene sentido únicamente para edificios y recintos en condiciones reales de uso. Se ha hecho especial énfasis en el análisis de la representatividad con el objetivo de poder reducir la extensión de las campañas experimentales al mínimo necesario, reduciendo por tanto el coste de tales campañas.

El trabajo desarrollado ha tenido como soporte tres edificios, cada uno de ellos en una fase diferente del Programa: En primer lugar el Taller del LECE en la Plataforma Solar de Almería (edificio de referencia simplificado y altamente instrumentado), el demostrador ED70 del CIEMAT en Madrid (edificio de oficinas patrón), y el Centro de Especialidades de Fuenlabrada (aplicación real sin datos experimentales previos).

En este Programa también se han realizado estudios específicos de caracterización térmica de componentes constructivos avanzados tales como componentes fotovoltaicos y ventanas electrocrómicas que se consideran en otra contribución a este congreso (Díaz y col., 2018).

SOPORTE EXPERIMENTAL

A continuación se describe brevemente cada uno de los edificios utilizados como soporte experimental y la función que cumple cada uno de estos edificios en el Programa.



(a) Taller del LECE (b) Ed70 del CIEMAT (c) Centro Especialidades Fuenlabrada

Fig. 1. Edificios que dan soporte experimental al Programa OMEGA-CM

Taller del LECE

Se trata de un edificio de referencia simplificado y altamente instrumentado. Es una construcción monozona, utilizada como oficina y taller del LECE, construido en el 2002. Tiene una superficie de 31.83 m^2 y una altura de 3.65 m. Está construido en una zona libre de obstáculos en los alrededores que pudieran sombrearle, excepto por un edificio gemelo situado a 2 m del muro este (Fig. 1a). La simplicidad de este edificio facilita llevar a cabo una monitorización detallada y establecer secuencias de climatización específicas que simplifiquen su análisis, permitiendo profundizar en el desarrollo y mejora de metodologías de evaluación energética experimental de edificios. En este Programa se utilizará como soporte a los siguientes objetivos: 1. Implementar diferentes alternativas para la monitorización y así como para medida de cada uno de los efectos relevantes en cuanto a la evaluación energética de edificios, con el objetivo identificar la forma óptima para representar estos efectos. Las conclusiones de estos trabajos de investigación y de experiencias previas se tendrán en cuenta para elaborar recomendaciones a tener en cuenta en trabajos posteriores. 2. Comparar el desempeño del sistema desarrollado en este proyecto con el sistema de alta calidad instalado previamente en el edificio.

Demostrador ED70 del CIEMAT

Se trata de edificio bioclimático de oficinas construido en el año 2008 que se considerará edificio patrón. El edificio está ubicado en Madrid y tiene orientación norte-sur. La superficie total es de 2000 m^2 distribuida en 3 plantas y un sótano. Anexo al ED-70 en la orientación este existe un edificio convencional de oficinas, construido en la década de los sesenta, cuyas dimensiones y proporciones externas son similares a las del ED-70 (Fig. 1b). Este edificio ya ha sido evaluado experimentalmente en condiciones reales de uso y se continúa monitorizando con un sistema de medida que proporciona datos de alta calidad. Este caso de estudio permitirá comparar el desempeño del sistema desarrollado en este proyecto con el sistema de alta calidad disponible previamente.

Centro de Especialidades de Fuenlabrada

Se trata de una aplicación real sin datos experimentales previos. Es un edificio construido en los años 70, que en la actualidad tiene un pésimo comportamiento energético (Fig. 1c). Permitirá demostrar la viabilidad de utilizar el sistema de monitorización desarrollado en condiciones reales de uso y la no intrusividad de este sistema. La evaluación experimental de este edificio permitirá proponer recomendaciones a la propiedad para la mejora de su

comportamiento energético, orientadas a reducir el consumo de energía empleado en climatización y optimizar sus niveles de confort térmico.

MEDIDAS EXPERIMENTALES Y VARIABLES DE ENTRADA

Los análisis de sensibilidad llevados a cabo han permitido identificar las renovaciones de aire, y el perfil de ocupación en recintos como variables de gran relevancia respecto a la evaluación experimental de edificios. La estimación experimental de estas variables mediante técnicas tradicionales venía siendo compleja, intrusiva, y a veces poco precisa. A continuación se describen los estudios con el objetivo de maximizar exactitud, minimizando coste e intrusividad en la estimación experimental de estas variables. También se consideran aquí los requisitos mínimos sobre la precisión de los pronósticos meteorológicos por tratarse de inputs relevantes para la optimización energética de edificios existentes, mediante aplicación de técnicas de control predictivo basado en modelado.

Renovaciones de aire

Se ha propuesto un procedimiento para la determinación de renovaciones de aire en recintos que reduce la intrusividad de esta medida de forma significativa. Se basa en la medida del CO₂ metabólico. Se ha aplicado a varios casos de estudio y se ha demostrado que proporciona resultados fiables (Enríquez, y col. 2015, Enriquez y col. 2017).

Perfil de ocupación en recintos

El perfil de ocupación y la energía aportada por la actividad metabólica son entradas relevantes a los modelos utilizados para aplicaciones de control y caracterización del comportamiento energético de edificios en condiciones reales de uso. Las hipótesis y aproximaciones tradicionales para estimar estas contribuciones acarrear elevadas contribuciones a la incertidumbre de los resultados finales. Las principales dificultades se refieren a determinar cuanta energía aporta cada usuario, y cuantos usuarios hay en el recinto. Con el objetivo de resolver los problemas de exactitud que plantea esta variable, se han estudiado diferentes opciones para determinar experimentalmente el nivel de ocupación de recintos (Díaz y Jiménez, 2017), considerando como caso de estudio un edificio de oficinas. Las medidas en continuo de concentración de CO₂ y de consumo eléctrico de los ordenadores, se han evaluado como indicadores alternativos del nivel de ocupación. Se han obtenido perfiles de ocupación muy realistas a partir de la medida de consumo eléctrico.

Años meteorológicos tipo

La climatología de una región concreta no siempre está bien caracterizada con las clasificaciones climáticas globales, siendo necesario crear ficheros representativos o TMYs. Estos ficheros se pueden crear mediante bases de datos con registros de más de 10 años, los cuales pueden considerarse lo suficientemente representativos de una zona. Con este objetivo se están creando dos TMYs, uno para Madrid y otro para Tabernas, a partir de largas campañas experimentales (Soutullo y col. 2017b).

Precisión mínima de pronósticos meteorológicos

Otro aspecto que se ha considerado en esta sección han sido los requisitos mínimos en cuanto a la precisión de los pronósticos meteorológicos. A pesar de no tratarse de una medida propiamente dicha, aquí se considera de manera análoga, ya que es un input relevante en cuanto a la optimización energética de edificios existentes, mediante la aplicación de técnicas de control predictivo basado en modelado (Model Predictive Control, MPC). Se ha desarrollado una metodología para determinar los requisitos mínimos en cuanto a la precisión de este input (Enriquez y col., 2016). Dichos requisitos dependen tanto del tipo de edificación a evaluar como de las características climatológicas del emplazamiento, por lo que deberán evaluarse en cada caso de estudio.

CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA ENVOLVENTES

Se ha llevado a cabo la caracterización energética de la envolvente del recinto en un edificio de oficinas en condiciones reales de uso (Castillo y col. 2014). Uno de los objetivos de este trabajo es adaptar procedimientos que se aplican en países del centro y norte de Europa a las condiciones climáticas del sur de Europa (Jack y col., 2017). Se ha estudiado cual es el mínimo periodo de integración suficiente para llevar a cabo un análisis fiable, así como la forma más eficiente de incorporar en el modelo los efectos más relevantes en cuanto al análisis. En este contexto la eficiencia se refiere a exactitud, coste y no intrusividad. El interés de identificar el periodo de integración mínimo y el conjunto mínimo de variables necesario para el análisis, reside en la utilidad de ahorrar costes de ensayo y reducir intrusividad, lo cual es muy útil respecto a aplicaciones comerciales y normativas. Se ha modelado el aporte energético del sistema de acondicionamiento evitando la medida de caudal en las tuberías de este sistema. Este resultado es relevante teniendo en cuenta que se trata de una medida muy intrusiva. Se ha utilizado el consumo eléctrico de los ordenadores como indicador de la ocupación. Esta variable se ha utilizado para modelar la contribución al balance energético, debida a la actividad metabólica. Se han observado mejoras significativas en los modelos que incluyen términos que representan la ocupación y el estado de las puertas. Se demuestra que bajo estas condiciones de ensayo es insuficiente considerar medias diarias como periodo de integración, obteniendo resultados satisfactorios utilizando 7 días como periodo de integración. Este resultado es relevante teniendo en cuenta que en países del norte de Europa se realizan ensayos comerciales basados en medias diarias. Se concluye que el tanto periodo de integración mínimo como las variables necesarias dependen de las condiciones de ensayo (climáticas, uso, etc.) y de las características del edificio. Estos resultados confirman que no es posible exportar los procedimientos de evaluación experimental desarrollados en otros países, y refuerzan la relevancia de los trabajos que se están desarrollando en el programa OMEGA-CM.

CALIBRACION DE MODELOS DE SIMULACION

La monitorización no intrusiva de cargas eléctricas es un fértil campo de investigación desde los ochenta. Dicha monitorización depende tanto del hardware empleado como de sofisticados algoritmos de análisis de datos. Estos algoritmos, a su vez, dependen de una caracterización de la signatura energética de las diferentes cargas aplicadas al sistema. La extensión desde el caso eléctrico al térmico está lejos de ser un ejercicio trivial, ya que en

este último caso los transitorios siempre están presentes. La primera aproximación a la caracterización de la carga térmica consiste en la calibración de modelos de simulación mediante medidas no intrusivas. En este contexto se ha realizado un trabajo que identifica el conjunto de medidas necesario para calibrar modelos de Simulación Energética de Edificios (Building Energy Simulation (BES)) (Enríquez et al, 2017). Este conjunto de variables se ha estimado mediante análisis de sensibilidad. Las variables climáticas, junto con la temperatura de interior de aire y superficies configuran un conjunto completo de medidas no intrusivas para la calibración de modelos de simulación energética de edificios en evolución libre. La validación de modelos de simulación energética de edificios en condiciones reales de uso requiere añadir medidas no intrusivas de concentración de CO₂ y estado de puertas y ventanas. La validez de la metodología propuesta se ha verificado con su aplicación a dos edificios reales en diferentes localizaciones. Los modelos de simulación energética de edificios se han validado y calibrado para ambos edificios para un año completo incluyendo periodos con demanda de calefacción y con demanda de frío. La validez del modelo se ha verificado identificando las propiedades térmicas de la envolvente y la tasa de renovaciones por ventilación mecánica. Como ejemplo de aplicación de la metodología desarrollada se han evaluado las hipótesis consideradas en un caso práctico, observándose que la estimación de la carga térmica puede desviarse hasta tres veces de las hipótesis consideradas de forma habitual en las aplicaciones de diseño.

DETERMINACIÓN DE ÍNDICES DE CONFORT TÉRMICO

En cuanto a la determinación de índices de confort tiene sentido únicamente para edificios y recintos en condiciones reales de uso, con el objetivo de cuantificar el nivel de sensación térmica de sus usuarios. En una primera fase se debe determinar la representatividad de los resultados experimentales obtenidos, tanto en el exterior del edificio como en el interior, intentando reducir la extensión de las campañas al mínimo necesario. En una segunda fase se realizan los balances térmicos entre el interior y el exterior para evaluar el comportamiento térmico del edificio ante fluctuaciones. Para ello se ha llevado a cabo la evaluación de un edificio de oficinas en condiciones reales de uso (Soutullo y col., 2016, Soutullo y col., 2017a) Estos trabajos se tomarán como referencia para analizar la validez del sistema no intrusivo desarrollado en el Programa.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo se ha realizado en el marco del Programa OMEGA-CM, Ref. S2013/MAE-2835 (convocatoria “Tecnologías 2013”), que es un programa multidisciplinar de I + D, financiado por la Comunidad de Madrid y cofinanciado con Fondos Estructurales de la Unión Europea. Los autores agradecen esta financiación.

REFERENCIAS

Annex 71 of the programme (EBC) of the IEA on "Building Energy Performance Assessment Based on In-situ Measurements". 2016-2021. <http://www.iea-ebc.org/projects/ongoing-projects/ebc-annex-71/>. Visto el 25 de Mayo de 2018.
Buildings Performance Institute Europe (BPIE). (2011). Europe's buildings under the microscope. A country-by-country review of the energy performance of buildings. ISBN: 9789491143014.

Castaño S., Guzmán J.D., Jiménez M.J., Heras M.R. (2016). "LECE-UIE3-CIEMAT". Chapter of "Report of Subtask 1a: Inventory of full scale test facilities for evaluation of building energy performances". (Editor: A. Janssens). IEA EBC Annex 58 Final Reports. ISBN: 9789460189906, Published by KU Leuven, Belgium.

Castillo L., Enríquez R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2014). Dynamic integrated method based on regression and averages, applied to estimate the thermal parameters of a room in an occupied office building in Madrid. *Energy and Buildings*. 81, 337-362.

Chávez K., de la Torre L., Castaño S., Enríquez R., Jiménez M.J. (2015). Experimental energy performance assessment of a simplified building: study of robustness of different analysis approaches under different test conditions. *Energy Procedia*. 78, 2328-2333.

Díaz J.A., Bravo D., Jiménez M.J. Metodología simplificada para ensayo y caracterización de componentes constructivos en clima cálido y soleado. Aplicación a la caracterización de un componente de referencia. Presentado en "XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar". 20-22 Junio 2018.

Díaz J.A., Jiménez M.J. (2017). Experimental assessment of room occupancy patterns in an office building. Comparison of different approaches based on CO₂ concentrations and computer power consumption. *Applied Energy*. 199, 121-141.

Enríquez R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2017). Towards non-intrusive thermal load Monitoring of buildings: BES calibration. *Applied Energy*. 191, 44-54.

R. Enríquez, M.J. Jiménez, M.R. Heras. Solar forecasting requirements for buildings MPC. 2016. *Energy Procedia*. 91C, 1024-1032.

Enríquez R., Bravo D., Díaz J.A, Jiménez M.J. Mechanical ventilation performance assessment in several office buildings by means of Big Data techniques. Presentado en "36th AIVC conference. Effective ventilation in high performance buildings". ISBN: 2-930471-45-X. Madrid (Spain); 23-24 September 2015.

Jack R., Loveday D., Allinson D., Lomas K. (2018). First evidence for the reliability of building coheating tests. *Building Research & Information*. 46 (4), 383-401

Olmedo R., Sánchez M.N., Enríquez R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2016). "ARFRISOL Buildings-UIE3-CIEMAT". Chapter of " Report of Subtask 1a: Inventory of full scale test facilities for evaluation of building energy performances". (Editor: A. Janssens). IEA EBC Annex 58 Final Reports. ISBN: 9789460189906, Published by KU Leuven, Belgium.

Sánchez M.N., Giancola E., Suárez M.J., Blanco E., Heras M.R. (2017). Experimental evaluation of the airflow behaviour in horizontal and vertical Open Joint Ventilated Facades using Stereo-PIV. *Renewable Energy*, 109, 613-623.

Soutullo S., Sánchez M.N., Enríquez R., Olmedo R., Jiménez M.J. (2017a). Bioclimatic vs conventional building: experimental quantification of the thermal improvements. *Energy Procedia*. 122, 823-828.

Soutullo S., Sánchez M.N., Enríquez R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2017b). Empirical estimation of the climatic representativeness in two different areas: desert and Mediterranean climates. *Energy Procedia*. 122, 829-834.

Soutullo S., Sánchez M.N., Enríquez R., Olmedo R., Jiménez M.J., Heras M.R. (2016). Comparative thermal study between conventional and bioclimatic office buildings. *Building and Environment*. 105, 95-103.

de Wilde P. (2014). The gap between predicted and measured energy performance of buildings: A framework for investigation. *Automation in Construction*. 41, 40-49.

Sawachi T. (2013). International Energy Agency, Energy in Buildings and Communities Programme: Strategic Plan 2014-2019.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ESTUDIO EXPERIMENTAL EN LABORATORIO E IN SITU DE UNA CHIMENEA SOLAR CON MATERIALES DE CAMBIO DE FASE (MCF)

Frutos J.C.*, Coillot M.*, El Mankibi M.*, Enriquez R., Jimenez M.J.**, Arce J.*****

- * Laboratoire Génie-Civil et Bâtiment (LGCB), Ecole Nationale des Travaux Publics de l'Etat (ENTPE) – Université de Lyon, 3 rue Maurice Audin - 69518 Vaulx-en-Velin, Francia, carlos.frutosdordelly@entpe.fr
- ** Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), 40 Av. Complutense, Madrid 28040, España, ricardo.enriquez@ciemat.es
- *** Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), Interna del Internado, Palmira, Cuernavaca 62490, México, jesuso@cenidet.edu.mx

RESUMEN

En los últimos años, los sistemas de ventilación natural han aumentado el interés de muchas instituciones debido al aumento del consumo energético en el sector de la construcción y la conciencia ambiental. La creciente preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de un sistema de ventilación pasiva eficiente han impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías pasivas alternativas, como fachadas ventiladas, muros trombe o chimeneas solares. El objetivo de este estudio es la evaluación de paneles MCF en una chimenea solar para el establecimiento de un modelo numérico y su posterior validación. Los resultados de laboratorio evidencian las ventajas de los paneles MCF mientras que los resultados in situ muestran una ligera mejora en el rendimiento en términos de caudal y diferencia de temperatura externa y temperatura de salida en condiciones de viento lento.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento de energía, Ventilación pasiva, Materiales de Cambio de Fase (MCF), Energía Solar

ABSTRACT

Natural ventilation systems have increasingly been the subject of research due to rising energetic consumption within the building sector and increased environmental awareness. In the last two decades, the mounting concern of greenhouse gas emissions and the need for an efficient passive ventilation system have driven the development of new alternative passive technologies such as ventilated facades, trombe walls or solar chimneys. The objective of the study is the assessment of Phase Change Materials (PCM) panels in an in situ solar chimney for the validation of a numerical model. Laboratory results show evidence the advantages of PMC panels, while the in situ results show a slight performance improvement in terms of mass flow rate and external temperature and outlet temperature difference in low wind conditions.

INTRODUCCIÓN

Una chimenea solar (SC) es una tecnología que ha existido durante siglos, particularmente útil en climas cálidos. En su forma más simple, se compone de un canal que evacúa aire caliente a través del efecto de flotabilidad. Los materiales empleados para su construcción pueden variar según el diseño. La mayoría de los estudios modernos sobre su funcionamiento analizan variables como la relación de aspecto entre la entrada y la salida, la altura, la inclinación o los materiales de construcción; sin embargo, pocos enfocan en la prolongación de la circulación de aire en ausencia de una fuente de calor a través del almacenamiento de energía. Una chimenea solar activa (ASC) emplea dispositivos de almacenamiento en forma de energía latente, a través de materiales a cambio de fase (MCF) para mejorar el rendimiento actual de la chimenea solar clásica.

Estudio bibliográfico

Bansal (Bansal et al., 1993) introdujo las ventajas de la SC a través del desarrollo de un modelo matemático de estado estacionario con el cual analizó el caudal para diferentes tamaños de aberturas. Se afirmó que es posible inducir un flujo de aire de 100 a 350 m^3/h ; sin embargo, la eficiencia de la chimenea depende de la geometría de la pared del colector, la sección transversal del conducto y las características del colector. En la literatura, las SC se ha acoplado a la construcción de muros, tejados o ventanas (Chen et al., 2003; Liu et al., 2015; Rabani et al., 2015), sin embargo; estas soluciones tienen como objetivo mejorar el rendimiento de la chimenea cuando se encuentra en presencia de la radiación solar. El trabajo realizado por Aboul Naga (AboulNaga and Abdrabboh, 2000) determinó que la SC podría ser empleada para la ventilación nocturna. Se estableció que en países áridos como los Emiratos Árabes Unidos, la carga de refrigeración de un edificio residencial podría reducirse en un 24% con dicho componente de construcción. Otros estudios (Naraghi and Blanchard, 2015) demostraron que, al aumentar la masa térmica de la placa absorbente, el caudal aumenta durante la tarde y la madrugada, mejorando así la utilidad de la SC.

Diversos autores (Khanal and Lei, 2014) abordan las ventajas de SC como una solución alternativa para la ventilación en términos de costo operativo, requerimiento de energía y emisiones de CO₂. Se menciona la posibilidad de reducción de cargas de sistemas de acondicionamiento mediante el uso de chimeneas solares. Además, se ha afirmado (Suárez-López et al., 2015) que casi 2/3 de la energía solar entrante se pierde a través de la cubierta de vidrio, lo que sugiere la necesidad de una optimización adicional y la búsqueda de una inercia térmica mejorada dentro de la chimenea sobre una solución mecánica.

Objetivo y metodología

El objetivo de este estudio es la evaluación del rendimiento de una chimenea solar integrada con Materiales de Cambio de Fase (MCF). Los MCF permiten el almacenamiento de energía solar y su posterior utilización en ausencia de esta. En nuestro estudio, el material parafínico (RT44) fue macroencapsulado en paneles de aluminio para su incorporación en la chimenea solar. Los experimentos realizados tanto en laboratorio como in situ servirán para el establecimiento posterior de un modelo numérico y su validación.

Los resultados iniciales muestran una clara diferencia de temperatura para tres alturas diferentes en el prototipo SC de laboratorio (1 m, 2,5 m y 4 m). En efecto, los resultados

para el prototipo sin MCF registran una diferencia de temperatura importante (aproximadamente 15 ° C) entre los sensores de temperatura de superficie a nivel de la entrada y la salida. Además, los resultados ASC demuestran una distribución de temperatura más uniforme en las diferentes alturas. Adicionalmente, los resultados de flujo de aire de salida revelan el impacto de los paneles MCF para un uso prolongado. Los resultados comparativos entre los experimentos de laboratorio e in situ se publicarán en el documento completo.

CONFIGURACIÓN EXPERIMENTAL

Instrumentación

La instrumentación utilizada para las diferentes medidas de la SC de la PSA se detalla en la nota técnica publicada por Arce et al. (Arce et al., 2009). Los sensores de termo resistencia de platino (PT100, 1/10 DIN) se utilizan para registrar la temperatura de la superficie de los paneles a través de una conexión a cuatro hilos. Estos sensores consisten en un elemento de detección muy pequeño incrustado en un delgado sustrato de goma. Los sensores se pegaron al centro de los paneles y se pintaron de negro mate para integrarlos tanto como sea posible con la superficie correspondiente. Este dispositivo experimental se replicó en los estudios de laboratorio. El sistema de adquisición de datos tiene una resolución A/D de 16 bits, rango de medición que ajusta la salida del sensor, módulos distribuidos para minimizar el cableado, basados en módulos Compact Field Point fabricados por NATIONAL INSTRUMENTS. Los datos se promedian y se graban cada minuto.

Experimentación en laboratorio



Fig. 1 – (a) Imagen del prototipo en vista frontal junto con la HGB e (b) imagen durante la fase de activación de la chimenea con paneles MCF

Protocolo experimental de laboratorio.

El prototipo de laboratorio fue construido con placas de poliestireno de 50 mm de ancho, soportadas por una estructura de vigas de aluminio (sección transversal de 3 cm). El prototipo está conectado a una de las secciones de la “Guarded Hot Box (GHB)” que se muestra en la Fig. 1a para simular la temperatura en un volumen controlado. En este estudio se estableció una temperatura de 17°C en el volumen de control. La Fig. 2 muestra

el protocolo utilizado para la experimentación. El protocolo experimental el cual se compone de siete fases consecutivas de 6 horas cada una (0.25 días), completando un ciclo completo en aproximadamente 1.75 días. Las fases dependen del estado del escape (abierto/cerrado) para la ventilación natural y del aporte solar simulado con una serie de lámparas halógenas. Las lámparas están distribuidas uniformemente de manera perpendicular a la chimenea, a 1 m de esta y proporcionan un flujo neto de aproximadamente 500 W/m².

- Fase 1:** Inicialización
- Fase 2:** Solo aporte solar
- Fase 3:** Activación de la SC
- Fase 4:** Solo ventilación
- Fase 5:** Inicialización
- Fase 6:** Solo aporte solar
- Fase 7:** Solo ventilación

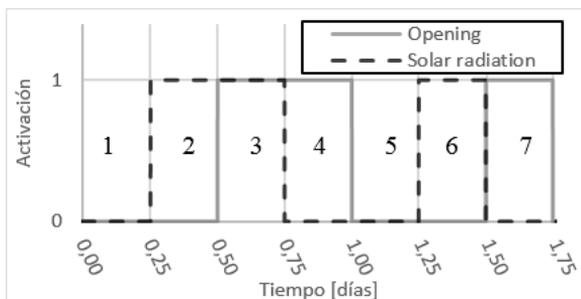
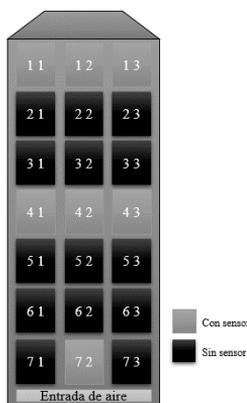


Fig. 2 - Protocolo experimental que muestra el comportamiento booleano entre la salida (abierta/cerrada) y el aporte solar (encendido/apagado)

Experimentación in situ



(a)



(b)

Fig. 3 – (a) Chimenea solar desarrollada en la PSA de Tabernas. (b) Distribución de los paneles MCF y sensores de temperatura sobre la superficie de la SC.

La chimenea representada en la Fig. 3a se desarrolló en Tabernas, España en 2005 en la Plataforma Solar de Almería (PSA) (Martí-Herrero and Heras-Celemin, 2007) y fue modificada en 2009. La última versión del sistema mide 5.00 m de alto, 1,20 m de ancho y 0,52 m de profundidad (de cubierta a cubierta). La chimenea está compuesta por una placa

de concreto de 0,15 m de espesor, aislamiento térmico detrás de la placa de concreto, una cubierta de vidrio de 5 mm de espesor para reducir las pérdidas por convección y radiación al medio ambiente, una carcasa de madera y un escape rotatorio el cual provoca una caída de presión cerca de la salida, y al mismo tiempo ayuda a la extracción de aire. La descripción detallada del prototipo puede ser encontrada en el trabajo presentado por Arce et al. (Arce et al., 2015) y sus trabajos precedentes.

Chimenea Solar Activa (ASC).

Con el fin de evaluar la implementación de los paneles MCF en la SC mencionada anteriormente, se distribuyeron 21 paneles sobre la superficie del prototipo como se muestra en la Fig. 3b. Los sensores se colocaron en siete paneles en tres niveles diferentes: nivel de entrada a 1 m, nivel medio en 3 m y nivel de salida a 4 m.

Análisis de las condiciones meteorológicas

La región de Tabernas, en la cual se encuentra esta chimenea, situada a unos kilómetros de Almería es conocida por la alta radiación solar media que recibe a lo largo del año. Para analizar el sistema, se eligieron dos conjuntos de datos en el mes de enero del año 2016 (sin MCF) y 2018 (con MCF). Ambos conjuntos de datos se tomaron del 13 de enero al 25 de enero. Este rango de datos se eligió debido a la similitud en la temperatura externa y la velocidad media del viento, relativamente baja de 2,3 m/s. Para validar el rango de datos seleccionados, se realizó un estudio estadístico cualitativo; el cual analiza la diferencia estadística de ambos conjuntos. Los datos seleccionados para este estudio fueron la velocidad del viento, la radiación solar y la temperatura de la cubierta de vidrio para asegurar condiciones externas similares. En ambos casos, la prueba estadística t de ambas muestras indicó que la diferencia real en los promedios era aproximadamente cero, lo que sugiere que las condiciones ambientales para ambos conjuntos de datos son estadísticamente equivalentes.

RESULTADOS Y DISCUSION

Resultados de laboratorio

El caudal, la temperatura del aire en el canal y la diferencia de temperatura entre entrada y salida son algunas de las cantidades más importantes para el diseño de una chimenea solar. El flujo de aire de salida para la chimenea solar con MCF y sin MCF se muestra en la Fig. 4. El impacto de los MCF es particularmente notable durante las fases solo de ventilación (4 y 7). La estructura de poliestireno no proporciona inercia térmica al sistema, lo que provoca una caída en el caudal másico de salida tan pronto se retira la fuente de calor. A su vez, los resultados del prototipo con paneles MCF muestran una disminución progresiva del caudal entre las fases. Los paneles PCM absorben la energía disponible durante cada fase de carga y liberan dicha energía una vez que se apagan las lámparas. En general, los resultados con MCF muestran un caudal promedio más alto en todas las fases del

experimento. Es importante mencionar que estos resultados se alcanzan a pesar de la fusión incompleta de los materiales lo que supone un aumento del rendimiento a más altas temperaturas.

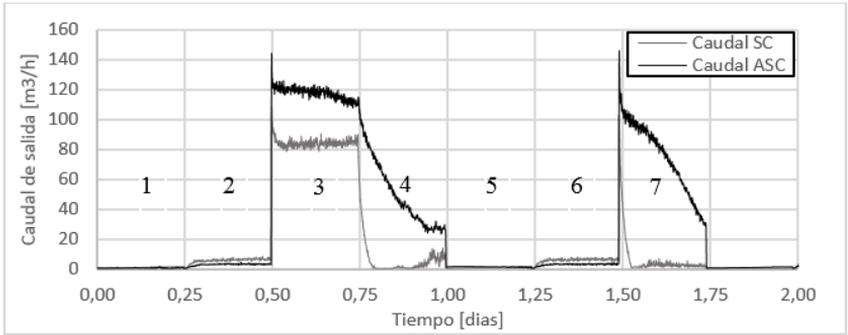


Fig. 4 – Resultados de caudal de salida del prototipo (a) sin paneles MCF y (b) con MCF. Cada sección representa una fase del protocolo. Fases 2,3 y 6 son fases donde la chimenea es irradiada. Fases 3, 4 y 7 representan fases de ventilación.

Resultados In situ

Temperatura de salida y temperatura exterior.

Al analizar un sistema como la chimenea solar, una de las variables más importantes a tener en cuenta es la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida. En nuestro caso, la temperatura externa y la temperatura de entrada son las. Los resultados de tres días dentro de los datos muestreados se presentan en la Fig. 5.

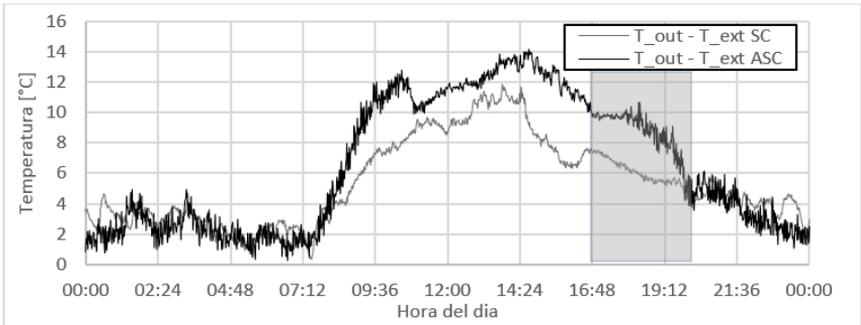


Fig. 5 – Diferencia de temperatura entre la entrada de la chimenea y la temperatura exterior para (gris) la SC el 22 de enero, 2016 y (negro) la ASC el 22 de enero, 2018. La zona resaltada representa la zona de aprovechamiento de los paneles MCF después del ocaso.

Ambos resultados siguen el perfil de la temperatura externa. En ambos casos, la diferencia entre la temperatura externa y la temperatura de salida alcanza un valor máximo aproximado de 12 ° C y desciende a 2 ° C, sin embargo, la diferencia parece ser ligeramente más pronunciada en los datos de 2018. Los paneles MCF comienzan a liberar la energía almacenada una vez que el panel alcanza los 44 ° C lo cual se refleja en la prolongación de la diferencia de temperaturas después del ocaso registrado a las (aproximadamente) 16:48 del día correspondiente. La ASC mantiene una diferencia de temperatura más alta para el mismo período y en ambos casos, disminuye a menos 5 ° C después de las 21:00.

Temperatura de superficie de los paneles MCF.

Para garantizar la activación (almacenamiento y liberación de energía) de los paneles MCF, se analizó la temperatura de superficie de diferentes paneles en tres niveles diferentes. La temperatura de la superficie del panel a través de la chimenea aumenta aproximadamente de 5 a 6 ° C por metro. Los resultados mostrados en la Fig. 6 corresponden a la temperatura registrada en el panel central de la primera fila inmediatamente después de la entrada. La temperatura máxima de esos días fue de 20 ° C, 23 ° C y 23 ° C, respectivamente.

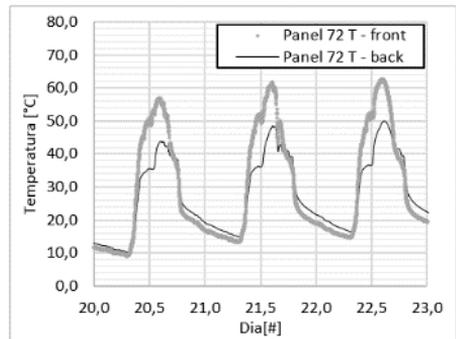


Fig. 6 – Evolución de la temperatura de superficie frontal y posterior del panel 72 del 20 al 23 de enero 2018

Los paneles de nivel medio, ubicados a una altura de 3 m, se comportan de manera similar al panel mencionado anteriormente a una temperatura ligeramente más alta; sin embargo, la última fila de paneles no la temperatura de activación. Estas temperaturas más bajas se explican por la falta de energía solar incidente. Debido a la geometría de la chimenea, la última fila de paneles no tiene luz solar directa. Esta caída de temperatura podría limitar el rendimiento de la chimenea.

Resultados de caudal de salida

El caudal se analizó en condiciones de baja velocidad de viento para ambos conjuntos de datos. La Fig. 7 es una muestra representativa para este tipo de escenario en el cual la velocidad del viento no excedió los 6 m/s a una altura de 10m. En general, el caudal de la ASC parece tener un aumento de 11.3659 m³/h para los datos muestreados con la integración de los paneles MCF; sin embargo, esto podría deberse a la temperatura marginal más alta experimentada durante los datos de 2018. Además, se puede observar una ligera extensión del tiempo de ventilación, aunque esto podría deberse a la misma razón que se mencionó

anteriormente. En ambos casos es evidente la gran influencia del viento en el comportamiento de la chimenea. La falta de un caudal más importante podría deberse a la caída de temperatura en el nivel de salida de la chimenea y debería analizarse en estudios posteriores.

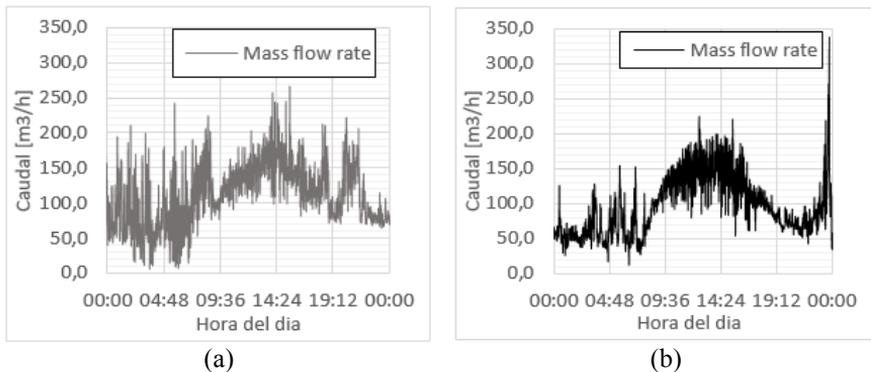


Fig. 7 – Evolución del caudal de salida de la SC durante el día

CONCLUSIONES

El rendimiento de un MCF integrado SC se evaluó en condiciones de laboratorio e in situ. Los resultados de laboratorio demostraron el interés del MCF integrado SC al mejorar la tasa de ventilación media cuando se encuentra en presencia de una fuente de calor, y una disminución progresiva en ausencia de esta. Estos resultados se obtuvieron a pesar de la fusión incompleta del material dentro de los paneles, lo que sugiere un mejor rendimiento cuando se logra el cambio de fase completo.

Los resultados in situ no arrojaron resultados significativos en términos del caudal; sin embargo, se pueden sacar varias conclusiones: el muro de concreto de 15 cm (pintado de negro para una mejor absorción del calor solar) influye claramente en el comportamiento de la chimenea y proporciona una buena inercia térmica al sistema. Esta inercia es lo suficientemente significativa como para generar resultados similares a los de la SC integrada con MCF. Se observó que la pared de hormigón tiene una capacidad de calentamiento limitada después del atardecer contra los paneles MCF. Además, la energía del panel MCF puede desperdiciarse al calentar la pared de concreto en lugar de ser explotada para crear una diferencia de temperatura más alta en el conducto, lo que reduce el impacto de los paneles MCF.

Es importante mencionar que una sección de la chimenea está experimentando una caída de temperatura, que puede afectar la tasa de ventilación general y puede afectar particularmente la utilización después de la puesta del sol. Además, la distribución de la temperatura del aire a través de la chimenea no se ve afectada por la adición de paneles MCF; sin embargo, los resultados sugieren que el muro de hormigón con paneles MCF podría reducirse en tamaño o cambiarse por

completo, simplificando así la construcción y las dimensiones del sistema. Trabajos experimentales futuros abordarán estos aspectos. Finalmente, los resultados obtenidos desde la implementación de los paneles MCF servirán para la validación del modelo numérico. Este modelo numérico se discutirá en trabajos posteriores y ayudará en la optimización de la utilización de MCF.

REFERENCIAS

- AboulNaga, M.M., Abdrabboh, S.N., 2000. Improving night ventilation into low-rise buildings in hot-arid climates exploring a combined wall-roof solar chimney. *Renew. Energy* 19, 47–54. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00014-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00014-2)
- Arce, J., Jiménez, M.J., Enriquez, R., Castillo, L., Álvarez, G., Heras, M.R., 2015. Thermal performance analysis of a solar chimney, based on the experimental study of the main driving variables in a physical prototype. *Pap. Conf.* 385–395.
- Arce, J., Xaman, J.P., Alvarez, G., Jiménez, M.J., Heras, M.R., 2009. A parametric study of conjugate heat transfer of solar chimney. *Proc. ASME 3rd Int. Conf. Energy Sustain.* 2009, ES2009 1, 605–612. <https://doi.org/10.1115/ES2009-90387>
- Bansal, N.K., Mathur, R., Bhandari, M.S., 1993. Solar chimney for enhanced stack ventilation. *Build. Environ.* 28, 373–377. [https://doi.org/10.1016/0360-1323\(93\)90042-2](https://doi.org/10.1016/0360-1323(93)90042-2)
- Chen, Z.D., Bandopadhyay, P., Halldorsson, J., Byrjalsen, C., Heiselberg, P., Li, Y., 2003. An experimental investigation of a solar chimney model with uniform wall heat flux. *Build. Environ.* 38, 893–906. [https://doi.org/10.1016/S0360-1323\(03\)00057-X](https://doi.org/10.1016/S0360-1323(03)00057-X)
- Khanal, R., Lei, C., 2014. An experimental investigation of an inclined passive wall solar chimney for natural ventilation. *Sol. Energy* 107, 461–474. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.032>
- Liu, B., Ma, X., Wang, X., Dang, C., Wang, Q., Bennacer, R., 2015. Experimental study of the chimney effect in a solar hybrid double wall. *Sol. Energy* 115, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.02.012>
- Martí-Herrero, J., Heras-Celemin, M.R., 2007. Dynamic physical model for a solar chimney. *Sol. Energy* 81, 614–622. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.09.003>
- Naraghi, M.H., Blanchard, S., 2015. Twenty-four hour simulation of solar chimneys. *Energy Build.* 94, 219–226. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.03.001>
- Rabani, M., Kalantar, V., Dehghan, A.A., Faghieh, A.K., 2015. Empirical investigation of the cooling performance of a new designed Trombe wall in combination with solar chimney and water spraying system. *Energy Build.* 102, 45–57. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.05.010>
- Suárez-López, M.J., Blanco-Marigorta, A.M., Gutiérrez-Trashorras, A.J., Pistono-Favero, J., Blanco-Marigorta, E., 2015. Numerical simulation and exergetic analysis of building ventilation solar chimneys. *Energy Convers. Manag.* 96, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.049>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EDUCACIÓN, FORMACIÓN Y ENSEÑANZA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

MODELAÇÃO GEOMÉTRICA ÓPTICA EM FORNOS SOLARES DE ALTA CONCENTRAÇÃO

Pereira J.C.G.*, Rosa L.G.**, Fernandes J.C.**

*Dep. Eng. Química, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa,
Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, jose.carlos.pereira@tecnico.ulisboa.pt
**IDMEC, Dep. Eng. Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa,
Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal

RESUMO

Neste trabalho foram desenvolvidos três modelos para simular os percursos ópticos percorridos por raios solares em fornos de alta concentração, usando-se como exemplo o forno SF60 da Plataforma Solar de Almería, em Espanha. Todos estes modelos de simulação são suportados por construções matemáticas simples, que são igualmente apresentadas. O primeiro modelo assume uma distribuição aleatória de raios solares vindos de um concentrador com curvatura esférica. O segundo modelo assume que uma distribuição aleatória de raios paralelos provenientes do heliostato incide num concentrador de curvatura esférica. Finalmente o terceiro modelo descreve o concentrador como um parabolóide (a geometria habitual em fornos solares como o SF60), revelando-se mais adequado porque apresenta as vantagens dos modelos anteriores sem as suas desvantagens.

PALAVRAS CHAVE: Modelação Óptica, Óptica Geométrica, Fornos Solares

ABSTRACT

In this work three models were developed to simulate the optical paths travelled by sun rays in solar furnaces of high concentration, using as an example the solar furnace SF60 of the Plataforma Solar de Almería, in Spain. All these simulation models are supported by simple mathematical constructions, that are also presented. The first model assumes a random distribution of sun rays coming from a concentrator with spherical curvature. The second model assumes that a random distribution of parallel rays coming from the heliostat is reflected by a concentrator with spherical curvature. Finally, the third model considers the concentrator as a paraboloid (the usual geometry in solar furnaces such as SF60), which seems more adequate because it has the advantages of the previous models without their disadvantages.

KEYWORDS: Optical Modelling, Geometrical Optics, Solar Furnaces

INTRODUÇÃO

Os aspectos mais simples da interação da luz com a matéria são conhecidos pelo menos desde a Antiguidade clássica, incluindo a reflexão e a refração da luz em contacto com um meio mais denso do que o ar, como a água ou um vidro. É exemplo deste conhecimento o cerco de Siracusa em 212-210 BC, em que se atribui a Arquimedes a utilização de espelhos para concentrar os raios solares nos barcos romanos e incendiá-los (BBC Historic Figures, 2018). Leis como a de Snell-Descartes $n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2$, que está na base da óptica geométrica, foram sendo sucessivamente redescobertas (History of Optics in Wikipedia, 2018) por Ibn Sahl (984), Snellius (1625) e Descartes (1637). Em 1010 Ibn al-Haytham publica um tratado em sete volumes, chamado Livro de Óptica. Em 1704 Newton publica o seu famoso *Optiks*, "um tratado das reflexões, refrações, inflexões e cores da luz", como resultado das suas experiências em óptica (Optiks in Wikipedia, 2018). No princípio do século XIX, com os trabalhos de Young em 1803 (Thomas Young in Wikipedia, 2018) e Fresnel em 1818 (Augustin-Jean Fresnel in Wikipedia, 2018), a luz passou a ser entendida como um fenómeno ondulatório, as interferências e a difracção da luz puderam ser explicadas e deduziram-se as fórmulas de Fresnel que quantificam as componentes das ondas reflectida e refractada, permitindo quantificar aspectos como a polarização da luz reflectida e refractada, e calcular ângulos limite e de Brewster, que hoje são essenciais para compreender o comportamento das fibras ópticas e dos lasers. No entanto, apesar da importância decisiva da óptica física hoje em dia, a óptica geométrica continua a desempenhar um papel fundamental na análise e no projecto de sistemas ópticos envolvendo lentes, espelhos, e outros dispositivos em que o carácter ondulatório da luz não necessita de ser considerado.

A partir de 1970, com o advento dos meios de computação rápidos, tornou-se possível simular todo o tipo de fenómenos ópticos (físicos ou geométricos) em contextos tão diversificados como o electromagnetismo, a óptica, a astronomia, a meteorologia, o meio ambiente ou a arquitectura, como a literatura mostra (por exemplo: Kerisit *et al.*, 2009; Dlugach *et al.*, 2011; Danko *et al.*, 2017). Consequentemente, muitos pacotes de software, comerciais ou livres, foram sendo desenvolvidos para abordar toda esta vasta gama de assuntos (por exemplo: OpenRayTrace, 2018; Ray Optics Simulation, 2018; Stellar Software, 2018). Estes programas apresentam no entanto uma complexidade e uma especificidade que tornam por vezes difícil a sua aplicação fora do âmbito para o qual foram concebidos e os tornam muitas vezes menos eficientes e menos educativos do que uma aplicação simples, escrita de raiz, desenhada para estudar um problema concreto.

Neste trabalho são apresentados três modelos simples de geometria óptica, que podem ser utilizados para compreender melhor o funcionamento de um forno solar, incluindo os dispositivos experimentais que podem ser utilizados para melhorar o seu desempenho (por exemplo uma melhor distribuição de temperaturas sobre a amostra). De acordo com os seus princípios de funcionamento, iremos designar estes modelos por: 1) emissão esférica; 2) reflexão esférica; 3) reflexão parabolóide. Estes modelos podem ser utilizados separadamente ou combinados em simulações mais complexas. A sua implementação em software é bastante simples, uma vez compreendidos os princípios matemáticos de cada modelo, que aqui serão explicados em detalhe. As simulações que se podem obter com estes modelos são exemplificadas para o forno solar SF60 da Plataforma Solar de Almeria, em Espanha.

MODELOS e SIMULAÇÕES

Reflexão Especular

Qualquer tratamento matemático de óptica geométrica tridimensional tem de começar por resolver dois problemas básicos. O primeiro é: dado um vector de onda \mathbf{K}_0 que sai de uma origem \mathbf{P}_0 , onde é que vai intersectar um plano que passa por um ponto \mathbf{P}_1 , com uma orientação dada por um vector unitário \mathbf{n} ? A resposta está dada na Fig. 1.

Entrada: $\vec{P}_0, \vec{K}_0, \vec{P}_1, \vec{n}$ Saída: \vec{P}

$$\vec{P}_0 + s\vec{K}_0 = \vec{P} \quad (\vec{P} - \vec{P}_1) \cdot \vec{n} = 0$$

$$\begin{aligned} x_0 + sk_{0x} = x & \quad y_0 + sk_{0y} = y & \quad z_0 + sk_{0z} = z \\ n_x(x - x_1) + n_y(y - y_1) + n_z(z - z_1) = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} n_x[(x_0 + sk_{0x}) - x_1] + n_y[(y_0 + sk_{0y}) - y_1] + n_z[(z_0 + sk_{0z}) - z_1] &= 0 \\ n_x(x_0 - x_1) + sn_xk_{0x} + n_y(y_0 - y_1) + sn_yk_{0y} + n_z(z_0 - z_1) + sn_zk_{0z} &= 0 \\ s = \frac{n_x(x_1 - x_0) + n_y(y_1 - y_0) + n_z(z_1 - z_0)}{n_xk_{0x} + n_yk_{0y} + n_zk_{0z}} \end{aligned}$$

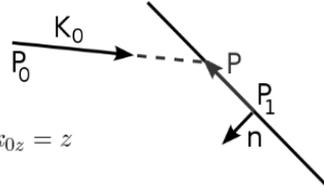


Fig. 1. Dados um vector de onda \mathbf{K}_0 que sai de um ponto \mathbf{P}_0 e incide num plano que passa num ponto \mathbf{P}_1 e tem uma normal unitária \mathbf{n} , pode calcular-se o factor de escala s e seguidamente o ponto de intersecção \mathbf{P} do vector de onda com o plano.

O segundo problema é: dado um vector de onda \mathbf{K}_0 que incide num plano com uma orientação dada por um vector unitário \mathbf{n} , qual é o vector de saída \mathbf{K}_1 ? A resposta está dada na Fig. 2.

Entrada: \vec{K}_0, \vec{n} Saída: \vec{K}_1

$$\vec{K}_0 + \vec{K}_1 = 2\vec{N} \quad (\vec{K}_0 + \vec{N}) = \vec{P} \quad \vec{N} = (-\vec{K}_0 \cdot \vec{n})\vec{n}$$

$$\vec{K}_1 = -\vec{K}_0 + 2(\vec{K}_0 + \vec{N}) = \vec{K}_0 + 2(-\vec{K}_0 \cdot \vec{n})\vec{n} \Leftrightarrow \vec{K}_1 = \vec{K}_0 - 2(\vec{K}_0 \cdot \vec{n})\vec{n}$$

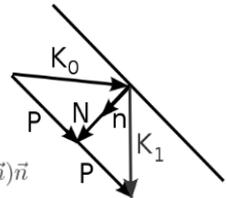


Fig. 2. Dados um vector de onda \mathbf{K}_0 que incide num plano com uma normal unitária \mathbf{n} , pode calcular-se o vector de onda reflectido \mathbf{K}_1 , assumindo que a reflexão é especular.

Estes resultados são fundamentais para simular detectores que meçam a quantidade de radiação que passa numa determinada região, para simular reflexões por espelhos planos, mas também para calcular o ponto de focagem na reflexão especular por uma esfera ou por um parabolóide.

Modelo de Emissão Esférica

Este modelo gera pontos aleatórios igualmente distribuídos numa superfície esférica. Estes pontos são seguidamente interpretados como os pontos de partida de raios de luz, que vão convergir na origem, que passa a ser o foco único de todos esses raios. Para gerar pontos aleatórios (r , χ_θ , χ_ϕ) sobre a superfície a partir de um gerador de números aleatórios r_θ , r_ϕ entre 0 e 1 (facilmente obtido em qualquer linguagem de programação) pode fazer-se $\chi_\phi = 2\pi r_\phi$ mas não $\chi_\theta = \pi r_\theta$ porque isso iria gerar maior concentração de pontos nos pólos do que no equador da esfera, como se mostra na Fig. 3. O número de pontos gerado deve ser proporcional ao perímetro da circunferência de latitude θ : $P(\theta) = A2\pi r \text{sen}\theta = B \text{sen}\theta$, com A,B constantes. Normalizando esta distribuição de probabilidade entre 0 e π ($B = 1/2$), integrando entre 0 e χ_θ e igualando a r_θ , obtém-se imediatamente uma expressão para o ângulo χ_θ em função do número aleatório r_θ .

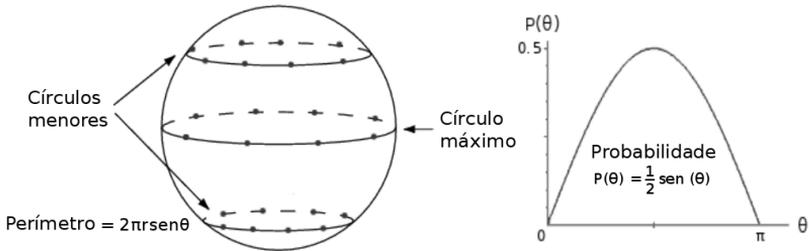


Fig. 3. O número de pontos aleatórios em cada círculo deve ser proporcional ao seu perímetro e portanto a probabilidade de ocorrência de um ponto deve ser máxima no equador ($\theta = 90^\circ$) e mínima nos pólos ($\theta = 0^\circ$ e 180°).

Na prática, num modelo de emissão, o ângulo θ está restrito a um intervalo $[0, M]$ que no caso do forno solar SF60 é igual a $[0, 38^\circ]$. Refazendo os cálculos para um ângulo M qualquer (entre 0 e π), como se mostra na Fig. 4, obtém-se uma expressão final para χ_θ que, conjuntamente com χ_ϕ permite gerar raios aleatórios igualmente distribuídos numa região esférica.

$$\int_0^M B \sin \theta d\theta = 1 = -B \cos \theta \Big|_0^M = -B(\cos M - 1) \Rightarrow B = \frac{1}{1 - \cos M}$$

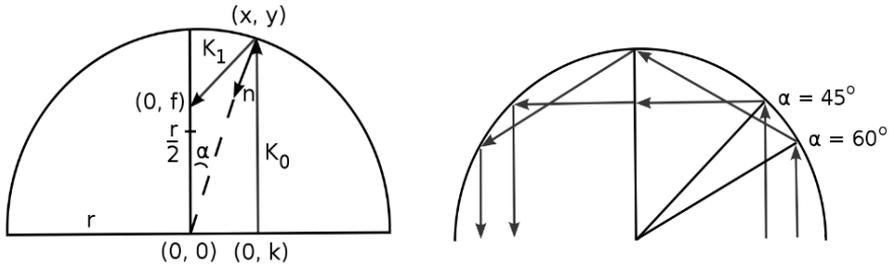
$$r_\theta = \int_0^{\chi_\theta} \frac{1}{1 - \cos M} \sin \theta d\theta = \frac{1}{1 - \cos M} \times -\cos \theta \Big|_0^{\chi_\theta} = \frac{\cos \chi_\theta - 1}{\cos M - 1}$$

$$\Leftrightarrow \cos \chi_\theta = 1 + r_\theta (\cos M - 1) \Leftrightarrow \chi_\theta = \arccos(1 + r_\theta (\cos M - 1))$$

Fig. 4. Para que a distribuição de probabilidade $P(\theta) = A2\pi r \text{sen}\theta = B \text{sen}\theta$ seja normalizada, deve ser $B = 1/(1 - \cos M)$. Para que os números aleatórios χ_θ sigam essa distribuição, deve ser $\chi_\theta = \arccos [1 + r_\theta (\cos M - 1)]$. No caso do forno solar SF60, $M = 38^\circ$.

Modelo de Reflexão Esférica

Apresentam-se na Fig. 5 os princípios matemáticos mais relevantes deste modelo. A distância focal é dada por $f = r/(2\cos\alpha)$ e portanto não é constante. Por exemplo, $f = r$ para $\alpha = 60^\circ$ e $f = r\cos 45^\circ$ para $\alpha = 45^\circ$. Em vez de um ponto focal existe uma linha focal. Isto significa que os raios exteriores vão focar mais longe do foco mínimo ($r/2$) do que os raios interiores e portanto os raios vão cruzar-se causando padrões de intensidade complexos e inesperados. Gerando pontos aleatórios num círculo de diâmetro D para simular os raios paralelos provenientes do heliostato que iluminam o círculo projectado do concentrador esférico, estes raios são reflectidos de acordo com as equações deduzidas na Fig. 5 (estendidas para 3 dimensões). No caso do forno SF60, a distância focal vale $F = 7450$ mm e a abertura angular máxima vale $M = 38^\circ$, vindo $D = 10295$ mm. A linha de focagem tem um comprimento total de 460 mm.



$$(0, f) = (x, y) + s\vec{K}_1 \quad \vec{K}_1 = \vec{K}_0 - 2(\vec{K}_0 \cdot \vec{n})\vec{n} \quad \vec{K}_0 = (0, k) \quad \vec{n} = \left(-\frac{x}{r}, -\frac{y}{r}\right)$$

$$(0, f) = (x, y) + s(0, k) - 2s(0, k) \cdot \left(-\frac{x}{r}, -\frac{y}{r}\right) \left(-\frac{x}{r}, -\frac{y}{r}\right) = (x, y + sk) + 2s\frac{ky}{r} \left(-\frac{x}{r}, -\frac{y}{r}\right)$$

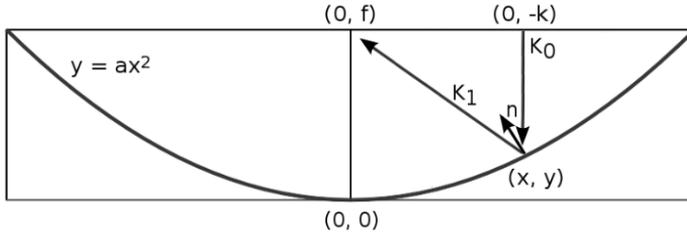
$$\begin{cases} 0 = x - 2sk\frac{xy}{r^2} \Rightarrow s = \frac{r^2}{2ky} \\ f = y + sk(1 - 2\frac{y^2}{r^2}) = y + \frac{r^2}{2ky}k(1 - 2\frac{y^2}{r^2}) = y + \frac{r^2}{2y} - y = \frac{r/2}{y/r} \Rightarrow f = \frac{r/2}{\cos\alpha} \end{cases}$$

Fig. 5. A reflexão especular de um vector de onda horizontal \mathbf{K}_0 numa superfície esférica de raio r origina um vector de onda \mathbf{K}_1 que intersecta o eixo de focagem $x = 0$ num ponto f que depende do ângulo α : $f = r/(2\cos\alpha)$.

Modelo de Reflexão Parabolóide

Apresentam-se na Fig. 6 os princípios matemáticos mais relevantes deste modelo. Para uma parábola $y = ax^2$, onde se fazem incidir raios verticais $(0, -k)$, o ponto focal é constante, com uma distância $f = 1/(4a)$, uma das propriedades mais notáveis da parábola (2D) e do parabolóide (3D). Como os raios vão convergir todos no mesmo ponto, este modelo vai ter um comportamento semelhante ao do modelo da emissão esférica, em que o foco, por

construcção, também é único. Gerando pontos aleatórios num círculo de diâmetro D para simular os raios paralelos provenientes do helióstato que iluminam o círculo projectado do concentrador parabólico, estes raios são reflectidos de acordo com as equações deduzidas na Fig. 6 (estendidas para 3 dimensões). No caso do forno SF60, a distância focal vale $F = 7450$ mm e a abertura angular máxima vale $M = 38^\circ$, vindo $a = 1/29800$ mm e $D = 10260$ mm. Repare-se que os diâmetros D calculados analiticamente para este modelo e para o anterior são quase iguais, diferindo apenas em 35 mm.



$$\begin{aligned}
 (0, f) &= (x, y) + s\vec{K}_1 & \vec{K}_1 &= \vec{K}_0 - 2(\vec{K}_0 \cdot \vec{n})\vec{n} & \vec{K}_0 &= (0, -k) & y &= ax^2 \\
 F = y - ax^2 = 0 &\Rightarrow \vec{N} = [dF/dx \quad dF/dy] = [-2ax \quad 1] & \vec{n} &= \left(\frac{-2ax}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}}, \frac{1}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}} \right) \\
 (0, f) &= (x, y) + s(0, -k) - 2s(0, -k) \cdot \left(\frac{-2ax}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}}, \frac{1}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}} \right) \left(\frac{-2ax}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}}, \frac{1}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}} \right) \\
 (0, f) &= (x, ax^2) + (0, -ks) + \frac{2ks}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}} \left(\frac{-2ax}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}}, \frac{1}{\sqrt{4a^2x^2 + 1}} \right) \\
 (0, f) &= (x, ax^2) + (0, -ks) + \left(\frac{-4akxs}{4a^2x^2 + 1}, \frac{2ks}{4a^2x^2 + 1} \right) \\
 \begin{cases} 0 = x + 0 - \frac{4akxs}{4a^2x^2 + 1} \\ f = ax^2 - k\frac{4a^2x^2 + 1}{4ak} + \frac{2k}{4a^2x^2 + 1} \frac{4a^2x^2 + 1}{4ak} \end{cases} &\Rightarrow s = \frac{4a^2x^2 + 1}{4ak} \\
 &\Rightarrow f = ax^2 - k\frac{4a^2x^2 + 1}{4ak} + \frac{2k}{4a^2x^2 + 1} \frac{4a^2x^2 + 1}{4ak} = -\frac{1}{4a} + \frac{1}{2a} \Rightarrow f = \frac{1}{4a}
 \end{aligned}$$

Fig. 6. A reflexão especular de um vector de onda vertical \mathbf{K}_0 qualquer num parabolóide $y = ax^2$ origina um vector de onda \mathbf{K}_1 que intersecta o eixo do parabolóide sempre no mesmo ponto de focagem: $f = 1/(4a)$.

RESULTADOS, CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

Na Fig. 7 apresenta-se o perfil de intensidade obtido para os três modelos, medido num detector colocado a 500 mm do foco, para 10^8 e 10^9 raios de luz. Um detector é simulado como se fosse uma câmara fotográfica, indicando as suas dimensões rectangulares x, y e os três vectores: *centro*, *alvo* e *topo*.

Os resultados foram calibrados dividindo as intensidades pelo valor médio na zona central (10%). A flutuação estatística diminui significativamente quando se aumenta 10 vezes o número de raios, mas o perfil mantém-se inalterado, como seria desejável.

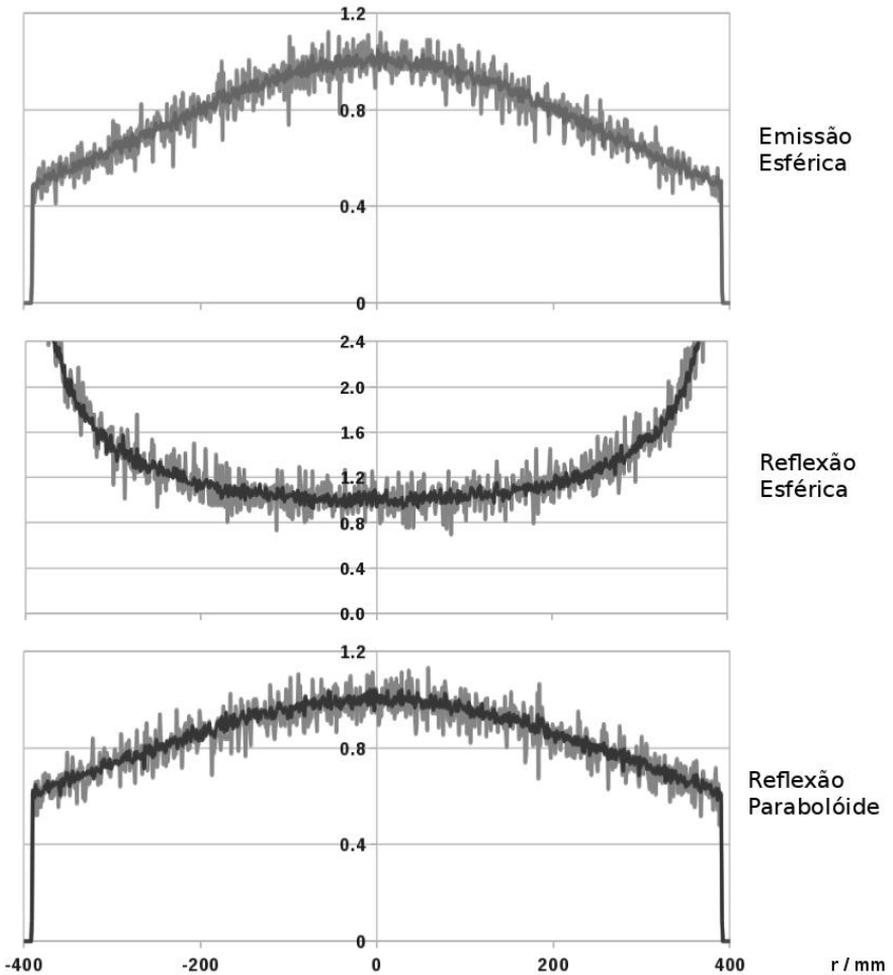


Fig. 7. Perfil de intensidade medido a 500 mm do foco, para 10^8 (cinzento) e 10^9 (preto) raios de luz, gerados de acordo com os modelos de emissão esférica, reflexão esférica e reflexão parabolóide. No caso do modelo de reflexão esférica, considerou-se como foco o ponto mais próximo do concentrador, $r/(2\cos M)$, onde começa a linha de focagem.

O modelo da reflexão esférica é muito interessante intelectualmente, porque tem um comportamento complexo e conduz a resultados surpreendentes, com a sua distribuição de intensidades em forma de U. No entanto, não é apropriado para simular os resultados obtidos em fornos solares como o SF60, em que se pretende uma distribuição de intensidades que seja máxima no centro, com um ponto de focagem único.

Os modelos da emissão esférica e da reflexão parabolóide têm o comportamento desejado, apresentando resultados muito semelhantes, apesar da sua concepção matemática ser

completamente diferente. A vantagem da reflexão parabolóide sobre a emissão esférica é que no primeiro modelo a simulação inicia-se no heliostato, enquanto que no segundo inicia-se apenas no concentrador. Como consequência, os fenómenos ópticos que ocorrem antes do concentrador (por exemplo o efeito da abertura parcial das persianas do atenuador na distribuição de radiação que atinge a amostra) não podem ser estudados pelo modelo da emissão esférica. Por outro lado, os espelhos curvos concentradores utilizados em fornos solares como o SF60 são habitualmente concebidos assumindo uma geometria parabolóide.

Em trabalhos futuros apresentaremos estudos feitos com base no modelo da reflexão parabolóide, sobre a influência do grau de abertura do atenuador, da posição do espelho reflector (a 45°) antes da amostra, ou da geometria de um dispositivo para homogeneizar o fluxo de radiação junto da amostra (para equilibrar as temperaturas).

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da União Europeia através do “Solar Facilities for the European Research Area (SFERA) Programme” (SFERA-II EC Grant Agreement: 312643) e da participação no projeto INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes) www.inship.eu.

REFERÊNCIAS

- Augustin-Jean Fresnel, in Wikipedia (2018). https://en.wikipedia.org/wiki/Augustin-Jean_Fresnel
- BBC Historic Figures (2018). Archimedes (c.287 - c.212 BC). http://www.bbc.co.uk/history/historic_figures/archimedes.shtml
- Danko O., Danko V., Kovalenko A. (2017) Light focusing through a multiple scattering medium: ab initio computer simulation. *Proc. SPIE 10612*, Thirteenth International Conference on Correlation Optics, 1061216.
- Dlugach J.M., Mishchenko M.I., Liu L., Mackowski D.W. (2011). Numerically exact computer simulations of light scattering by densely packed, random particulate media. *J. Quant. Spectrosc. Radiat. Transfer* 112 (13), 2068–2078.
- History of optics, in Wikipedia (2018). https://en.wikipedia.org/wiki/History_of_optics
- Kerisit S., Rosso K.M., Cannon B.D., Gao F., Xie Y.L. (2009). Computer simulation of the light yield nonlinearity of inorganic scintillators. *J. Appl. Phys.* 105 (11), 114915.
- OpenRayTrace (2018). <http://openraytrace.sourceforge.net/>
- Opticks, in Wikipedia (2018). <https://en.wikipedia.org/wiki/Opticks>
- Ray Optics Simulation (2018). <https://ricktu288.github.io/ray-optics/simulator/>
- Stellar Software (2018). <https://www.stellarsoftware.com/>
- Thomas Young (scientist), in Wikipedia (2018). https://en.wikipedia.org/wiki/Thomas_Young_%28scientist%29

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

LABORATÓRIO VIRTUAL PARA O ENSINO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Hiuri Noronha*, Cláudio Gonçalves*

* Coordenação de Engenharia Elétrica, Escola Superior de Tecnologia – Universidade do Estado do Amazonas, Av. Darcy Vargas, Manaus, 69050-020, (Amazonas) Brasil.
hiuri_noronha@live.com. cgoncalves@uea.edu.br.

RESUMO

Este artigo apresenta o desenvolvimento de um laboratório virtual para o ensino de energia solar fotovoltaica, tanto para a sistema fotovoltaico autônomo (SFVA) como para o sistema fotovoltaico interligado à rede pública de energia elétrica (SFCR). A plataforma computacional de ensino engloba um conjunto de ferramentas que visa possibilitar o dimensionamento da energia solar fotovoltaica, com **módulos** para avaliação técnica, econômica e ambiental da geração concebida. A plataforma de ensino virtual proposta é uma ferramenta adequada para a elaboração inicial de projetos de sistemas fotovoltaicos. A metodologia aplicada neste trabalho tem como base o uso de linguagem de programação que permite uma interação amigável, permitindo a visualização gráfica e numérica do projeto fotovoltaico.

PALAVRAS CHAVE: Energia Solar FV, Laboratório Virtual de Ensino.

ABSTRACT

This paper presents the development of a virtual laboratory for the teaching of photovoltaic solar energy, both for autonomous photovoltaic system (SFVA) and for the grid-connected photovoltaic systems (SFCR). This computational teaching platform includes a set of tools which enables the design of solar photovoltaic systems, with modules for technical, economic and environmental evaluation of the conceived generation. The proposed virtual platform is a suitable tool for the design of photovoltaic systems. The methodology applied in this work is based on the use of programming language that allows a friendly interaction, allowing the graphic visualization and numerical values of the photovoltaic project.

KEYWORDS: Solar Energy PV, Virtual Teaching Laboratory.

INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) vem crescendo ano a ano, constituindo-se em uma alternativa de fornecimento de energia elétrica, cuja fonte está próxima do consumidor final (ACKERMANN et al., 2001). A GD, em geral, tem como base fontes energéticas renováveis, o que contempla um amplo consenso mundial no sentido de se utilizar fontes de energia de baixa emissão de carbono, promovendo a mitigação nos impactos ambientais (BOYLE, 2012).

Um exemplo de GD é a geração fotovoltaica (GFV), a qual está em franca expansão mundial e pode ser utilizada para prover geração elétrica para regiões isoladas ou para conexão à rede elétrica pública. A GFV destaca-se pela sua modularidade, facilidade de instalação e baixo custo de manutenção.

Plataformas de ensino virtual são ambientes atrativos para estudantes de engenharia, os quais podem efetuar simulações de projetos, mesmo de baixa potência, mas com todos os componentes de sistemas maiores, com a possibilidade de implementação em pequena escala o que representa baixo custo financeiro. Este trabalho é dedicado a uma plataforma de ensino, embasado em técnicas de ensino de Laboratórios Virtuais (PINHEIRO, C.; RIBEIRO, M., 2005). As aplicações no processo de ensino e aprendizado são pretendidas na utilização das potencialidades provenientes destas plataformas.

Este artigo apresenta o desenvolvimento de um laboratório virtual para auxiliar acadêmicos de engenharia envolvidos em projetos de GFV (LUGO et. al., 2016). Plataformas virtuais para ensino são adequadas para auxiliar no desenvolvimento de projetos eletroeletrônicos, tornando-se ambientes atrativos para estudantes e profissionais das diversas engenharias (OCHS, D. S.; MILLER, R. D., 2015).

MÓDULOS DA PLATAFORMA COMPUTACIONAL

Na ferramenta computacional desenvolvida a arquitetura do sistema é composta por uma Interface Gráfica do Usuário (GUI), um ambiente virtual bidimensional, uma modelagem e uma demonstração de gráfica do comportamento dinâmico do SFV. O ambiente virtual permite que o usuário observe as conexões físicas de um sistema fotovoltaico através de diagramas unifilares. A figura 1 mostra representações dos módulos da plataforma.

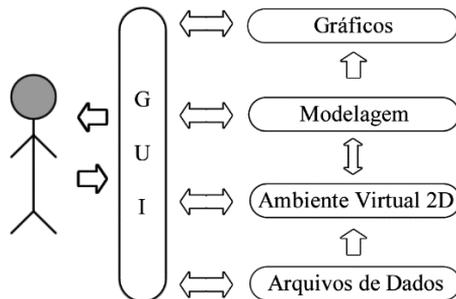


Figura 1. Módulos da plataforma computacional.

A GUI permite que o usuário tenha acesso às principais funcionalidades da ferramenta através de um esquema de menus e painéis, que o usuário poderá armazenar e recuperar as informações pertinentes, inseridas a priori em um banco de dados, podendo acessar também todo o ambiente de configuração dos componentes.

Os módulos da modelagem e do ambiente virtual bidimensional interagem entre si, a modelagem é responsável por recolher todos os dados necessários e realizar a simulação solucionando as equações do SFV, e o ambiente virtual demonstra a dinâmica do sistema.

ARQUITETURA DA PLATAFORMA

A plataforma computacional desenvolvida possui uma arquitetura que é regida por um conjunto de bibliotecas e APIs da linguagem C# que permitem a interação entre os componentes e o usuário, por meio da GUI, assim como o banco de dados que é acessível para o usuário. A figura 2 apresenta a arquitetura proposta da plataforma computacional em que se representa a construção da mesma a partir do sistema operacional Windows e das APIs do C# (MICROSOFT, 2000).

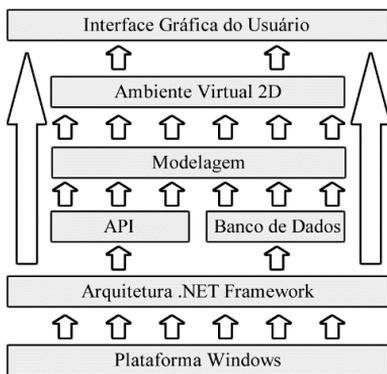


Figura 2. Arquitetura da Plataforma Computacional.

A arquitetura do .NET Framework permite a representação geométrica do sistema e inclui operações básicas como deslocamento do modelo, que são implementadas através das APIs do C#, que executa as operações necessárias para a realização destas tarefas.

A plataforma computacional possui um banco de dados que permite ao usuário escolher os equipamentos de acordo com a concepção do projeto fotovoltaico. O banco de dados implementado através da arquitetura do C#, utiliza o padrão de criptografia avançada (AES), sendo de fácil implementação e exigindo pouca memória computacional, em complemento foi utilizada a biblioteca da RFC2898, que implementa a funcionalidade de chave baseada em senha, usando um gerador de número pseudoaleatório. O que permitiu a criação de uma estrutura de dados exclusiva para o programa e armazenamento dos dados, como módulos fotovoltaicos, baterias, controladores de carga, inversores, disjuntores, entre outros equipamentos e acessórios.

METODOLOGIA

Um algoritmo, a partir de equações e modelos, foi desenvolvido inicialmente no ambiente do MATLAB, e posteriormente implementado utilizando-se a plataforma do C#. A figura 3 mostra um fluxograma da metodologia para criação do ambiente virtual de GFV. A estrutura metodológica consiste em três estágios, conforme fluxograma. O estágio 1 é o preliminar, para a entrada de dados do sistema, como os equipamentos do gerador FV, incluindo os parâmetros dos equipamentos e preços, dados meteorológicos diários e mensais, taxas econômicas e a carga a ser alimentada. No estágio 2 são realizados os cálculos dos parâmetros do gerador FV e perdas, até o ponto de saída do sistema. Assim, obtém-se o fluxo de potências do sistema, assim como o cálculo da geração de energia e os parâmetros elétricos.

No estágio 3 é gerado o ambiente virtual para o usuário obter as informações do sistema, efetuar testes, assim como avisos para garantir a segurança do sistema fotovoltaico. Este estágio também é responsável por processar e calcular todos os dados relacionados a análise econômica, tal como, renda, payback simples, valor presente líquido, taxa interna de retorno e retorno sobre o ativo, estes cálculos de indicadores econômicos informam sobre a viabilidade econômica do projeto. E efetua-se o cálculo da mitigação de gases poluentes por energia gerada no SFV.

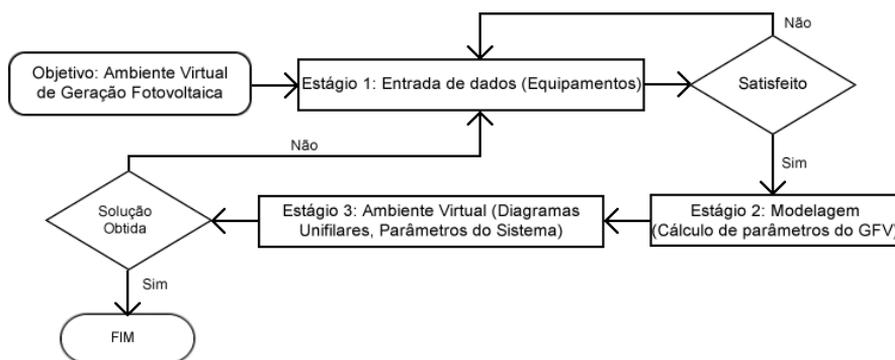


Figura 3. Proposta metodológica para ambiente virtual de SFV.

MÓDULOS DA PLATAFORMA E RESULTADOS

O programa é composto por dois módulos, um para análise de SFVA e outro para SFCR, os quais são adequados para o dimensionamento da GFV planejada. O dimensionamento da potência ativa do gerador FV é efetuado através de um método matricial, sendo M o número de *strings* e N a quantidade de módulos solares em série.

O modelo do gerador FV apresentado neste trabalho representa uma solução para a simulação em ambientes virtuais de sistemas fotovoltaicos. O usuário pode escolher o equipamento previamente cadastrado, módulo, inversor, bateria, controlador de carga, ou inserir um novo item, bastando informar nos campos de texto as variáveis do equipamento e se necessário pode alterar os dados, conforme tela mostrada na figura 4.

O usuário pode determinar a quantidade de *strings* e a quantidade de módulos em série, utilizando um módulo solar cadastrado previamente. Os parâmetros de referência do gerador FV são mostrados na tela, conforme tela da figura 5. O usuário é informado se há algum problema no gerador FV, por exemplo tensão do gerador (Vmpp) maior que a máxima tensão suportada pelos módulos solares.

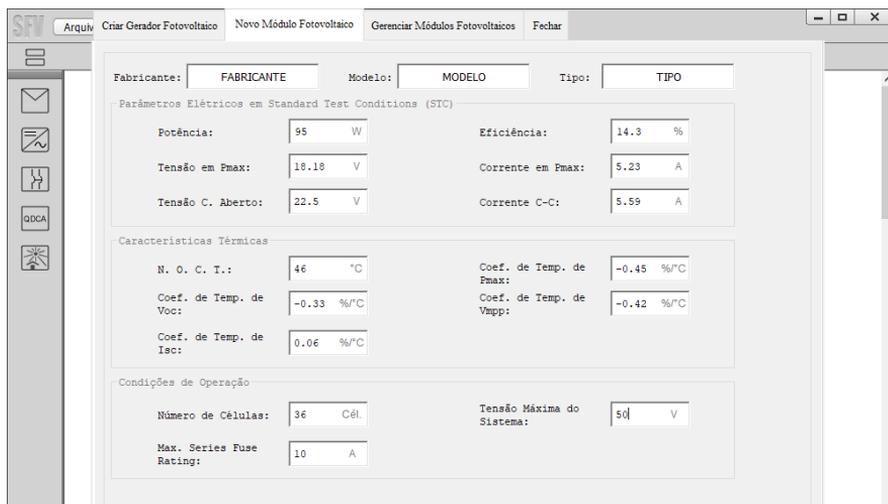


Figura 4. Tela de módulo solar cadastrado.

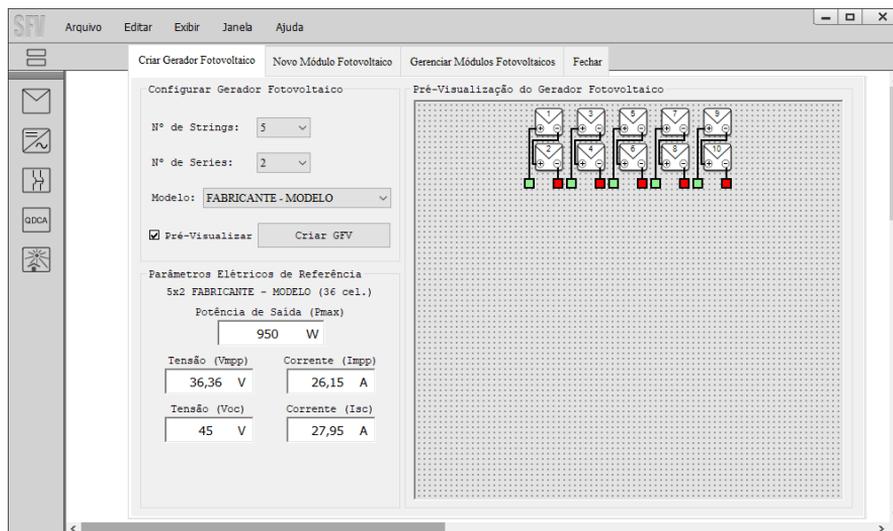


Figura 5. Tela de dimensionamento de gerador FV.

No caso de simulação de GFV, o usuário pode inserir os dados meteorológicos, irradiância e temperatura, e inseri-los no banco de dados para utilização posterior, mostra a figura 6. A partir da entrada de dados, a modelagem da GFV é efetuada, determinando-se os parâmetros do gerador FV, e da utilização dos equipamentos, como exemplo mostrado na figura 7, utilizando-se um *string box DC*, um inversor CC/CA e um *string box AC* para alimentar cargas consumidoras.

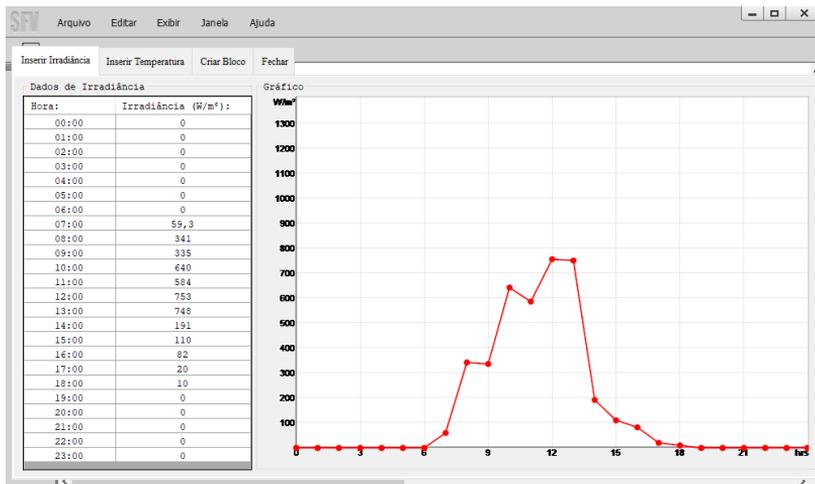


Figura 6. Exemplo de curva de irradiância.

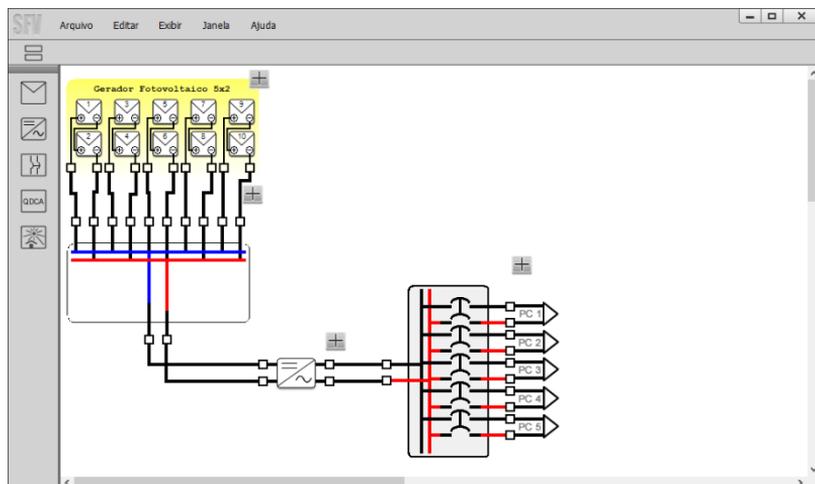


Figura 7. Gerador FV e string boxes DC e AC.

A partir de dados de entrada, irradiância, temperatura ambiente e índices de perdas, a ferramenta computacional calcula os parâmetros elétricos do gerador FV. O usuário pode obter os dados calculados de duas formas, a primeira utilizando instrumentos do ambiente virtual (amperímetro, voltímetro), e a segunda forma é efetuar a análise gráfica do gerador FV, conforme figura 8. Após o dimensionamento do gerador FV, pode-se gerar as curvas de potência ativa de saída de mesmo, para as condições de GFV sem perdas e com perdas, conforme gráficos mostrados na figura 9. Uma facilidade proporcionada pela plataforma computacional desenvolvida é quanto ao *check-list* de parâmetros de equipamentos do gerador FV projetado, como no caso de informações do inversor mostradas na figura 10.

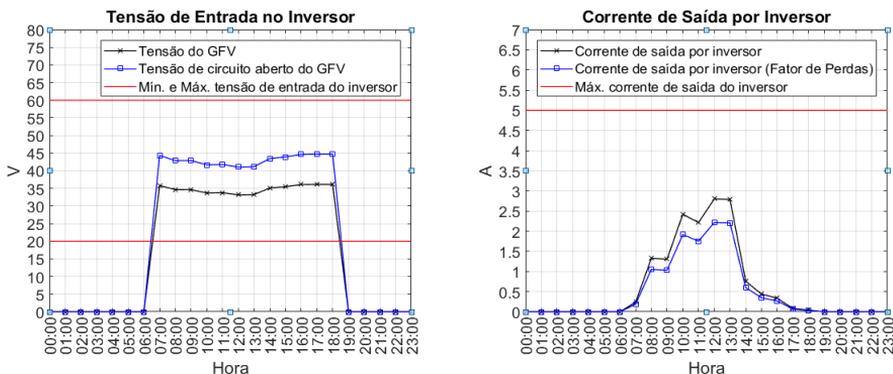


Figura 8. Tensão e corrente por hora do gerador FV.

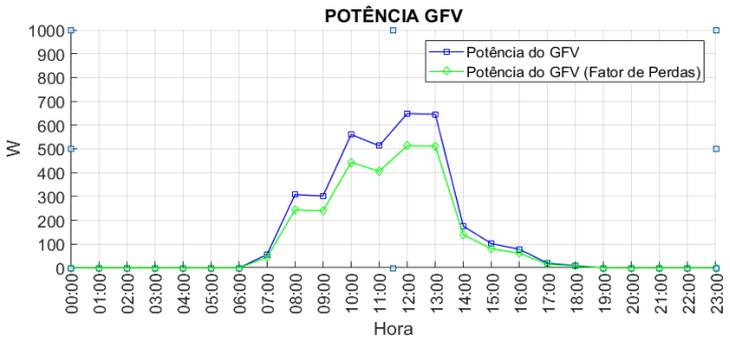


Figura 9. Curvas de potência ativa do gerador FV.

- [Verificado] Potência de surto do sistema e potência de surto de saída do inversor.
- [Verificado] Potência instalada do sistema e máxima potência de saída do inversor.
- [Verificado] Corrente de saída do inversor.
- [Verificado] Tensão de entrada do inversor.

Figura 10. Sistema de verificação no console.

CONCLUSÃO

A plataforma computacional desenvolvida é um ambiente virtual adequado para auxiliar acadêmicos e profissionais envolvidos em projetos de sistemas de energia fotovoltaica, considerando-se que as de telas de trabalho são amigáveis e de fácil utilização. Conforme resultados apresentados, a ferramenta virtual desenvolvida possibilita ao usuário visualizar o gerador FV planejado, com os diagramas elétricos e fazendo uso de equipamentos e acessórios do banco de dados. O usuário pode interagir com o gerador FV projetado, ligando e desligando disjuntores e outras chaves e componentes dos *string boxes*, por exemplo. O ambiente virtual proporciona ao usuário informações das variáveis do sistema ao longo do tempo, em vetores horários ou mensais, como os parâmetros elétricos do gerador FV, potência demandada versus potência FV gerada, entre outros. Há ainda a possibilidade de se analisar defeitos ou falhas no sistema FV, através de mensagens no console da plataforma educacional desenvolvida.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L., (2001) Distributed generation: a definition., *Electric Power Syst. Research*, v. 57, p. 195–204.
- BOYLE (ed.) G. (2012) *Renewable Energy: Power for a Sustainable Futures*. 3rd ed. UK: Oxford University.
- Kaliski, B. (2000) PKCS #5: Password-Based Cryptography Specification Version 2.0. RFC 2898.
- LUGO, A. A. et al. (2016) A Solar Simulation Research with an Academic Learning Experience. USA: *IEEE*, p. 1 – 4.
- OCHS, D. S.; MILLER, R. D. (2015) Teaching Sustainable Energy and Power Electronics to Engineering Students in a Laboratory Environment Using Industry-Standard Tools. *IEEE Trans. On Education*, v. 58, p. 173–178.
- PINHEIRO, C.D.B., RIBEIROFILHO, M.. (2005) LVR- Laboratório Virtual de Redes-Protótipo para Auxílio ao Aprendizado em Disciplinas de Redes de Computadores. *Anais do XVI SBIE*.
- MICROSOFT (2017) Standard ECMA-334, C# Language Specification. 5th ed. ECMA International.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**TESIS DOCTORAL SOBRE PROMOCIÓN Y FORMACIÓN EN ENERGÍA
SOLAR CON USO DE TICS EN SALTA, ARGENTINA: INNOVACIÓN E
INTERDISCIPLINA QUE ABREN PASO A LA ENSEÑANZA DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES DESDE EL PARADIGMA CRÍTICO**

Javi V.M.*, Chaile M.O., Franco J.***

* INENCO, Consejo de Investigaciones, Universidad Nacional de Salta, Av. Bolivia 5150,
Salta, 4400, (Salta) Argentina, veroja@gmail.com

** Facultad de Ciencias Exactas, Consejo de Investigaciones, Universidad Nacional de
Salta, Av. Bolivia 5150, Salta, 4400, (Salta) Argentina, chalemo@gmail.com

RESUMEN

El trabajo presenta fundamentos, metodología, desarrollos y resultados de una tesis doctoral defendida en la Facultad de Ciencias Exactas de la Universidad Nacional de Salta, provincia de Salta, Argentina en 2013. El trabajo de tesis *Efectividad del uso de las TICs (Tecnologías de la información y la comunicación) en la promoción y formación en energías renovables* reúne esfuerzos e intereses en torno al diseño, elaboración y ajuste de material educativo para la formación académica y la difusión de saberes propios de la energía solar. La investigación se desarrolla en ámbitos de la educación formal (EF) y la educación no formal (ENF) a través de seis ejercicios, de los que se relata en particular el dictado de la asignatura Tecnología de la Energía en un Centro Educativo de un barrio carenciado de la ciudad de Salta, norte de Argentina.

PALABRAS CLAVE: Enseñanza, Energía, Energías Solar, Innovación educativa.

ABSTRACT

The work presents fundamentals, methodology, developments and results of a doctoral thesis defended in the Facultad de Ciencias Exactas de la Universidad Nacional de Salta, province of Salta, Argentina in 2013. Thesis work *Effectiveness of the use of ICTs (Information and Communication Technologies) in the promotion and training in renewable energies* brings together efforts and interests around the design, development and adjustment of educational material for academic training and the dissemination of knowledge of solar energy. The research is carried out in formal education (PE) and non-formal education (NFE) through six exercises, one of which, the dictation of the Energy Technology subject in an Educational Center of a deprived neighborhood of the city of Salta, is related.

KEYWORDS: Teaching, Energy, Solar Energy, Educational Innovation.

INTRODUCCIÓN

En el año 2013 se defiende la primera tesis doctoral referida a la enseñanza de las energías renovables (ER) en el ámbito del Doctorado en Ciencias Área Energías Renovables de la Facultad de Ciencias Exactas (FCE) de la Universidad Nacional de Salta (U.N.Sa). El estudio **Efectividad del uso de las TICs en la promoción y formación en energías renovables**, recoge una experiencia investigativa en la educación formal (EF) y no formal (ENF) vinculada a aplicaciones desarrolladas en el Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO) que se imbrican con la enseñanza y el aprendizaje de las ciencias, en particular la física (Javi V., 2013). Las preguntas de la investigación y sus objetivos plasman una doble innovación ya que se trata de indagar sobre el impacto en la formación y difusión de saberes propios de las energías renovables con uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs) a través de seis ejercicios:

- 1) Dictado durante tres años de la asignatura **Tecnología de la Energía** en el Centro Educativo FyA del Nivel Secundario (EF) ubicado en un barrio carenciado de Salta.
- 2) Estudio de Caso en el marco del proyecto **Transformative Research Activities. Cultural diversities and Education in Science**. (TRACES, 2010), (EF).
- 3) Participación en el 2do Congreso El Medio Ambiente y la Comunidad en un barrio carenciado de la periferia de la ciudad de Salta (ENF).
- 4) Taller de equipos solares en un proyecto gubernamental de mejora de barrios (ENF).
- 5) Dos instancias de capacitación sobre cocinas solares para docentes de una Escuela Técnica del Nivel Secundario en la localidad de Cerrillos, provincia de Salta (EF).
- 6) Capacitación a dos comunidades del interior de la provincia de Salta en el marco del Proyecto SEDI / AICD/ AE-204/03 **Energización Sustentable en comunidades rurales aisladas con Fines Productivos** - Organización de Estados Americanos (OEA),(ENF).

De estos, el dictado de la asignatura **Tecnología de la Energía** es el más importante y el que se elige destacar en este trabajo. La cuestión metodológica ocupa una parte sustancial del trabajo, en apoyo a una actitud reflexiva del enfoque general. Por razones de espacio sólo es posible referenciar a algunos de los principales autores que orientan el enfoque.

OBJETO DE ESTUDIO, PARADIGMA Y MÉTODO

Un capítulo vital de la tesis construye el nivel paradigmático, el metodológico y el de la técnica. El objeto de estudio es el punto de partida, la formulación del problema (Guber R., 1988; Sauto R.,2003). El enfoque adaptado da coherencia y sostén a la tesis.

Fundamento y motivación que contribuyen a delinear el Objeto de Conocimiento

El pronóstico del fin de la era del petróleo barato pone a la humanidad frente a la transición a una era de menor disponibilidad de este tipo de combustibles o a admitir la transición al uso de fuentes de energías sustentables (De Winter F., 2010). Por otra parte el consumo de combustibles fósiles acentúa el efecto invernadero, produciendo el cambio climático. Frente a este panorama, la educación energética se presenta como una estrategia de colaboración en la búsqueda de una era de transición, posibilitando el aprendizaje de saberes específicos,

de comportamientos y valores implícitos en estilos de vida que se inclinen hacia un uso racional de la energía, el ahorro energético, la promoción y el uso efectivo de las ER. Por ello, la búsqueda de una educación solidaria que contribuya a una correcta percepción del estado del mundo, que sea capaz de generar actitudes y compromisos responsables, y que prepare a los ciudadanos para una toma de decisiones fundamentadas dirigidas al logro de un desarrollo culturalmente plural, socialmente justo y ecológicamente sostenible apunta a construir modelos más comprensivos e inteligentes de interacción del hombre con los ecosistemas (Gutiérrez et al., 2006). Desde sus planteos básicos, la Comisión Europea por la Educación Energética cree que no será posible hacer frente a estos desafíos en forma individual (Comisión Europea, 2009).

Atendiendo a la doble innovación mencionada – uso de TICs y de equipos alimentados a energía solar –, para la EF se conforman dos objetos de estudio a los que se asocian sendas preguntas principales: 1) La efectividad de las TICs en la enseñanza de las ER. **¿Contribuyen las TICs en la mejora de la enseñanza y el aprendizaje de las ER en contextos de EF?**; 2) Mejora de la enseñanza de las ciencias a través del manejo del tema energía - ER - como una práctica transformativa del currículum. **¿Qué factores intervienen en el desarrollo del currículum para hacerlo transformador?**

Para el caso de la ENF el objeto de estudio y las preguntas principales de la investigación son: La efectividad de las TICs en la difusión/promoción de las ER. **¿Contribuyen las TICs a informar, capacitar, difundir el uso de las ER como aporte a la educación energética del ciudadano? ¿Qué rol juega la capacitación energética en la transferencia de equipos solares?**

Adopción del Paradigma Crítico

Los nuevos escenarios globales y la situación social de la región, advierten sobre la necesidad de mejorar su calidad de vida. Se requieren alternativas vinculadas a la provisión de energía y a la sustitución de las energías convencionales, con una perspectiva de sustentabilidad. La educación parte desde los primeros niveles de enseñanza pero también se reconoce el aprendizaje a lo largo de la vida - principio del **life long learning** - (Brito Leão M. et al., 2006). Por tanto se propone trabajar a nivel formal y no formal, interrelacionando con contextos profesionales, sociopolíticos, comunales/asociativos. A partir de los '90 las competencias educativas buscan garantizar dominios efectivos por parte de quienes aprenden. Este plano, trabajado desde la necesidad de promocionar las ER o el ahorro energético, empodera a los sujetos para que sean capaces de manejar fuentes de datos y comunicación, para modificar y luego sostener el cambio de prácticas cotidianas, necesarios para incorporar estilos de vida que incluyan a las ER (Javi V., 2013).

Al surgir de los problemas cotidianos, la ciencia crítica pone la mirada en cómo solucionarlos: hay una insatisfacción cuya razón de ser deberá ser explicada por los individuos y se deberán sugerir acciones para eliminarla. El discurso científico se ve reforzado y constituye una teoría del cambio que vincula a investigadores y practicantes a través de una tarea que los trasciende (Pérez Serrano G., 1993). La investigación científica en educación tiene el valor de capacitar a los sujetos (investigadores, educadores, educandos) vinculados a través de la acción investigativa con el propósito de desarrollar conocimiento sólido dando madurez y sentido de progreso al corpus científico/educativo (Cohen L. y Manion L., 1990). La emancipación, la superación de carencias se lograría a

través de la capacitación de los sujetos en la praxis. La reflexión en un proceso participativo emerge, así como la construcción y transformación de la realidad social que es inconclusa, inacabada. Así, se adopta el paradigma crítico con dos presupuestos: 1) con el propósito de modificar la situación de los individuos se construyen teorías emancipatorias y 2) esa construcción se realiza desde la praxis.

Justamente la formación en conceptos relacionados con la energía, con su uso racional y con saberes propios de las ER empodera al ciudadano. La energía juega un papel central en el desarrollo de las sociedades modernas. La alfabetización energética permite la toma de decisiones con base en un conocimiento más amplio de las posibilidades de acceso y uso concreto de las llamadas energías limpias. Así, la investigación conforma su matriz teórica con importante presencia del paradigma crítico especialmente en la construcción del objeto de conocimiento. Pero añade un proceso de comprensión, una visión reflexiva al análisis que se realiza a través de la práctica y una visión interpretativa de los procesos.

La investigación acción y la metodología de la investigación

La investigación acción es la principal metodología: los actores se convierten en sujetos que toman parte en la investigación, en su concepción, en su desarrollo (Goyette G. y Lessard – Hébert M., 1988). Se promueve también la adaptación del curriculum (Lucarelli E., 1997).

La metodología articula actividades que convergen hacia las metas planteadas explorando e indagando fuertemente en los saberes de las ER y conociendo el uso de herramientas TICs. Se desarrolla y diseña material educativo que se pondrá a prueba para verificar su eficacia en lograr un aprendizaje significativo. El diseño metodológico incluye 4 (cuatro) etapas:

1. Diagnóstico: Relevamiento de sitios de trabajo investigativo, diagnóstico curricular sobre la presencia de contenidos conceptuales referidos al tema energía, ER en la EF.
2. Desarrollo investigativo propiamente dicho:
 - a. Producción original de material en soporte innovador. Aplicación de criterio de adecuación a cada población destino.
 - b. Prácticas en la educación formal y no formal con recogida de datos.
 - c. Ajuste del desarrollo de la práctica definida en b., aplicando criterios de rigor científico en el manejo del contenido, capacidad didáctica de los medios tecnológicos elaborados y efectividad del aprendizaje alcanzado. Ajuste metodológico permanente.
3. Cierre de la investigación: sistematización y análisis.
4. Difusión de la investigación.

RECOGIDA DE DATOS Y ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN

Tres técnicas de recogida de datos: el dossier, registro de hallazgos y la observación

La investigadora recurre a tres técnicas para la recogida de datos: la construcción de un dossier, el registro de indicios o hallazgos, la observación. A lo largo de tres años de ejercicio de investigación acción en el Centro Educativo FyA, se buscan respuestas a demandas propias de la práctica con foco en el objeto de estudio de la Tesis: **¿Qué ocurrió en esta clase? ¿Qué tema quedó sin comprender? ¿Qué material puede ayudar a la comprensión de este tema? ¿Cómo optimizo el tiempo sin forzar a los estudiantes? ¿Qué actividades pueden mantener el interés y la motivación de los chicos? ¿En qué se**

ha apartado la situación de lo esperado? ¿Qué demanda el desarrollo de este tema al docente? ¿De los datos recogidos, cuáles son “indicios” o “hallazgos” de la investigación? En la Tabla 1 se presenta parte del dossier de la práctica en el Centro FyA.

Tabla 1. Dossier de la investigación correspondiente al Centro Educativo FyA

Dossier de la investigación correspondiente al Centro Educativo FyA
Material del docente preparado para clase. Material producido por los estudiantes
Otro material de registro: Videos educativos elaborados <i>ad-hoc</i> , videos cortos bajados de Internet en apoyo a estrategias explicativas. Entrevistas a docentes y autoridades del Centro Educativo. Archivos de texto sobre el material elaborado en clase. Archivos de imágenes (fotografías, esquemas, gráficos) sobre lo trabajado en clase. Publicaciones realizadas en revistas científicas y/o memorias de congresos. Archivos de presentaciones en clases, conferencias y jornadas.
Dispositivos experimentales: Cocina solar concentrador diseñada y fabricada en el INENCO. Mini cocina solar. Cocina solar concentrador de cartón . Panel fotovoltaico de pequeño porte y tablero eléctrico demostrativo, circuito eléctrico en una maqueta de una casa, circuito eléctrico que alimenta un juego de preguntas y respuestas, autito solar. Construcción de cocinas solares tipo caja (2009).
Material multimedial :Video Utilizando energías renovables: el calefón solar de autoría propia. Uso de videos educativos en clase (un generador eléctrico, una central hidroeléctrica, la tabla periódica de elementos, la estructura atómica, circuitos eléctricos). Uso de un libro en CD sobre FV. Búsquedas por INTERNET (La Energía en la Argentina, Centrales Hidroeléctricas, Impacto Ambiental de una Central durante su construcción y durante su funcionamiento)
Material producido en visitas a universidad y centros especializados

El diagrama arbóreo y la triangulación en el análisis de los datos

En el proceso de análisis el investigador repasa el dossier y vuelve sobre el campo para explorar alguna faceta que requiera de profundización y aclaración. El tiempo no se plantea con un límite, los procedimientos no son compartimentos estancos y se pide a la investigadora un esfuerzo de prospección y luego una visión retrospectiva de la realidad.

Los momentos de la fase reflexiva, en la investigación acción se dan continuamente, principalmente en lo relativo a la aplicación en aula de estrategias que mejora la práctica del docente, teniendo como meta el aprendizaje significativo de saberes relativos a las ER. Los intercambios, observaciones críticas, sugerencias de la docente del curso A (la investigadora tesista en el Centro Educativo FyA) y los ajustes a su propuesta de la investigadora (curso B a cargo de otra docente) son permanentes. Se desarrolla un diagrama arbóreo de los registros colectados como esquema representativo de la investigación, al estilo del propuesto por Santos que se muestra en la Fig. 1. Las Unidades Mínimas de Análisis (hojas) se agrupan en un Conjunto de Unidades Mínimas de Análisis (rama), su Suma es un pequeño tronco que a su vez se agrupan en un TUMA – Total de Unidades Mínimas de Análisis (tronco) que se hunden en el significado (Santos M.N., 1990). El esquema arbóreo se articula con el proceso de triangulación que fortalece el análisis crítico de la indagación. Santos M. N. establece la necesidad de contrastar la información a través de la triangulación con posibilidades de aumentar así su exactitud (Santos M.N., 1990). Se

fortalece el criterio de verdad y se colabora con la tarea de síntesis. La triangulación, en este caso, se concreta con la presencia de investigadores internos participantes durante los tres años, la participación estudiantil y docente a través de la recogida de voces y opiniones y la participación de expertos externos en publicaciones.

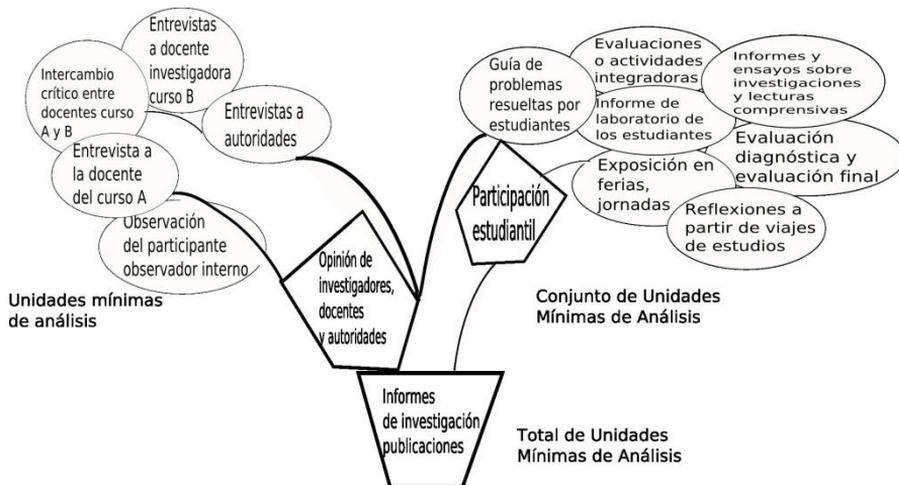


Fig. 1. Diagrama arbóreo del ejercicio investigativo en el Centro Educativo FyA

CONCLUSIONES: ALGUNOS HALLAZGOS DE LA INVESTIGACIÓN

La tesis, en sus 500 páginas, presenta un enorme trabajo de recogida de datos, análisis, síntesis y detección de hallazgos de algo más de cinco años. Algunos más relevantes y las preguntas de la investigación remozadas con el devenir de las prácticas se presentan en la Tabla 2. Una de las preguntas más enriquecedoras surgidas durante el trabajo de tesis es **¿qué es comprender el concepto “energía”?**

Desde el marco teórico de la **enseñanza para la comprensión** (Stone Wiske M., 2005) se enuncia: **comprender un tema es poder realizar una presentación flexible de él: explicarlo, justificarlo, extrapolarlo, relacionarlo y aplicarlo de maneras que vayan más allá del conocimiento y la repetición rutinaria de habilidades. Comprender implica poder pensar y actuar flexiblemente utilizando lo que uno sabe.**

Las prácticas desarrolladas en los **multiambientes de aprendizaje** (Brito Leño, M., 2004) – aulas extendidas en las que se recurre al uso de TICs, resolución tradicional de problemas, uso de esquemas explicativos, experiencias sencillas, cocinas solares, mini secaderos o paneles fotovoltaicos – se apoyan en la propuesta de la semiótica social de J. Lemke (Lemke J., 2007) sobre lo que la ciencia es. Estas perspectivas tienen fuertes implicancias en la enseñanza de la energía como concepto transfenomenológico y en las líneas futuras que la tesis abre. La Tabla 2 selecciona los indicios más importantes de entre un rico conjunto que la tesista recoge para orientar la mejora de su práctica y sus cometidos futuros.

Tabla 2. Indicios principales de la tesis para la educación formal

¿Cómo se construyen saberes de las ER según la enseñanza para comprensión?
¿Qué TICs sería realista usar para lograr el aprendizaje significativo en Salta?
Videos educativos de distinto tipo, transparencias ad-hoc, cortos adecuados. Son versátiles frente a la infraestructura y al contexto salteños donde la conectividad no llega. Son motivadoras entre los estudiantes y colegas.
¿Qué propósitos se espera de los estudiantes al enseñar saberes propios de las ER?
La formación de ciudadanos críticos y responsables, a la producción de conocimiento sobre fuentes energéticas no tradicionales en el ámbito científico; a la gestión de saberes en ámbitos políticos y económicos, a la aplicación y uso de dispositivos simples o complejos, el apoyo a su aplicación y difusión en ámbitos técnicos, comunicacionales, ambientales, educativos. Los conceptos de la física pueden presentarse en un entramado con las ER, aportando motivación, actualidad y contextualización.
¿Cómo puede hacerse un uso más efectivo de las nuevas tecnologías?
Trabajar con esquemas actualizados, con animaciones en videos cortos explicativos resulta atractivo e interesante. Requiere de una planificación cuidadosa, de material adecuado y de un manejo adecuado del tiempo. Los multiambientes de aprendizajes favorecen la comprensión y el aprendizaje significativo. Es atrayente a los estudiantes, se potencian intercambios, exige avances en el desarrollo profesional docente.
¿Qué estrategias didácticas mejoran la comprensión del tema energía?
Cuidadosa y recurrente explicitación básica de los conceptos. Actividades sencillas de laboratorio, manejo bibliografía actualizada. Considerar la mayor cantidad de formas de la energía y dar ejemplos de intercambio entre sistemas o transformaciones de la energía con una mirada integral. La eficiencia y la energía útil son conceptos enriquecedores.
¿Qué herramientas pueden ser utilizadas para la enseñanza comprensiva de cómo funciona un dispositivo solar?
Mini secaderos solares, cocinas solares en sus variados tipo. Panel solar demostrativo. Calefón solar demostrativo. Son tópicos generativos en un multiambiente de aprendizaje. Herramientas TICs, material escrito integrador, con esquemas explicativos adecuados y claros.
¿Qué desempeños de los estudiantes se espera al aprender comprensivamente ER?
Los desempeños son crecientes y graduales. Se espera que los alumnos tiendan puentes para llegar a la comprensión de conceptos disciplinarios cada vez más abarcativos, haciendo posible la explicación de sistemas cada vez más complejos. Se ponen en juego habilidades ya conocidas. Luego, la realización y diseño de esquemas explicativos como síntesis explicativa de algún proceso (¿por qué cocina una cocina solar? ¿cómo se calienta el agua en el calefón solar? ¿cómo se capta la energía solar en un cristal para producir energía eléctrica ?). El uso del lenguaje oral y escrito afin y la creatividad.
¿Qué desempeño se espera del docente al operar un currículum con ER?
El uso y secuenciación adecuados de materiales requiere de un rol amplio del profesor. Debe manejar adecuadamente los recursos tecnológicos, el tiempo, el desarrollo curricular. La elaboración de materiales ad-hoc enriquece su práctica. Su validación da significación a la construcción del aprendizaje de sus estudiantes, debe valor recursos, enfoques y oportunidades de avance, estar atento a la necesidad de ajustes, su práctica se hace versátil y adecuada, se ve mejorada. La interacción entre instituciones educativas

abre a otras miradas a las que el docente debe responder. Operar un currículum adaptado es el desempeño más abarcativo: atender a la comprensión de sus estudiantes, poner en práctica una propuesta, lograr integración de saberes y mantener el interés.

¿De qué manera influye la vulnerabilidad del contexto salteño?

Operar en contexto el currículum establece límites a los desempeños buscados y pone a prueba las estrategias. La comprensión lectora, la expresión oral y escrita o el diseño de esquemas explicativos son desempeños con presencia variable según el contexto social. Los tópicos generativos requieren demostrar su uso en conexiones entre la realidad y los saberes de las ER. Visitas a la universidad, a la “lejana” capital, con acceso a centros de investigación y obras de infraestructura energética hacen visible el mundo de la ciencia. Los problemas ambientales consolidan la construcción de conocimiento con pertinencia, descentrando un discurso docente cientificista y estandarizado.

REFERENCIAS

Cohen L. y Manion L. (1990). *Métodos de investigación educativa*. La Muralla S.A., Madrid, España. ISBN: 84-7133-565-4.

Comisión Europea. (2009). *Educación Energética*. Oficina de Publicaciones, Luxemburgo.

De Winter Francis. (2010). The Challenges and Opportunities Facing the ISES Family of Societies. *IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar*, Cusco, Perú.

Goyette G. y Lessard – Hébert M., (1988). *La investigación acción. Sus funciones, sus fundamentos y su instrumentación*. Editorial LAERTES. Barcelona. ISBN: 84- 7584-076-0.

Goyette G. y Lessard – Hébert M. (1988). *La investigación – acción. Sus funciones, sus fundamentos y su instrumentación*. Laertes S.A. Editores. Barcelona. ISBN 84- 7584-076-0.

Guber R. (1990). *El salvaje metropolitano*. Editorial Legasa. ISBN. 950-600-166-9.

Javi V.(2013). *Efectividad del uso de las TICs en la promoción y formación en energías renovables*. Director: L. R. Saravia. Co-Directora: M. O. Chaile. Biblioteca de la Facultad de Ciencias Exactas U.N.Sa. Salta, Argentina. http://bibexa.unsa.edu.ar/bibexa_sistem/

Lucarelli E. (1997). *Regionalización del currículo y capacitación docente en la Educación básica latinoamericana*. CEFIL. Fa. de Filosofía y Letras. UBA. Buenos Aires. Argentina.

Pérez Serrano, G. (1998). *Investigación cualitativa. Retos e interrogantes. I Métodos*. Editorial La Muralla S.A.. 2da. Madrid. España. ISBN 84-7133-628-6.

Santos M. N. (1990). *Hacer visible lo cotidiano*. AKAL, Madrid, España.

Sautu Ruth (2003). *Todo es Teoría. Objetivos y métodos de investigación*. Ediciones Lumiere. ISBN 950- 9603 – 57- 0.

TRACES. Transformative Research Activities. Cultural diversities and Education in Science. 7th Framework European Programme.(2010). Annex I – “Description of Work”.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

CURSO DE POSTGRADO A DISTANCIA PARA LAS AMÉRICAS: ENSEÑANZA Y APLICACIONES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN UN ENTAMADO QUE POTENCIA EL DESARROLLO PROFESIONAL Y LOCAL

Javi V M*, Manrique S. M., Flores Larsen S.**, Espinosa C. *, Franco J.****

* Facultad de Ciencias Exactas, Consejo de Investigaciones, Universidad Nacional de Salta
(U.N.Sa). Av. Bolivia 5150, Salta, 4400, (Salta) Argentina, veroja@gmail.com

**Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional, Av. Bolivia 5150, Salta, 4400,
(Salta) Argentina, silvimagda@yahoo.com.ar

RESUMEN

Este artículo describe las motivaciones, el contexto, los fundamentos epistémicos y la organización del curso de postgrado a distancia **Acondicionamiento bioclimático, recursos bioenergéticos y educación energética integral: ejes para el desarrollo local con uso de energías renovables** dictado por docentes del Instituto de Investigaciones en Energías no Convencionales y la Universidad Nacional de Salta, en convenio con la Organización de Estados Americanos. Asisten profesionales de Argentina, Chile, El Salvador, Honduras, Panamá Perú y Uruguay con al menos un año de vinculación con comunidades o grupos ciudadanos. Sedescriben los recursos de la plataforma Moodle utilizados, algunos resultados y perspectivas de la propuesta basada en la interdisciplina, la consideración del contexto y la energía como concepto transfenomenológico.

PALABRAS CLAVE: Enseñanza a distancia, Energías renovables, contexto.

ABSTRACT

This article describes the motivations, the context, the epistemic foundations and the organization of the distance postgraduate course "Bioclimatic conditioning, bioenergy resources and integral energy education: axes for local development with the use of renewable energies" taught by teachers of the Research Institute in Unconventional Energy and the National University of Salta, in agreement with the Organization of American States. Professionals from Argentina, Chile, El Salvador, Honduras, Panama Peru and Uruguay attend with at least one year of links with communities or citizen groups. It describes the resources of the Moodle platform used, some results and perspectives of the proposal based on interdisciplinarity, consideration of the context and energy as a transphenomenological concept.

KEYWORDS: Distance learning, Renewable energies, Contextualized teaching.

INTRODUCCIÓN

El trabajo relata la motivación, el diseño, los fundamentos, el enfoque, el desarrollo y los resultados de una oferta formativa a distancia que se dictó en el año 2017 en el marco de la convocatoria anual del Programa de Becas de Desarrollo Profesional de la OEA – Organización de Estados Americanos. El curso, de carácter interdisciplinar de postgrado se denomina **Acondicionamiento bioclimático, recursos bioenergéticos y educación energética integral: ejes para el desarrollo local con uso de energías renovables** y resulta una doble innovación didáctica para el grupo de docentes quienes, si bien dictan habitualmente cursos en el cuarto Nivel Educativo, proponen el dictado totalmente a distancia con uso de la plataforma Moodle y tentando un abordaje integrador alrededor del concepto **energía**. Los desafíos que se abordan atienden, por un lado a dar un significado integral al concepto energía a partir de conceptualizaciones específicas del acondicionamiento bioclimático, usos de la biomasa y física básica, pero también a lograr interactividad, comprensión, miradas descentralizadas y nuevos desempeños en el conjunto de profesionales participantes de diversos países latinoamericanos.

MOTIVACIONES Y CONTEXTO INTERNACIONAL DEL CURSO

En el Departamento de Física de la Facultad de Ciencias Exactas (FCE) de la Universidad Nacional de Salta (U.N.Sa) se arraiga el Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO) con doble dependencia institucional: la U.N.Sa y el Concejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Desde 1998 se dictan la Especialidad, la Maestría y el Doctorado en Energías Renovables (ER) conformando un staff de docentes que evoluciona y se ejercita en dictados actualizados de temáticas propias de sus disciplinas de origen. Esta actividad formativa se acompaña con una profusa producción investigativa en áreas como el desarrollo de dispositivos de aprovechamiento de la energía solar térmica, el acondicionamiento bioclimático de edificios, la energía geotérmica, la radiación solar, nuevas tecnologías renovables, generación fotovoltaica, recursos bioenergéticos, políticas públicas con arraigo territorial y más recientemente la educación y comunicación pública de las energías renovables. Las aplicaciones de dispositivos y los procesos de aprovechamiento de las energías renovables que el conjunto de docentes investigadores lleva adelante a través de los años, muestran la fuerte necesidad de innovar, al menos, en dos aspectos: la interdisciplina y el trabajo a distancia.

El desarrollo de la primera Tesis doctoral de la U.N.Sa sobre la enseñanza de las energías renovables titulada **Efectividad del uso de las TICs (Tecnologías de la información y la comunicación) en la promoción y formación en energías renovables** resultó en un espacio propicio para la consideración de factores relativos a la educación en distintos niveles y ámbitos (Javi V., 2013). Justamente, una línea avizorada entonces es la posibilidad de contribuir a que los ciudadanos se relacionen crítica y creativamente con las TICs con una finalidad emancipadora que les permita entender, enfrentarse e incluso desafiar las necesidades y retos de la sociedad actual. El curso que se describe brinda entonces una clara oportunidad de intervención en escenarios diversos pero contextualizados con un alcance situacional y geográfico ampliado por las TICs.

El curso en el marco del Programa de Desarrollo Profesional de la OEA

El Programa de Desarrollo Profesional de OEA está destinado a profesionales por lo que el curso ofrece una respuesta científica concreta superadora de situaciones donde la teoría recorre un sendero abstracto -menos referenciado a la realidad y al trabajo empírico- y las aplicaciones transiten caminos donde resulta complejo descubrir supuestos básicos subyacentes y conceptos teóricos que sustenten la propia práctica. El curso se destina a profesionales de Ingenierías, Arquitectura, Física, Agronomía, Recursos Naturales, Energías Renovables, Biología, Antropología, Sociología. El curso propuesto se aprueba mediante Resolución N° 504/2017 (Facultad de Ciencias Exactas, 2017) previa firma de un Memorado de Entendimiento Interno entre la U.N.Sa y la Secretaria General de la OEA (U.N.Sa, 2017). Este documento de rigurosa tramitación, establece las obligaciones de las partes, las características de las becas que ambas instituciones ofrecen conjuntamente, la modalidad de la selección de los candidatos, el monitoreo académico, los derechos de autor y las disposiciones financieras. De treinta asistentes, doce son becados por la OEA y la FCE. En la Fig. 1 se los ubica geográficamente y se detalla el país de origen.



Fig. 1: Distribución geográfica de los asistentes y participación por país.

ASPECTOS PRINCIPALES Y ENFOQUE EPISTÉMICO

La formación continua de profesionales

La formación continua a través de la vida es, en el siglo XXI, una idea clave que la convocatoria de la OEA recoge (Cebrián G. y Mercè J., 2014). Se establece entonces como requisito que los interesados estén vinculados con organizaciones comunitarias de base (OCB), Organizaciones no gubernamentales (ONGs) o alguna organización del Estado que

sea receptiva de necesidades concretas de sus miembros/comunidades. El equipo docente de la U.N.Sa ajusta su propuesta y se esfuerza en lograr una capacitación adecuada a esta demanda. Así, se hace mención a casos específicos, con el propósito de referenciar los conceptos teóricos a situaciones concretas construyendo corredores teórico-empíricos más sólidos. El curso recoge uno de los desafíos de la investigación científica social, territorial y ambiental cual es el de reducir la distancias entre teoría y empiria.

La interdisciplina orientadora del trabajo en equipo

Otro de los aspectos más destacado del curso es, sin duda, la interdisciplina. La meta de lograr una comprensión integral del concepto energía favorece una mirada que integra desde cada lugar disciplinar. El equipo responsable trabaja por lograr un sentido más amplio que la propia “matriz disciplinaria”, comprendiendo generalizaciones, supuestos, valores, creencias y ejemplos corrientemente compartidos superando el interés de la disciplina (Molina E., 1990). Los perfiles que intervienen, de variada experiencia ponen en juego una sinergia que prueba su eficacia en el devenir de la propuesta. Estos perfiles son:

- ✓ Una ingeniera en recursos naturales, experta en biomasa y bioenergía.
- ✓ Una licenciada en física, experta en eficiencia energética en la construcción.
- ✓ Una licenciada en oceanografía física con tesis doctoral en enseñanza de ER.
- ✓ Una programadora experta en trabajo colaborativo y plataforma Moodle.

La interdisciplina orienta al equipo de trabajo a partir de un conjunto actitudes que se mantienen a lo largo del curso: respeto, intereses comunes, negociaciones y acuerdos permanentes, flexibilidad para realizar ajustes, motivación compartida y el abordaje concienzudo de cada área.

El paradigma crítico como unificador de los enfoques disciplinarios

Puede afirmarse que el paradigma crítico está presente en la mayoría de los procesos de transferencia que los grupos de investigación del INENCO realizan – aunque sólo algunos lo expliciten -. Este enfoque epistemológico opera como un valor subyacente en el equipo docente facilitando acuerdos en la toma de decisiones a lo largo del dictado.

La ciencia crítica pone la mirada en cómo solucionar problemas cotidianos: hay una insatisfacción cuya razón de ser deberá ser explicada por los individuos y se deberán sugerir acciones para eliminarlos. Esta acción crítica comprometida se plasmada en los objetivos del curso, pero requiere de una mirada del contexto histórico – social. Los sujetos, por otra parte, son conscientes y su punto de vista crítico se desarrolla organizadamente, en comunidad (Pérez Serrano G., 1993). Desde esta perspectiva, el aporte fundamental tiene que ver con el manejo de recursos naturales renovables existentes en cada territorio y que podrían ser aprovechados con fines energéticos, de manera planificada y consensuada con los actores locales, para aplicaciones que satisfagan necesidades locales concretas. Así, se plantearán espacios de discusión para la construcción de criterios que orienten en la toma de decisiones, sobre la base de los conceptos teóricos que serán expuestos en el curso. El uso racional y el ahorro de la energía, serán la base a partir de la cual se construirán grupalmente las propuestas energéticas, enfocadas en dos fuentes de energía renovable ampliamente disponibles con diferentes características en los países americanos: la biomasa y la energía solar, esta última orientada a aplicaciones edilicias. Se refuerza así el discurso

científico y durante el curso, los asistentes reiteran la necesidad de empoderar a los miembros de sus comunidades de base en cuestiones como la energía, el cuidado del ambiente, el uso de energías alternativas y aspectos relativos a la sustentabilidad.

Las explicaciones sobre qué es la energía, sus transformaciones y usos, con base en la física y aplicados a sistemas como un ambiente de la biósfera o un edificio aportarán los fundamentos para entender la realidad sistémica del territorio y la energía como concepto transfenomenológico. Se avanza con el acondicionamiento de edificios teniendo en cuenta envolvente, puertas, ventanas, pisos, aislaciones, vidrios, etc. Se espera un manejo de estrategias bioclimáticas para reducir el consumo residencial y su valoración cuando la vivienda no tiene acceso a la red de energía. Por otra parte, un sistema bioenergético sustentable incluye el recurso, el modo de transformarlo, la identificación de sus elementos críticos y sus impactos diferenciados; es decir, el análisis de su inserción dentro del contexto territorial y la consideración de las múltiples relaciones que se establecen entre el sistema bioenergético, la consideración de sus elementos críticos y los elementos del entorno

ORGANIZACIÓN Y RECURSOS MOODLE DEL CURSO

La Plataforma Moodle y sus ventajas

Moodle es una aplicación que pertenece al grupo de los Gestores de Contenidos Educativos también conocidos como Entornos de Aprendizaje Virtuales. Es una aplicación para crear y gestionar plataformas educativas. Fue diseñada por Martin Dougiamas de Perth, basado en los principios pedagógicos constructivistas, con un diseño modular que hace fácil agregar contenidos que motivan al estudiante y lo implica activamente en su aprendizaje, buscando que pueda analizar, investigar, colaborar, compartir, construir y generar basándose en lo que ya sabe. Moodle se distribuye gratuitamente como Software Libre, bajo Licencia pública GNU (Espinosa C. et al, 2016). Algunas de sus ventajas son:

- Facilita la comunicación de los docentes y estudiantes en cualquier horario. Se pueden incluir gran variedad de actividades y hacer un seguimiento exhaustivo del trabajo.
- La comunicación a distancia (foros, correo y chat) ayuda al aprendizaje.
- Los recursos que el docente entrega pueden ser de fuentes y formatos diversos.
- Existe un registro de acceso y un historial de las actividades de cada estudiante.

Organización, concreción del modelo didáctico y actividades

Se cursa bajo dos modalidades: participación o aprobación. En este último caso se solicita que el estudiante haya realizado el 100% de las actividades propuestas en el curso, y haya obtenido una nota promedio igual o superior a 70/100. Los contenidos de los ejes temáticos I. Educación energética integral; II. Acondicionamiento bioclimático y III. Recursos bioenergéticos, se secuencian en tres meses como se muestra en la Tabla 1, con una alto porcentaje de participación. Las **actividades** disponibles en la plataforma son: lectura de material obligatorio, cuestionario de autoevaluación, foro de presentación, foro de consultas técnicas sobre funcionamiento de la plataforma, foro de consultas temáticas, foro de participación, encuesta de opinión, video, nube de palabras, wiki, Encuesta de Satisfacción.

Tabla 1. Articulación de temáticas de los ejes y participación lograda.

Semana	Temática	Participación	EJES		
			I	II	III
1	Un abordaje integral del tema energía	100%			
2	El rol actual de los edificios en la situación energética actual	97%			
3	La biomasa: una versátil fuente de posibilidades	100%			
4	Herramientas transformativas para la educación energética	97%			
5	Comprender qué es energía con uso de ER	90 %			
6	Estrategias de acondicionamiento bioclimático	97%			
7	Nuevos materiales y tecnologías edificios	97%			
8	Cadenas bioenergéticas: la singularidad como amalgama de los eslabones	93%			
9	La biomasa y su potencial como herramienta de desarrollo local	93%			
10	Estudio de caso: Vivienda Unifamiliar	87%			
11	Estudio de caso: Gestación de proyectos bioenergéticos en la multidimensionalidad de un municipio como unidad territorial	87%			
12	Estudio de caso: Educación Energética. Trabajo colaborativo en wiki.	80%			
13	Cierre del trabajo en wiki y del curso	80%			

Algunos resultados de **actividades evaluativas** se muestran en la Tabla 2. Estas son: **Semanas 1 a 9**: un cuestionario de autoevaluación por semana..

– **Semanas 10 a 11**: un ejercicio de elaboración propia que el docente califica y comenta.

– **Semana 12**: elaboración colaborativa de un trabajo en wiki en dos grupos cada uno con con la siguiente consigna:

- Para un estudio de arquitectura un explicativo básico sobre por qué sería importante que un propietario particular aplique técnicas de acondicionamiento bioclimático, con explicaciones para clima cálido, de tipo divulgación y con pautas básicas orientativas de acondicionamiento bioclimático con uso de fotos, etc.
- Un Régimen Municipal de Fomento de Generación y Uso de Recursos Bioenergéticos con el objetivo de favorecer emprendimientos locales estableciendo condiciones administrativas, técnicas y económicas para lograr su sustentabilidad.

Tabla 2. Resultados de las actividades correspondientes a las semanas 1, 7 y 3 .

<p>Semana 1: Educación energética - Un problema local sobre el uso de la energía. Recurso utilizado: Foro general. Objetivo: Relevar y evaluar los principales problemas ambientales de la región de cada participante. Actividad evaluativa. Consigna: Enuncie un problema ambiental de su localidad y asocie a alguna línea de trabajo del sector energético. Describa procesos de transferencia de energía.</p>
<p>Respuesta de un asistente de Jujuy, Argentina: emisión de gases y aerosoles por la quema de desperdicios de las industrias de la caña de azúcar y de la madera. Para eliminar las hojas de las cañas, se producen quemas en los cañaverales y desperdicios de maderas.</p>
<p>Semana 7: Acondicionamiento Bioclimático. Nuevos materiales y tecnologías para edificios. Recurso utilizado: Encuesta. Objetivo: Relevamiento de datos. Actividad no evaluativa. Consigna: Seleccione DOS de las estrategias con mayor aplicabilidad en su zona.</p>
<p>Ganancia solar directa; Enfriamiento evaporativo; Sombreado c/vegetación Muros Trombe; Ventilación cruzada; Uso de patios con agua; Colores claros en muros. Aislación térmica techos; Ventilación nocturna</p>
<p>Semana 3: Recursos Bioenergéticos. La biomasa: una versátil fuente de posibilidades Recurso utilizado: Foro general. Objetivo: Visualizar y dimensionar los principales recursos de biomasa en Latinoamérica, mediante la conformación de una nube de palabras con comentarios de los participantes. Actividad no evaluativa.</p>
<div style="text-align: center;">  <p>Resultado de la nube de palabras</p> </div>

CONCLUSIONES

Esta primera experiencia del grupo resultó una innovación didáctica en varios aspectos: el dictado a distancia para profesionales de distintos países y climas, la interdisciplina, el fomento del desarrollo local. El ejercicio interdisciplinar abre a mayores profundizaciones en cuanto a discernir y vincular los elementos del enfoque crítico en prácticas educativas y las disciplinares, en particular el abordaje territorial. Un análisis de este tipo validaría el paradigma incluyendo como objeto de estudio muchas de las prácticas de transferencia ER que lleva adelante el INENCO. El trabajo conjunto y permanente de los docentes es crucial por dos razones: el entusiasmo y compromiso, favorece el logro de consensos y la promoción de la cultura innovadora. La experiencia del equipo permite planear, implementar, evaluar y ajustar sobre la marcha, atendiendo al lugar de origen de los participantes en las propuestas de actividades. Se abre también una línea investigativa asociada a controlar calidad de la oferta educativa virtual, siguiendo al Modelo de

Aprendizaje Colaborativo en Línea para la Educación Ambiental - modelo MACELEA – (Ojeda – Barceló et alt., 2011). Es que se observan coincidencia en las dimensiones consideradas: una Dimensión contextual; una cognitiva; una multimedia; una pedagógico-didáctica; una epistemológica y una comunicacional. Aspectos relativos a la otredad, al centralismo en situaciones de vinculación con comunidades, a la diversidad de etnias presentes en Sudamérica, a cuestiones de género y a criterios participativos se plantean, aunque no es posible detallarlos en este trabajo.

La plataforma Moodle resultó una herramienta adecuada, que las docente utilizan con desempeños crecientes y ampliados y que puede brindar aún más prestaciones. La encuesta de satisfacción (83 % de participación) da cuenta de los logros: entre un 80 a 90% de cumplimiento de expectativas, de estimulación y aportes nuevos para el desempeño profesional, de contenidos adecuados y bien seleccionados, contenidos de fácil comprensión y aplicables a la actividad, estimulantes para la reflexión, de buen acceso y uso de la Moodle, de aceptación de tiempos y organización semanal, de atención de los docentes. Durante el curso se observa una caída de participación: las primeras semanas fue del 100%, pasando por un 80% al promediar el cursado, siendo el nivel más bajo del 50% al finalizar. El grupo debe atender este indicador en coincidencia, quizás, con la adhesión más baja (68%) en la encuesta de satisfacción que se refiere a si la metodología empleada posibilitó la participación, el intercambio y la comprensión. La dimensión internacional aporta una visión más amplia desde lo cultural del aprendizaje que revaloriza el contexto socio – cultural de la enseñanza. La energía y las ER conllevan características particulares a cada contexto – territorio – clima y , desde esa localía, se posibilitan análisis comparativos y contrastantes que ejercitan a su vez, a los profesioanles destinatarios del curso.

REFERENCIAS

Espinosa C., Zaneke, F. Quispe A., Jaime F. (2016). "El Uso de Herramientas Virtuales para el Curso de Ingreso de la FCE de la UNSa". *XI Congreso de Tecnología en Educación y Educación en Tecnología*. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/53517>. U.de Morón.

Facultad de Ciencias Exactas U.N.Sa (2017). Resolución CDEXA N° 504/2017 y Recoral N° 1077/ 2'17. Boletín Oficial U.N.Sa. <http://bo.unsa.edu.ar/>.

Guruceaga Zubillaga A., y González García F. (2011). Un módulo instruccional para un aprendizaje significativo de la energía. *Enseñanza de las Ciencias*. 29(2), 175–190.

Javi V.(2013). *Efectividad del uso de las TICs en la promoción y formación en energías renovables*. Director: L. R. Saravia. Co-Directora: M. O. Chaile. Biblioteca de la Facultad de Ciencias Exactas U.N.Sa. Salta, Argentina. http://bibexa.unsa.edu.ar/bibexa_sistem/

Ojeda-Barceló F., Gutiérrez-Pérez J. y Perales-Palacios F.J. (2011). Diseño, fundamentación y validación de un programa virtual colaborativo en educación ambiental. *Enseñanza de las Ciencias*. 29(1), 127–146.

Cebrián G y Junyent P. M. (2014). Competencias profesionales en Educación para la Sostenibilidad: un estudio exploratorio de la visión de futuros maestros. *Enseñanza de las ciencias* Núm. 32.1 (2014): 29-49. <http://dx.doi.org/10.5565/rev/ensciencias.877>. ISSN (digital): 2174-6486

SIMULACIÓN ÓPTICA DE CAPTADORES SOLARES MEDIANTE LA HERRAMIENTA WEB OTSun

Pujol-Nadal, R.*, Bonnín-Ripoll, F.*, Martínez-Moll, V.* y Cardona, G.**

* Departamento de Física, ** Departamento de Matemáticas e Informática, Universidad de las Islas Baleares, Cra. de Valldemossa km 7.5, Palma, 07122, (Islas Baleares) España, ramon.pujol@uib.es, f.bonnin@uib.ca, victor.martinez@uib.es, gabriel.cardona@uib.es

RESUMEN

El proyecto OTSun es un proyecto de investigación cuyo objetivo principal es desarrollar un software de código abierto para simular el comportamiento óptico de captadores solares. El procedimiento de cálculo consiste en un trazado de rayos basado en métodos de Monte Carlo. La trayectoria de los rayos de luz se determina a partir de las ecuaciones de Fresnel de óptica electromagnética. La geometría del captador solar se genera mediante el software libre FreeCAD, permitiendo al usuario construir la geometría y visualizar la escena. OTSun determina la eficiencia óptica de captadores solares térmicos y de células solares fotovoltaicas. La librería OTSun se encuentra alojada en GitHub y, para facilitar su uso, se ha desarrollado una herramienta web (*webtool*). En este artículo se describe el algoritmo de cálculo implementado, así como los tipos de materiales disponibles en la librería. Se presentan dos casos sencillos, paso a paso, para una correcta simulación de captadores térmicos y de células solares fotovoltaicas.

PALABRAS CLAVE: Trazado de Rayos, Software Libre, Captador Solar Térmico, Célula Solar Fotovoltaica.

ABSTRACT

The OTSun project is a research project whose main objective is to develop an open source software to simulate the optical behaviour of solar collectors. It consists on a ray tracing based on Monte Carlo methods. The trajectory of the light rays is determined from the Fresnel equations of electromagnetic optics. The geometry of the solar collector is generated by the free software FreeCAD, allowing the user to construct the geometry and visualize the scene. OTSun determines the optical efficiency of thermal solar collectors and photovoltaic solar cells. The OTSun library is hosted on GitHub and, to facilitate its use, a webtool has been developed. This paper describes the implemented algorithm, as well as the types of materials available in the library. Two simple cases are presented, step by step, for a correct simulation of thermal solar collectors and photovoltaic solar cells.

INTRODUCCIÓN

El proyecto OTSun es un proyecto de investigación financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, con número de referencia ENE2015-68339-R, cuyo principal objetivo es el desarrollo de un software libre para el análisis óptico de captadores solares. El proyecto se lleva a cabo durante los años 2016-2019. Con la finalidad de lograr resultados de alta precisión en la simulación óptica, se han implementado las ecuaciones físicas que rigen el comportamiento en la interacción radiación-materia considerando la dependencia en la longitud de onda, la polarización y el ángulo de incidencia de la radiación EM. El algoritmo de cálculo está basado en el método *Monte Carlo Ray Tracing* (MCRT). Los fenómenos de interferencia electromagnética también pueden ser considerados mediante el uso, externo, del Método de la Matriz de Transferencia (TMM). Con la finalidad de facilitar la interacción con el usuario, el software libre FreeCAD es utilizado como *graphical user interface* (GUI), permitiendo crear o importar la geometría. Las simulaciones permiten determinar la eficiencia óptica espectral tanto de captadores solares térmicos como de células solares fotovoltaicas.

Interface gráfica: FreeCAD

OTSun dispone de una interfaz gráfica para la visualización de la escena, donde se ha optado por el uso del software libre FreeCAD (FreeCAD) para el modelado paramétrico de figuras geométricas en 3D. FreeCAD está diseñado para un uso general, sin particularizar el tipo de objetos. Al ser FreeCAD de código abierto, se beneficia de las contribuciones de la gran comunidad de programadores i usuarios a nivel mundial. Por todo ello, el primer paso para realizar una simulación con OTSun es preciso disponer de un fichero *.FCStd (propio de FreeCAD) en el cual se ha modelado la geometría del captador solar. En dicho fichero se habrán identificado previamente aquellos materiales que presentan propiedades ópticas, es decir, aquellos que interactúan con la radiación EM en el trazado de rayos. La geometría debe estar formada por elementos de superficie o elementos de volumen. Una vez que el software OTSun carga el fichero *.FCStd se genera la “ventana solar”, lugar geométrico de dónde se emiten los rayos solares. La ventana solar es rectangular y de tamaño ajustado, para minimizar el tiempo de cálculo, mediante algoritmo para iluminar el sistema completo.

Algoritmo de cálculo

El algoritmo de cálculo consiste en un trazado de rayos basado en métodos de Monte Carlo. La trayectoria de los rayos emitidos desde la ventana solar se determina a partir de las ecuaciones de óptica EM de Fresnel, considerando la longitud de onda, la polarización y el ángulo de incidencia. Los coeficientes de reflexión R y de transmisión $T=1-R$ de Fresnel vienen dados por las Ecs. (1-2) (MacLeod, 2010):

$$R = \left(\frac{\eta_1 - \eta_2}{\eta_1 + \eta_2} \right) \left(\frac{\eta_1 - \eta_2}{\eta_1 + \eta_2} \right)^* \quad (1)$$

$$\eta_i = \begin{cases} \frac{N_i \cos \theta_i}{Z_0} & \text{polarización } s \\ \frac{N_i}{Z_0 \cos \theta_i} & \text{polarización } p \end{cases} \quad (2)$$

donde $Z_0 = \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}}$ es la impedancia óptica del vacío y $N(\lambda) = n(\lambda) - ik(\lambda)$ el índice de refracción complejo. La parte real es el índice de refracción y la parte imaginaria el coeficiente de extinción. El ángulo de refracción complejo ϑ_i se calcula mediante la ley de Snell, Ec. (3).

$$N_1 \sin \vartheta_1 = N_2 \sin \vartheta_2 \quad (3)$$

Cuando un rayo es refractado al interior de un material, y este dispone de coeficiente de extinción, la energía se va atenuando de acuerdo con la ley de Beer-Lambert, Ec. (4):

$$E(x, \lambda) = E_0(0, \lambda) e^{-\alpha(\lambda)x} \quad (4)$$

donde $\alpha(\lambda) = 4\pi k(\lambda)/\lambda$ es el coeficiente de absorción.

Herramienta web del OTSUN (*webtool*)

El código del OTSUN, implementado en Python, se encuentra alojado en GitHub (Cardona and Pujol-Nadal, 2018). Si bien es cierto que se precisa de conocimientos previos de programación en Python para el uso de la librería OTSUN, y con la finalidad de facilitar su ejecución, se ha desarrollado una *webtool* que permite introducir con facilidad los parámetros de entrada para una correcta simulación. Actualmente, existen tres tipos de experimentos, todos ellos permiten considerar el modelo del tamaño del sol de Buie (Buie et al., 2003):

- *Single experiment with plot of rays*: la finalidad es obtener una imagen del trazado de rayos para poder visualizar la escena a una sola posición del sol y longitud de onda. El resultado es un fichero *.FCStd con el trazado de rayos emitidos.
- *Spectral analysis*: la finalidad es obtener la eficiencia óptica espectral para una única posición del sol y el rango de longitudes de onda definido por el usuario. El resultado son varios ficheros *.txt con la eficiencia espectral e información relativa al trazado de rayos en el material absorbente (tanto térmico como fotovoltaico).
- *Total analysis*: la finalidad es obtener la eficiencia óptica para diferentes posiciones del sol a partir del modelo estándar de radiación solar directa ASTM G173. El resultado se obtiene en ficheros *.txt.

En el link <http://otsun.uib.es/webappsunscene/node/start> se accede a la *webtool*. En la Fig. 1 se muestra su esquema de nodos. En el primer nodo se introduce el email en el cual se reciben los resultados de la simulación. En el segundo nodo se carga el fichero *.FCStd con la geometría del captador solar. El tercer nodo informa de los materiales que se deben definir en función de los que se han especificado en el fichero *.FCStd. Si ya se dispone de los materiales, en este mismo nodo se carga un fichero *.zip con los materiales, en caso contrario es preciso acceder al nodo „*Creator of Materials*“ en el cual se generan los materiales (más adelante se detalla su procedimiento). Seguidamente se accede al nodo „*Experiment to Run*“ donde se especifica el tipo de experimento a simular. Finalmente, en el nodo „*Input Parameters*“ se definen los parámetros de entrada. Una vez ejecutada la simulación tendremos acceso a la evolución del mismo mediante un enlace web.

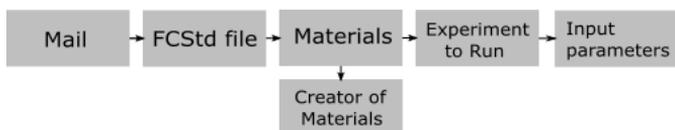


Figura 1. Esquema de nodos de la *webtool* de OTSUn.

TIPO DE MATERIALES

Cuando un rayo impacta en una superficie, el rayo puede ser reflejado o transmitido en función de los coeficientes de Fresnel, Ecs(1-2): $R_{s/p}(\theta, \lambda)$ y $T_{s/p}(\theta, \lambda)$. Ambos coeficientes, obtenidos a partir del índice de refracción complejo, dependen de la longitud de onda, del ángulo de incidencia θ y de la polarización de la luz incidente (polarización s/p). En particular, OTSUn distingue dos tipos de materiales: de volumen y de superficie.

Materiales de Volumen

- *Constant Refractive Index*: material con índice de refracción constante, caracterizado por n y α . La absorción que se produce en el material, determinada mediante la Ec. (4), supone una pérdida de energía para el captador solar.
- *Variable Refractive Index*: material con índice de refracción que depende de la longitud de onda. Es necesario facilitar un fichero *.txt con las siguientes columnas: λ (nm), n y k . La absorción que se produce en el material, determinada mediante la Ec. (4), supone una pérdida de energía para el captador solar.
- *PV Material*: material con mismas características que „*Variable Refractive Index*“, con la excepción de que la absorción producida en su interior es la energía útil que dará lugar a la creación de electrón-hueco para la conversión de energía eléctrica.
- *Thin Film Material*: material en el cual los coeficientes $R_{s/p}(\theta, \lambda)$ y $T_{s/p}(\theta, \lambda)$ han sido previamente calculados mediante el Método de la Matriz de Transferencia (TMM). Es necesario disponer de un fichero *.txt con las siguientes columnas: λ (nm), θ (grados), R_s , R_p , T_s y T_p . Además, se debe indicar los materiales en los cuales está en contacto (cara superior y cara inferior). Los índices de refracción de ambos son introducidos mediante ficheros *.txt al igual que „*Variable Refractive Index*“.

Materiales de Superficie

- *Opaque Simple Layer*: material con absorción total. Energía no útil.
- *Transparent Simple Layer*: material con T constante de absorción nula.
- *Transparent Polarized Coating Layer*: material con R variable a partir de un fichero *.txt: λ (nm), θ (grados), R_s y R_p . Material sin absorción.
- *Absorber Simple Layer*: material de α constante con reflexión especular y $T=0$. Los rayos que se absorben representan la energía útil para un captador solar térmico.
- *Absorber Lambertian Layer*: material de α constante con reflexión Lambertiana (difusa total) y $T=0$. Los rayos absorbidos representan energía útil para un captador térmico.
- *Absorber TW Model Layer*: material en el cual se introduce α a incidencia normal, así como los b y c correspondientes al modelo (Teschfámichael and Wäckelgård, 2000) para determinar α en función del ángulo de incidencia. Si se produce reflexión es del tipo

Lambertiana, y considera $T=0$. Los rayos absorbidos representan energía útil para un captador solar térmico.

- *Absorber Polarized Coating Layer*: material con $T=0$ en el cual α depende de la longitud de onda y del ángulo de incidencia. Se debe disponer de un fichero *.txt: λ (nm), θ (grados), R_s y R_p . Si se produce reflexión es de tipo Lambertiana. Los rayos absorbidos representan energía útil para un captador solar térmico.
- *Reflector Specular Layer*: material de reflexión especular en el cual R es constante y $T=0$. Se puede introducir dispersión en la componente especular de acuerdo con una distribución gaussiana o bigaussiana (Pettit, 1977), facilitando los valores σ_1 (mrad), σ_2 (mrad) y el valor del peso $k_{\sigma 1}$ para la gaussiana con dispersión σ_1 .
- *Reflector Lambertian Layer*: material de reflexión Lambertiana en el cual R es constante y $T=0$.
- *Reflector Specular Metallic Layer*: material metálico especular del cual se conoce $N(\lambda)$. Cabe disponer de un fichero *.txt con las siguientes columnas: λ (nm), n y k . Se puede introducir dispersión en la reflexión especular con una o dos gaussianas al igual que „*Reflector Specular Layer*“. En este caso se aplican las ecuaciones de Fresnel (1-2).
- *Reflector Lambertian Metallic Layer*: mismo caso que „*Reflector Specular Metallic Layer*“, pero la reflexión es del tipo Lambertiana.
- *Reflector Polarized Coating Layer*: material con $T=0$ en el cual la R se introduce mediante un fichero *.txt: λ (nm), θ (grados), R_s y R_p . Se puede introducir dispersión en la reflexión al igual que „*Reflector Specular Layer*“.
- *Create Material From Two Layers*: material de superficie en el cual se puede definir propiedades distintas para las dos caras de la superficie según los tipos de materiales descritos anteriormente, cualquier combinación es posible.

SIMULACIÓN DE UN CILINDRO PARABÓLICO

En este apartado se describen los pasos necesarios para llevar a cabo una simulación de un cilindro parabólico (PTC). El PTC considerado consta de cuatro elementos fundamentales: el espejo parabólico, el material absorbedor en forma de cilindro, la cubierta de vidrio y una capa anti reflectante depositada sobre el vidrio. Para la capa anti reflectante, que es una capa fina donde se producen efectos de interferencia destructiva, se ha usado el algoritmo (TMM) para calcular su comportamiento óptico (Steven Byrnes). En la carpeta *test* ubicada en <https://github.com/bielcardona/pySunScene> se dispone de todos los archivos que se mencionan a continuación. El archivo *test_PTC.FCStd* es el que contiene la geometría del PTC, ver Fig. 2. En este archivo *.FCStd debe definirse los nombres de los materiales ópticos, obsérvese la Fig. 2 dónde aparecen el nombre los materiales ópticos entre paréntesis. Accediendo ahora a la [webtool](#) se introduce el email del usuario y posteriormente se carga el archivo *test_PTC.FCStd*. Una vez cargado, el siguiente nodo de la *webtool* „*Materials*“ muestra la lista de volúmenes y superficies con propiedades ópticas, ver Fig. 3(a).

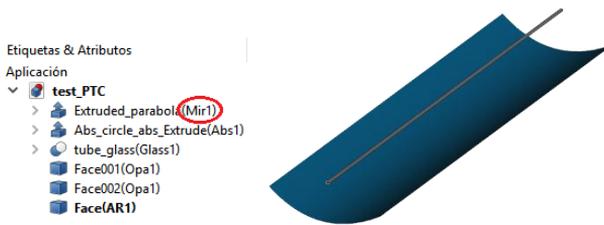


Figura 2. Captura de pantalla en FreeCAD del archivo *test_PTC.FCStd*. Se observan los nombres de los materiales ópticos entre paréntesis.

WebAppSunScene

You must upload a zip file with the .rtmaterial files of the following materials:

Solids:

- Glass1

Faces:

- AR1
- Opa1
- Mir1
- Abs1

You can create these files following this [link](#)

(a)

Creator of Materials

Identifier of material to create

Kind of material

Kind of surface

(b)

Figura 3. (a) Se observa los nombres de los materiales con propiedades ópticas definidos en el archivo *.FCStd. (b) Nodo donde se crean los tipos de materiales.

A continuación, se crean los materiales accediendo al nodo „Creator of Materials” mediante el link que se facilita, ver Fig. 3(a). En el nodo „Creator of Materials”, en primer lugar, se introduce el mismo nombre del material que aparece entre paréntesis en el archivo *.FCStd, y a continuación se especifica su tipo: volume/surface. Seguidamente se selecciona el tipo de material de acuerdo con la sección anterior, y se especifican los parámetros de entrada. En este ejemplo se propone definir los materiales de acuerdo con la Tabla 1. A medida que se van generando los materiales la *webtool* crea ficheros binarios del tipo *.rtmaterial, estos deben ser guardados de manera local en una sola carpeta para posteriormente comprimir en zip y subirla al nodo „Materials”. Una vez cargada esta carpeta zip con los materiales, se pasa al nodo „Experiment to Run” donde se define el tipo de experimento a simular, ver Fig. 4(a). En este caso se propone el experimento „Total analysis”, y seguidamente se accede al nodo „Input Parameters” donde se introduce: posición del sol ($\phi = 0, \theta = 0$), número de rayos para cada posición del sol (100000), apertura del captador PTC (19.090.215 mm²) y distribución de rayos de la fuente según el modelo de Buie (CSR=0.05). El resultado se envía al email facilitado en el primer nodo, o bien se accede mediante un link que facilita la *webtool* al finalizar la simulación. En este ejemplo, se obtiene un resultado de eficiencia óptica del 82.5%.

Tabla 1. Elementos de la geometría y tipo de material generado para el PTC

Nombre	Tipo de material	Información
Glass1	<i>Volume – Variable Refractive Index</i>	BK7_Schott.txt
AR1	<i>Surface – Transparent Polarized Coating Layer</i>	AR-J.txt : MgF ₂ (Hertel et al., 2018)
Mir1	<i>Surface – Reflector Specular Layer</i>	$R=0.94$
Abs1	<i>Surface – Absorber Simple Layer</i>	$\alpha=0.95$
Opal	<i>Surface – Opaque Simple Layer</i>	

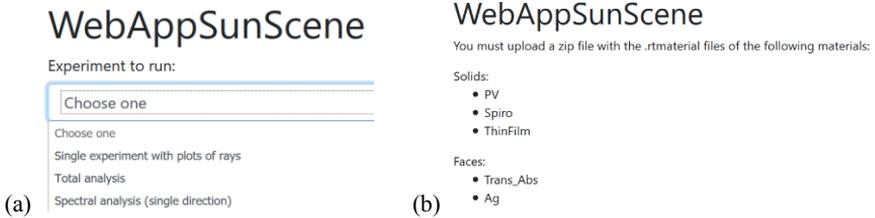


Figura 4. (a) Captura de pantalla de los distintos experimentos a realizar. (b) Materiales que se han definido en la célula solar de perovskita.

SIMULACIÓN DE UNA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación, se describe el procedimiento para la simulación de una célula solar de perovskita de 200 nm. Los ficheros se encuentran en la carpeta *test* mencionada anteriormente. Se sigue el mismo procedimiento que en la sección anterior, pero considerando el fichero [Perovskite_Stack_200nm.FCStd](#). Los materiales definidos en el citado archivo *.FCStd se muestran en la Fig. 4(b), y la configuración de la célula solar se presenta en la Fig. 5(a). En la Tabla 2 se especifican los parámetros para generar los materiales. En este caso, el material llamado „ThinFilm” representa el conjunto de materiales de las cuatro capas que se encuentran por encima del material de perovskita, cuyas propiedades ópticas han sido calculadas a partir del algoritmo TMM.

Tabla 2. Elementos de la geometría y tipo de material generado para la célula solar

Nombre	Tipo de material	Información
ThinFilm	<i>Volume – Thin Film Material</i>	Fitxer OTSun Expla theta0 90.txt
PV	<i>Volume – PV Material</i>	Perovskite Leguy.txt
Spiro	<i>Volume – Variable Refractive Index</i>	Spiro .txt
Ag	<i>Surface – Reflector Specular Layer</i>	Ag_Yang.txt

En este caso, el experimento que se realiza es el „Spectral analysis (single direction)”, a incidencia normal, con 1000 rayos por longitud de onda, y un rango de 300 a 790 nm con un paso de 2 nm. La apertura del captador fotovoltaico es de 10⁶ mm². Los resultados de la simulación óptica se reciben en archivos adjuntos a un correo electrónico:

- *PV_spectral_efficiency.txt*: eficiencia óptica espectral del material fotovoltaico (energía absorbida que generará pares electrón-hueco).
- *PV_paths_values.txt*: información de cada rayo trazado en el interior del material PV.
- *source_wavelengths.txt*: información sobre la fuente emisora.

La Figura 5(b) muestra la eficiencia óptica espectral obtenida con OTSun, así como la obtenida mediante el TMM. Dado que ambas curvas son muy similares, este experimento se considera como una validación del algoritmo de cálculo implementado en OTSun.

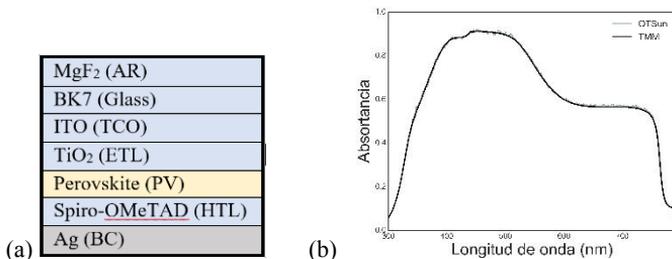


Figura 5. (a) Configuración de la célula solar de perovskita. Eficiencia óptica espectral obtenida mediante OTSun y mediante TMM.

CONCLUSIONES

En el presente documento se ha presentado la herramienta de simulación óptica OTSun. Se ha descrito el tratamiento matemático de la interacción radiación-materia, y la gran variedad de materiales que pueden ser considerados. Se ha presentado, paso a paso, el procedimiento para una correcta simulación con la *webtool* del OTSun, para ello se ha considerado un PTC y una célula solar de perovskita.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) español y de los Fondos Europeos para el Desarrollo Regional (FEDER) [ENE2015-68339-R]. También ha sido financiado por el Programa *SOIB JOVE-Qualificats Sector Públic* (SOIB de les Illes Balears) y el Fondo Social Europeo (FSE) y la Garantía Juvenil.

REFERENCIAS

- Buie, D., Dey, C.J., Bosi, S., 2003. The effective size of the solar cone for solar concentrating systems. *Sol. Energy* 74, 417–427.
- Cardona, G., Pujol-Nadal, R., 2018. [<https://github.com/RamonPujol/pySunScene>]. FreeCAD. URL <http://www.freecadweb.org/index.html>
- Hertel, J.D., Bonnín-Ripoll, F., Martínez-Moll, V., Pujol-Nadal, R., 2018. Incidence-Angle- and Wavelength-Resolved Ray-Tracing Simulations of a Linear Fresnel Collector Using the In-House Software OTSun. *J. Sol. Energy Eng.* 140, 034502.
- Macleod, H.A. (Hugh A., 2010. *Thin-film optical filters*. CRC Press/Taylor & Francis.
- Pettit, R.B., 1977. Characterization of the reflected beam profile of solar mirror materials. *Sol. Energy* 19, 733–741. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90036-6](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90036-6)
- Steven Byrnes. *tmm 0.1.7* : Python Package Index [<https://pypi.org/project/tmm/>].
- Tesfamichael, T., Wäckelgård, E., 2000. Angular solar absorptance and incident angle modifier of selective absorbers for solar thermal collectors. *Sol. Energy* 68, 335–341.

ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN PARA TODAS LAS EDADES

**Díaz E.*, Arribas L.*, Luque S.*, Reyes M.A.*, Lucio B. *, Sánchez M. *,
Martínez, A.*, Romero M., González-Aguilar J.***

* Unidad de Procesos de Alta Temperatura, Instituto IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra 3, Móstoles, E-28935, (Madrid) España, contacto.energia@imdea.org

RESUMEN

La divulgación es una parte fundamental de la investigación científica, ya que permite que la sociedad esté más cerca de los nuevos avances. Esto es de especial interés en el ámbito de la energía, dada su influencia en el día a día. Sin embargo, la ciudadanía desconoce los conceptos básicos relacionados con la energía en general y, en particular, con la energía termosolar. En este trabajo se presenta una propuesta didáctica para acercar la energía solar de concentración a oyentes de distinta edad y formación a partir de un experimento con un motor Stirling, un foco luminoso, un espejo y una taza de agua caliente. Estos elementos se usan para reflejar la función de las partes más importantes de una central termosolar: la fuente de energía, los concentradores y el bloque de potencia. Este ensayo se ha realizado en varios eventos de difusión científica, pudiéndose comprobar su éxito y adaptabilidad.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Difusión Científica, Motor Stirling

ABSTRACT

Dissemination is an essential part of scientific research because it allows for bringing the new developments closer to society. This is particularly interesting in the energy field due to its great influence on daily life. However, the general public ignores the basic concepts related to energy and, more specifically, to solar thermal energy. This work shows a new didactic proposal to improve solar thermal energy knowledge for a diverse audience. This experiment is based on a Stirling engine, a light source, a mirror and a hot water cup. These elements make reference to the most important parts in solar thermal plants: energy source, concentrating elements and power block. This demonstration has been performed in several scientific dissemination events, showing excellent results and adaptability.

KEYWORDS: Solar Energy, Scientific Dissemination, Stirling Engine

INTRODUCCIÓN

La ciencia y la tecnología se han convertido en los últimos años en componentes fundamentales de la cultura y la vida social, representando una parte importante de nuestras vidas y del desarrollo económico. Por lo tanto, es necesario que la formación de la ciudadanía alcance un nivel básico en estos campos (DeBoer, 2011; Martín Gámez et al., 2013). Esta necesidad se reconoce en el Real Decreto 1631/2006 (BOE-A-2007-238, 2006), por el que se establecen las enseñanzas mínimas correspondientes a la educación secundaria obligatoria: “Los conocimientos científicos se integran hoy en el saber humanístico que debe formar parte de la cultura básica de todos para una adecuada inserción en la sociedad”.

Dentro del ámbito científico-técnico, la energía es uno de los conceptos más significativos (Martín et al., 2013; Nordine et al., 2011) y permite entender muchos fenómenos cotidianos (García-Carmona and Criado, 2013). Además, tiene gran repercusión en nuestro estilo de vida presente y futuro (Martín Gámez et al., 2013). Actualmente es necesario que la ciudadanía esté formada en conceptos relacionados con la energía (tales como su generación, distribución y utilización), para que pueda participar en debates planteados recientemente, como el uso de coches eléctricos, políticas energéticas frente al cambio climático y la dependencia energética.

Estos conceptos se imparten desde primaria hasta estudios universitarios, escalonándose de forma que las primeras ideas sobre energía y dependencia se trabajan en primaria, la sostenibilidad aplicada a casos concretos en secundaria y la sostenibilidad general junto con sus consecuencias en bachillerato (Luffiego García, 2000). Durante las carreras universitarias, enfoque y profundidad dependen de la especialidad de los estudios. En esta línea, en los últimos años han cobrado importancia dos enfoques: el enfoque ciencia-tecnología-sociedad (CTS) y el que se basa en problemas sociocientíficos. Ambos se basan en la presencia de la ciencia y la tecnología en el contexto social, si bien en el segundo cobran un protagonismo especial los aspectos afectivos, morales y controvertidos que son consustanciales a muchos de estos problemas (Martín Gámez et al., 2013). En cualquier caso, predomina un paradigma de enseñanza de la ciencia bastante clásico, basado en libros de texto en los que se fundamenta una explicación teórica por parte del profesor para, posteriormente, pasar a ejercicios o cuestiones (Montero-Pau and Tuzon, 2017).

Sin embargo, a pesar de la importancia de la energía en el mundo actual, su comprensión no llega a ser satisfactoria en el ámbito escolar (Pintó et al., 2004), en gran medida por tratarse de un concepto abstracto (García-Carmona and Criado, 2013). Por lo tanto, es necesario desarrollar nuevas propuestas didácticas que ayuden a interiorizar nociones relacionadas con la energía. Para la enseñanza de este tipo de conceptos es aconsejable contextualizarlos en ejemplos de sencilla comprensión (Campbell and Lubben, 2000; Nordine et al., 2011).

En este trabajo se ha usado como contexto la energía termosolar. Ésta forma parte de la futura transición a un sistema de energías renovables (Romero and González-Aguilar, 2016), por lo que es interesante que la sociedad conozca las bases de su funcionamiento. Gracias a la participación en eventos de difusión por parte de investigadores del Instituto IMDEA Energía, se ha podido comprobar que estos conceptos no eran del todo conocidos para muchos de los asistentes antes de la realización del taller. Por tanto, es de gran interés diseñar un taller atractivo que permita realizar una demostración de los fundamentos de la energía solar de concentración.

El objetivo principal de este trabajo es el diseño de un experimento sencillo y rápido que permite explicar con claridad los conceptos básicos de la energía solar de concentración a oyentes de diversa edad y formación, usándolos de base para clarificar nociones sobre la energía, su generación y su repercusión en la sociedad.

METODOLOGÍA EMPLEADA

La metodología ha incluido el diseño del experimento y su realización en diversos eventos de difusión científica. El ensayo consiste en hacer funcionar un motor Stirling de pequeño tamaño (10 x 20 cm) con el uso de una fuente luminosa.

Se ha seleccionado un motor Stirling (Stirling, 1816) de baja temperatura (Fig. 1) como máquina térmica representativa de la unidad de conversión entre energía térmica y mecánica, ya que reúne un carácter ilustrativo e impresión visual que permiten atraer la atención del espectador (muy relevante, si la actividad se dirige a un público infantil/juvenil) y llevar a cabo una explicación sencilla de su modo de funcionamiento. Este se basa en la expansión y compresión cíclica del aire debido a la diferencia de temperaturas entre la base (temperatura elevada) y la parte superior (temperatura ambiente). Las sucesivas expansiones y compresiones derivan en un movimiento circular del volante de inercia.

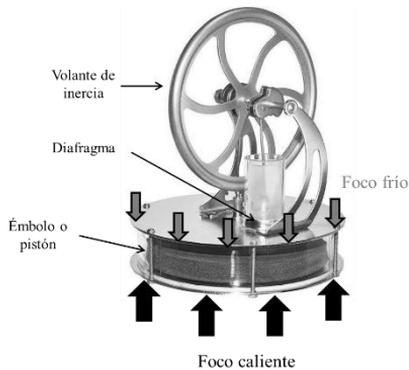


Fig. 1. Motor Stirling

La actividad hace uso de varios montajes ligeramente diferentes. El más básico (Fig. 2 izquierda) se dirige a explicar la conversión de energía térmica en energía mecánica (cinética) y el funcionamiento del motor Stirling. Para ello, el motor Stirling de baja temperatura se coloca sobre una taza que contiene agua (u otro líquido o bebida) caliente. El segundo montaje (Fig. 2 derecha) ejemplifica la transformación entre energía luminosa ("solar") y energía mecánica. En este caso, el motor se soporta a cierta altura, se retira la taza y se coloca una fuente luminosa (una lámpara halógena de 500 W) hacia arriba de forma que la luz emitida por la lámpara incide en la parte inferior del motor, esta zona representa el receptor solar y el foco caliente de la máquina térmica. Por último, para introducir los conceptos de direccionamiento y concentración de la luz solar, se incluye un

espejo (Fig. 3). Ahora la fuente luminosa se orienta horizontalmente y se coloca el espejo en ángulo de 45° con la horizontal. De esta forma, la luz emitida por la lámpara se refleja en el espejo y acaba incidiendo igualmente en la parte baja del motor.

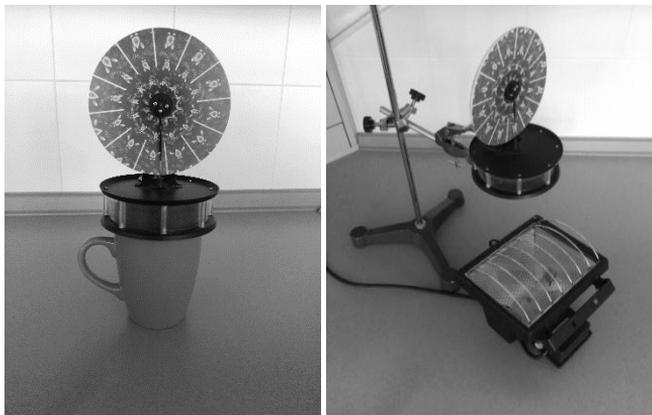


Fig. 2. (Izqda.) Montaje con Agua Caliente; (drcha.) Montaje con Lámpara.



Fig. 3. Montaje con Espejo

La mayoría de los eventos donde se ha presentado el ensayo han sido organizados por la Comunidad de Madrid y realizados en nuestro centro de investigación, como la Semana de la Ciencia (madr+d, 2017a) y la Noche de los Investigadores (madr+d, 2017b). Sin embargo, también se ha realizado externamente en eventos como las Jornadas de Ciencia en la Escuela (Círculo de Bellas Artes de Madrid, 2018). El montaje realizado para este último evento se muestra en la Fig. 4 junto con otros talleres relacionados con las energías renovables. Se puede ver en la imagen que, en este caso, se cubrió el foco con una caja ilustrada con imágenes del sol. Esto tiene una doble función, por un lado evita que la luz

sea molesta a la vista y, por otro, ayuda a los oyentes más de menor edad a identificar la fuente de energía con la energía solar.



Fig. 4. Jornadas con Ciencia en la Escuela 2018

El interés de este trabajo radica en que dichos eventos permiten abarcar un público muy diverso que incluye diferentes niveles de aprendizaje y edades (desde alumnos de preescolar (Noche de los Investigadores) hasta alumnos universitarios en visitas oficiales a IMDEA Energía). Esta adaptación es realizada por el investigador/divulgador atendiendo tanto a la edad y conocimientos de los oyentes, como al número de ellos y el tiempo del que se dispone.

RESULTADOS

El principal resultado de esta metodología de formación en energía termosolar ha sido el diseño final del experimento, incluyendo montaje y posibles explicaciones, basándose en las experiencias de los investigadores que la han realizado.

Este experimento refleja las transformaciones de energía que se llevan a cabo en una central termosolar: de luz a calor y de calor a movimiento, con excepción de la generación de electricidad. Además de dar una idea clara de los componentes y transformaciones principales, se puede utilizar para comparar este esquema con el de una central térmica común. De esta forma, se plantean las similitudes entre centrales térmicas y termosolares (calor aprovechado para generar electricidad) y se señala la principal diferencia (la fuente de energía). En este punto, es de especial utilidad contar con otra fuente energética que haga funcionar la instalación, como puede ser la taza de agua caliente. Este cambio muestra de forma clara como el movimiento del motor necesita de una fuente de calor, con independencia de su naturaleza.

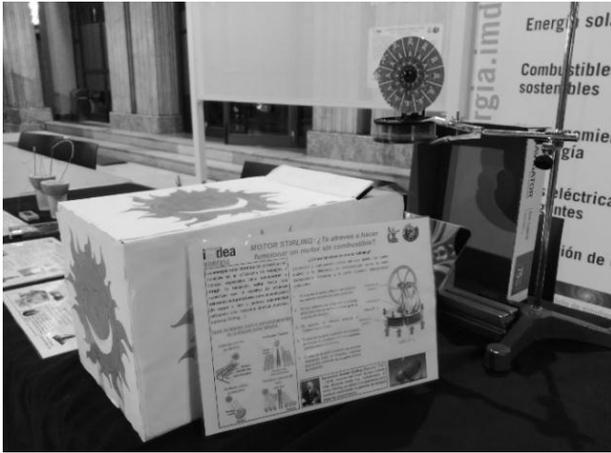


Fig. 5. Montaje y Cartel Explicativo

La incorporación del espejo al montaje sirve para mostrar la necesidad de los elementos de concentración solar. Se ha comprobado que acompañar esta explicación con un elemento gráfico (foto/esquema) con las distintas formas de concentración solar consigue afianzar el concepto en la audiencia, al poder extrapolarlo a centrales termosolares reales. En la Fig. 5 se puede ver un ejemplo de montaje acompañado de un cartel explicativo que contiene tanto el funcionamiento del motor como los distintos esquemas de concentración solar.

La explicación del experimento será más o menos detallada en función de la audiencia. Cuanto más avanzada sean la edad y conocimientos de los oyentes, se aumentará el nivel de complejidad y abstracción, haciendo hincapié en las interrelaciones de los conceptos (Luffiego García, 2000). En el nivel más básico, se intenta que quede clara la idea de que se puede transformar la luz del sol en calor, movimiento o electricidad. Progresivamente, la explicación se hace más detallada, incluyendo tanto los fenómenos físicos involucrados como las implicaciones económicas y sociales de las energías renovables. En el caso de estar dirigido a un público más especializado, como puede ser el caso de alumnos universitarios de titulaciones relacionadas (Fig. 6), el ensayo se utiliza para explicar en profundidad conceptos más avanzados, como las ventajas y limitaciones de la energía termosolar y el funcionamiento del ciclo termodinámico en el que se basan los motores Stirling.

Además de la adaptación del discurso con respecto a su complejidad, se pudo comprobar que el uso de una exposición participativa aumenta la atención y la comprensión de los conceptos. Esto es recomendado en la enseñanza porque el ser humano aumenta las posibilidades de aprender cuando se enfrenta a la resolución de un problema con respecto a cuándo se le brinda directamente la solución (Luffiego García, 2000). En este caso, se puso en práctica este sistema por medio de preguntas guiadas que consiguen que los oyentes debatan y logren encontrar soluciones o relaciones entre conceptos por sí mismos. Además, este método ayuda al divulgador conocer el conocimiento previo de la audiencia y, por tanto, a adaptar las preguntas siguientes.

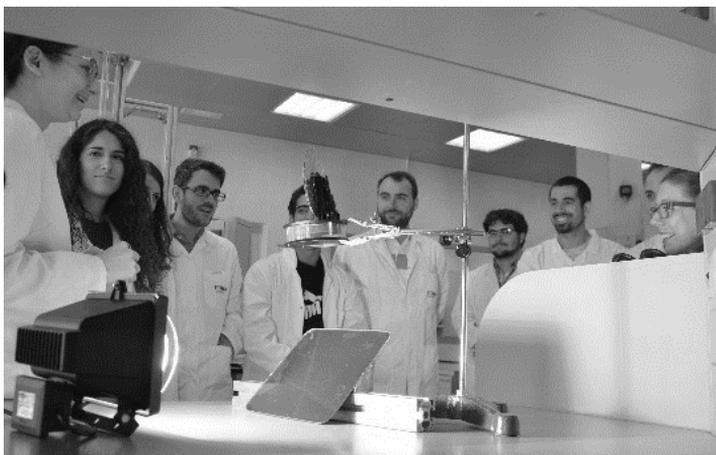


Fig. 6. Realización de la Actividad con Público de Formación Universitaria.

CONCLUSIONES

Se debe trabajar en mejorar los conocimientos de la sociedad en materia de energía y la divulgación científica ofrece una herramienta potente para ello. En este contexto, se ha diseñado un experimento que refleja el funcionamiento de una central termosolar. El montaje permite identificar cada uno de los elementos principales: la fuente de energía (sol/foco luminoso), el elemento de concentración solar (helióstatos/espejo) y la transformación en energía útil (bloque de potencia/motor Stirling).

Se puede concluir que el experimento cumple los objetivos definidos: consigue la atención de la audiencia, produce curiosidad y permite transmitir varios conceptos relacionados con la generación de energía termosolar. Dependiendo de la edad y formación de los oyentes, estas ideas pueden ser desde conceptos básicos como la transformación de la energía (luz, calor, movimiento) hasta el funcionamiento de un ciclo termodinámico.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Comunidad de Madrid y madri+d por la organización de los eventos de difusión nombrados, y por la posibilidad de haber participado en los mismos para la realización del ensayo descrito. E. Díaz y L. Arribas agradecen al Ministerio de Educación, Cultura y Deporte por las becas FPU (FPU16/00217 y FPU FPU14/01657, respectivamente). JGA agradece a Álvaro Hervás y David Herrero por su participación en el montaje de los dispositivos.

REFERENCIAS

- BOE-A-2007-238, 2006. Real Decreto 1631/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecen las enseñanzas mínimas correspondientes a la Educación Secundaria Obligatoria. Spain.
- Campbell, B., Lubben, F., 2000. Learning science through contexts: helping pupils make sense of everyday situations. *Int. J. Sci. Educ.* 22, 239–252.
<https://doi.org/10.1080/095006900289859>
- Círculo de Bellas Artes de Madrid, 2018. VIII Jornadas: Con ciencia en la escuela [WWW Document]. URL <https://www.circulobellasartes.com/humanidades/jornadas-ciencia-escuela/>
- DeBoer, G.E., 2011. The globalization of science education. *J. Res. Sci. Teach.* 48, 567–591. <https://doi.org/10.1002/tea.20421>
- García-Carmona, A., Criado, A.M., 2013. Enseñanza De La Energía En La Etapa 6-12 Años : Un Planteamiento Desde El Ámbito Curricular 3, 87–102.
- Luffiego Garcia, M., 2000. La evolución del concepto de sostenibilidad y su introducción en la enseñanza. *Hist. y Epistemol. las ciencias* 18, 473–486.
- madri+d, 2017a. Semana de la Ciencia [WWW Document]. URL <http://www.madrimasd.org/semanaciencia2017/>
- madri+d, 2017b. Noche Europea de los Investigadores [WWW Document]. URL <https://www.madrimasd.org/lanochedelosinvestigadores2017/>
- Martín Gámez, C., Prieto Ruiz, T., Jiménez López, Á., 2013. El problema de la producción y el consumo de energía: ¿cómo es tratado en los libros de texto de educación secundaria? *Enseñanza las Ciencias* 31, 153–171.
<https://doi.org/10.5565/REV/EC/V31N2.767>
- Martín, C., Prieto, T., Jiménez, M.Á., 2013. Algunas creencias del profesorado de ciencias en formación sobre la enseñanza de la problemática de la energía. *Rev. Eureka sobre Enseñanza y Divulg. las Ciencias* 649–663.
- Montero-Pau, J., Tuzon, P., 2017. Inquiry-based science education in primary school in Spain : teachers’ practices. *Enseñanza las Ciencias Rev. Investig. y Exp. didácticas extra*, 2237–2242.
- Nordine, J., Krajcik, J., Fortus, D., 2011. Transforming energy instruction in middle school to support integrated understanding and future learning. *Sci. Educ.* 95, 670–699.
<https://doi.org/10.1002/sce.20423>
- Pintó, R., Couso, D., Gutierrez, R., 2004. Using research on teachers’ transformations of innovations to inform teacher education. The case of energy degradation. *Sci. Educ.* 89, 38–55. <https://doi.org/10.1002/sce.20042>
- Romero, M., González-Aguilar, J., 2016. High-flux/high-temperature solar thermal conversion: technology development and advanced applications. *Renew. Energy Environ. Sustain.* 1, 26. <https://doi.org/10.1051/rees/2016011>
- Stirling, R., 1816. Patent. 4081.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**MÁSTER EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE LA
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID: BALANCE Y REFLEXIONES DE
10 AÑOS DE UN POSGRADO FOTOVOLTAICO**

Rev-Stolle I., Fuertes D., del Cañizo C.

Instituto de Energía Solar
ETSI de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid
Avda. Complutense 30, 28040 Madrid (España)
ignacio.reystolle@upm.es

RESUMEN/RESUMO

Este artículo presenta un balance de lo que han sido 10 años de docencia de posgrado en Energía Solar Fotovoltaica a través del *Máster Universitario en Energía Solar Fotovoltaica* de la Universidad Politécnica de Madrid. Para ello revisamos el momento histórico de creación del Máster y sus antecedentes, comentamos brevemente su estructura y el perfil del alumnado, y ofrecemos una cuantificación de los resultados académicos e información de la evolución de nuestros egresados. Como conclusión, compartimos las principales reflexiones y cuestiones, casi todas abiertas todavía, y con las que pretendemos estimular un debate que permita avanzar en el desarrollo de mejores herramientas educativas para el sector fotovoltaico.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Máster, Formación, Ingeniero Fotovoltaico

ABSTRACT

This paper presents an assessment of ten years of graduate teaching around Photovoltaic Solar Energy through the *Master of Science in Photovoltaic Solar Energy* of the Technical University of Madrid. To this end, we revisit the history of the Master, its inception and background, we go through its syllabus and the student profile and we summarize the academic outcomes reached and the professional evolution of our graduates. As a conclusion, we share our main thoughts and questions –many of them still open– in order to foster some debate and thus move forward in the development of better educational tools for the photovoltaic community.

KEYWORDS: Solar Energy, Master, Education, Photovoltaic Engineer

INTRODUCCIÓN

El sector fotovoltaico lleva creciendo a tasas de entre el 20% y el 30% la última década, hasta sobrepasar en 2017 la barrera de los 400 GW instalados en el mundo (Solar Power Europe, 2016; REN21, 2018). Semejante expansión ha convertido a esta industria en un gran nicho de empleo y oportunidades de carrera profesional. De acuerdo con estudios de la Agencia Internacional para las Energías Renovables (IRENA), la tercera parte de los empleos mundiales en Energías Renovables –casi 10 millones– se corresponden con puestos de trabajo en el sector fotovoltaico (IRENA, 2017). Adicionalmente, la demanda de profesionales fotovoltaicos es la que crece con más vigor entre las energías renovables y, proyectando actuales líneas de crecimiento, cabe vaticinar que en el año 2018 se crearán en el mundo más de 400.000 puestos de trabajo ligados al sector fotovoltaico (IRENA, 2017). Obviamente, para satisfacer de forma adecuada esta demanda y seguir consolidando su crecimiento, se precisa de una formación de calidad de profesionales en un amplio rango de niveles y especialidades, abarcando técnicos, instaladores, ingenieros, científicos, gestores, etc.

Con vistas a contribuir a esta formación, el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (en adelante IES-UPM) inició en 2008 la impartición de un Máster Universitario en Energía Solar Fotovoltaica. Se trata de un título oficial de posgrado en España, no generalista sino específicamente centrado en energía solar fotovoltaica, y dirigido a la formación de profesionales de alta cualificación en este campo.

En este artículo presentamos un balance del desarrollo de estos 10 años y algunas reflexiones sobre la formación de posgrado en el contexto de la energía solar fotovoltaica. Para ello revisamos el momento histórico de creación del Máster y sus antecedentes, comentamos brevemente su estructura y el perfil del alumnado, y ofrecemos una cuantificación de los resultados académicos e información de la evolución de nuestros egresados. Como conclusión, compartimos las principales reflexiones y preguntas, muchas de ellas todavía plenamente abiertas, que nos surgen tras una década de docencia fotovoltaica de posgrado.

ANTECEDENTES Y ORIGEN DE LA TITULACIÓN

El Instituto de Energía Solar de la UPM fue fundado en el año 1979 con el objetivo de centrarse en la investigación científica y tecnológica de la energía solar fotovoltaica. Por tanto, se trata –junto con el *Solar Energy Research Institute* del Departamento de Energía de los EE.UU., (ahora integrado en los *National Renewable Energy Labs.*), fundado ese mismo año– de una de las instituciones más antiguas del mundo dedicadas exclusivamente a la investigación fotovoltaica. Tratándose de un centro universitario, la docencia de la energía solar fotovoltaica en el IES-UPM cobró muy pronto importancia como una de sus tareas fundamentales. Inicialmente, la enseñanza se articuló en un programa de doctorado para más tarde permear a la docencia de grado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, donde el IES-UPM tiene su sede central. En resumen, hasta los inicios del presente siglo XXI, la docencia fotovoltaica del IES-UPM consistía en una asignatura de pregrado, que ofrecía una panorámica general de la Energía Solar

Fotovoltaica a estudiantes de ingeniería, más un programa de doctorado que ofertaba diversas asignaturas fotovoltaicas.

A principios del siglo XXI se da una revolución en el panorama de la educación universitaria europea, desencadenada por el llamado Proceso de Bolonia. Este proceso permitió la armonización de los diversos sistemas universitarios de los países de la Unión Europea, gestando la creación del Espacio Europeo de Educación Superior. Consecuentemente, en la primera década del siglo XXI, España y otros muchos países iniciarían profundas reformas de las enseñanzas universitarias. Uno de los aspectos claves de estos cambios consistió en la adopción de un sistema basado en dos ciclos, a saber, pregrado y postgrado equivalentes al *undergraduate* y *graduate*, del sistema anglosajón. Las titulaciones Bolonia de primer ciclo (Grados) son de carácter genérico y se extienden de 3-4 años (frente a los 5-6 de las titulaciones españolas Pre-Bolonia). Seguidamente, cabe cursar un segundo ciclo (Máster) de 1-2 años para la especialización. Finalmente, el tercer ciclo lo constituyen las enseñanzas de Doctorado, con una duración recomendada de entre 3-4 años, que junto con el Máster constituyen las enseñanzas de Posgrado.

Es en este ambiente de cambio generalizado de la educación superior cuando el IES-UPM se plantea la creación de un título de Máster específico centrado en la Energía Solar Fotovoltaica. En ese momento se consideró que la formación de expertos y especialistas en el campo de la Energía Solar Fotovoltaica resultaba necesaria por tres razones esenciales:

- La demanda social existente en el desarrollo de las energías renovables, y más concretamente, de Energía Solar Fotovoltaica.
- La demanda del sector fotovoltaico de profesionales cualificados para departamentos de I+D, de producción, instalación, operación y mantenimiento.
- El mantenimiento y desarrollo del potencial científico nacional e internacional en este campo de investigación.

El título del Máster Universitario en Energía Solar Fotovoltaica (MUESFV) se aprobó en 2006 según orden 684 de 14 de febrero de la Comunidad de Madrid, empezándose a impartir en el curso 2008-2009. En su versión inicial, el Máster constaba de dos cursos y 120 ECTS. Por cuestiones legales, de difícil explicación en pocas líneas, se ofrecía un primer curso, llamado de nivelación, centrado en competencias científico-técnicas generalistas y un segundo curso de contenido específicamente fotovoltaico. Los inicios de la implantación en España del modelo Bolonia fueron trabajosos y lentos. Así pues, en 2009 cambió de nuevo la legislación de los posgrados y se decidió prescindir del primer curso de nivelación. En consecuencia, se diseñó una segunda versión del MUESFV que se transformó en un curso de un año, con un currículo plenamente fotovoltaico y una carga lectiva de 60 ECTS, que comenzó a impartirse en el curso 2010-2011 y continúa desarrollándose en la actualidad.

ESTRUCTURA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS ENSEÑANZAS

Tal y como se ha mencionado las enseñanzas del MUESFV son de un año de duración con una carga lectiva de 60 ECTS. El plan de estudios, con la distribución de asignaturas y sus créditos ECTS asociados, puede observarse en la Tabla 1. Un hecho singular y reseñable es que se trata de un programa bilingüe, donde la mitad de las asignaturas se imparten en español y la otra mitad en inglés. Tal y como se refleja en la Tabla 1, los contenidos cubren

toda la cadena de valor de la industria fotovoltaica: desde la física de la célula solar hasta el diseño y monitorización de grandes centrales fotovoltaicas. Además de esta vocación vertical, otra seña de identidad de las enseñanzas es su carácter presencial y eminentemente práctico. En este sentido, las infraestructuras y laboratorios del IES-UPM se ponen a disposición del aprendizaje de los estudiantes.

Tabla 1. Plan de Estudios del Máster Universitario en Energía Solar Fotovoltaica de la UPM

Asignatura	Tipo	Semestre	ECTS	Idioma
Energy and Society	Obligatoria	1	5	Inglés
Solar Cell Fundamentals	Obligatoria	1	4	Inglés
Solar Cell Characterization Lab	Obligatoria	1	4	Inglés
Ingeniería de los Sistemas FV	Obligatoria	1	4	Español
Lab. de Módulos e Instalaciones FV	Obligatoria	2	4	Español
Ingeniería Eléctrica de los Sistemas FV	Optativa	1	4	Español
Solar Cell Technology Lab	Optativa	1	5	Inglés
Física de los Materiales FV	Optativa	1	4	Español
Optical Engineering	Optativa	1	4	Inglés
Seminario de Actualidad Energética	Optativa	1	4	Español
Lab. Computacional de Materiales FV	Optativa	2	4	Español
Sistemas FV Conectados a la Red	Optativa	2	4	Español
New Generation Solar Cells	Optativa	2	3	Inglés
Integración arquitectónica de la Energía Solar FV	Optativa	2	4	Español
Laboratorio de Sistemas FV de Concentración	Optativa	2	4	Español
Simulation Lab. of Cells and Systems	Optativa	2	4	Inglés
Lab. de Ingeniería Eléctrica FV	Optativa	2	4	Español
Seminario sobre Mercado FV	Optativa	2	4	Español
Trabajo Fin de Máster / Master Thesis	Obligatoria	2	15	Español / Inglés

Como puede verse en la Tabla 1 el plan de estudios consta de una base común (obligatoria para todos los alumnos) de 21 ECTS distribuidos en cinco materias teórico-prácticas de 4-5 ECTS. El currículum de cada alumno debe completarse con la elección libre de 24 ECTS en materias optativas que permiten una especialización hacia los sistemas o hacia las células

solares y sus fundamentos. El número total de materias optativas ofertadas es de 13 (5 para el primer semestre y 8 para el segundo) e incluyen 8 materias teórico-prácticas y 5 laboratorios, lo que constituye una oferta total de 52 ECTS. El plan de estudios se completa con un Trabajo Fin de Máster, de 15 ECTS, que es obligatorio para todos los alumnos. Este trabajo se realiza como parte de las actividades investigadoras o científico-profesionales de los grupos de investigación del IES-UPM, o de otros centros de investigación y de empresas del sector fotovoltaico y debe aportar al alumno el aprendizaje de la metodología asociada a las actividades profesionales. La superación de estos 15 ECTS requiere de la redacción y defensa pública de un documento que recoja las actividades y estudios realizados, la metodología empleada y los resultados obtenidos.

En la actualidad, la docencia en el MUESFV es llevada a cabo por 15 profesores adscritos en su mayoría al Instituto de Energía Solar de la UPM. Estos profesores reúnen un alto nivel de cualificación académica, con promedio de experiencia docente superior a 15 años. Se trata también de un grupo con intensa actividad investigadora en el ámbito de la energía solar fotovoltaica, tal y como queda demostrado por lo sobresaliente de su productividad científica. Además, en el MUESFV participan de forma regular expertos profesionales externos, a través de seminarios y charlas invitadas.

En lo que se refiere a los medios materiales, las infraestructuras generales para la docencia (aulas, bibliotecas, salas de reuniones, servicios informáticos y plataformas en internet para soporte a la docencia, etc.) las aporta la ETSI de Telecomunicación de la UPM. Los medios específicamente vinculados a laboratorios y prácticas con equipamientos fotovoltaicos se desarrollan en las infraestructuras para la investigación del Instituto de Energía Solar. En este sentido, los alumnos tienen a su disposición para el aprendizaje equipos de primer nivel tecnológico, aunque, al tratarse de infraestructuras orientadas a la investigación, su uso para la docencia representa en ocasiones desafíos logísticos y organizativos importantes.

PERFIL DEL ALUMNADO

La palabra que mejor define al alumnado que en estos años sea acercado al MUESFV es heterogéneo. Esta heterogeneidad se extiende a la titulación de entrada, al origen geográfico de los estudiantes y, en menor medida, a su edad y a sus expectativas profesionales.

Conscientes del hecho de que no existe una titulación de grado de referencia para estudiar energía solar, en los criterios de acceso al MUESF tan solo se menciona que estos estudios están dirigidos a *“estudiantes de ciencias e ingeniería con un alto grado de motivación por aprender energía solar fotovoltaica y contribuir a un desarrollo tecnológico ambientalmente sostenible”*. En términos de conocimientos específicos, sólo se hace una alusión genérica a que para resultar admitido en el Máster el currículo de grado del candidato debe evidenciar un conocimiento básico de física, electrónica y lengua inglesa. Consecuentemente, el perfil de grado de nuestros alumnos de nuevo ingreso es muy variado. A modo de ejemplo, hemos contado con físicos, químicos, arquitectos, e ingenieros de distintas especialidades como eléctricos, electrónicos, industriales, de materiales, agrónomos, civiles, de telecomunicación, así como de titulaciones menos frecuentes en España como ingeniería mecánica, mecatrónica o ambiental. Resulta claro que esta diversidad de perfiles supone un gran desafío a la hora de definir el contenido de las enseñanzas para que todos los alumnos alcancen el nivel deseado, pero, por otro lado,

ofrece una gran riqueza de perspectivas y excelentes oportunidades para el aprendizaje horizontal entre alumnos.

También se da una gran diversidad en cuanto a la procedencia de los alumnos. En 10 años hemos formado alumnos de más de 25 países. Por citar un ejemplo reciente, en el presente curso 2017-2018 están cursando el máster alumnos de Brasil, China Colombia, España, Estados Unidos, Italia, Turquía y Venezuela. Estadísticamente, nuestros alumnos provienen en un 45% de Latinoamérica, 30% de España, un 15% del resto de Europa y un 15% del resto del mundo.

En lo que se refiere a la edad y experiencia profesional, la inmensa mayoría son recién titulados menores de 30 años con poca –2 ó 3 años– o ninguna experiencia profesional. En un menor número de casos (en torno al 10-15%) se trata de profesionales más maduros que buscan dar un giro a sus carreras, acercándose a la Energía Solar.

Finalmente, en lo que respecta a las expectativas de los alumnos, la demanda principal es de capacitación específica para realizar una carrera profesional en el sector de la energía solar y, en un número menor de casos (~20%), emprender una carrera académica o científica en este mismo ámbito. Adicionalmente, para los alumnos de fuera de Europa, estudiar en el extranjero les permite beneficiarse del prestigio académico y experiencia acumulados en las universidades más antiguas del mundo, entrenar las habilidades y la experiencia intercultural necesarias para tener éxito en un mundo cada vez más globalizado y, en algunos casos, aprender un nuevo idioma.

RESULTADOS ACADÉMICOS

A lo largo de la breve historia del MUESFV, la afluencia promedio anual de alumnos al máster has sido de unos 15 a 20 por edición. El año de mayor número de alumnos contamos con 23 y el año de menor presencia éste se redujo a 8, coincidiendo con lo más profundo de la crisis económica y el cambio regresivo de la legislación fotovoltaica en España. En total, en estas 10 ediciones se ha graduado a unos 150 alumnos con una tasa de éxito (alumnos egresados frente a alumnos matriculados) cercana al 80%.

A los pocos meses de recibir su título los alumnos son encuestados para pulsar sus primeras valoraciones sobre la formación recibida. Su opinión muestra un elevado grado de satisfacción general, tanto con las actividades formativas, las metodologías docentes empleadas, como con los sistemas de evaluación utilizados. En la mayoría de estos casos, los estudiantes se encuentran recién regresados a sus países de origen en búsqueda de empleo o recién reinstalados en sus antiguas ocupaciones. Consecuentemente, no tienen perspectiva suficiente como valorar todavía el impacto que ha tenido su paso por el MUESFV en su carrera profesional. Es por esto que, pasados dos años de su salida del Máster, se les vuelva a encuestar para entender su evolución profesional y reevaluar su juicio sobre la formación recibida. Habitualmente, la respuesta a estas encuestas es baja y, por tanto, su validez estadística es cuestionable. En cualquier caso, en ellas los titulados se muestran satisfechos con la formación recibida y una gran mayoría recomendaría cursar el Máster a estudiantes que quisieran especializarse en Energía Solar Fotovoltaica.

Dado el limitado rendimiento de las encuestas, sobre todo cuando son recurrentes, en el MUESFV hemos optado por vías alternativas para seguir la evolución profesional de nuestros egresados. Para este fin, redes sociales profesionales, como LinkedIn, han demostrado gran eficacia. Consultando los perfiles de esta plataforma, se ha monitorizado el desarrollo de carrera de un porcentaje significativo de nuestros titulados. Obviamente, dicho seguimiento sólo es posible de aquéllos que usan LinkedIn y voluntariamente accedieron a formar parte de nuestro grupo de exalumnos en dicha red social. Las dos consecuencias fundamentales que extraemos de estos análisis –con cautelas sobre la validez estadística de estos datos– son que 1) existe un elevado grado de empleabilidad entre los titulados (ninguno manifiesta estar desempleado); 2) cerca de un 70% declara estar trabajando en el sector fotovoltaico o afines (energético en general, científico-académico, consultoría, ...).

Con el objetivo de sistematizar el contacto con los egresados del MUESFV, en la actualidad se está diseñando la implantación de un programa de Antiguos Alumnos (*Alumni*), que facilite el seguimiento de los titulados, su contacto entre ellos y con los docentes del Máster, así como la participación de los exalumnos en labores de formación y ayuda a los nuevos egresados del Máster.

REFLEXIONES Y PREGUNTAS ABIERTAS

En este artículo, además de presentar un balance del desarrollo de estas 10 ediciones del Máster en Energía Solar Fotovoltaica de la Universidad Politécnica de Madrid, nuestra intención era plantear algunas reflexiones sobre la formación de posgrado en nuestro sector.

La valoración más directa que se puede hacer del MUESFV es que, tras 10 ediciones, se trata de un posgrado fotovoltaico académicamente bien rodado, que resulta atractivo para un grupo reducido y motivado de alumnos de carácter internacional que, una vez finalizado el Máster, siguen trabajando en el sector y valoran la formación recibida. En efecto, a pesar de su singularidad (o a causa de ella), la capacidad de atracción de alumnos del MUESFV está siendo modesta (15-20 alumnos anuales frente a las 35 plazas ofertadas).

Nuestra interpretación de esta reducida demanda es que no estamos resultando plenamente interesantes para nuestro alumno objetivo. Cuando se concibió el Máster se optó por una estructura orientada a alimentarse de estudiantes recién graduados en busca de una especialización en un sector energético emergente. Por tanto, se diseñó un curso presencial con entre 20 y 25 horas de clase semanales, repartidas en horario de mañana y alguna tarde, con alta exigencia académica y un elevado grado de experimentalidad (i.e. asignaturas de laboratorio), lo que prácticamente fuerza una dedicación exclusiva. Consiguientemente, nuestro alumno tipo o bien es un recién graduado en busca de proseguir su formación o bien es un profesional que quiere y puede interrumpir su carrera para dedicarse un año al estudio. Resultamos virtualmente inaccesibles para profesionales en ejercicio que quieran simultanear trabajo y formación. En menor medida, el carácter bilingüe también impone una cierta selectividad en el acceso, aunque nuestra experiencia es que este factor resulta secundario frente a la exigencia de dedicación exclusiva.

Como se ha comentado, este diseño de curso se realizó en plena gestación del Espacio Europeo de Educación Superior cuando las expectativas eran que la formación de Máster fuera seguida por un gran número de alumnos. En este contexto y con un sector fotovoltaico creciendo a ritmos espectaculares, la idea un posgrado para formar *Ingenieros Fotovoltaicos*

surgió de forma natural. Así pues, desde su inicio –y aun todavía– el MUESFV ocupa un nicho singular dentro de la oferta de posgrado en España e incluso Europa, apostando por una enseñanza presencial, altamente experimental y circunscrita a la energía solar fotovoltaica. No existe en Europa ningún máster similar, aunque obviamente sí existen versiones parecidas *on-line* o semipresenciales. Otra situación claramente distinta se da en el entorno general de las energías renovables. Solo en España, existen decenas de Másteres en Energías Renovables presenciales, semipresenciales, u *on-line*, promovidos por numerosas Universidades tanto públicas como privadas, con elevado éxito en su captación de alumnos.

De lo anterior se deduce que sólo una pequeña fracción de los graduados recientes en busca de especialización en el campo de la energía considera atractivo formarse en fotovoltaica, frente a otras alternativas más generalistas. Esto puede deberse al desconocimiento –la energía solar no tiene apenas presencia en los currículos de grado en las carreras de ciencias–; a la percepción de que no resulta necesaria una formación específica –a veces, se argumenta que una formación clásica en electrónica o electricidad es suficiente–; o a la idea de que el futuro profesional es incierto –el desarrollo de nuestro máster ha coincidido con el colapso de la industria de fabricación de células solares en Europa y EE.UU y con cambios regresivos en la política fotovoltaica de varios países europeos entre ellos España–.

Se podrían añadir más argumentos a la lista anterior –¿valoran las empresas esta formación específica? –, aunque, probablemente, todas estas circunstancias pueden resumirse en la juventud de un sector cuya ciencia básica se ha desarrollado en el último medio siglo y con un impacto socioeconómico relevante desde hace apenas una década. Es posible que estemos viviendo una situación análoga a la de la Electrónica en los años 1960-70. Entonces no había ingenieros electrónicos en las compañías del sector, simplemente porque apenas existían. Hoy en día decenas de miles de estos profesionales empujan una industria de centenares de miles de millones de euros/dólares. El sector fotovoltaico no es el electrónico, aunque empezamos a parecerlos –según cifras recientes el tamaño de la industria solar fotovoltaica representa un 15% de la electrónica– y, aun así, todavía no existe un *Ingeniero Fotovoltaico*, ni siquiera un consenso de si resulta necesario. Es algo que esta comunidad debe todavía definir. Desde el IES-UPM estamos convencidos de que una formación profunda y especializada será un elemento central para seguir creciendo y materializar el gran objetivo de la Energía Solar Fotovoltaica: convertirse en la revolución energética de la humanidad en el siglo XXI.

REFERENCIAS

IRENA (2017), *Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2017*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
Solar Power Europe (2016), *Global Market Outlook for Solar Power 2016–2020*, Solar Power Europe (European Photovoltaic Industry Association), Bruselas, Bélgica.
REN21 (2018), *Renewables 2018 Global Status Report*, REN21 Secretariat, Paris, Francia

AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta ponencia somos sólo una pequeña parte del gran esfuerzo colectivo que representa el MUESFV. Desde aquí queremos expresar nuestro agradecimiento a todos los profesores, personal de administración y servicios y, sobre todo, esforzados y brillantes estudiantes que hacen de nuestro Máster una experiencia educativa apasionante.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

MAPA DIDÁCTICO PARA EL APRENDIZAJE DE CONTENIDOS SOBRE EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN PLANTAS TERMOSOLARES EN ESTUDIOS DE CIENCIAS E INGENIERÍA

Alonso Montesinos J.*, Pérez García M.*****

* CIESOL Centro de Investigaciones en Energía Solar. Centro Mixto UAL-CIEMAT.
Universidad de Almería.

** Área de Física Aplicada. Depto. de Química y Física. Universidad de Almería. 04120
Almería (España) joaquin.alonso@ual.es, mperez@ual.es

RESUMEN

Los mapas conceptuales y los mapas mentales son herramientas de aprendizaje con amplia implantación en las ciencias básicas, aunque no tanta en las ciencias aplicadas y en la ingeniería. En este tipo de herramientas los contenidos e ideas se relacionan por medio de conectores con el fin de obtener la secuencia natural del proceso de comprensión manteniendo, a la vez, explícitas las interrelaciones entre todos los niveles y elementos que constituyen la materia. Aunque se trata de representaciones clásicas, una de sus grandes ventajas es su concordancia con esquemas e-learning y su fácil integración en páginas web. En este trabajo se presenta una propuesta de mapa para el aprendizaje de contenidos relacionados con la estimación del recurso solar en centrales termosolares como parte de un proyecto general de desarrollo de herramientas didácticas para la Ingeniería Solar de la Universidad de Almería.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, mapa conceptual.

ABSTRACT

Conceptual and mind maps are learning tools with a broad level of implementation in the basic sciences teaching, but not for applied sciences and engineering. In these maps, the contents and ideas are related by means of connectors in order to obtain the natural sequence of the comprehension process maintaining, at the same time, the interrelations between all the levels and elements that constitute the subject. Although they are classic tools, one of their great advantages is their concordance with e-learning schemes as well as their easy integration into web pages. This paper presents a proposal of an educational map aimed at the teaching of solar resources matters in thermosolar power plants developed at the University of Almería as part of a general project of development of educational tools for its studies of Solar Engineering.

KEYWORDS: Solar Energy, Conceptual maps

INTRODUCCIÓN

El alto impacto ambiental y las derivaciones geopolíticas del vigente modelo energético determinan de forma incuestionable la necesidad de abordar el incremento de la participación en el mismo de las fuentes renovables (Farhidi, 2017). En este sentido, los acuerdos internacionales, la implicación de gobiernos y empresas y, especialmente, el propio avance de las tecnologías hacen que en la actualidad el número de plantas de producción basadas en este tipo de fuentes esté creciendo de una manera sostenida a lo largo de los últimos años (Figura 1). En este crecimiento es destacable el de la tecnología solar, que ha aportado al sistema una capacidad significativa, más de 80 GW en el año 2017 (IRENA, 2018).



Fig. 1: Izquierda: evolución de la potencia renovable instalada a nivel mundial entre 2012-2017 (IRENA, 2018), derecha: temporización de la potencia instalada en plantas termosolares a nivel mundial con indicación de la participación de la industria nacional (REN21, 2107).

Estos desarrollos comerciales e industriales están determinando la aparición de demandas formativas específicas para profesionales e investigadores en las que la elaboración de metodologías, contenidos y referencias, dada la reciente implantación de las tecnologías solares, cuenta con un considerable recorrido (Mälkki y Alanne, 2017; Ciriminna *et al.*, 2016). De forma particular, este trabajo se centra en la ingeniería termosolar, ámbito en el que España es referente mundial tanto por el número de plantas instaladas (Figura 1) como por el peso sus empresas e ingenierías tal y como demuestra el liderazgo, entre otros, del proyecto europeo STAGE-STE (STAGE-STE, 2017). Esta tecnología se caracteriza por el uso de sistemas cuya finalidad principal es la generación eléctrica a partir de la radiación solar en ciclos termomecánicos convencionales (Rankine, Brayton,...) con la particularidad de que los requerimientos energéticos de dichos ciclos determinan la necesidad de concentrar la radiación solar a través de diferentes opciones ópticas para alcanzar los niveles de temperatura y flujo necesarios para el funcionamiento de la plantas (Figura 2)

En la Universidad de Almería, en el marco de los estudios del grado en Ingeniería Eléctrica -mención Energías Renovables- y del máster en Energía Solar, impartido en colaboración con la Plataforma Solar de Almería, se ha iniciado un proceso de desarrollo de herramientas educativas avanzadas cuya primera fase es la elaboración de mapas y bancos de contenidos que deben de servir de base, en etapas posteriores, al desarrollo de webs didácticas y prácticas de laboratorio.

Los mapas y bancos conceptuales son representaciones visuales que permiten organizar de manera gráfica y simplificada conceptos y enunciados con el objetivo de favorecer el aprendizaje de un ámbito específico. Aunque cuentan con un amplio nivel de implantación en las ciencias básicas, su desarrollo en las ciencias aplicadas y en la ingeniería es todavía

escaso (Novak y Grown, 1984; Garabet y Miron, 2010). En un mapa conceptual se relacionan por medio de conectores conceptos e ideas con el fin de obtener una secuencia natural para el aprendizaje a la vez que mantienen explícitas las interrelaciones entre todos los niveles. Un ejemplo de mapa conceptuales desarrollado en el ámbito de las energías renovables es el utilizado por la National Science Foundation de Estados Unidos para el programa de enseñanza superior promovido por la ciudad de Tucson (Hanes, 2010). Por otro lado, los mapas mentales son una técnica desarrollada por Buzan (Edwards y Cooper, 2010) y difieren de los anteriores es que en estos pueden estar representados conceptos o simplemente ideas, tareas,... sin establecer proposiciones que se sitúan de forma radial alrededor del tema principal.

Una de las grandes ventajas de este tipo de mapas conceptuales es su concordancia directa con esquemas de e-learning para el aprendizaje (Armani y Rocci, 2003) así como así como su fácil integración en páginas web como lo demuestra el portal *HyperPhysics* (Nave, 2016)

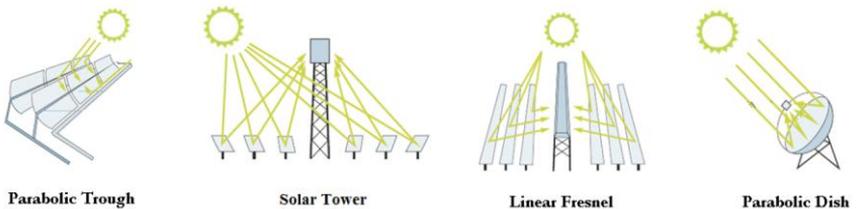


Fig. 2: Modalidades de concentración en plantas termosolares. Fuente: SolarPaces.

DESARROLLO DE MAPAS DIDÁCTICOS

Aproximación a los mapas didácticos

Los mapas conceptuales fueron introducidos en los años 70 del pasado siglo por el profesor Novak de la Universidad de Cornell (Cañas y Novak, 2009) y forman parte del denominado aprendizaje constructivista, el cual promueve que la comprensión y retención de conocimientos se realiza a través de la creación y uso de determinadas estructuras jerárquicas cuyos elementos e interacciones son actualizados y reforzados permanentemente gracias a la comprensión significativa de la información aportada al alumno. En un mapa conceptual deben distinguirse los siguientes elementos:

- Conceptos, definidos como “pautas o regularidades percibidas en eventos u objetos, o en registros temporales de eventos u objetos, designables mediante una etiqueta”. Las agrupaciones de conceptos constituyen dominios específicos caracterizados por una cuestión focal.
- Palabras/frases de enlace, superpuestas a las líneas de conexión entre conceptos que describen la relación entre los mismos. Deben ser lo más concisas y descriptivas posible y típicamente contienen un verbo (causa, se relaciona,...)
- Proposiciones, conjunto de frases completas que pueden derivarse de los conceptos y sus enlaces.
- Estructura jerárquica, esquema de disposición de conceptos que parte desde los más generales hacia los más concretos y exclusivos. Esta estructura jerárquica puede manifestarse en un esquema arriba-abajo o núcleo-extensiones.

- Cuestión focal, problema general a abordar que debe servir de punto de partida a la estructura jerárquica.
- Banco de conceptos, listado ordenado de conceptos.
- Relaciones cruzadas, conexiones entre dominios diferentes. La estructura jerárquica y las relaciones cruzadas facilitan el pensamiento creativo.

Como se ha dicho, los mapas mentales constituyen una alternativa más simple ya que utilizarían los mismos elementos, excepto las palabras de enlace y las proposiciones que se sustituyen por conectores.

Mapa didáctico desarrollado:

En este trabajo se ha seleccionado como ámbito de estudio el de las plantas termosolares de producción de electricidad y se han identificado los diversos dominios conceptuales asociados, que se representan de manera gráfica en la Fig. 3. La propia producción de electricidad por ciclos termo-mecánicos y la posterior integración de la misma en las redes de distribución y transporte también podrían formar parte a través de relaciones cruzadas con el mapa conceptual de partida, aunque deben tener un tratamiento diferenciado en otras áreas consolidadas como las de la Ingeniería Fluido-mecánica o la Ingeniería Eléctrica.

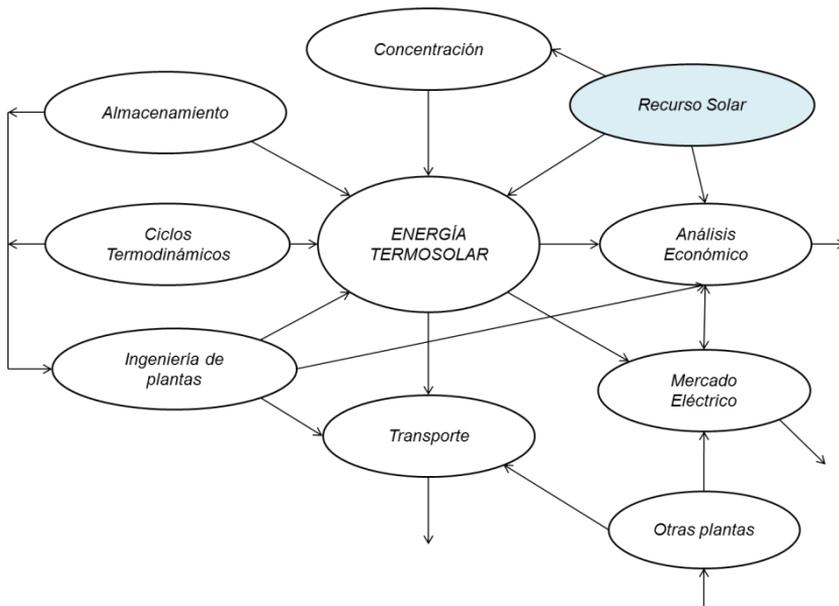


Fig. 3: Mapa global de contenidos en interacciones para el concepto “Energía Termosolar”

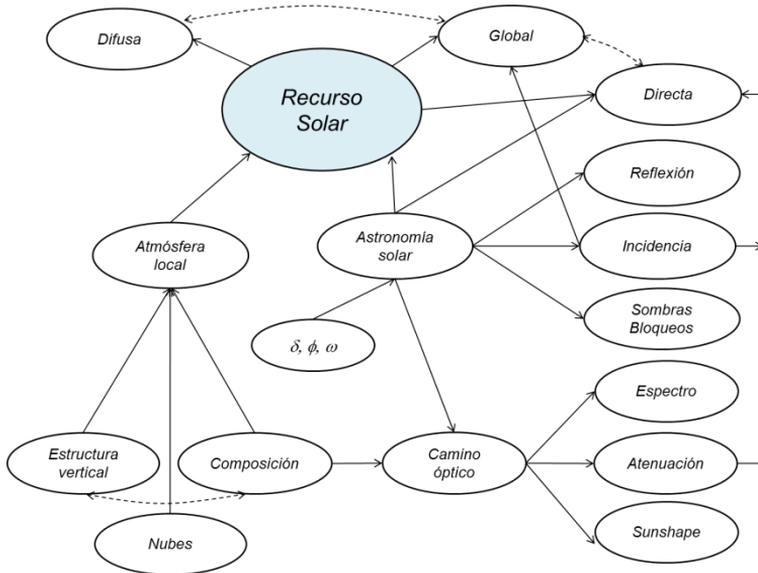


Fig. 4: Mapa global de contenidos en interacciones para el concepto “Recurso Solar”

Con relación al dominio “Recurso Solar”, la Fig. 4 muestra una visión general de los contenidos e interacciones considerados. En el mismo deben distinguirse las dos influencias básicas que lo determinan, la variabilidad geográfica, estacional y horaria del vector solar y los efectos provocados por la atmósfera y las nubes que se manifiestan en la absorción y dispersión de la radiación incidente. Para cada uno de estos efectos básicos, el desarrollo abordado de los conceptos tiene el siguiente desarrollo.

Efectos astronómicos:

El movimiento aparente del sol determina la incidencia de la fracción más energética de la radiación solar, la denominada radiación directa, y por lo tanto el canal geométrico a favorecer en los sistemas captadores fijos, a redirigir en los sistemas de concentración solar y, por último, a evitar ser bloqueado por obstáculos externos o internos en las plantas. La naturaleza vectorial del problema permite la elaboración de algoritmos y aproximaciones físico-matemáticas diversas en función del nivel de exactitud requerido, que va desde un nivel suficiente para sistemas de captación fijos (Ramírez-Faz y López-Luque, 2017) a una precisión extrema para el apunte en plantas termosolares extensas (Chiesi et al., 2017) A tal fin se encuentran en la literatura científica diversas formulaciones (Grena, 2008; Blanco-Muriel *et al.*, 2001) a partir de las cuales pueden crearse herramientas conceptuales específicas orientadas a la identificación y comprensión de los procesos y a su utilización en proyectos de ingeniería de plantas. Otro aspecto clave relacionado con los efectos astronómicos está relacionado con la optimización de la disposición espacial de los elementos reflectores en las plantas (lay-out) (Buck, 2013)

Efectos atmosféricos:

Los procesos de dispersión y atenuación de la radiación solar provocados por la atmósfera determinan su descomposición en radiación directa y radiación difusa, siendo la primera de ellas la que debe ser tenida en cuenta dada la naturaleza geométrica de los procesos ópticos que tienen lugar en los diferentes dispositivos de concentración. A estos efectos deben sumarse los provocados por las nubes que, dependiendo de la tipología y presentación, pueden no solo condicionar la idoneidad de un emplazamiento para una planta sino incluso la operación rutinaria de las mismas (Alonso-Montesinos y Batlles, 2015) Los efectos atmosféricos condicionan por tanto la disponibilidad del recurso solar a nivel global y los correspondientes estudios de viabilidad necesarios para los proyectos de implantación, pero condicionan también influencias específicas de relevancia como la consideración de la atenuación de la radiación reflejada por los heliostatos en una central de torre (Polo *et al.*, 2017) o la influencia del sun-shape en la configuración focal de los receptores central (Blanc *et al.*, 2014)

Sobre la base del esquema propuesto en forma de mapa, cada uno de los elementos indicados en el mismo permite acceder bien a subelementos o a explicaciones específicas como la incluida en la Fig. 5, todo ello accesible en un entorno web cuya estructura de contenidos coincide con la estructura de contenidos del propio mapa de partida.

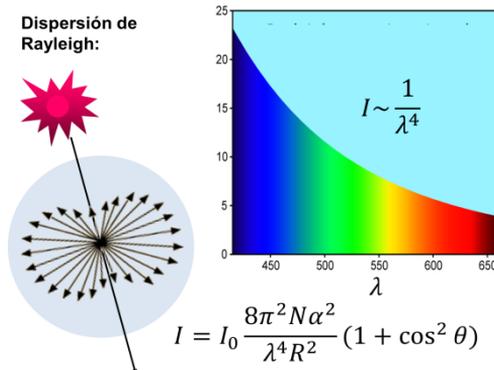


Fig. 5: Ejemplo de desarrollo gráfico de contenidos accesibles desde elementos del mapa

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una propuesta educativa para enseñanza de contenidos relacionados con la evaluación de recursos solares orientada al diseño de plantas termosolares en estudios de ciencias e ingeniería especializados. Aun partiéndose de una herramienta clásica, la concordancia de la misma con esquemas web facilitaría el desarrollo recursos avanzados preservando, gracias a su fundamentación y referencias, los principios didácticos subyacentes en la metodología de partida.

AGRADECIMIENTOS

Al Secretariado de Innovación y Docencia Virtual del Vicerrectorado de Enseñanzas Oficiales y Formación Continua de la Universidad de Almería, por la consideración de este trabajo en el programa de Grupos Docentes de Innovación 2018-2019

REFERENCIAS

- Alonso-Montesinos, J. y Batlles, F. (2015). Solar radiation forecasting in the short- and medium-term under all sky conditions. *Energy*, 83, 387-393.
- Armani, J. y Rocci, A. (2003). Conceptual maps in e-learning. How map based interfaces help the contextualization of information and the structuring of knowledge. *Information Design Journal + Document Design*, 11, 171-184.
- Blanc, P., Espinar, B. G., Gueymard, C., Meyer, R., Pitz-Paal, R., Reinhardt, R., y otros. (2014). Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue. *Solar Energy*, 110, 561-577.
- Blanco-Muriel, M., Alarcón-Padilla, D., López-Moratalla, T., y Lara-Coira, M. (2001). Computing the solar vector. *Solar Energy*, 70, 431-441.
- Buck, R. (2013). Heliostat field layout improvement by nonrestricted refinement. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 136.
- Cañas, A. y Novak, J. (2009). What is a Concept Map? (Cmap) Recuperado el Mayo de 2018, de <https://cmap.ihmc.us/docs/conceptmap.php>
- Chiesi, M., Franchi Scarselli, E. y Gerrieri, R. (2017). Run-time detection and correction of heliostat tracking errors. *Renewable Energy*, 105, 702-711.
- Ciriminna, R., Meneguzzo, F. y Pecoraino, M. (2016). Rethinking solar energy education on the dawn of the solar economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 13-18.
- Edwards, S. y Cooper, N. (2010). *Mind mapping as a teaching resource*. Wiley Online Library.
- Farhidi, F. (2017). Solar impacts on the sustainability of economic growth. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 440-450.
- Garabet, M. y Miron, C. (2010). Conceptual map – didactic method of constructivist type during the physics lessons. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 2, 3622-3631.
- Grena, R. (2008). An algorithm for the computation of the solar position. *Original Research Article. Solar Energy*, 82, 462-470.
- Hanes, F. (2010). SPG Solar/City of Tucson: A Problem-Based Learning Challenge. Recuperado el junio de 2017, de http://www.pblprojects.org/Solar/docs/teacher_resources/SPG_Solar_Concept_Map.pdf
- IRENA (2018). Global Renewable Generation Continues its Strong Growth, New IRENA Capacity Data Shows. Recuperado el mayo de 2018, de <http://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Apr/Global-Renewable-Generation-Continues-its-Strong-Growth-New-IRENA-Capacity-Data-Shows>
- Mälkki, H. y Alanne, K. (2017). An overview of life cycle assessment (LCA) and research-based teaching in renewable and sustainable energy education. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 218-231.
- Nave, C. (2016). *HyperPhysics*. Obtenido de <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/index.html>
- Novak, J. y Grown, D. (1984). *Learning How to Learn*. Nueva York: University Press.

- Polo, J., Ballestrín, J., Alonso-Montesinos, J., López-Rodríguez, G. B., Carra, M., Fernández-Reche, J., Barbero F.J., Bosch J.L. y Batlles F.J. (2017). Analysis of solar tower plant performance influenced by atmospheric attenuation at different temporal resolutions related to aerosol optical depth. *Solar Energy*, 157, 803-810.
- REN21. (2107). *Renewables 2017 Global Status Report*. París: REN21 Secretariat.
- Siellé Martin, S y Chebak, A. (2016). Concept of educational renewable energy laboratory integrating wind, solar and biodiesel energies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41, 21036-21046.
- STAGE-STE. (2017). *STAGE-STE - Scientific and Technological Alliance for Guaranteeing the European Excellence in Concentrating Solar Thermal Energy*. Recuperado el 25 de May de 2017, de www.stage-ste.eu

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

APLICAÇÃO DIRETA DA RADIAÇÃO SOLAR CONCENTRADA EM FORNOS E CÂMARAS DE PROCESSO: DESENVOLVIMENTOS RECENTES E TENDÊNCIAS FUTURAS

Rosa L.G.*, Rosa N.F.

*IDMEC, Dep. Eng. Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa,
Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, luisguerra@tecnico.ulisboa.pt

RESUMO

Considerando as publicações existentes na base de dados Web of Science™ Core Collection para o período de janeiro de 2008 a dezembro de 2017, este trabalho fornece uma visão sobre as aplicações mais recentes dos denominados “fornos solares”, “câmaras de processo” e respetivos acessórios que são usados em processos físicos e químicos que exijam a obtenção de altas (>400°C) e muito altas (>1500°C) temperaturas. São também apresentados dois exemplos de atividades realizadas na Universidade de Lisboa: 1) desenvolvimento de técnicas de aquecimento indireto para utilização em fornos solares, com o objetivo de melhorar as condições de homogeneidade da temperatura que são imprescindíveis para o adequado processamento de materiais; 2) conceção de novos sistemas-modulares, práticos e flexíveis, para captação, concentração, controle e condução da radiação solar.

PALAVRAS CHAVE: Fornos Solares, Energia Solar Concentrada, Calor Solar

ABSTRACT

Considering the published works available at Web of Science™ Core Collection for the period from January 2008 till December 2017, this paper provides a vision of recent applications of the so-called “solar furnaces”, reactors or process chambers and corresponding accessories, used for physical and chemical processes requiring high (>400°C) and very high (>1500°C) temperatures. Two examples of research activities carried out at the University of Lisbon are also presented: 1) development of indirect heating techniques to improve the temperature homogeneity conditions inside reaction chambers for materials processing using solar furnaces; and 2) design of new modular systems, practical and flexible, for capture, concentration, control and conduction of solar radiation.

KEYWORDS: Solar Furnaces, Concentrated Solar Power, Solar Hea

INTRODUÇÃO

Uma simples lente de Fresnel disponível no mercado com dimensões de 1400×1050mm, fabricada em vidro acrílico (PMMA), montada sobre um seguidor solar com orientação polar permite concentrar a radiação num pequeno foco (ou área focal) com cerca de 8 a 10 mm de diâmetro e assim se podem alcançar facilmente 1500°C ou mesmo mais, dependendo do material que esteja a ser irradiado. Uma grande instalação (como, por exemplo, o famoso forno de 1000 kW_{th} do PROMES-CNRS em Font Romeu, França) pode permitir atingir temperaturas de trabalho até cerca de 3400°C em maiores áreas irradiadas. Quer num, quer noutra caso, as vantagens da aplicação direta da radiação solar sobre o alvo (material ou estrutura) são fundamentalmente as seguintes: – aquecimento muito rápido provocado no alvo (pois a exposição à radiação concentrada consegue-se praticamente de modo quase instantâneo); – emprego de uma radiação de largo espectro i.e. de uma mistura de ondas eletromagnéticas que vão desde os raios ultravioletas (comprimentos de onda entre 10 nm e 400 nm), incluem o espectro eletromagnético visível, e também a radiação infravermelha (comprimentos de onda entre 700 nm e 1 mm). Em contrapartida, existem dificuldades inerentes à manipulação da radiação solar concentrada, que derivam principalmente do facto de: i) a radiação depende das condições atmosféricas (especialmente se existirem nuvens), da hora solar, e da latitude do local; ii) a radiação ao ser concentrada adquire características praticamente unidireccionais pelo que os objetos-alvo são geralmente irradiados/aquecidos numa única direção (ao contrário do que acontece na generalidade dos fornos industriais, sejam eles fornos de combustão, micro-ondas, elétricos, ou até fornos óticos que usam outras fontes de radiação que não a radiação solar). Acresce que o fluxo de radiação que chega ao alvo localizado na zona focal tem teoricamente uma distribuição não-homogênea com um perfil que na prática também depende das aberrações óticas.

Usando na análise presente apenas as publicações existentes na base de dados Web of Science™ Core Collection para o período de janeiro de 2008 a dezembro de 2017 (últimos 10 anos já completados) pretendemos mostrar quais têm sido as aplicações mais recentes dos denominados “fornos solares”, e respetivos acessórios que são usados para a realização de estudos físicos e químicos. O objetivo é fornecer uma visão, tão global quanto possível, sobre progressos recentes relacionados com equipamentos e instalações que usam ou simulam a radiação solar de alta e muito alta concentração para obtenção de altas (> 400°C) e muito altas (> 1500°C) temperaturas.

ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA

A Fig. 1 é um *print screen* que revela o modo como a pesquisa bibliográfica foi iniciada. Usando a base de dados Web of Science™ Core Collection, a pesquisa foi iniciada através de uma *advanced search* (pesquisa avançada), empregando *field tags*, operadores booleanos e parêntesis, realizando *query sets* (conjuntos de consultas) de modo a restringir a pesquisa aos assuntos que interessa analisar. Cada *advanced search* incidiu sobre um ano específico, começando com PY = ano de publicação = 2017 e terminando com PY = 2008. Além do *field tag* PY = ano de publicação, usaram-se outros *field tags* tais como: TS = tópico; TI = título; e SU = área de investigação (*research area*). Foi decidido não considerar as publicações que tivessem como objetivo principal a produção de energia elétrica por via solar-térmica; assim como por via fotovoltaica. Também não foram consideradas as publicações dedicadas aos processos de dessalinização, bem como todos os trabalhos cujo objetivo incide na obtenção ou

desenvolvimento de sistemas de armazenagem de calor (*thermal storage*, em inglês) nomeadamente através de banhos de sais fundidos (*molten salts*).

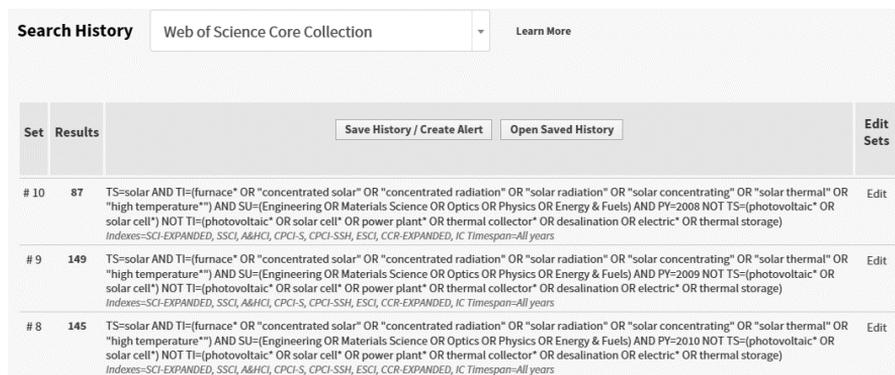


Fig. 1. *Print screen* do computador quando se conduz uma “WEB OF SCIENCE™ Advanced Search”.

A Tabela 1 indica o número de publicações obtidas através das consultas efetuadas por meio da WEB OF SCIENCE™ Advanced Search para cada um dos anos (de 2008 até 2017). Após a seleção primária, i.e. exclusivamente feita pelo computador, procedeu-se à análise de cada uma das publicações de modo a selecionar apenas aquelas que de facto abordam a temática em consideração. Esta análise é essencial pois a seleção feita pelo computador é apenas uma primeira etapa.

Tabela 1. Publicações na base de dados Web of Science™ Core Collection em 31-3-2018.

Ano	Número de publicações	
	Seleção pelo computador (Primária)	Seleção Secundária (Final)
2008	87	20
2009	149	19
2010	145	15
2011	169	19
2012	234	21
2013	225	15
2014	370	24
2015	349	31
2016	375	15
2017	411	12
Total	2514	191

Tabela 2. Publicações por países considerando as 191 publicações da seleção secundária.

Países	nº	% em 191
USA	45	23,6
França	36	18,9
Espanha	29	15,2
Suíça	18	9,4
China	16	8,4
Portugal	15	7,9
Itália	13	6,8
Alemanha	9	4,7
Japão	8	4,2
Ucrânia; Uzbequistão	6	3,1
Austrália; México	5	2,6
Áustria; Roménia	4	2,1
Inglaterra; Grécia; Índia; Israel; Rússia; Qatar; Coreia do Sul	3	1,6

Chama-se a atenção para o facto da Tabela 1 considerar as publicações referentes ao período desde janeiro de 2008 a dezembro de 2017 (últimos 10 anos já completados) que estavam inseridas na base de dados Web of Science™ Core Collection até ao dia 31 de março de 2018. É notório que o número de publicações que abordam temas no âmbito da radiação solar e suas aplicações aumenta de uma forma gradual no decénio em análise (ver gráfico referente à seleção primária na Fig. 2). No entanto, o número de publicações dedicadas à aplicação direta da radiação solar concentrada em fornos, dispositivos e câmaras de processo, para obtenção de altas e muito altas temperaturas, representa apenas uma pequena parcela: a correspondente à seleção secundária. Assim, das 2514 publicações encontradas através da seleção primária no decénio entre 2008 e 2017 apenas 191 satisfazem os requisitos da seleção secundária.

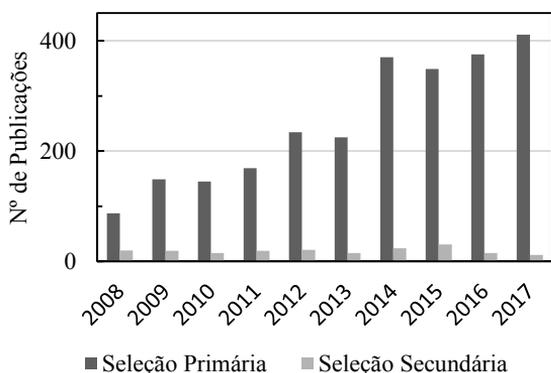


Fig. 2. Seleções primária e secundária.

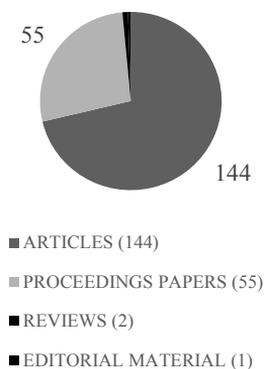


Fig. 3. Tipos de publicações.

Artigos em Revistas versus Atas de Conferências: Principais Revistas e Países Envolvidos

Considerando as 191 publicações selecionadas por abordarem assuntos na temática aqui proposta, a Tabela 2 mostra o número de publicações por país(es) de afiliação/morada dos autores, tendo-se usado como limiar mínimo para inclusão na tabela um número de 3 artigos publicados durante o decénio.

Nas 191 publicações selecionadas verifica-se que 144 delas são consideradas “artigos” publicados em periódicos; 2 são “revisões” (também publicadas em periódicos); e 1 é considerado um editorial (Robinson e Wu, 2013). Teoricamente sobriariam $191 - (144+2+1) = 44$ publicações que teriam sido publicadas apenas em atas de conferências (*proceedings paper*). Acontece que (entre as 191 publicações) 11 delas foram publicadas não só como *proceedings paper* mas também como “artigo” em periódico. Deste modo, o número total de publicações que têm a classificação de *proceedings paper* é $44+11 = 55$ (ver Fig. 3).

A Tabela 3 mostra os nomes dos principais periódicos onde os artigos foram publicados, considerando como critério para inclusão na tabela um número mínimo de 3 artigos publicados durante o decénio.

Tabela 3. Lista das principais revistas no decênio 2008-2017.

Revista (Publisher)	Nº de artigos	% em 144
Solar Energy (Elsevier)	19	13,2
Journal of Solar Energy Engineering (ASME)	15	10,4
Energy Procedia (Elsevier)	9	6,3
Solar Energy Materials & Solar Cells (Elsevier)	7	4,9
Applied Thermal Engineering (Elsevier)	6	4,2
Materials Transactions (Japan Inst. Metals)	6	4,2
Proceedings of SPIE (Soc. of Photo-Optical Instrumentation Engineers)	6	4,2
Applied Energy (Elsevier)	4	2,8
Journal of Materials Science (Springer)	4	2,8
Metalurgia International (Editura Stiintifica FMR, Romania)	4	2,8
Applied Surface Science (Elsevier)	3	2,1
Journal of Materials Processing Technology (Elsevier)	3	2,1
Optics Express (Optical Soc. Amer.)	3	2,1
Refractories and Industrial Ceramics (Springer)	3	2,1

Tópicos de Investigação mais Inovadores

Dos dois trabalhos de revisão publicados durante o decênio 2008-2017, destacamos o de Alonso *et al.* (2017) que analisa a tecnologia dos fornos rotativos (*rotary kilns*) e a sua utilização em processos térmicos e termoquímicos conduzidos com radiação solar concentrada. Ao analisar modelos e protótipos de fornos solares rotativos, o trabalho aponta também as atuais limitações.

O outro trabalho de revisão (Ho, 2016) revela a preocupação da comunidade técnico-científica em encontrar formas mais eficientes de gerar altas temperaturas e de as controlar devidamente. Se bem que o objetivo de muitos dos estudos seja a produção de energia elétrica através de concentração solar num recetor localizado numa torre central (concentração em *central tower*), a utilização de recetores avançados do tipo leito-fluidizado ou de partículas sólidas móveis (*falling particle receivers*) pode contribuir para a evolução de tecnologias úteis para outros tipos de processos industriais em que se necessitem de temperaturas superiores a 1000°C.

Em termos de desenvolvimento de câmaras de processo salientam-se os estudos e os projetos levados a cabo por grupos sediados na Suíça, e em particular os relativos à dissociação térmica do ZnO. O objetivo é realizar um ciclo redox em duas etapas: (1) a dissociação endotérmica do ZnO originando Zn e O₂ acima de 2000 K usando a radiação solar concentrada; e (2) a subsequente oxidação do Zn com H₂O/CO₂ de modo a obter H₂/CO (Villasmil *et al.* 2017). Outro tipo de trabalhos verdadeiramente inovadores envolve estudos sobre a viabilidade de utilização da radiação solar concentrada para gerar calor para a produção/fusão de vidro, tendo neste caso os estudos sido realizados com um simulador solar de alto fluxo (Ahrnad *et al.* 2014).

Nos Estados Unidos da América (USA) e ao longo dos últimos dez anos, os estudos têm

incidido sobre variados temas, sendo de salientar os trabalhos pioneiros que recorrem à utilização de cabos de fibras óticas para a condução da radiação solar concentrada (Nakamura, 2009; Nakamura e Smith, 2011; Nakamura et al. 2015). Também noutros países se estão usando feixes de fibras óticas para manipulação e controlo da radiação solar concentrada, como por exemplo na Inglaterra (Henshall e Palmer, 2016) e na Austrália (Alwahabi et al. 2016).

ATIVIDADES RECENTES REALIZADAS NA UNIVERSIDADE DE LISBOA

Como exemplos da procura de soluções para o desenvolvimento de tecnologia para a utilização da radiação solar concentrada em processos industriais que requeiram a obtenção de altas (>400°C) e muito altas (>1500°C) temperaturas, apresentamos duas atividades realizadas recentemente na Universidade de Lisboa:

Desenvolvimento de Técnicas de Aquecimento Indireto

Para a maioria das operações de processamento de materiais à escala industrial (por exemplo, cozedura de cerâmicos, tratamento térmico de peças metálicas, fornos de fusão de vidro, fornos de calcinação, etc.) é imprescindível garantir condições de controlo e de uniformidade ou homogeneidade da temperatura. Assim, em trabalhos de cariz inovador (Li et al. 2015; Oliveira et al. 2016) foram dados alguns contributos para o possível desenvolvimento de técnicas de aquecimento indireto utilizáveis em fornos solares, com o objetivo de melhorar as condições de uniformidade ou homogeneidade da temperatura. Estudaram-se diferentes configurações e usaram-se discos de grafite aquecidos a 1400°C, ensaiados em vácuo ou em atmosfera de argon (Oliveira et al. 2016). Também se usaram outros materiais como recetores, nomeadamente aço inox AISI 310 e um material de muita alta refratariedade: o dissiliceto de molibdénio MoSi_2 (Li et al. 2015).

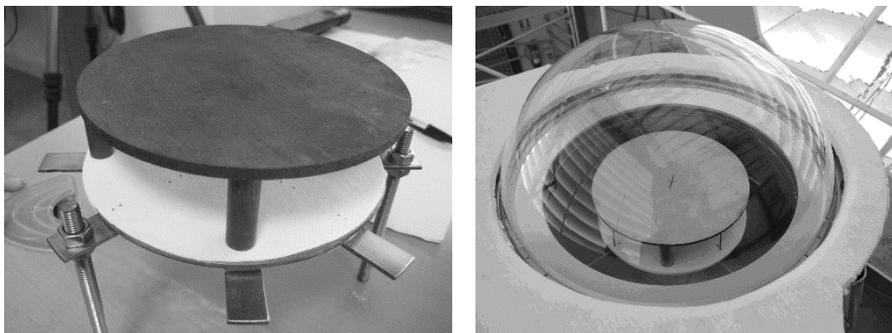


Fig. 4. Montagem experimental para aquecimento indireto (foto à esquerda) e seu posicionamento no interior de uma câmara pronta para ser irradiada (foto à direita).

Novo Sistema para Captação, Concentração, Controle e Condução da Radiação Solar

A Fig. 5 mostra um desenho (realizado em CAD) de um sistema do tipo modular idealizado para captar, concentrar, controlar e conduzir radiação solar. O sistema apresentado é constituído por duas lentes de Fresnel, montadas lado a lado numa estrutura. Cada lente de

Fresnel tem no seu foco um captador/recetor da radiação de modo que a radiação captada pela lente possa ser transmitida por um feixe/cabo de fibras óticas. Havendo duas lentes haverá dois feixes/cabos de fibras óticas os quais podem conduzir a radiação concentrada até ao local ou locais onde a mesma é necessária. Como os cabos/feixes de fibra ótica são flexíveis a radiação concentrada captada pode depois incidir sobre o objeto-alvo vinda de várias direções, eliminando-se assim o problema da unidirecionalidade típica dos recetores solares tradicionais. A estrutura deve ter a capacidade de acompanhar o movimento da Terra em relação ao Sol; devendo possuir a estabilidade necessária para manter o ponto focal na entrada do feixe de fibras óticas e para resistir a condições climatéricas adversas. Por cima de cada lente de Fresnel está colocado um atenuador (*shutter*) constituído por lâminas paralelas (persianas muito leves) acionadas por um motor elétrico (que pode ser alimentado por energia fotovoltaica). Este sistema de persianas pode ser controlado online usando técnicas de controle adaptativo. O movimento rápido das persianas permite, de acordo com as necessidades, ajustar o fluxo de radiação que o cabo de fibras óticas transmitirá.



Fig. 5. Desenho de um protótipo (com 2 lentes de Fresnel e 2 cabos de fibra ótica) destinado a captar, concentrar, controlar e conduzir radiação solar.

COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES

Considerando as publicações disponíveis na Web of Science™ Core Collection (uma base de dados prestigiada) referentes ao período de 10 anos compreendido entre janeiro de 2008 e dezembro de 2017, conclui-se que a utilização da radiação solar concentrada para fins de obtenção de altas ($> 400^{\circ}\text{C}$) e muito altas ($> 1500^{\circ}\text{C}$) temperaturas se caracteriza por uma baixa percentagem de publicação, comparativamente aos outros tópicos da energia solar. A análise bibliográfica efetuada permite identificar os principais tipos de estudos levados a

cabo e a sua finalidade; bem como identificar quais têm sido os principais protagonistas: instituições e países onde os estudos se realizaram; assim como as principais revistas científicas onde esta temática tem sido divulgada.

Em face das limitações das atuais tecnologias e das dificuldades inerentes à manipulação da radiação solar concentrada para geração de calor aplicável a fornos industriais, novas ideias e novos caminhos estão a ser explorados. Em nossa opinião, tal passa pela concepção e desenvolvimento de novos sistemas-modulares, práticos e flexíveis, para captação, concentração, controle e condução da radiação solar recorrendo à utilização de cabos de fibras óticas.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho beneficiou do apoio financeiro da União Europeia através do SFERA-II EC Grant Agreement 312643 e da participação no projeto INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes) www.inship.eu.

REFERÊNCIAS

- Ahrnad S.Q.S., Hand R.J., Wieckert C. (2014). Use of concentrated radiation for solar powered glass melting experiments. *Solar Energy* 109, 174–182.
- Alonso E., Gallo A., Roldan M.I., Perez-Rabago C.A., Fuentealba E. (2017). Use of rotary kilns for solar thermal applications: Review of developed studies and analysis of their potential. *Solar Energy* 144, 90–104.
- Alwahabi Z.T., Kueh K.C.Y., Nathan G.J., Cannon S. (2016). Novel solid-state solar thermal simulator supplying 30,000 suns by a fibre optical probe. *Opt. Express* 24 (22), A1444–A1453.
- Henshall P., Palmer P. (2016). Concentrator pointing control concept for fiber optic augmented solar thermal propulsion systems. *J. Spacecr. Rockets* 53 (1) 230–245.
- Ho C.K. (2016). A review of high-temperature particle receivers for concentrating solar power. *Appl. Therm. Eng.* 109, 958–969.
- Li B., Oliveira F.A.C., Rodriguez J., Fernandes J.C., Rosa L.G. (2015). Numerical and experimental study on improving temperature uniformity of solar furnaces for materials processing. *Solar Energy* 115, 95–108.
- Nakamura T. (2009). Optical waveguide system for solar power applications in space. *Proc. SPIE* 7423, doi: 10.1117/12.826255
- Nakamura T., Smith B.K. (2011). Solar thermal system for lunar ISRU applications: Development and field operation at Mauna Kea, HI. *Proc. SPIE* 8124, doi: 10.1117/12.892810
- Nakamura T., Smith B.K., Irvin B.R. (2015). Optical waveguide solar power system for material processing in space. *J. Aerospace Eng.* 28 (1), 04014051.
- Oliveira F.A.C., Fernandes J.C., Rodriguez J., Canadas I., Galindo J., Rosa L.G. (2016). Temperature uniformity improvement in a solar furnace by indirect heating. *Solar Energy* 140, 141–150.
- Robinson A.L., Wu C. (2013). Brewing fuels in a solar furnace. *MRS Bull.* 38 (3), 208–209.
- Villasmil W., Cooper T., Koepf E., Meier A., Steinfeld A. (2017). Coupled concentrating optics, heat transfer, and thermochemical modeling of a 100-kW(th) high-temperature solar reactor for the thermal dissociation of ZnO. *J. Sol. Energy Eng.* 139 (2), 021015.

VERIFICAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE PROVETES DE ALUMINA APÓS CICLOS DE ALTAS TEMPERATURAS GERADAS POR RADIAÇÃO SOLAR CONCENTRADA

Rosa L.G.*, Pereira J.C.G.**, Fernandes J.C.*, Rodriguez J.***

*IDMEC, Dep. Eng. Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa,
Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal, luisguerra@tecnico.ulisboa.pt

**Dep. Eng. Química, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa,
Av. Rovisco Pais, 1049-001 Lisboa, Portugal

***Plataforma Solar de Almería, CIEMAT, E-04200 Tabernas (Almería), Espanha

RESUMO

Este trabalho demonstra o atual estado-da-arte no que respeita à possibilidade de execução de ciclos rápidos de variação de temperatura através dos atuais fornos solares de alta concentração. Nele é avaliado o comportamento de discos circulares, com 25 mm de diâmetro e 2 mm de espessura, de uma alumina comercial (RAPAL® 100) de elevada pureza e praticamente sem porosidade, quando sujeitos a três diferentes sequências de 100 ciclos térmicos todas elas com a temperatura máxima de 1200°C. Nenhuma das diferentes sequências de 100 ciclos (mesmo a sequência mais rápida e drástica de 100 ciclos em 77 minutos, com $T_{\max} = 1200^{\circ}\text{C}$ e $T_{\min} = 400^{\circ}\text{C}$) provocou alterações notórias em qualquer das propriedades avaliadas (densidade; módulo de Young; módulo de Coulomb; resistência à flexão) antes e depois da aplicação dos ciclos de aquecimento-arrefecimento.

PALAVRAS CHAVE: Energia Solar Concentrada, Alumina, Choque Térmico

ABSTRACT

This work shows the present state-of-the-art in what concerns the possibility of obtaining rapid (high frequency) cycles of temperature variation by using the so-called high-concentration solar furnaces. In this research the behaviour of circular disks, with 25 mm diameter and 2 mm thickness, made of high-purity dense monolithic Alumina (RAPAL® 100) is evaluated under three different sequences of 100 thermal cycles all of them with maximum temperature of 1200°C. Anyone of the different sequences of 100 cycles (even the most severe one with 100 cycles applied in 77 minutes, with $T_{\max} = 1200^{\circ}\text{C}$ and $T_{\min} = 400^{\circ}\text{C}$) has caused noticeable alterations in the studied properties (density; Young's modulus of elasticity; Coulomb's modulus of elasticity; flexural strength) when comparing the values before and after applying the heating-cooling cycles.

KEYWORDS: Concentrated Solar Power, Alumina, Thermal Shock

INTRODUÇÃO

O interesse na utilização de materiais cerâmicos em aplicações estruturais – nomeadamente para utilizações a temperaturas altas – obriga a uma correta caracterização e conhecimento do seu comportamento mecânico. A natureza, à partida frágil, destes materiais torna-os criticamente dependentes da presença de defeitos (poros, fendas internas, superficiais, etc.) responsáveis não só por um abaixamento significativo da resistência à rotura relativamente aos valores que seriam expectáveis caso não existissem defeitos, mas também por uma acentuada dispersão dos valores obtidos experimentalmente. Nos materiais frágeis, a resistência mecânica é consequência de dois fatores: a tenacidade à fratura (K_{Ic} , valor intrínseco do material) e a distribuição (em tamanhos e orientação) da população de defeitos presentes nos espécimes ou provetes usados nos ensaios. Uma fenda, descontinuidade geométrica ou outra heterogeneidade, que provoca um efeito concentrador de tensão/deformação e é efetivamente responsável pela fratura é denominado “defeito crítico” (*critical flaw* em inglês).

Para os denominados materiais cerâmicos técnicos (em inglês, *technical ceramics* ou *advanced ceramics*) é importante avaliar o seu comportamento perante ciclos de altas temperaturas superficiais e de arrefecimentos rápidos. Se a temperatura a que estiver exposta uma peça variar rapidamente, ou seja, se ela for submetida a um “choque térmico”, será produzida uma diferença de temperatura entre a superfície da peça e o seu interior, que poderá provocar tensões mecânicas de elevada magnitude. As elevadas tensões mecânicas podem provocar o crescimento de defeitos preexistentes com a consequente degradação de algumas das propriedades mecânicas do material. Segundo Evans *et al.* (1975), a tensão mecânica σ_T provocada por um choque térmico ΔT é dada pela expressão:

$$\sigma_T = \frac{E \alpha \Delta T}{1 - \nu} f(\beta) \quad (1)$$

em que entram os seguintes parâmetros do material: E , módulo de Young; α , coeficiente de expansão térmica linear; ν , coeficiente de Poisson. A função $f(\beta)$ introduz a influência da geometria da peça que foi submetida ao choque térmico. β é denominado módulo de Biot, definido como:

$$\beta = \frac{b h}{k} \quad (2)$$

representando b uma dimensão da peça; h o coeficiente de transferência de calor; e k a condutividade térmica do material. Consequentemente, pode constatar-se que a determinação das tensões causadas pelo choque térmico não é uma tarefa fácil, devido ao facto de ter de se conhecer o coeficiente de transferência de calor (h), assim como a função $f(\beta)$. Por outro lado, conforme sugerido por Hirata (2015), o coeficiente de expansão térmica linear (α) do material não tem um valor constante, pois depende da temperatura e da microestrutura do material.

Em termos comparativos pode dizer-se que a alumina (Al_2O_3) representa para os cerâmicos técnicos o que o aço macio representa para os materiais metálicos: - é relativamente barata, fácil de processar, e tem variadíssimas aplicações industriais. A alumina pura tem um ponto de fusão de 2072°C, pelo que peças em alumina são usadas para temperaturas de funcionamento da ordem dos 1200 – 1300°C. Se bem que apareçam na literatura alguns

trabalhos sobre o comportamento da alumina quando sujeita a choque térmico (Saâdaoui e Fantozzi 1998; Lee *et al.* 2002; Dimitrijevic *et al.* 2013; Belghalem *et al.* 2014; Li *et al.* 2016) não conhecemos nenhum estudo experimental que exponha o comportamento da alumina quando sujeita a ciclos de altas temperaturas superficiais e de arrefecimentos rápidos. Assim, o objetivo prioritário deste trabalho consistiu em avaliar o comportamento de provetes (discos circulares com 25 mm de diâmetro e 2 mm de espessura) de uma alumina comercial (RAPAL® 100), de elevada pureza e praticamente sem porosidade, quando sujeitos a ciclos rápidos de variação de temperatura.

A criação de ciclos rápidos de variação de temperatura na superfície de uma peça não é fácil de conseguir com os sistemas tradicionais, sejam eles: fornos de combustão ou a gás, fornos de resistências elétricas (“fornos elétricos”), fornos de indução, ou mesmo fornos de micro-ondas. No entanto, uma maneira de se conseguirem variações rápidas de temperatura é através da exposição direta da peça à radiação solar concentrada; e na literatura científica encontram-se alguns exemplos dessa utilização. (Douale *et al.* 1999; Kováčik *et al.* 2014; Sallaberry *et al.* 2015)

MATERIAL E ENSAIOS

Discos de Alumina RAPAL® 100

A alumina (Al_2O_3) produzida pela empresa Rauschert com um grau de pureza de 99.7% é vendida sob a designação comercial de RAPAL® 200 ou RAPAL® 100. Este tipo de alumina caracteriza-se por ter uma densidade próxima da densidade teórica, pois é praticamente isenta de porosidade. Tem excelentes propriedades, tais como: uma elevada dureza que a torna muito resistente ao desgaste; uma elevada resistência mecânica; muito alta refractariedade; boa condutividade térmica; funciona como isolante elétrico mesmo a altas temperaturas; é resistente à corrosão em ácidos diluídos e em lixívias; permite superfícies polidas, as quais possuem baixo coeficiente de atrito.

Conforme já referido anteriormente, neste trabalho usaram-se discos circulares com 25 mm de diâmetro e 2 mm de espessura da alumina comercial RAPAL® 100. Segundo o fabricante, estes discos são obtidos por prensagem uniaxial de pós com um tamanho médio de partícula (d_{50}) de 1 μm , e com área específica de 2,11 m^2/g (BET). A pressão de compactação dos pós é 100 MPa à temperatura ambiente. Os discos compactados em verde são depois sinterizados a 1635°C com um tempo de permanência de 150 minutos (i.e. 2 horas e meia). O fabricante (Rauschert data sheet, 2018) refere as seguintes propriedades do RAPAL® 100: - densidade: > 3.85 g/cm^3 ; resistência à flexão uniaxial: 300 MPa; módulo de Young: 380 GPa; dureza na escala de Mohs: 9; dureza Vickers HV0.1: 1700-2300; coeficiente de dilatação térmica linear (no intervalo 20-1000°C): $9 \times 10^{-6} K^{-1}$; condutividade térmica: 19-30 $W m^{-1} K^{-1}$; resistividade elétrica a 20°C: $10^{14} \Omega.cm$.

Ciclos de Altas Temperaturas Geradas por Radiação Solar Concentrada

Os ensaios com ciclos rápidos de aquecimento-arrefecimento foram possíveis de realizar tirando partido das potencialidades e características de um forno solar de elevada potência: o forno SF60 da Plataforma Solar de Almería. Esta instalação é constituída por um heliostato plano de 130 m^2 colocado no exterior do edifício e por um concentrador

parabólico com cerca de 100 m² de superfície de reflexão (este é mostrado na Fig. 1). A potência máxima nominal deste forno é próxima de 69 kW.

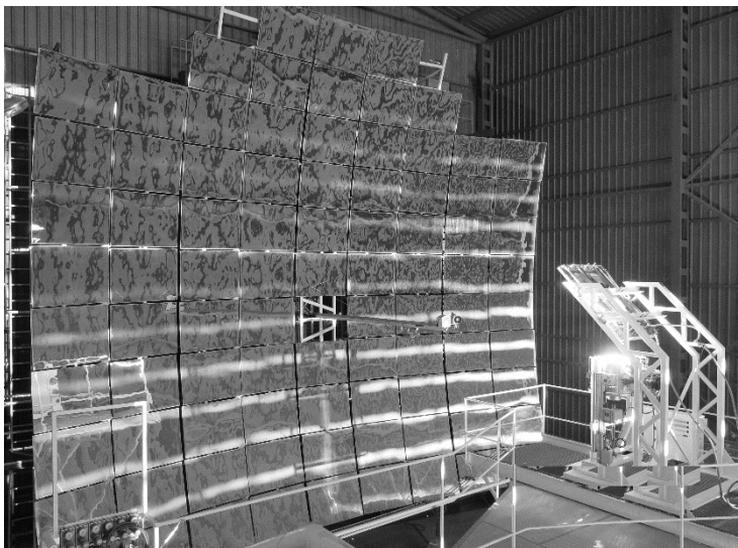


Fig. 1. Aspetto do concentrador parabólico e da plataforma de testes (com espelho refletor inclinado a 45 graus) do forno SF60 da Plataforma Solar de Almería.

As duas fotografias que compõem a Fig. 2 pretendem explicar o arranjo experimental (posicionamento dos provetes e dos termopares) que foi empregue para expor os discos de RAPAL[®] 100 à radiação solar concentrada. Na Fig. 2A mostram-se 6 discos de RAPAL[®] 100 devidamente posicionados sobre um feltro de zircónia e prontos para serem irradiados por luz solar concentrada. 36 provetes idênticos a estes foram sujeitos a ciclos térmicos em grupos de $6 + 6 = 12$ provetes.

Para medição da temperatura, em vários locais próximos dos provetes, usaram-se doze termopares do tipo K. Se retirarmos os provetes, o feltro de zircónia e as cânulas de alumina que protegem os termopares com os números 1, 2, 3 e 4, podemos ver a localização da ponta de todos os termopares, conforme se mostra na Fig. 2B.

Para se conseguir uma distribuição mais homogênea da temperatura na superfície dos discos utilizou-se um acessório denominado “homogeneizador” formado por um conjunto de espelhos laterais, o qual é colocado junto à zona focal. A distribuição de temperatura foi também avaliada através de uma câmara de infravermelho (IR CAM) e respetivo software de análise.

Para a obtenção dos ciclos rápidos de aquecimento-arrefecimento, desenvolveu-se um sistema automatizado: um anteparo do tipo vaivém, que permite alternadamente cortar e voltar a repor a passagem da radiação solar antes desta atingir a zona focal onde se colocam os provetes. O arrefecimento dos provetes pode ser acelerado por aplicação de ar soprado.

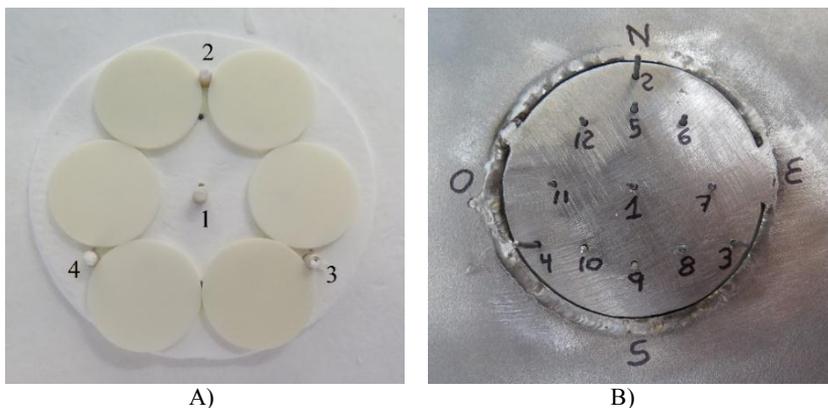


Fig.2. Fotos mostrando o arranjo experimental na zona focal: A) posicionamento dos provetes (discos de RAPAL[®] 100); B) posicionamento da ponta dos termopares.

Todos os provetes foram submetidos a 100 ciclos de variação da temperatura com a mesma temperatura máxima, $T_{\text{máx}} = 1200^{\circ}\text{C}$, registada pelo termopar com o número 1 (termopar central). As diferenças entre os tratamentos a que foram submetidos os três grupos de provetes são indicadas na Tabela 1.

Tabela 1. Grupos de Provetes e respetivos Ciclos de Aquecimento-Arrefecimento.

	Nº de ciclos térmicos	Temperatura no termopar central		Duração total dos 100 ciclos
		Máxima	Mínima	
Grupo A	100	1200°C	900°C	≈ 35 minutos
Grupo B	100	1200°C	400°C	≈ 150 minutos
Grupo C	100	1200°C	400°C	≈ 77 minutos

Para além destes três grupos (cada um composto por 12 discos) que foram sujeitos aos ciclos térmicos, utilizou-se também, para efeitos de comparação, um outro grupo de 12 provetes que não foi sujeito a nenhuma variação de temperatura.

A Figura 3 mostra um exemplo dos ciclos de aquecimento-arrefecimento. Trata-se, no caso da Fig. 3, dos ciclos a que foram sujeitos os provetes do grupo C ($T_{\text{máx}} \approx 1200^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{mín}} \approx 400^{\circ}\text{C}$): 6 discos foram submetidos a 100 ciclos entre as 10:36 e as 11:56 (hora local) e outros 6 discos foram submetidos a 100 ciclos entre as 12:13 e as 13:23 (hora local). A temperatura indicada na Fig. 3 é a temperatura registada pelo termopar localizado no centro (indicado com o número 1 na Fig. 2).

Determinação dos módulos de elasticidade E e G

Os módulos de Young (E) e de Coulomb (G) foram determinados pelo método de ressonância, usando a norma ASTM E 1876. Este método baseia-se no facto do provete possuir frequências de ressonância das vibrações mecânicas bem definidas as quais são

determinadas pelas propriedades elásticas do material (módulos de elasticidade), pela massa do provete e pela sua geometria. O equipamento usado é um produto IMCE n.v. – Integrated Material Control Engineering (Diepenbeek, Bélgica). O provete (disco) é posto a vibrar com uma pequena pancada dada por um pequeno martelo, e as vibrações resultantes são captadas por um microfone e analisadas (amplitude versus tempo). O equipamento analisa a forma das ondas sonoras pelo método da transformada de Fourier de maneira a extrair o espectro de frequências (amplitude versus frequência) e a determinar as frequências de ressonância.

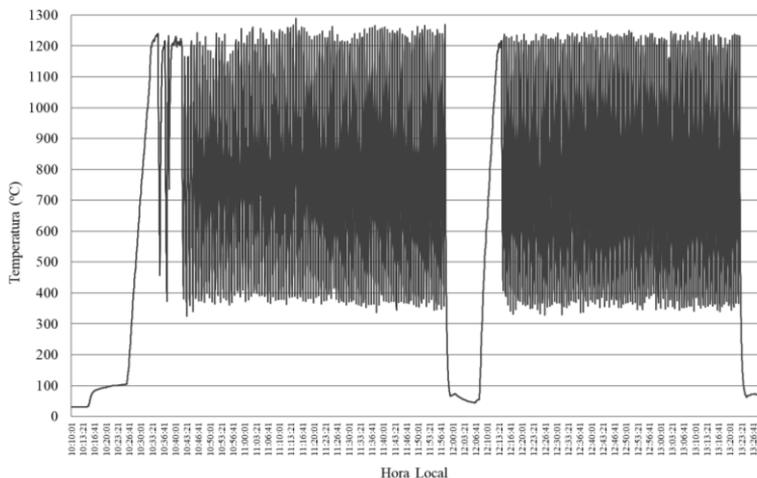
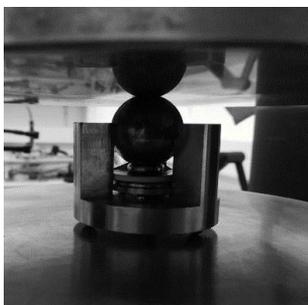


Fig. 3. Exemplo de ciclos de aquecimento-arrefecimento.



A)



B)

Fig. 4. A) montagem entre pratos de compressão para realização de um ensaio do tipo anel-sobre-anel; B) um conjunto de discos de alumina após ensaio do tipo anel-sobre-anel.

Ensaio de Flexão Equibiaxial

Na Fig. 4A mostra-se um sistema anel-sobre-anel usado para ensaios de flexão equibiaxial à temperatura ambiente de acordo com a norma ASTM C 1499. O jig que provoca o estado

de flexão equibiaxial está colocado entre pratos de compressão numa máquina de ensaios mecânicos (Instron 5566 equipada com uma célula de carga para 10 kN). O provete (um disco de alumina) é ensaiado por carregamento entre dois anéis concêntricos de diâmetros diferentes. A velocidade de travessão usada no ensaio foi 0,5 mm/min.

O sistema anel-sobre-anel cria uma zona no provete em que o estado de tensão é do tipo equibiaxial, ou seja, uma zona em que as tensões principais no plano do provete são iguais ($\sigma_1 = \sigma_2$). Essa zona em estado equibiaxial restringe-se à parte do provete que fica no “interior” do anel menor. Os critérios de fratura de materiais frágeis quando sujeitos a um estado de tensão biaxial podem ser consultados no trabalho de Fernandes e Guerra Rosa (1991). Se, em vez de coordenadas cartesianas, considerarmos coordenadas polares (r, θ) para representar as componentes do estado de tensão, pode afirmar-se que, para os pontos situados a uma distância $r \leq R_i = \frac{D_i}{2}$ num ensaio anel-sobre-anel, as componentes radial (σ_r) e tangencial (σ_θ) são iguais, sendo o seu valor máximo em tração (na superfície do provete que fica oposta ao anel menor) dado por:

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{3 F}{2 \pi h^2} \times \left[(1 - \nu) \frac{D_S^2 - D_i^2}{2 D^2} + (1 + \nu) \ln \frac{D_S}{D_i} \right] \quad (3)$$

representando: F a força aplicada; D_S o diâmetro do anel maior ou de suporte (20,2 mm); D_i o diâmetro do anel menor ou interior (10,1 mm); D o diâmetro do provete (disco); h a espessura do provete; ν o coeficiente de Poisson do material do provete.

RESULTADOS, CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

As determinações efetuadas permitiram conhecer o valor das propriedades estudadas, antes e após a sujeição dos provetes aos ciclos térmicos. Esta foi a metodologia usada para avaliar a possível degradação do material quando sujeito aos ciclos de altas temperaturas. A Tabela 2 resume os resultados da determinação experimental das seguintes propriedades do RAPAL® 100: densidade (pelo método de Arquimedes); módulo elástico de Young (E); módulo elástico de Coulomb (G); resistência à flexão. Na Tabela 2 está indicado o valor médio acompanhado pelo respetivo valor do desvio padrão.

Tabela 2. Valor médio (\pm desvio padrão) das Propriedades Antes e Depois dos Ciclos.

	Densidade [g/cm ³]	E [GPa]	G [GPa]	Resistência à Flexão [MPa]
Antes: Grupo de referência	3,91 \pm 0,01	364 \pm 7	158 \pm 2	244 \pm 46
Depois: Grupo A	3,93 \pm 0,01	369 \pm 8	159 \pm 2	238 \pm 37
Depois: Grupo B	3,92 \pm 0,01	363 \pm 7	157 \pm 2	211 \pm 34
Depois: Grupo C	3,92 \pm 0,01	362 \pm 6	158 \pm 2	242 \pm 31

Em conclusão, este trabalho permitiu demonstrar o atual estado-da-arte no que respeita à possibilidade de execução de ciclos rápidos de variação de temperatura através dos atuais fornos solares de alta concentração; e quanto ao comportamento do material testado: a

alumina RAPAL[®] 100, o trabalho provou a boa qualidade do mesmo, não se observando rotura em nenhum dos provetes durante a sua exposição aos ciclos de temperatura. Nenhuma das diferentes seqüências de 100 ciclos (mesmo a seqüência mais rápida e drástica de 100 ciclos em 77 minutos, com $T_{\text{máx}} = 1200^{\circ}\text{C}$ e $T_{\text{mín}} = 400^{\circ}\text{C}$) provocou alterações notórias em qualquer das propriedades avaliadas (densidade; módulo de Young; módulo de Coulomb; resistência à flexão) antes e depois da aplicação dos ciclos de aquecimento-arrefecimento. A única diferença detetada é praticamente desprezável e consistiu no decaimento da resistência à flexão após a aplicação de 100 ciclos em 150 minutos, com $T_{\text{máx}} = 1200^{\circ}\text{C}$ e $T_{\text{mín}} = 400^{\circ}\text{C}$. O valor inicial é 244 (± 46) MPa e após esses 100 ciclos é 211 (± 34) MPa.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo SFERA-II EC Grant Agreement 312643 e pelo projeto INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes) www.inship.eu.

REFERÊNCIAS

- Belghalem H., Hamidouche M., Gremillard L., Bonnefont G., Fantozzi G. (2014). Thermal shock resistance of two micro-structured alumina obtained by natural sintering and SPS. *Ceram. Int.* 40, 619–627.
- Dimitrijevic M.M., Medjo B., Heinemann R.J., Rakin M., Volkov-Husovic T. (2013). Experimental and numerical analysis of thermal shock damages to alumina based ceramic disk samples. *Mater. Des.* 50, 1011–1018.
- Douale P., Serror S., Duval R.M.P., Serra J.J., Felder E. (1999). Thermal shocks on an electrolytic chromium coating in a solar furnace. *Journal de Physique IV* 9, 429–434.
- Evans A.G., Linzer M., Johnson H., Hasselman D.P.H., Kipp M.E. (1975). Thermal fracture studies in ceramic systems using an acoustic emission technique. *J. Mater. Sci.* 10, 1608–1615.
- Fernandes J. J. e Guerra Rosa L. (1991) Ensaios biaxiais de cerâmicos. *Actas V Encontro Nacional da Sociedade Portuguesa de Materiais*, 6-8 November, Lisboa, Vol.1, pp 375–384.
- Hirata Y. (2015). Theoretical analyses of thermal shock and thermal expansion coefficients of metals and ceramics. *Ceram. Int.* 41, 1145–1153.
- Kováčik J., Emmer S., Rodriguez J., Cañadas I. (2014) Solar furnace: thermal shock behaviour of TiB₂ coating on steel. *Actas METAL 2014*, 21-23 May, Brno, Czech Republic.
- Lee J.H., Park S.E., Lee H.J., Lee H.L. (2002). Thermal shock behaviour of alumina ceramics by ball-on-3-ball test. *Mater. Lett.* 56, 1022–1029.
- Li D.Y., Li W.G., Wang R.Z., Kou H.B. (2016). Influence of thermal shock damage on the flexure strength of alumina ceramic at different temperatures. *Mater. Lett.* 173, 91–94.
- Rauschert data sheet (2018). Disponível em: https://rauschert.com/images/documents/products/technical-ceramics/Rapal_Tabelle.pdf
- Saâdaoui M., Fantozzi G. (1998). Crack growth resistance under thermal shock loading of alumina. *Mater. Sci. Eng* A247, 142–151.
- Sallaberry F., García de Jalón A., Zaversky F., Vázquez A.J., López-Delgado A., Tamayo A, Mazo M.A. (2015). Towards standard testing materials for high temperature solar receivers. *Energy Procedia* 69, 532–542.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

METALURGIA SOLAR EN CHILE: IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR EN LA INDUSTRIA MINERA DEL COBRE

Alonso E.*, Cruz I.**, López-Delgado A.***, Gallo, A.*, Robla, J.I.***

- * Universidad de Antofagasta, Centro de Desarrollo Energético Antofagasta, Chile. Avda. Angamos, 601, 1270300 Antofagasta, Chile.
** Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Avda. Xochicalco s/n, A.P. 34., Temixco 62580, Morelos, México.
*** Centro Nacional de Investigaciones Metalúrgicas (CENIM, CSIC). Avda, Gregorio del Amo 8, 28040 Madrid, España.

RESUMEN

La minería del cobre es la principal actividad económica del Norte de Chile y su consumo de energía en general y energía térmica en particular es muy elevado. Por otra parte, el norte de Chile cuenta con unas condiciones excelentes para la explotación de la energía solar. Estas dos circunstancias ponen de manifiesto la necesidad de explorar diferentes opciones para introducir la energía solar en el sector de la minería del cobre. Este trabajo explora el nicho existente para la integración de las tecnologías de concentración solar en la minería del cobre, desde tres puntos de vista: aporte de calor de proceso, valorización de residuos con energía solar e investigación de procesos alternativos para la producción de cobre metálico, recopilando la información existente y proponiendo diferentes oportunidades de investigación y desarrollo.

PALABRAS CLAVE: Metalurgia del Cobre, Energía Solar de Concentración, Chile.

ABSTRACT

Copper mining is the main economic activity in the Northern Chile and thermal and electrical consumption are very high. Furthermore, Northern Chile has excellent conditions for concentrated solar energy exploitation. These reasons highlight the need to explore different options to integrate solar energy into the copper mining sector. This work explores the existing niche for solar concentration technologies in copper mining, from three points of view: process heat production, waste recovery with solar energy and searching for alternative processes for metallic copper production. Existing information is compiled and different research and development opportunities are proposed..

KEYWORDS: Copper Metallurgy, Concentrating Solar Energy, Chile.

INTRODUCCIÓN

La minería del cobre es la principal actividad económica de Chile, que aporta más de un 50% del valor total de los bienes exportados en todo el país. Chile es, de hecho, el primer productor de cobre del mundo, con aproximadamente el 30% de la producción mundial. Los grandes emplazamientos mineros, situados en de las regiones del Norte, tienen asociado un elevado consumo de energía eléctrica y combustibles, superando los 20 PJ anuales. En particular, la demanda de calor de la industria minera, asciende a aproximadamente 6 PJ anuales que se proporcionan por medio de combustibles fósiles. Cerca del 40% de la demanda de combustible se emplea en aquellos procesos de la extracción del cobre que ocurren a alta temperatura, como son la fundición, la conversión del mate o el refinado (Cochilco, 2015).

Por otro lado, el Norte de Chile es el lugar del mundo con mayor radiación solar, alcanzando niveles de irradiancia medios anuales superiores a 3800 kWh/m². Los principales centros de producción minera del país se encuentran en lugares con excelente radiación, por lo que son varios los estudios existentes en la actualidad que buscan la integración de las distintas tecnologías solares en la industria minera. La mayor parte de los estudios centran su enfoque en la producción de electricidad con tecnologías solares (principalmente fotovoltaica) para abastecer a los emplazamientos mineros. Así mismo, también hay algunos ejemplos de uso de la energía solar térmica de baja temperatura para alimentar con agua caliente a procesos como la electroobtención o la electrorrefinación. Sin embargo, el uso de la energía solar concentrada en la minería del cobre es aún un nicho por explorar.

El objetivo de este trabajo es presentar las distintas oportunidades que, desde la investigación actual, se están teniendo en cuenta para la intervención de las tecnologías de concentración solar en la pirometalurgia del cobre. La información procede tanto de revisiones bibliográficas como de una interacción directa con distintos agentes implicados en la temática: investigadores y personal de empresas que ha puesto de manifiesto las necesidades del sector. La información se ha dividido en tres grupos: aporte de calor de proceso a alta temperatura en diferentes puntos de la cadena productiva del cobre, uso de las tecnologías de concentración solar para la valorización de residuos de la minería y procesos alternativos a los de la industria actual para la obtención de cobre a partir de concentrados.

ANÁLISIS

La producción de ánodos de cobre, cuya pureza ronda el 99.7 %, se lleva a cabo a través de una serie de etapas con las que el mineral bruto extraído en el yacimiento se va sometiendo a transformaciones que incrementan su contenido en cobre. La Fig. 1 muestra un diagrama de flujo que contempla las principales operaciones de la cadena productiva de ánodos de cobre por vía pirometalúrgica (Schlesinger et al., 2011). Cabe mencionar que dicho diagrama puede variar dependiendo de la empresa minera en concreto, las características del emplazamiento, etc. Por lo tanto se ha considerado el presente esquema como un caso representativo y generalizado que contempla las principales etapas. En el caso de la producción de cátodos de cobre, de mayor pureza que los ánodos se añadiría un proceso de electrorrefinación a 65°C después de la refinación térmica.

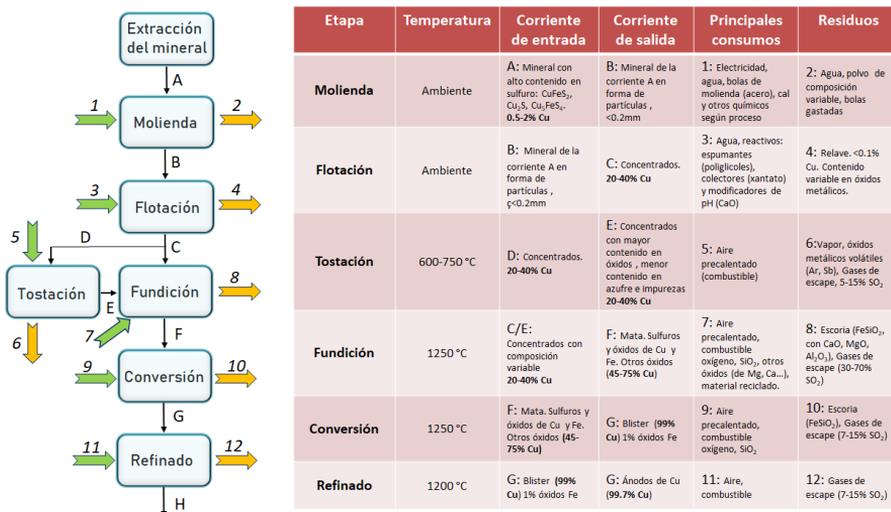


Figura 1. Principales etapas de la cadena productiva del cobre a partir de mineral bruto.

La producción primaria de cobre comienza con la extracción del mineral. Si dicho mineral tiene un elevado contenido en sulfuros, se procesa a través de la vía pirometalúrgica. Si, en cambio, el mineral es rico en óxidos de cobre, se trata con métodos hidrometalúrgicos. En Chile, las previsiones indican un progresivo incremento de mineral con base de sulfuro: la producción hidrometalúrgica pasa de una participación de 30,8% de la producción total en 2015, a un 12% el 2027, y la producción pirometalúrgica pasa de una participación del 69,2% al 89,9% hacia el 2027. (Cochilco, 2017).

El mineral de alto contenido en sulfuro es molido y concentrado mediante un proceso de flotación. Seguidamente, existe una etapa de tostación que no está siempre presente. Los objetivos de la tostación son reducir parcialmente la humedad y el contenido en azufre de los concentrados para mejorar el desempeño de las siguientes etapas, y también eliminar algunas impurezas mediante su volatilización (por ejemplo, óxidos de arsénico o antimonio). Seguidamente tienen lugar las etapas de fundición y conversión. El objetivo final es transformar los concentrados de cobre en cobre metálico con una pureza de 99%. Aunque de forma teórica los sulfuros se pueden oxidar en una sola etapa, la fundición convencional se desarrolla en dos. Finalmente se realiza un refinado térmico que reduce el contenido de azufre y oxígeno del cobre hasta alcanzar niveles de pureza en torno al 99,7%.

Tomando como base la Fig. 1, a continuación se profundiza en el análisis de las oportunidades encontradas para intervenir con las tecnologías solares de concentración en la cadena productiva del cobre.

Aporte de calor de proceso

Los procesos de molienda y flotación ocurren a temperatura ambiente por lo que no presentan un consumo significativo de energía calorífica. Sin embargo, la Fig. 1 muestra la

existencia de cuatro etapas que ocurren a alta temperatura y que conllevan un consumo de calor elevado. Como se ha mencionado, en todo Chile, dicho consumo asciende hasta los 2.4 PJ anuales, aproximadamente, por lo que cobra importancia el potencial de la energía termosolar para abastecer estas etapas con calor de proceso. En algunos casos, el proceso demanda aire precalentado, lo que implica un medio directo para proporcionar la energía termosolar. Los sistemas de torre con receptor central son una alternativa viable para dicho fin. En el caso de la tostación, sería factible proporcionar aire caliente a la temperatura máxima de trabajo, mientras que para las etapas de fundición, conversión y refinado, la introducción de aire precalentado supone una contribución al gasto térmico del proceso que se traduce en la disminución del consumo de combustible y/o oxígeno (Cruz et al, 2017). Otras alternativas pueden ser el precalentamiento de sólidos que después deben ser introducidos en los hornos. La Tabla 1 muestra diferentes propuestas para introducir calor solar en diferentes puntos de la línea de producción.

Tabla 1. Propuestas para el abastecimiento de calor de proceso con energía solar de concentración a la etapas de alta temperatura de la línea de producción de cobre

Etapas	Medio	Rango de temperatura (°C)	Posible receptor
Tostación	Aire precalentado	600-750	Receptor volumétrico
Fundición	Aire precalentado	700-800	Receptor volumétrico
Fundición	Partículas sólidas precalentadas (SiO ₂ , CaO)	800-1000	Receptor rotativo/Lecho fluidizado
Conversión	Aire precalentado	700-800	Receptor volumétrico
Conversión	Partículas sólidas precalentadas (SiO ₂)	800-1000	Receptor rotativo/Lecho fluidizado
Refinado	Aire precalentado	700-800	Receptor volumétrico

Valorización de residuos

La flotación produce relaves como residuos, los que en su mayoría son desechados. La composición de este material es variable, pero presentan diferentes óxidos metálicos como componentes mayoritarios (Vargas y López, 2018, Liu et al., 2018).

La reducción térmica de óxidos metálicos con energía solar de concentración con o sin atmósfera reductora, es un proceso ampliamente estudiado en contextos como la producción de combustibles solares, el almacenamiento termoquímico de energía solar o la producción de metales. Basándose en las mismas tecnologías y con las lecciones aprendidas en estos campos, se plantea el aprovechamiento de relaves para la recuperación de metales. Hasta ahora, no se han encontrado referencias en la literatura donde se profundice sobre este tema, sin embargo, como muestra del potencial de la propuesta, a continuación se presentan los resultados obtenidos en un experimento de reducción de relave de escoria en un horno solar. El relave empleado fue cedido por la empresa Glencore Internacional y pertenece a la fundición de Alto Norte, en la región de Antofagasta (Chile). No se trata de un relave como el descrito en este trabajo, sino que es relave de escoria. Esto significa que

procede de un proceso de flotación secundario que es realizado a la escoria generada en la etapa de fundición. La escoria de la función tiene cierto contenido en cobre, variable según el proceso. Algunas empresas mineras optan por aprovechar dicho contenido para lo cual someten la escoria a un tratamiento extractivo (en caso contrario la escoria, como el relave, podría ser aprovechada para la obtención de metales). El primer paso (después de la molienda/trituración) es concentrar los minerales de cobre contenidos en la escoria, mediante procesos de flotación que pueden ser similares a los presentados para la obtención de concentrados primarios. Como residuo de ese proceso, se obtiene el relave de escoria. La Tabla 3 muestra la composición del relave de escoria de Alto Norte, obtenido mediante Fluorescencia de Rayos X (FRX, Bruker, modelo S2Ranger, con detector de energías dispersivas). Se aprecia un elevado contenido en magnetita y en sílice, aparte de otros óxidos metálicos y no metálicos presentes en menor proporción.

Tabla 3. Composición de la muestra de relave de escoria cedida por Alto Norte.

Componente	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	Al ₂ O ₃	ZnO	K ₂ O	CaO	Na ₂ O	SO ₃
%	51,98	30,86	7,39	2,27	2,11	1,39	1,00	0,62
Componente	MgO	TiO ₂	MoO ₃	PbO	CuO	As ₂ O ₃	Cl	P ₂ O ₅
%	0,60	0,31	0,30	0,25	0,20	0,17	0,14	0,13

Este relave fue sometido a una reducción a alta temperatura en atmósfera reductora, formada por 5% de H₂ y 95% de N₂. Se empleó la instalación solar de PROMES-CNRS, en Odeillo (Francia), constituida por un horno solar de tamaño medio de eje vertical, que suministra en el foco una potencia de 1,5 kW con un flujo de 16 MW/m² y un *spot* de 1,5 cm de diámetro. El esquema del equipamiento experimental se muestra en la Fig. 2. La muestra se colocó en la zona focal del concentrador, cerrada en el interior de una cúpula transparente, y contenida en una navecilla de alúmina refractaria de 7 cm de longitud. La navecilla se desplazaba en dirección XY para que, mediante barridos continuos, todo el material fuera sometido a la zona focal del horno solar. La temperatura, medida en el centro de la muestra, ascendió hasta 1000 °C, con una rampa de calentamiento ligeramente superior a 30 °C/min y una etapa de equilibrio térmico a 1000 °C de 10 min de duración.

En la Fig.3a se muestra una imagen del corte transversal (Microscopio estereoscópico Nikon SMZ1500) de la muestra después del ensayo de reducción, en la que se observa el reducido con algún poro o incrustación. En la Fig. 3b se presenta el espectro de microfluorescencia de rayos-X obtenido por dispersión de energía en un equipo Fischercope X-ray XUV773, sobre la superficie de corte presentada en la Fig. 3a. Se observa que la muestra principalmente consiste en Fe con algunas inclusiones de escoria (Si, Ca, Al, ...).

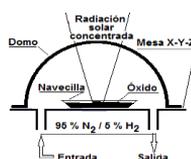


Figura 2. Montaje experimental para la reducción de relave de escoria en atmósfera de hidrógeno.

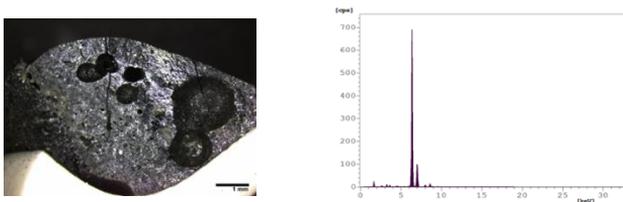


Figura 3. a) Corte transversal de la muestra reducida. b) Espectro de microfluorescencia de rayos-X.

Los gases de escape de las diferentes etapas a alta temperatura tienen un alto contenido en SO_2 . Particularmente en la etapa de fundición los gases pueden alcanzar hasta un 70% de SO_2 . Este gas es enviado a una planta de captura con agua, transformándolo en ácido sulfúrico. Por lo tanto, las producciones de ácido sulfúrico procedentes de la pirometalurgia del cobre son muy elevadas. En 2015, se produjeron más de 5 millones de toneladas de este ácido en Chile. A su vez, existe un consumo de ácido sulfúrico en la propia minería, concretamente en los procesos que componen la vía hidrometalúrgica. La Fig. 4 muestra una previsión de los balances de ácido sulfúrico del mercado chileno hasta 2025. Como se observa, actualmente el balance general es deficitario pero se prevé que la producción superará al consumo en el año 2021 (Cochilco, 2016).

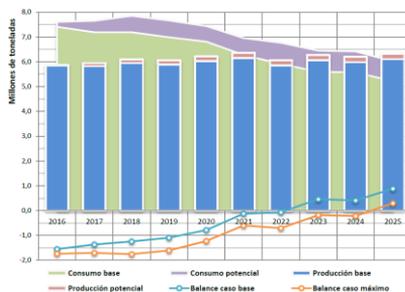
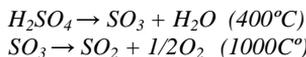


Figura 4. Balances del mercado chileno del ácido sulfúrico 2016 - 2025

El ácido sulfúrico sobrante puede ser empleado para diferentes usos, sin embargo, una aplicación interesante es su descomposición con energía solar de concentración para producir oxígeno mediante dos etapas consecutivas:



donde el SO_2 producido puede ser nuevamente capturado en agua para generar más H_2SO_4 . La viabilidad de estas dos reacciones llevadas a cabo con energía solar de concentración ha sido probada porque forman parte del ciclo Westinghouse, híbrido termoquímico-electroquímico para producir hidrógeno (Brecher et al, 1976, Thomey et al, 2012).

Esta aplicación tiene un gran interés debido al consumo de oxígeno que tiene lugar en la pirometalurgia del cobre, sobre todo en la etapa de fundición. Según datos proporcionados por Glencore, la fundición de Alto Norte requiere 0,3 toneladas de oxígeno para procesar una tonelada de concentrados, lo que asciende a 250.000 toneladas anuales de oxígeno.

Procesos alternativos

Los componentes mayoritarios de los concentrados que se alimentan a los hornos de fundición son sulfuros en forma de CuFeS_2 , CuS y FeS . En los procesos industriales estos componentes se oxidan con aire enriquecido en oxígeno para dar lugar a cobre metálico, óxidos de Fe y Cu y SO_2 . Un problema asociado a este proceso es la formación de óxidos de cobre que quedan mezclados con la escoria.

Winkel (2008) propone como alternativa la descomposición térmica de los concentrados para producir cobre metálico, sulfuro de hierro y azufre elemental. La fuente de energía térmica sería la radiación solar concentrada y el proceso evitaría el consumo de O_2 y por lo tanto la producción de SO_2 . Esta autora realizó ensayos experimentales en el horno solar del PSI, trabajando a una temperatura de aproximadamente 1650 °C en atmósfera de argón. Sin embargo, estas elevadas temperaturas provocaba la fusión de las muestras, lo que generaba problemas de transferencia másica del SO_2 contenido en el interior y perjudicaba a la separación del cobre y el sulfuro de hierro.

Otro proceso alternativo consistiría en la descomposición térmica en atmósfera reductora, por ejemplo con cierto porcentaje de H_2 . De esta forma cabría esperar la obtención Cu y Fe sólidos y SH_2 en forma gaseosa. Las temperaturas de trabajo se verían reducidas con respecto a las requeridas en el proceso propuesto por Winkel gracias a la presencia de hidrógeno.

El tratamiento por descomposición térmica en atmósfera inerte o reductora, como alternativa a las oxidaciones realizadas en los procesos industriales también puede ser considerado en las etapas de conversión y refinado. No existe literatura significativa al respecto, sin embargo, en la actualidad la Universidad de Antofagasta y el CENIM están llevando a cabo los primeros estudios experimentales tanto en laboratorio como en dispositivos de concentración solar, con muestras de materiales procedentes de emplazamientos mineros reales.

CONCLUSIONES

Este trabajo pone de manifiesto el nicho existente para la integración de las tecnologías de concentración solar en la minería del cobre, desde tres puntos de vista: Aporte de calor de proceso, valorización de residuos con energía solar e investigación de procesos alternativos para la producción de cobre metálico. Es deseable que los grupos de investigación involucrados en esta temática puedan orientar sus trabajos hacia alguna de las oportunidades expuestas en este trabajo.

REFERENCIAS

Informe de actualización del consumo energético en la minería del cobre al año 2014, Cochilco, 2015.

Schlesinger, M.E., King, M.J., Sole, K.C., Davenport, W.G. (2011). Extractive metallurgy of copper. Elsevier, 2011.

Sulfuros primarios: desafíos y oportunidades. Cochilco, (2017)

Cruz, I., Vazquez-Vaamonde, A., Alonso, E., Pérez-Rábago, C., Estrada, C. (2017) Potential of Solar Central Tower Systems for Thermal Applications in the Production Chain of Copper by Pyrometallurgical Route. En: 23rd SolarPACES conference, conference proceedings Santiago de Chile, Chile, 26-29 de Septiembre.

Vargas, F., López, M. (2018). Development of a new supplementary cementitious material from the activation of copper tailings: Mechanical performance and analysis of factors. *J. Clean. Prod.* 182, 427–436.

Liu, S., Li, Q. Song, J. (2018). Study on the grinding kinetics of copper tailing powder. *Powder Tech.* 330, 105–113

Mercado chileno del ácido sulfúrico al 2025. Cochilco, 2016

Brecher L.E., Spewock, S., Warde, J. (1976). The Westinghouse sulfur cycle for the thermochemical decomposition of water. En: 1st World Hydrogen energy conference, conference proceedings, Miami Beach, Florida.

Thomey, D., de Oliveira, L., Säck, J.-P., Roeb, M., Sattler, C. (2012). Development and test of a solar reactor for decomposition of sulphuric acid in thermochemical hydrogen production. *Int. J. Hydrogen Energy*, 37, 16615-16622.

Winkel, L., Alxneit, I., Sturzenegger, M. (2008). Thermal decomposition of copper concentrates under concentrated radiation — Mechanistic aspects of the separation of copper from iron sulfide phases. *Int. J. Miner. Process.* 88, 24–30.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la financiación de este trabajo a CONICYT a través del proyecto FONDAP/ 15110019 –Solar Energy Research Center” SERC-Chile y el Programa de Pasantías en el Extranjero para Investigadores y Profesionales del Sector Público y Privado, Programa en Energías- Convocatoria 2017.

COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO DEL FLUJO DE SALES Y SODIO FUNDIDO EN TUBOS BAYONETA DE RECEPTORES SOLARES DE TORRE CENTRAL

Pérez-Álvarez, R.*, Acosta-Iborra, A. *, Santana, D. *

* Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid,
Avenida de la Universidad, 30, 28911, Leganés, Madrid España. *rafperez@ing.uc3m.es*

RESUMEN

Los elevados gradientes térmicos a los que se encuentran sometidos los receptores centrales de tipo torre unidos a la corrosión causada por las sales fundidas provocan la ruptura de los elementos del receptor. Por este motivo se ha propuesto un nuevo diseño de receptor formado por tubos bayoneta de tipo excéntrico. Este trabajo busca caracterizar el comportamiento térmico de las sales y sodio fundido como fluidos de trabajo en un tubo bayoneta sometido al flujo no uniforme de calor de un receptor. Con este fin se han realizado una serie de simulaciones CFD en las cuales se ha podido observar que con la excentricidad se reduce la temperatura en la zona más exigida para ambos fluidos de trabajo y que el coeficiente convectivo de calor no es uniforme. Además, el sodio fundido, por su elevada conductividad, refrigera las superficies de los tubos mejor que la sal fundida.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Receptor de Torre, Tubo Bayoneta, Sal Fundida, Sodio Fundido, Flujo de Calor No Uniforme

ABSTRACT

The high thermal gradients to which tower central receivers are subjected and the corrosion caused by the molten salts lead to the damage of the receptor components. For this reason, a new receiver design consisting of eccentric type bayonet tubes has been proposed. This work seeks to characterize the thermal behavior of salts and molten sodium as working fluids in a bayonet tube, subjected to the non-uniform heat flow of a receiver. To this aim, a series of CFD simulations have been carried out and they show that, for both working fluids, the eccentricity reduces the temperature in the tube area where the most extreme conditions occur and that the convective heat coefficient is not uniform. In addition, the molten sodium refrigerates the tube walls better than the molten salt because of the sodium high conductivity.

KEYWORDS: Solar Energy, Tower Receiver, Bayonet Tube, Molten Salt, Molten Sodium, Non Uniform Heat Flux

INTRODUCCIÓN

El uso de la energía solar está experimentando un auge cada vez mayor debido a la creciente sensibilización social con respecto al medio ambiente y al encarecimiento de los combustibles fósiles. Dentro de las aplicaciones actuales de este tipo de energía destacan las centrales termosolares de tipo torre, debido a que son capaces de alcanzar una elevada eficiencia térmica así como de disponer de un elevado número de horas de operación. Sin embargo para alcanzar su pleno potencial todavía se deben solventar los problemas de operación de estas centrales. Uno de los principales problemas se encuentra en la ruptura de los tubos del receptor, los cuales se rompen debido a los elevados gradientes térmicos a los que están sometidos y a la corrosión causada por el fluido de trabajo, típicamente sales fundidas. Para poner fin a estos problemas existen diferentes vías, como pueden ser la sustitución del fluido de trabajo por otro menos corrosivo, como sodio fundido, o el diseño de nuevos receptores. A este respecto existen trabajos previos en la literatura especializada. Por ejemplo en (Fritsch et al., 2017) se realiza una comparación transitoria de CFD ante sales fundidas y metales líquidos. En (Logie et al., 2015), se obtiene la distribución de temperaturas y de flujo de calor en receptores tubulares de sodio. (Rodríguez-Sánchez et al., 2014a) analizan con modelos simplificados un receptor solar trabajando con sal fundida como fluido de trabajo. Además, en (Pérez-Álvarez et al., 2017) se estudia mediante CFD el comportamiento de un tubo bayoneta operando con sales fundidas.

El receptor estudiado en este trabajo está compuesto por tubos bayoneta en lugar de tubos simples, Fig. 1 (a), según se propone en (Rodríguez-Sánchez et al., 2014b). Como se esquematiza en la Fig. 1 (b), el tubo bayoneta está compuesto por un tubo en el interior de otro. El fluido de trabajo circula primero a través de la sección circular del tubo interior y luego regresa a través de la sección anular formada entre los tubos interno y externo. El calor absorbido por el tubo exterior, procedente de la radiación solar concentrada por los heliostatos de la central, calienta el fluido de la sección anular. Una fracción de este calor se intercambia entre el flujo que circula por la sección anular y el de la sección circular, el cual está más frío, evitándose de esta forma el sobrecalentamiento excesivo del fluido en la sección anular. En un tubo bayoneta excéntrico los tubos externo e interno no son concéntricos. La asimetría resultante en las características de flujo se puede utilizar para aumentar el coeficiente de transferencia de calor en la dirección angular del tubo donde la radiación solar es máxima, $\theta = 0^\circ$ en la Fig. 1 (b). Esto abre la posibilidad de reducir aún más los gradientes de temperatura mientras se disminuye ligeramente la caída de presión. Este efecto solo se ha constatado para sal fundida debido a lo novedoso de la aplicación de tubos bayoneta a receptores solares (Pérez-Álvarez et al., 2017). Sin embargo, de cara a la optimización del diseño de estos receptores, sería aconsejable estudiar su comportamiento para otros fluidos de trabajo.

El objetivo del presente trabajo es caracterizar combinadamente el efecto de la excentricidad y del tipo de fluido de trabajo (sal o sodio fundidos) sobre la transferencia de

calor en un receptor tubo bayoneta. Este estudio se focalizará en la sección anular del tubo bayoneta que es la más compleja y exigida térmicamente.

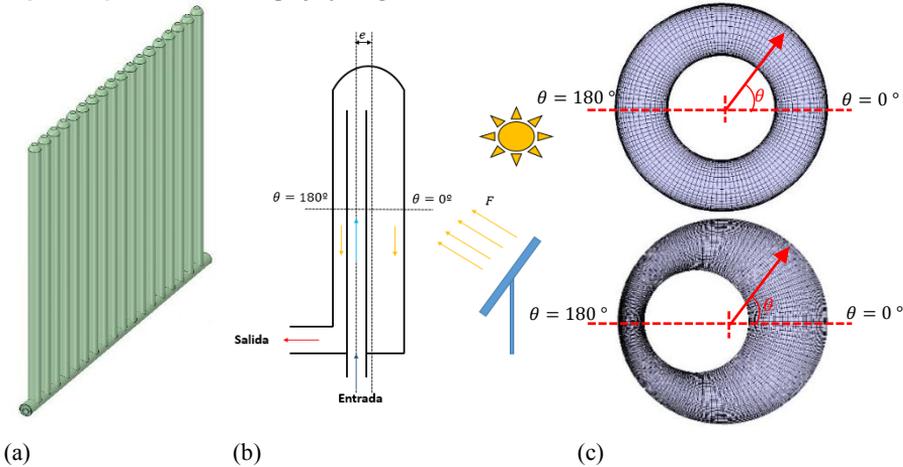


Figura 1. (a) Panel formado por tubos bayoneta de un receptor central de torre. (b) Diagrama de un tubo bayoneta. (c) Ejemplos de malla concéntrica (superior) y excéntricas ($\xi = 0.25$) (inferior) utilizadas en la simulación CFD.

SIMULACIÓN NUMÉRICA CON CFD

Para abordar el problema, la simulación de la dinámica de fluidos (CFD) se centrará en el flujo de la zona anular, Fig. 1 (c), ya que esta zona es la más compleja y determinante para la caracterización de un receptor tubo bayoneta completo. Para crear la geometría y la malla del campo fluido, se usó el código comercial *ANSYS Workbench v17.2*, siendo las dimensiones de los tubos 2.11 cm para el diámetro exterior del tubo interior, 4.46 cm para el diámetro exterior del tubo exterior, un espesor de 1.2 mm y una longitud de 10 m. Un aspecto fundamental a tener en cuenta es que la malla debe de ser lo suficientemente fina cerca de las paredes del tubo exterior para captar adecuadamente el enorme gradiente térmico que aparece en esta zona. Tras un estudio preliminar se observó que es necesaria una malla del orden de los μm para captar correctamente dicho gradiente.

Las simulaciones CFD del campo de velocidades y de temperatura en la sección anular del tubo bayoneta, tanto en configuración concéntrica como excéntrica, se realizaron con el código comercial *ANSYS Fluent v17.2* donde se resolvieron en tres dimensiones las ecuaciones RANS de masa, momento y energía. Además, para captar adecuadamente la anisotropía de la turbulencia (Merzari et al., 2009), se resolvieron las siete ecuaciones del modelo RSM (*Reynold Stress Model*). Todas las ecuaciones se resolvieron en estado estacionario y con una precisión de segundo orden en los términos convectivos. Las propiedades usadas en la simulación para la sal fundida y del sodio, tomadas de (Zavoico, 2001), y (Sobolev, 2011) respectivamente, son dependientes de la temperatura.

Las condiciones de contorno usadas en la simulación para la velocidad y temperatura de la sal fundida en la entrada del tubo de bayoneta, y del flujo de calor absorbido por el tubo exterior, se obtuvieron mediante el modelo simplificado de (Rodríguez-Sánchez et al., 2014a) para el panel más exigido (el cuarto) de un receptor de tubos bayoneta. A la salida de la sección anular del tubo bayoneta se impuso la condición de *pressure-outlet* y las paredes se consideraron como no deslizantes. Dado que la temperatura en el tubo interior del tubo bayoneta no presenta una elevada variación, no es preciso simular el flujo en la sección circular del tubo interior. En su lugar se ha empleado una temperatura media interior, T_i acoplada al flujo de la sección anular mediante un coeficiente global de transferencia de calor, U_i , que comprende la resistencia de convección del flujo en la sección circular del tubo interno, la resistencia de conducción de este tubo y las resistencias de ensuciamiento. Para que las simulaciones de la sal y el sodio fundidos correspondan a receptores semejantes, en ambos casos se impuso el mismo incremento de temperatura y calor total absorbido por el fluido entre la entrada y salida del conjunto del tubo bayoneta, dando lugar a diferentes gastos máscicos. La Tabla 1 resume las condiciones de contorno empleadas en la simulación para los dos fluidos analizados.

Tabla 1. Condiciones de contorno empleadas en la simulación

Fluido	Entrada zona anular		Salida	Pared Interior	
	T_E (K)	V_E (m/s)	T_S (K)	Coef. trans. de calor U_i (W/m^2K)	T_i (K)
Sal Fundida	568.06	1.536	605.16	3481.57	565.61
Sodio Fundido	573.88	3.816	605.20	5264.13	568.51

De acuerdo con el modelo simplificado (Rodríguez-Sánchez et al., 2014a), el flujo de calor absorbido por el tubo exterior no es uniforme y depende de la posición angular, θ . Así, el flujo de calor absorbido es máximo en la zona del receptor orientada al campo de heliostatos, ($\theta = 0^\circ$), mientras que en la zona trasera del tubo, $|\theta| \geq 90^\circ$, solo se absorbe un flujo de calor residual y casi uniforme proveniente de la superficie rerradiante y los tubos circundantes. Esta distribución no uniforme del flujo de calor se ha descrito en la simulación mediante una función cosenoidal:

$$q_s'' = \begin{cases} (q_{s_{max}}'' - q_{s_{rerad}}'') \cdot \cos(\theta) + q_{s_{rerad}}'' & \text{si } |\theta| \leq 90^\circ \\ q_{s_{rerad}}'' & \text{si } |\theta| > 90^\circ \end{cases} \quad (1)$$

Donde $q_{s_{max}}'' = 4.31 \cdot 10^5 W/m^2$ es el máximo flujo de calor absorbido por el fluido de trabajo a través del tubo exterior, por unidad de superficie en contacto con el fluido, y $q_{s_{rerad}}''$ es la componente rerradiante que ha sido estimada en un 2.5% de $q_{s_{max}}''$.

RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones CFD, para la sal y el sodio fundidos, correspondientes a la distribución de velocidad, temperatura y coeficiente convectivo para diferentes excentricidades, ξ , de la sección anular del tubo de bayoneta:

$$\xi = e/(d_2 - d_1) \quad (2)$$

Donde e es la distancia entre los centros del tubo interior y exterior, d_1 es el diámetro exterior del tubo interior y d_2 es el diámetro interior del tubo exterior.

Campo de Velocidades

La Fig. 2 (a, b) muestra un mapa de la velocidad axial en la sección anular del tubo bayoneta a distancia axial $z = 5 \text{ m}$, desde la entrada de la sección anular. En esta sección el flujo, que es turbulento en todos los casos estudiados, está completamente desarrollado pues z es mucho mayor que el diámetro hidráulico de la sección. La distribución de la velocidad es axisimétrica para el caso concéntrico ($\xi = 0$), no siendo rota dicha simetría por la variación de las propiedades con la temperatura. La velocidad axial máxima aparece en un radio intermedio para todas las direcciones angulares, θ . Conforme crece la excentricidad, la axisimetría se rompe y aparece una zona de velocidad máxima localizada en $\theta = 0^\circ$, donde la separación de las superficies internas y externas se maximiza y el fluido se ve menos afectado por la fricción del fluido con los tubos, traduciéndose en un incremento en la velocidad axial. Recíprocamente, la velocidad axial mínima se localiza en la parte posterior, $\theta = 180^\circ$, donde la distancia entre las paredes es mínima y por ende la influencia de las paredes es más notable. Es importante resaltar que, para un mismo flujo másico en la sección anular, la excentricidad acrecienta la velocidad axial a $\theta = 0^\circ$. Este incremento en la velocidad provoca una mayor disipación del calor en la zona más exigida térmicamente, $\theta = 0^\circ$. Este efecto de la excentricidad sobre el comportamiento hidrodinámico del flujo también se observó en estudios previos realizados con simulaciones CFD de tipo LES (Nikitin, 2009).

Tanto para la sal como para el sodio fundidos, las simulaciones también revelan la aparición de un flujo secundario en los casos excéntricos del tubo de bayoneta. Este flujo secundario se sitúa en ángulos en torno a $\theta \approx 90^\circ$, tal y como se ve en la Fig. 2 (c) para el caso de la sal fundida, donde la recirculación del flujo queda reflejada en un cambio del signo en la componente horizontal de la velocidad, v_x . Para el caso del sodio fundido, la simulación proporciona un comportamiento cualitativamente similar al descrito para la sal fundida pero con valores diferentes. Además, los resultados del flujo secundario aquí obtenidos concuerdan con los obtenidos en (Nikitin, 2009).

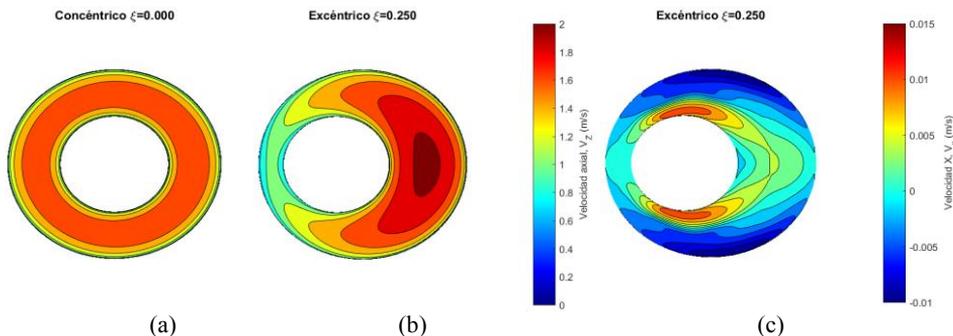


Figura 2. Contorno de velocidades de la sal fundida en un corte a $z=5$ m desde la entrada del tubo bayoneta: (a) velocidad axial y sección concéntrica ($\xi = 0$), (b) velocidad axial y sección excéntrica ($\xi = 0.25$) (c) velocidad horizontal para una sección excéntrica ($\xi = 0.25$).

Campo de Temperaturas

La Fig. 3 (a, b) muestra la variación angular de la temperatura superficial del tubo exterior obtenida en la simulación para diferentes excentricidades. Esta temperatura es una variable crítica, pues es igual a la mayor temperatura que para cada ángulo soporta el flujo y además refleja cómo de capaz es del flujo de refrigerar interiormente el tubo exterior. El comportamiento general es que dicha temperatura alcanza un máximo en $\theta = 0^\circ$ para la configuración concéntrica del tubo de bayoneta. Al aumentar la excentricidad se provoca una disminución relativa en la temperatura de la pared exterior para $|\theta| < 90^\circ$ porque la velocidad del fluido aumenta en esa región. Esto permite al fluido transportar más energía y a refrigerar mejor las paredes del tubo. Para $|\theta| > 90^\circ$, estas temperaturas aumentan con la excentricidad debido a la reducción de la velocidad en esta región, lo que uniformiza ligeramente las temperaturas con respecto a $|\theta| < 90^\circ$. Como el sodio fundido presenta una mayor conductividad térmica, la variación angular y el máximo de temperatura sobre la pared del tubo exterior es menos acusada que en el caso de la sal fundida, Fig. 3(a).

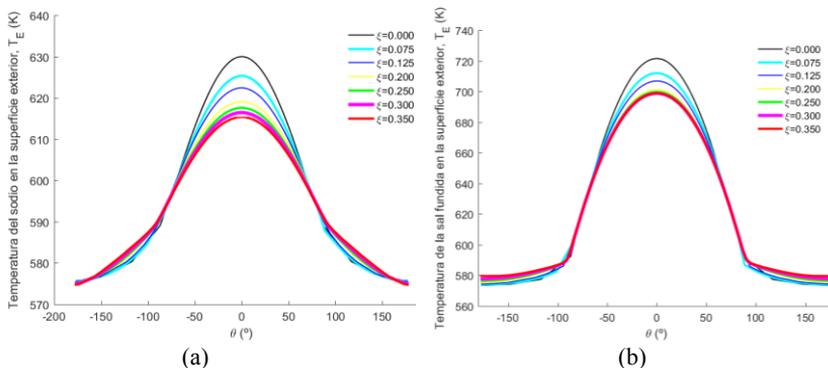


Figura 3. Temperaturas de la superficie exterior en un corte a $z=5$ m desde la entrada del tubo bayoneta para diferentes excentricidades (a) para sodio fundido, (b) para sal fundida.

Coeficientes Convectivos

El coeficiente convectivo de transferencia de calor entre el flujo de la sección anular y el tubo exterior, h , permite caracterizar el comportamiento térmico del flujo en los tubos y puede calcularse usando la Ec. 3:

$$h(\theta, z) = \frac{q_s''(\theta, z)}{T_s(\theta, z) - T_{m,b}(z)} \quad (3)$$

Donde z es la distancia desde la entrada de la sección anular hasta la posición sobre la que se calcula h , q_s'' es el flujo de calor disipado por la superficie de la pared hacia el fluido, T_s es la temperatura superficial y $T_{m,b}$ es la temperatura promedio, la cual es el valor medio de la temperatura del fluido, T , en un área de sección transversal, $A_c = \pi(d_2^2 - d_1^2)/4$, ponderado con el flujo de masa ($\rho \cdot v_z$) y el calor específico c_p del fluido de trabajo:

$$T_{m,b}(z) = \frac{\int \rho \cdot v_z \cdot c_p \cdot T \cdot dA_c}{\int \rho \cdot v_z \cdot c_p \cdot dA_c} \quad (4)$$

La Fig. 4 (a, b) compara el coeficiente h obtenido en el tubo bayoneta con sodio y sal fundidos como función de la posición angular para una sección en $z = 5 \text{ m}$ y diferentes excentricidades. Esta sección puede considerarse representativa de lo que ocurre en la mayoría de conducto anular del tubo bayoneta, ya que el flujo está completamente desarrollado. De acuerdo con la Fig. 4 (a, b), h es positivo y casi uniforme en $|\theta| \leq 90^\circ$, y crece con la excentricidad. A $\theta \approx \pm 90^\circ$, el valor de h llega a una singularidad porque en este punto $T_s(\theta, z) = T_{m,b}(z)$. En el intervalo de $|\theta| \geq 90^\circ$, el valor de h también es uniforme, pero ahora su signo es negativo ya que $T_s(\theta, z) < T_{m,b}(z)$ a pesar de que el fluido absorbe calor localmente ($q_s'' > 0$) para ese rango de ángulos. Este coeficiente de convección negativo tan peculiar se debe al hecho de que $T_{m,b}(z)$ no es representativo de la temperatura local del flujo que ve la pared exterior del tubo bayoneta para ángulos $|\theta| \geq 90^\circ$. Por otro lado, comparado con el caso de la sal fundida, el coeficiente convectivo obtenido para el sodio es bastante mayor debido a la alta conductividad del sodio fundido. Esto permite que el sodio refrigere mejor las paredes del tubo bayoneta, lo que explica las menores temperaturas obtenidas en la Fig. 3(a) sobre el tubo exterior cuando se usa dicho fluido.

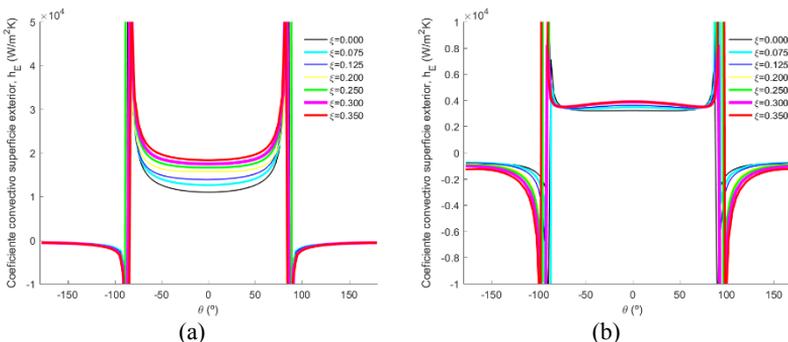


Figura 4. Coeficientes convectivos de la superficie exterior en un corte a $z=5 \text{ m}$ desde la entrada del tubo bayoneta para diferentes excentricidades usando (a) sodio fundido y (b) sal fundida.

CONCLUSIONES

Las simulaciones CFD mostradas en este trabajo indican que los tubos bayoneta excéntricos son ventajosos frente a tubos convencionales cuando se usan en receptores de centrales termosolares de torre, en donde la irradiación es extrema y altamente no uniforme. Los resultados muestran que, tanto para el sodio como para la sal fundida, la excentricidad incrementa el coeficiente de convección en la superficie de la pared exterior para $|\theta| < 90^\circ$. Este incremento del coeficiente de convección, reduce la temperatura en la superficie de los tubos, lo que alivia el daño por esfuerzos térmicos sobre las paredes del tubo y atenúa la degradación de los fluidos y tubos del receptor.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la financiación proporcionada por el Gobierno de España a través del Proyecto ENE2015-69486-R (MINECO / FEDER, UE).

REFERENCIAS

- Fritsch A., Uhlig R., Marocco L., Frantz C., Flesch R., Hoffschmidt B. (2017). A comparison between transient CFD and FEM simulations of solar central receiver tubes using molten salt and liquid metals. *Solar Energy* 155, 259–266.
- Logie W., Asselineai C.A., Pye J., and Coventry J. (2015). Temperature and Heat Flux Distributions in Sodium Receiver Tubes. *Solar Research Conference, Asia-Pacific*.
- Merzari E., Ninokata H. (2009). Anisotropic Turbulence and Coherent Structures in Eccentric Annular Channels, *Flow Turbulence Combust* 82, 93-120.
- Nikitin N., Wang H., Chernyshenko S. (2009). Turbulent flow and heat transfer in eccentric annulus, *J. Fluid Mech.*, vol. 638, 95-116.
- Pérez-Álvarez R., Rodríguez-Sánchez M.R., Acosta-Iborra A. and Santana-Santana D., Effect of eccentricity on the hydrodynamics and heat transfer of molten salt in bayonet receivers for solar power towers. *Solar Power & Chemical Energy Systems Conference - SolarPACES 2017*, September 26-29, Santiago de Chile.
- Rodríguez-Sánchez M.R., Sánchez-Gonzalez A., Marugan-Cruz C., Santana D. (2014b). New Designs of Molten-salt Tubular-receiver for Solar Power Tower Plants, *Energy Procedia* 49, 504-513.
- Rodríguez-Sánchez M.R., Soria-Verdugo A., Almendros-Ibáñez J.A., Acosta-Iborra A., Santana D. (2014a). Thermal design guidelines of solar power towers, *Appl. Therm. Eng.* 428–438.
- Sobolev V. (2010). Database of thermophysical properties of liquid metal coolants for GEN-IV. Edited by SCK CEN, 1-175.
- Zavoico A.B. (2001). *Solar Power Tower: Design Basis Document*, edited by Sandia National Laboratories, 1-148.

ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DEL RECEPTOR CON NUEVOS TUBOS DE GEOMETRÍA ELÍPTICA EN CENTRALES TERMOSOLARES TIPO TORRE

Laporte-Azcúé M.^{a,*}, Rodríguez-Sánchez M.R.^a, Santana D.^{a,b}

^a Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Av Universidad 30, 28911, Leganés, Madrid (Spain). * Teléfono: +34-916246032, e-mail: mlaporte@ing.uc3m.es.

^b Shouhang R&D Chair in Solar Thermal Energy.

RESUMEN

Los altos costes de la infraestructura de las centrales termosolares tipo torre, así como la problemática en el receptor asociada a su operación motivan a considerar geometrías alternativas del receptor que mejoren su eficiencia térmica y aumenten su vida útil, como los tubos elípticos que son objeto de este estudio. Utilizando un modelo térmico, que considera divisiones circunferenciales y longitudinales de los tubos, se estudia la eficiencia térmica de tubos elípticos con distintos ratios de ejes. Estas eficiencias son comparadas con las obtenidas en tubos circulares de varios diámetros. Los resultados ponen de manifiesto la mejora en la eficiencia térmica con los nuevos tubos, debida al intercambio radiativo que se da con la geometría elíptica, al ocasionar menores pérdidas de calor por radiación.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Central termosolar tipo torre, Receptor central de sales fundidas, Eficiencia térmica, Tubos elípticos

ABSTRACT

The high costs associated with the solar power tower plants' infrastructure, as well as the issues concerning the receiver in these plants related to its operation are some of the main reasons to study different geometry alternatives for the receiver that get to improve its thermal efficiency and increase its lifetime, such as the elliptical tubes presented in this paper. A thermal model considering circular and longitudinal divisions of the tubes has been used to study the thermal efficiency of tubes with different axis ratios, comparing these efficiencies with the ones obtained for circular tubes of different diameters. The results show that there is an improvement in said efficiency with the new tubes, because of the radiative exchange that occurs with the elliptical geometry, resulting in lesser radiative heat losses.

KEYWORDS: Solar Energy, Solar power tower, Molten-salt central-receiver, Thermal efficiency, Elliptical tubes

INTRODUCCIÓN

La creciente preocupación por los problemas medioambientales y la escasez de combustibles fósiles han impulsado el interés en el desarrollo de alternativas para la producción de electricidad utilizando fuentes de energía renovables a un coste competitivo. La energía termosolar con tecnologías de concentración óptica, como la empleada en las centrales tipo torre, es una de las opciones con mayor futuro.

Estas centrales, utilizando sales fundidas como fluido de trabajo, presentan la gran ventaja de poder adaptarse a la demanda, generando electricidad de forma continua y estable gracias a su gran capacidad de almacenamiento térmico. Se componen de un campo de espejos, denominados heliostatos, que rodean al receptor situado en la parte superior de una torre. Tales espejos constan de un dispositivo de seguimiento y reflejan y concentran la radiación solar directa sobre el receptor, que es convertida en energía térmica en el fluido de trabajo. Finalmente, el bloque de potencia transforma dicha energía térmica en electricidad.

Esta tecnología supone una elevada inversión de capital. IRENA (2016) estima que, del coste total de la infraestructura, el 38% se debe al campo de heliostatos y al receptor, haciéndose indispensable operar con la máxima eficiencia posible. Incrementar la eficiencia térmica del receptor permitiría dimensionar con mayor exactitud el campo de espejos, evitando elevar innecesariamente el coste de la infraestructura. Además, el receptor es el subsistema más restrictivo de estas plantas debido a las altas temperaturas cíclicas que debe soportar, que ocasionan sobre el mismo tensiones y fatiga, y favorecen los efectos corrosivos que presentan las sales a alta temperatura.

En trabajos anteriores ya se han llevado a cabo análisis relacionados con las características del diseño del receptor. Liao et al. (2014), Rodríguez-Sánchez et.al (2014a) y Lata et al. (2008) se centran en aspectos como el espesor y diámetro de los tubos que lo integran. También Liao et al. (2014) y Boerema et al.(2012) han estudiado el fluido caloportador que circula por el interior de los mismos y su velocidad –existiendo incluso la propuesta de Rodríguez-Sánchez et.al (2016) de un nuevo diseño de receptor con velocidad del fluido variable dentro de un mismo panel–. Otras características analizadas son el número de paneles que componen el receptor (Rodríguez-Sánchez et.al, 2014a), o el material de los tubos (Lata et al., 2008 y Kolb, 2011), barajando entre las posibles alternativas tanto aleaciones de níquel (625LCF, 625, C4, 230, 617LCF y Haynes 230) como aceros inoxidable austeníticos (800H). Se han estudiado tubos de diferentes diámetros coexistiendo en un mismo panel para un receptor constituido por un único panel (Boerema et al., 2013), así como la inclusión de distintas modificaciones sobre los tubos simples de sección circular y nuevas geometrías alternativas a ellos, como los tubos en espiral (Yang et al., 2010), unos elementos con forma de pirámide hexagonal (Garbrecht et al., 2013) sustituyendo a los tubos, o los denominados tubos bayoneta (Rodríguez-Sánchez et al., 2014b).

En este estudio se propone una nueva configuración del receptor, basada en el empleo de tubos elípticos sustituyendo a los tradicionales circulares. Fijando la longitud del eje menor de la sección elíptica, que será coincidente con el diámetro del tubo circular con el que se realizarán las comparaciones, se varía la longitud del eje mayor para obtener la evolución de la eficiencia térmica del receptor frente a la misma; se expondrán tres casos distintos, que difieren entre sí en el diámetro del tubo circular y, por tanto, en la longitud del eje menor de la sección del tubo elíptico. La geometría de la sección de los nuevos tubos les

dota de un momento de inercia mayor en comparación a la sección circular correspondiente, reduciendo su deformación debida al gradiente térmico (Eslami et al., 2013) y las reacciones debidas a los clips que los guían a lo largo del panel que, al ir soldados al tubo, son puntos críticos de concentración de tensiones, siendo estas –en tubos circulares– tres veces mayores que las que aparecen en un tubo sin restricciones mecánicas (Montoya et al., 2018).

CARACTERÍSTICAS DEL RECEPTOR

Para este análisis se ha considerado un receptor exterior tubular, situado en una torre de 120 m de altura. El receptor se trata de un cilindro de 8.4 m de diámetro recubierto con pintura cerámica blanca de alta reflectividad (Zavoico, 2001) para reducir las pérdidas por radiación en la parte trasera de los tubos (pared refractaria). Alrededor del cilindro se disponen 18 paneles idénticos, Fig. 1(a), compuestos por tubos elípticos con el eje mayor en la dirección radial del receptor, Fig. 1(b), y sus correspondientes colectores de entrada y salida.

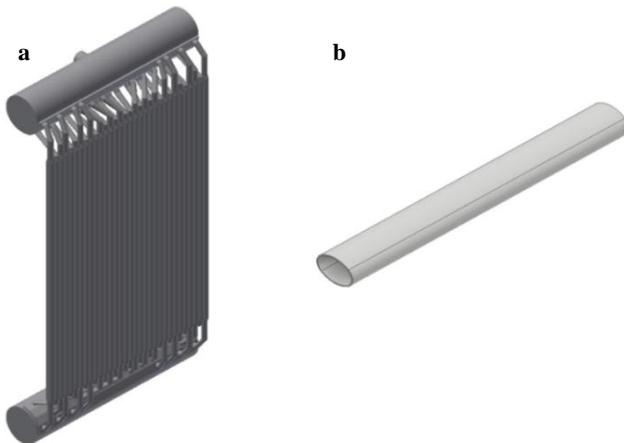


Figura 1. (a) Representación de uno de los paneles, con sus tubos y colectores de entrada y salida. (b) Tramo de uno de los tubos

Los tubos, de 10 m de largo, se presentan en las tres configuraciones recogidas en la Tabla 1, y dependen de su eje menor: de 2.24, 3.22, y 4.22 cm. Para poder observar la evolución de su eficiencia térmica en función del eje mayor, este último variará desde el valor correspondiente al eje menor (caso de tubo circular) hasta el valor correspondiente a un ratio de 2.5:1 entre ambos ejes. El espesor es constante e igual a 1.65 mm para todos los casos.

Eje menor (cm)	Rango de eje mayor (cm)	Separación (mm)	Número de tubos por panel
2.24	2.24 - 5.6	3.6	57
3.22	3.22 – 8.05	3.9	41
4.22	4.22 – 10.55	4.1	32

Tabla 1. Características de los casos de estudio

Fabricados en Inconel 625LCF, la separación considerada inicialmente entre tubos es un 8% la longitud del eje menor de 4.22 cm, aunque una vez ha servido para obtener el número entero de tubos que constituyen cada panel, esta es recalculada teniendo en cuenta dicho resultado. La separación será la misma para todos los tubos de un mismo caso y, en consecuencia, la sección visible entre cielo y la pared refractoria del cilindro receptor no se modificará, pero sí variará entre tubos de distintos casos, al hacerlo el eje menor. Los tubos se encuentran además recubiertos con Pyromark negro de forma que, con su absorptividad solar efectiva del 95% y su emisión infrarroja, dependiente de la temperatura de pared del tubo, mejore su absorción de la insolación (Zavoico, 2001).

El movimiento de estos tubos está restringido solo en su parte superior, permitiendo la libre expansión térmica. Los tubos se encuentran sujetos mediante clips espaciados de forma periódica entre sí a lo largo de toda su longitud para evitar que se curven de forma excesiva, permitiendo su expansión longitudinal pero no su flexión.

El fluido de trabajo será sales fundidas, 60% KNO_3 -40% NaNO_3 . Se trata del fluido más utilizado en este tipo de plantas, cuyas propiedades varían linealmente con la temperatura, estando las principales recogidas de forma gráfica por Nunes et al. (2016) y tabuladas por Zavoico (2001). La temperatura mínima de entrada de la sal ha de ser 290°C para evitar su congelación, y la de salida 565°C como máximo, para evitar su descomposición. En base a las conclusiones alcanzadas por Rodríguez-Sánchez et al. (2015), se siguen dos caminos de flujo, simétricos respecto a la dirección N-S, en los que, en el hemisferio norte, la sal se introduce por la parte inferior del primer panel orientado al norte de cada uno de los caminos, entrando al siguiente panel por la parte superior, y así alternativamente, existiendo un cruce de los caminos tras el sexto panel. El punto de diseño para el análisis es el mediodía solar del equinocio de primavera.

MODELO TÉRMICO

De forma simplificada, el flujo de calor proveniente de los heliostatos se considera constante e igual para todos los tubos, de valor 0.5 MW/m².

Para caracterizar el nuevo diseño del receptor se ha utilizado el modelo térmico del receptor presentado por Rodríguez-Sánchez et al. (2014a). Éste, dividiendo los tubos en celdas longitudinales y circunferenciales, permite una mejor predicción de las temperaturas de pared máximas y proporciona una caracterización del receptor mucho más adecuada que los modelos con divisiones únicamente longitudinales; las divisiones circunferenciales son importantes para estimar las pérdidas por radiación, mientras que las celdas longitudinales se escogen de 0.5 m, lo más grandes posible, para minimizar el error de utilizar factores de visión bidimensionales. La resolución con el modelo utilizado se trata de un proceso iterativo, en el que se asume como hipótesis inicial una temperatura homogénea en todo el tubo, que con cada iteración se recalculará para cada celda, y un flujo másico que será modificado hasta cumplir las condiciones de temperatura de entrada y salida.

Según lo expuesto por Cain et al. (1973), trabajando con tubos elípticos en el modelo térmico escogido, los números de Reynolds y Nusselt se obtienen a partir del diámetro equivalente de los tubos, por dar lugar a resultados válidos para su comparación con el tubo circular en los rangos de ejes seleccionados para el análisis.

Este modelo tan solo estudia un único tubo representativo por panel al considerar que la distribución de temperatura en todos los tubos que integran cada uno de los paneles es

idéntica, al recibir el mismo flujo de radiación y circular por ellos el fluido de trabajo en las mismas condiciones. No obstante, los tubos adyacentes sí se tienen en cuenta para estudiar el intercambio radiativo entre tubos de un mismo panel; para lo cual, al ser tubos simétricos, se entenderá el tubo de estudio como dos semitubos enfrentados (Fig. 2(a)). Los factores de visión permiten analizar la interacción entre los tres elementos que reflejan y reciben la radiación proveniente de los heliostatos: tubos, pared refractaria y cielo. Los heliostatos irradian directamente a los tubos y a la pared refractaria, los tubos reflejan a todas las superficies en mayor o menor medida según su geometría, y la pared refractaria hace lo propio con el cielo y los tubos (Fig.2). Representar la sección elíptica como un óvalo ha permitido aplicar el método de las cuerdas de Hottel (Modest, 2003) para calcular los factores de visión entre dos tubos enfrentados, estudiando la interacción entre las diferentes circunferencias que dan lugar a su geometría elíptica.

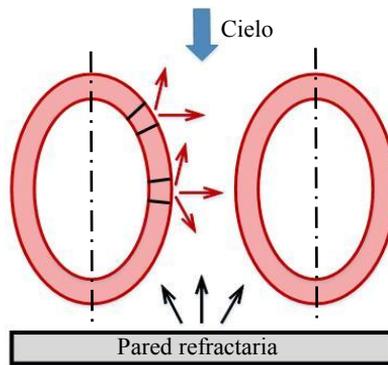


Figura 2. Geometría simplificada que esquematiza el intercambio radiativo entre las distintas superficies involucradas.

RESULTADOS

Para los tres casos propuestos se ha estudiado la eficiencia térmica del receptor variando la longitud del eje mayor, calculada como el cociente entre el calor absorbido por la sal y el que ha sido reflejado por los heliostatos y es interceptado por los tubos. La eficiencia aumenta según lo hace el eje mayor, apareciendo un valor crítico a partir del cual la eficiencia decrece. Los óptimos en los tubos elípticos se obtienen para unos ejes mayores de 5.08 cm con el eje menor de 2.24 cm, 6.89 cm con el eje menor de 3.22 cm y 8.31 cm con el eje menor de 4.22 cm, dando lugar a unas relaciones eje mayor/eje menor de 2.27, 2.14 y 1.97 respectivamente. Por tanto, a medida que disminuye el eje menor, el apuntamiento de los tubos en el caso óptimo aumenta.

Comparando las eficiencias de los diferentes tubos elípticos con la obtenida con el tubo circular correspondiente en cada caso, en la Fig. 3(a) se aprecia una mejora máxima de: 82.57 % frente a 81.8 % en el caso de eje menor de 2.24 cm, 82.18 % frente a 81.56 % para un eje menor de 3.22 cm, y 81.85 % frente a 81.36% trabajando con un eje menor de 4.22 cm. Como puede comprobarse, las eficiencias mejoran a medida que disminuye el eje menor, aunque en todos los casos observados la eficiencia óptima de los tubos elípticos sigue siendo mayor que la mejor de las eficiencias del tubo circular, la del tubo de 2.24 cm.

La mejora en la eficiencia de los tubos elípticos puede explicarse gracias a los factores de visión característicos de su geometría, estando representados en la Figura 3(b) los correspondientes a las divisiones circunferenciales de la superficie exterior de los tres tubos circulares y los tres tubos elípticos óptimos en cada caso.

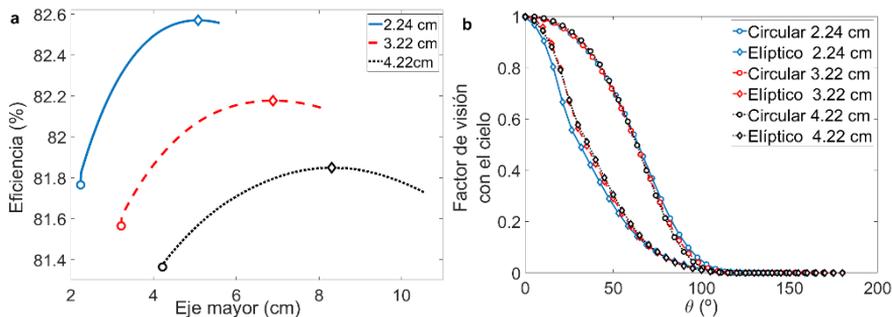


Figura 3. (a) Eficiencia térmica del receptor frente al eje mayor del tubo y (b) factor de visión del tubo con el cielo, para los tubos circular y elíptico óptimo de cada caso.

En dicha figura se abarca desde los 0° en la parte frontal de los tubos, hasta los 180° correspondientes a la parte trasera, obviando el contorno completo por tratarse de una superficie radiativa simétrica, tanto en sí misma como con las superficies con las que interactúa. Como puede verse, a medida que la elipse gana en apuntamiento, la parte del tubo que ve al sol (que está situado en $\theta = 0^{\circ}$) tiene menor interacción con el cielo que en el caso circular, permitiendo reflejar una mayor radiación sobre el tubo opuesto y favoreciendo la disminución de las pérdidas de calor por radiación.

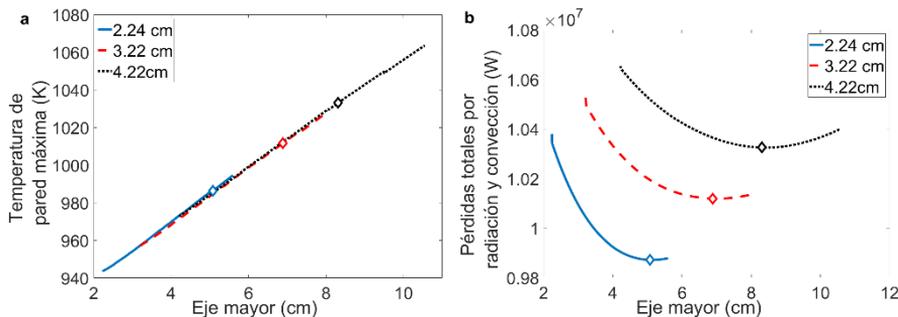


Figura 4. (a) Temperatura de pared máxima y (b) pérdidas por radiación y convección totales.

En oposición a la reducción de los factores de visión con el cielo, la temperatura de pared aumenta con el eje mayor en todos los casos estudiados. En la Fig. 4(a) se representa la temperatura de pared máxima, localizada en la parte frontal de los tubos. La tendencia creciente de esta temperatura se debe al aumento de la sección transversal, que hace decrecer la velocidad del fluido y con ella el coeficiente de transferencia de calor de las sales. Habiendo disminuido la capacidad de las sales para absorber calor, la temperatura de pared se ve incrementada. No obstante, las pérdidas por radiación, que dependen de la temperatura de pared elevada a la cuarta y de los factores de visión, son menores a medida

que aumenta el apuntamiento de los tubos, por lo que la reducción de la interacción tubo-cielo es el aspecto más influyente en las mismas. En la Fig. 4(b) se recoge la suma de las pérdidas de calor por radiación y por convección externa para todos los tubos de uno de los caminos de flujo del receptor. Aunque las pérdidas de calor por convección externa crecen con la longitud del eje mayor, pues tanto la superficie exterior de los tubos como su temperatura aumenta, antes de llegar al óptimo de eficiencia térmica estas no son suficientes para contrarrestar el descenso de las pérdidas por radiación; la suma de ambas pérdidas sigue una tendencia decreciente. Una vez alcanzado el óptimo, el incremento de las pérdidas por convección externa comienza a contrarrestar cada vez más el descenso de las pérdidas de calor por radiación, aumentando progresivamente el conjunto de ambas pérdidas a la vez que lo hace el eje mayor, explicando la disminución de eficiencia.

Por otro lado, comparando los resultados de los tres tubos ovalados óptimos se observa que el más favorable es el de menor sección de paso –y mayor velocidad–, por dar lugar a mayores coeficientes transferencia de calor entre la pared del tubo y la sal, disminuyendo la temperatura de pared y aumentando la eficiencia. La ventaja del descenso en la velocidad a medida que aumenta la sección de paso con el eje mayor de la elipse es que la caída de presión total en los tubos disminuye (Fig. 5), pues depende del cuadrado de la velocidad. Esto permite reducir el autoconsumo de la planta y abre la posibilidad de estudiar en el futuro un aumento del número de paneles en el receptor para aumentar su potencia térmica manteniendo la caída de presión.

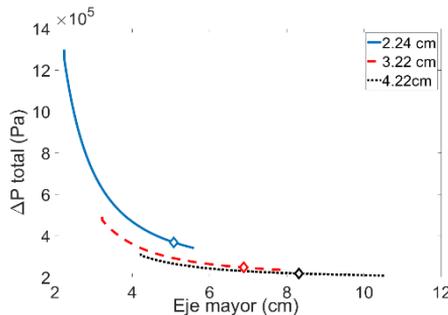


Figura 5. Caída de presión total frente al eje mayor para los tres casos estudiados.

CONCLUSIONES

Trabajar con tubos de geometría elíptica implica disminuir la energía irradiada hacia el ambiente desde los mismos, gracias al efecto de los factores de visión. Esto se traduce en menos pérdidas de calor por radiación y, en consecuencia, en una mejora de la eficiencia térmica del receptor, permitiendo dimensionar el campo de heliostatos de forma más precisa y así reducir el coste de la instalación. La longitud del eje menor tiene relevancia en la eficiencia, siendo los más pequeños los más favorables por dar lugar a velocidades de la sal mayores, teniendo en cuenta la limitación por caída de presión. El aumento de la sección de paso de los tubos elípticos en relación a los circulares da lugar a menores caídas de presión, mejorando el autoconsumo de la planta, aunque aumenta la temperatura de pared, aspecto negativo a considerar.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado y financiado por la Fundación Iberdrola España bajo el programa “Ayudas a la investigación en energía y medio ambiente” y por el Ministerio de Economía y Competitividad bajo el proyecto ENE2015-69486-R (MINECO/FEDER, UE)

REFERENCIAS

- Boerema, N., et al., *Liquid sodium versus Hitec as a heat transfer fluid in solar thermal central receiver systems*, Solar Energy, 86 (2012), 2293–2305.
- Boerema, N., et al., *High temperature solar thermal central-receiver billboard design*, Solar Energy 97 (2013), 356–368
- Cain, D., et al., *An experimental investigation of turbulent flow and heat transfer in elliptical ducts*. Wärme und Stoffübertragung 2 (1973) 101-107.
- Eslami, M.R., et al. *Theory of elasticity and thermal stress: explanations, problems and solutions*. 1st ed., Springer Sci and Business Media, Dordrecht, 2013.
- Garbrecht, O., et al., *CFD-simulation of a new receiver design for a molten salt solar power tower*, Sol. Energy 90 (2013), 94-106.
- IRENA (Int. Renew. Energy Agency), *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, June 2016.
- Kolb, G.J., *An Evaluation of Possible Next-Generation High-Temperature Molten-Salt Power Towers*. Sandia Report SAND2011-9320, December 2011
- Lata, J.M., et al., *High Flux Central Receivers of Molten Salts for the New Generation of Commercial Stand-Alone Solar Power Plants*, Journal of Solar Energy Eng. 130 (2008).
- Liao, Z., et al., *Allowable flux density on a solar central receiver*, Renew. Energy 62 (2014), 747-753.
- Modest, M.F., *Radiative heat transfer*, 2nd ed., Elsevier Science, USA, 2003, pp. 131-161.
- Montoya, A., et al., *Thermal and mechanical stresses in a solar central receiver*, Renewable energy and Power Quality Journal, vol 1 (2018), No. 16.
- Nunes, V.M.B., et al., F.J.V. Santos, C.A. Nieto de Castro, *Molten salts as engineer ing fluids – A review. Part I. Molten alkali nitrates*, Applied Energy 183 (2016), 603-611.
- Rodríguez-Sánchez, M.R., et al., *New designs of molten-salt tubular-receiver for solar power tower*, Energy Procedia 49 (2014), 504 – 513
- Rodríguez-Sánchez, M.R., et al., *Thermal design guidelines of solar power towers*, Appl. Therm. Eng. 63 (2014), 428–438.
- Rodríguez-Sánchez, M.R., et al., *Flow patterns of external solar receivers*, Solar Energy 122 (2015), 940-953.
- Rodríguez-Sánchez, M.R., et al., *Feasibility study of a new concept of solar external receiver: Variable velocity receiver*, Applied Thermal Engineering 128 (2018), 335-344
- Yang, M., et al., *Heat transfer enhancement and performance of the molten salt receiver of a solar power tower*, Appl. Energy 87 (2010), 2808-2811.
- Zavoico, A.B., *Solar Power Tower, Design Basis Document*, San Francisco, 2001.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

PRODUCCIÓN DE CALOR SOLAR EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA INTEGRACION EN PROCESO EXISTENTE

Orta R.

Ingeniero Industrial, MSC en Energías Renovables (ERMA) por la UPM – ETSIDI
Madrid, 28005, España, ortasensio@gmail.com

RESUMEN

Las condiciones de operación y las características de los fluidos empleados en algunos procesos de la industria petroquímica, permiten considerar los sistemas de concentración solar como alternativa viable a la producción de calor con combustibles fósiles. Este artículo desarrolla el diseño de una instalación solar térmica de concentración, mediante concentradores cilindro-parabólicos, destinada a reducir el consumo de gas natural en un complejo industrial de producción de polímeros. La potencia requerida al campo solar, derivada del consumo normal de energía térmica, por parte del proceso industrial, es 2621 kW. El diseño toma en cuenta las limitaciones de espacio, orientación, el recurso solar y maximiza el uso de los equipos existentes. La instalación resultante logra cubrir un 23,3% teórico de la demanda energética con un espacio ocupado de 12600 m².

PALABRAS CLAVE: Concentración solar, calor de proceso, integración, industria petroquímica, captadores cilindroparabólicos.

ABSTRACT

Operating conditions and fluid characteristics used in some process of petrochemical industry allow considering solar concentrating system as an alternative to heat production by means of fossil fuels. This article describes a solar thermal facility, with a field of parabolic trough collectors, designed to reduce the consumption of natural gas of a polymer production industrial complex. Power demanded to the solar field is 2621 kW, based on normal thermal energy consumption of the industrial process. Design takes into account space limitations, surface orientation and solar resource. Additionally, use of existing equipment is maximized to minimize the CAPEX. Final design results in a facility able to generate the 23,3% of the current thermal energy demand with a required surface of 12600 m².

KEYWORDS: Solar concentration, process heat, integration, petrochemical, oil and gas, parabolic trough collectors.

INTRODUCCION

Una gran parte de las iniciativas para el uso de las energías renovables está enfocada a la generación de energía eléctrica. De entre todas las tecnologías disponibles, la concentración solar térmica, que se sirve de un fluido calo-portador para conducir la energía obtenida del sol, permite ampliar el abanico de aplicaciones y considerar la posibilidad de producir el calor que necesitan algunos procesos de la industria, como la industria petroquímica.

El objetivo de este artículo es exponer el diseño y evaluar la viabilidad técnica y económica del uso de un campo de concentradores cilindro-parabólicos, en un proceso existente, con el fin de reducir el consumo de gas natural en los hornos convencionales, así como las emisiones de CO₂.

La diferencia con otros diseños similares radica en que este estudio parte de un proceso ya en operación, diseñando el campo solar considerando las limitaciones de espacio en el complejo petroquímico real, la orientación de las parcelas disponibles, buscando a la vez, aprovechar al máximo los equipos (tuberías, sistemas de bombeo, recipientes de expansión, etc.) ya instalados.

Los parámetros que han influido en la selección del proceso a ser “solarizado” son: por un lado, la ubicación, en la costa oriental de Arabia Saudita, con una disponibilidad excepcional del recurso solar, y el tipo de proceso en sí, que se sirve de un fluido térmico operando en condiciones de trabajo similares a los sistemas actuales de producción de energía por concentración solar.

DESCRIPCION DEL PROCESO INDUSTRIAL:

El complejo industrial objeto de este artículo está ubicado en la región de Al Jubail, en la costa oriental de Arabia Saudita. Este complejo es una instalación industrial petroquímica destinada a la fabricación de diversos polímeros, entre ellos el plástico ABS. En la producción de este material, en una de las fases de su procesado, el polímero ha de permanecer por encima de una determinada temperatura para asegurar su viscosidad y fluidez, lo que permite su bombeo con un coste energético óptimo además de impedir solidificaciones no deseadas que deriven en taponamientos o averías afectando a la producción y seguridad de la planta. La energía térmica necesaria para asegurar la temperatura de procesado del polímero, se aporta desde unas camisas externas a los equipos de producción y tuberías de transporte del polímero fundido. Por estas camisas circula un aceite térmico responsable de suministrar el calor necesario. Este aceite térmico se circula por un circuito cerrado hasta un horno, alimentado por gas natural, donde se aumenta su temperatura para compensar las pérdidas sufridas a lo largo de todo el sistema de calentamiento.

Este sistema cuenta con un control de temperatura para evitar un sobrecalentamiento del aceite térmico por encima de los 345°C con el fin de prevenir la degradación que podría sobrevenir por exceso de temperatura, afectando a sus propiedades y, por tanto, a las condiciones de trabajo del polímero. Un esquema conceptual del sistema se muestra en la siguiente figura.

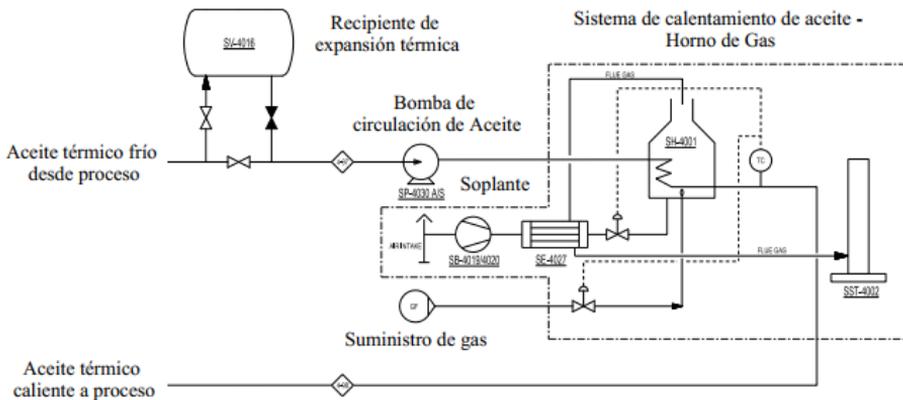


Figura 1 Esquema de funcionamiento del sistema de aceite térmico (hot oil).

DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION

Para el diseño de la instalación de producción de calor por concentración solar se ha de abordar el dimensionamiento de los siguientes elementos principales: el campo solar de concentradores cilindro-parabólicos (CCP), la selección del fluido térmico adecuado a las condiciones de operación y el sistema de bombeo y conducción del aceite térmico. Previamente, en base a la demanda energética y la potencia instalada del sistema actual, se ha de definir el punto de diseño de la instalación solar.

Punto de Diseño.

La unidad de producción de polímero ABS, que opera con dos trenes idénticos paralelos, trabaja 24 horas al día. La potencia térmica requerida al horno de gas natural que calienta el fluido térmico es 2621 kW en condiciones base. El proceso de fabricación de polímero, siendo continuo, presenta unos picos de demanda relacionadas con etapas puntuales (calentamiento de la carga a los reactores) de 6000 kW, siendo este el valor que define la potencia nominal del horno de gas natural.

Al no prever un sistema de almacenamiento térmico (por disponibilidad de espacio y minimización de costes de la instalación) el punto de diseño del campo solar se corresponderá con la demanda de base del sistema: 2621 kW. Una potencia instalada superior podría derivar en un aporte energético adicional no deseado al fluido térmico con los problemas que podrían derivar tal y como se expone más adelante.

Recurso Solar

Los datos de radiación solar directa, horarios para un día tipo del mes, se han extraído de la base de datos de PVgis, el sistema de información geográfica fotovoltaica, disponibles en el sitio web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Diseño del Campo Solar

Para el diseño del campo solar entran en juego una serie de factores limitantes: el área libre en las diferentes parcelas disponibles, su geometría (longitud y anchura) y orientación, así como el tamaño del captador cilindro-parabólico responsable de calentar el fluido térmico.

Los captadores considerados en el diseño corresponden con los modelos comerciales Eurotrough ET-100 y ET-150 de 100 y 150 metros de longitud respectivamente. Una mayor longitud de captador implica una mayor temperatura de salida del fluido a una radiación, caudal de circulación y orientación dadas. En la siguiente figura se muestran las características constructivas y ópticas de los dos captadores:

EuroTrough Model	ET100	ET150
Focal Length	1.71 m	1.71 m
Absorber Radius	35 mm	35 mm
Aperture Width	5.76 m	5.76 m
Aperture Area	552 m ²	828 m ²
Collector Length	99.5 m	148.5 m
Number of Modules per Drive	8	12
Number of Glass Facets	224	336
Number of Absorber Tubes	24	36
Mirror reflectivity	94%	94%
Weight of steel structure and pylons, per m ² aperture area	19.0 kg	18.5 kg

Figura 2 Características captadores CP EuroTrough

Uno de los componentes de los captadores es el tubo absorbedor, en el cual se concentran los rayos solares reflejados que aumentan la temperatura del fluido térmico que circula por su interior. Para este estudio se ha seleccionado el tubo PTR-70 de Schott®, que al igual que los captadores Eurotrough, se ha utilizado ampliamente en instalaciones solares.

Se han evaluado dos ubicaciones posibles, con los dos captadores considerados, y configuración con diferentes números de filas. Los resultados para cada una de las opciones se muestran en la siguiente figura.

CONFIGURACION	1	2	3	4	5	6
Captador	ET-100	ET-100	ET-100	ET-150	ET-150	ET-150
Parcela (notas 1 y 2)	Opc 1 y Opc 4	Opc 4	Opc 4	Opc 4	Opc 1	Opc 1
Sup Ocupada m2	12600	12600	14400	10800	10800	13500
Pot instalada	2422	2420,4	2724,75	2269,65	2271,05	2725,26
Caudal Aceite kg/h	168148	169905	174593	157022	157089	188507
Energía MWh	4838,263	4425,210	5443,046	4150,450	4537,694	5445,233

Nota 1 Opción 1, superficie disponible: 27300 m² (130 x 210)

Nota 2 Opción 4, superficie disponible: 16000 m² (100 x 160)

Figura 3 Comparativa entre opciones consideradas

Las opciones 3 y 6, que presentan una producción de energía mayor, han sido descartadas por la temperatura alcanzada a la salida y el exceso de caudal de circulación requerido. Razones que se desarrollan en los apartados siguientes.

Selección del fluido térmico.

El fluido térmico empleado actualmente en la planta es el aceite Therminol 66 ®. Su máxima temperatura de operación permitida para evitar la degradación es 345°C.

Las configuraciones evaluadas para el campo solar implican en todo momento que el aceite térmico superará los 345°C a la salida de los captadores. Los valores alcanzados en las diferentes configuraciones se muestran en la fig. 3. Si bien, esta mayor temperatura de trabajo es deseable para el campo solar con el fin de compensar las pérdidas de calor por el hecho de que el fluido térmico tiene que recorrer circuitos más largos.

Los nuevos valores máximos de operación requieren por lo tanto reemplazar el aceite térmico empleado en la actualidad (Therminol 66 ®) por uno más adecuado: Therminol 68 ®, cuya máxima temperatura de operación es 360°C.

Fluidos capaces de trabajar a mayores temperaturas, como las dadas en la opción 3 de la Fig. 3, presenta unas propiedades térmicas diferentes respecto a las opciones 66 ® y 68 ®, exigiendo rehacer por tanto el balance térmico de la planta en operación, añadiendo un factor de complejidad a este estudio innecesario.

Sistema de bombeo.

Una de las restricciones en el diseño del sistema de producción de calor por concentración solar, es modificar lo menos posible los sistemas de la planta en operación como el equipo de circulación de aceite. Este sistema de bombeo está definido para unas condiciones de caudal y presión dadas.

El caudal manejado en la actualidad es de 0,05 m³/s (180 m³/h), con un caudal máximo de trabajo de 0,061 m³/s (220 m³/h). El caudal requerido por la nueva instalación (total) es de 0,059 m³/s (214 m³/h) estando dentro del máximo admisible. La presión diferencial en las condiciones actuales es de 598189 Pa. (61 m.c.a), el nuevo sistema requiere un incremento adicional de 117617 Pa (12 m.c.a). La potencia eléctrica demandada al motor es de 63 kW, con una potencia instalada de 80 kW. El incremento de potencia necesario para la nueva configuración es de 9,66 kW (potencia total final 72,66 kW). La información del fabricante del modelo de bomba en operación confirma que un cambio en los elementos internos de la bomba (rodete de impulsión) permite garantizar el extra de presión requerido para el nuevo caudal de trabajo sin modificar el modelo de la bomba ni el motor eléctrico.

El tamaño de las tuberías de la sección del campo solar se ha seleccionado de tal manera que presentará unos requisitos de presión adicional mínimos.

La opción 6 de la Fig.3 implica un cambio completo de bomba, incluyendo el motor. Igualmente, conlleva presiones de trabajo mayores, necesitando la revisión del sistema de tubería instalado en la actualidad.

PRODUCCION ANUAL RESULTANTE.

En el cálculo de la **producción de energía anual del campo solar, 11,7 Tera Julios (4838 MWh según se muestra en la Fig.3)** se han tenido en cuenta datos climatológicos con los que corregir la disponibilidad del recurso en función del número de días de lluvia, tormentas, o tormentas de arena/niebla. La fuente consultada es el Ministerio de Medio Ambiente del Gobierno de Arabia Saudí: pme.gov.sa.

Weather Conditions الأحوال الجوية

عدد تكرار ظاهرة الضباب على محطات الرصد الجوي التابعة
للرئاسة العامة للأرصاد وحماية البيئة لعام 2010 م

NUMBER OF FOG PHENOMENON OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Table-3 جدول-3

Month	ديسمبر	نوفمبر	أكتوبر	سبتمبر	أغسطس	يوليو	يونيو	مايو	أبريل	مارس	فبراير	يناير	الشهر
Station	December	November	October	September	August	July	June	May	April	March	February	January	المحطة
Wajh	0	0	1	4	0	1	4	0	0	0	0	0	الوجه
Qassim	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	القصيم
Dhahran	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	5	3	الظهران
Dammam	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	9	0	مطار الملك فهد
Al-Ras	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1	الاحساء
Madinah	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	المدينة المنورة
Makkah	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	مكة المكرمة
Jazan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	حجاز

SOURCE: PME المصدر: الرئاسة العامة للأرصاد وحماية البيئة - إدارة الرصد الجوي الوطني

NUMBER OF THUNDERSTORMS (DAYS) OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Dhahran	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	الظهران
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------

NUMBER OF SANDSTORMS (DAYS) OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Dhahran	16	14	11	0	1	0	0	0	0	2	2	4	الظهران
---------	----	----	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------

NUMBER OF NON AVAILABILITY DAYS OF SOLAR RESOURCE 2010

Dhahran	16	14	13	0	1	0	0	0	0	3	7	8	الظهران
---------	----	----	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------

Figura 4 Días de indisponibilidad del recurso solar

La producción resultante es función de un balance energético entre la radiación directa disponible y las diversas pérdidas que se producen en el sistema. Estas pérdidas son de carácter óptico (rendimiento de espejos, cristales y materiales absorbentes), geométrico (orientación de los captadores CCP) y térmicos (perdida de calor al medio).

Para el cálculo de las pérdidas de calor asociadas al tubo absorbedor PTR-70 de Schott® se ha usado la ecuación desarrolla por el NREL para los tubos de cuarta generación (Burkholder y Kutscher, 2008). El resultado de la producción energética, por mes, se desglosa en la figura incluida a continuación.

INTEGRACION CON EL SISTEMA EXISTENTE

Como se ha expuesto al principio, uno de los factores limitantes a la hora de diseñar esta instalación es maximizar el uso de equipos existentes. Las modificaciones finales al sistema, además de la ya expuesta de modificar el rodete de impulsión de las bombas actuales, implicar añadir un recipiente de expansión adicional por el incremento de volumen de fluido térmico añadido al sistema y una línea de by-pass al horno de Gas Natural actual que operará en serie o paralelo con el campo solar en función de si la temperatura alcanzada en por el fluido térmico es suficiente o se necesita hacer una aportación extra en el horno. La siguiente figura muestra la configuración final con respecto al mostrado en la Fig. 1.

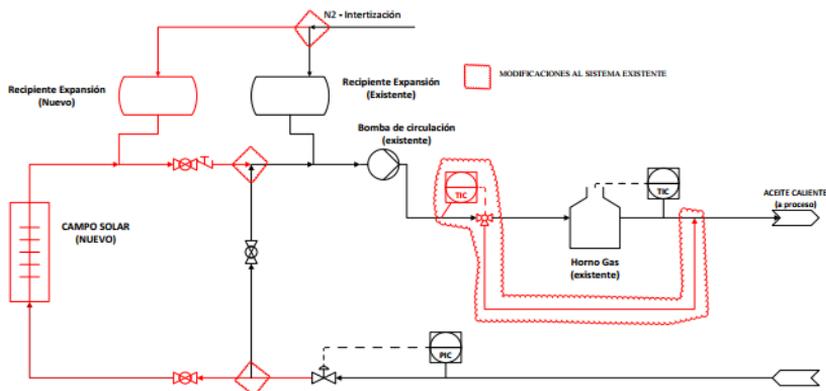


Figura 5 Esquema final del proceso con la instalación solar integrada

CONCLUSIONES

La superficie y el recurso solar disponible permiten diseñar un sistema capaz de alcanzar las condiciones de operación y potencia de base del proceso actual. Este diseño permitiría reducir las necesidades de uso de combustible fósil hasta en un 23,3%. Con un ahorro de emisiones de 1562,6 toneladas de CO₂.

El perfil de operación de la planta, continuo 24 horas al día, así como la existencia de picos en la demanda de energía por parte del proceso, impedirían reemplazar el horno convencional por un sistema exclusivamente solar sin recurrir al almacenamiento. Necesitando para el campo solar requerido una superficie mucho mayor, así como la inclusión de equipos adicionales aumentando el coste y la complejidad de la instalación.

Este artículo demuestra la viabilidad de integrar tecnologías renovables para la generación de calor de proceso en plantas existentes. Si bien, es aconsejable su inclusión en la etapa conceptual del diseño, permitiendo una mejor selección de espacios y dimensionamiento de equipos, facilitando el acople de estas tecnologías y su optimización.

La viabilidad económica de estos sistemas está asociada al coste del combustible que se esté empleando. En Arabia Saudita, el uso del gas natural, está fuertemente subvencionado, lo que dificulta hacer viable económicamente la inversión.

REFERENCIAS

Burkholder y Kutscher, (2008). Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver, *Technical Report NREL*, Mayo 2009

AGRADECIMIENTOS

La realización del proyecto en el que se basa este artículo no hubiera sido posible sin el apoyo, seguimiento y conocimientos de Eduardo Zarza. A él mi más sincero agradecimiento.

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA RADIACIÓN SOLAR EN CENTRALES TERMOSOLARES DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR EN CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS

Biencinto M.*, González L.*, Valenzuela L., Montes M.J.*****

* Plataforma Solar de Almería, PSA-CIEMAT, Av. Complutense 40, Madrid, 28040,
España, mario.biencinto@gmail.com, lourdes.gonzalez@ciemat.es

**Plataforma Solar de Almería, PSA-CIEMAT, Ctra. Senés km 4.5, Tabernas, 04200,
(Almería) España, loreto.valenzuela@psa.es

***Departamento de Ingeniería Energética, Universidad Nacional de Educación a Distancia
(UNED), C/Juan del Rosal 12, Madrid, 28040, España, mjmontes@ind.uned.es

RESUMEN

La generación directa de vapor (GDV) en captadores cilindroparabólicos es una tecnología prometedora que puede mejorar el rendimiento de las centrales termosolares. No obstante, se espera que las centrales GDV sean más sensibles a radiación no homogénea en el campo solar que las centrales termosolares convencionales. En este trabajo se utilizan tres modelos desarrollados en el entorno TRNSYS para simular una central GDV de 38,5 MW_e: uno con radiación solar directa (DNI) media y dos con DNI distribuida para los captadores solares, considerando bien DNI media o bien distribuida para el sistema de control. Los resultados muestran que el uso de DNI distribuida puede ser recomendable para reducir picos de temperatura y evitar riesgos a los tubos receptores. Por otra parte, podría esperarse una incertidumbre global del 1,2% de la producción eléctrica anual en modelos con DNI media.

PALABRAS CLAVE: Termosolar, Generación Directa Vapor, Cilindroparabólico

ABSTRACT

Direct steam generation (DSG) in parabolic-trough solar collectors is a promising technology that can improve the efficiency of solar thermal power plants. However, DSG plants are expected to be more sensitive to non-homogeneous values of solar radiation throughout the solar field than conventional solar thermal plants. In this work, three models developed in the TRNSYS environment are applied to simulate a 38,5 MW_e DSG plant: one with average direct normal irradiance (DNI) and two with distributed DNI for solar collectors, considering either average DNI or distributed DNI for the control system. The results show that the use of distributed DNI values may be recommended to reduce temperature peaks and avoid risks for receiver tubes. Finally, an overall uncertainty of 1.2% can be expected in the annual electricity production for models with an average DNI.

KEYWORDS: Solar Thermal, Direct Steam Generation, Parabolic-Trough

INTRODUCCIÓN

Dentro de las tecnologías de concentración solar, la generación directa de vapor (GDV) en captadores cilindroparábolicos se ha propuesto como una solución para aumentar el rendimiento global del sistema a la vez que se reducen los costes de inversión, ya que permite trabajar a mayores temperaturas que el aceite térmico eliminando componentes adicionales. Sin embargo, el uso de agua/vapor como fluido de transferencia de calor en el campo solar plantea algunos retos e incertidumbres en cuanto a la estabilidad y controlabilidad del proceso. Por ejemplo, la GDV presenta tiempos de reacción menores comparada con el uso de fluidos de trabajo basados en calor sensible, como el aceite térmico, debido a la elevada tasa de transferencia de calor en la sección de evaporación. Como consecuencia, se espera que las centrales GDV sean más sensibles a valores de radiación no homogéneos en el campo solar que las centrales termosolares convencionales.

El modo de operación un-solo-paso del proceso GDV es un concepto innovador que trata de conseguir el mayor rendimiento y reducir el coste de generación eléctrica (Feldhoff et al., 2015). En esta configuración no existe recirculación del fluido y el caudal de agua de entrada circula por todo el lazo de captadores. Sin embargo, el caudal debe controlarse de modo muy preciso de acuerdo con la radiación solar, por lo que parece ser un modo especialmente sensible ante la aparición de valores no homogéneos de irradiancia normal directa (DNI) en el campo solar.

Por otra parte, el enfoque utilizado habitualmente para simular centrales GDV con cilindroparábolicos es aplicar el mismo valor medio de DNI para todo el campo solar. Sin embargo, diferencias de radiación en el campo solar pueden significar desequilibrios entre algunos puntos del circuito que lleven a imprecisiones en la estimación de resultados. Como consecuencia, la producción obtenida con esos modelos implica una incertidumbre debida al uso de valores homogéneos de radiación en lugar de emplear valores reales de DNI distribuidos espacialmente.

En este trabajo se persiguen dos objetivos: por una parte, investigar cómo el uso de valores de radiación con distribución espacial puede mejorar la operación y control de las centrales GDV; y, por otro lado, realizar una estimación preliminar de la incertidumbre asociada a considerar valores homogéneos de DNI en los análisis de producción de plantas GDV.

METODOLOGÍA

La central GDV a considerar está formada por un campo solar con 40 lazos de captadores de 1000 m de longitud efectiva (10 captadores de 100 m de longitud por lazo) con orientación Norte-Sur y por un bloque de potencia basado en un ciclo Rankine de vapor de 38,5 MW_e. El esquema básico de la central se muestra en la Fig. 1, donde el campo solar está distribuido en 4 subcampos, siguiendo una configuración en H, cada uno de ellos con 10 lazos de captadores, con el bloque de potencia situado en el centro. Cada lazo del campo solar funciona como precalentador, evaporador y sobrecalentador del agua de alimentación. Los lazos de captadores están dispuestos en la configuración un-solo-paso, con un inyector antes del último captador de cada lazo para facilitar el control de la temperatura del vapor de salida. El vapor generado en el campo solar, a 450 °C de temperatura y 6 MPa de presión en condiciones nominales, se lleva a la turbina para producir electricidad.

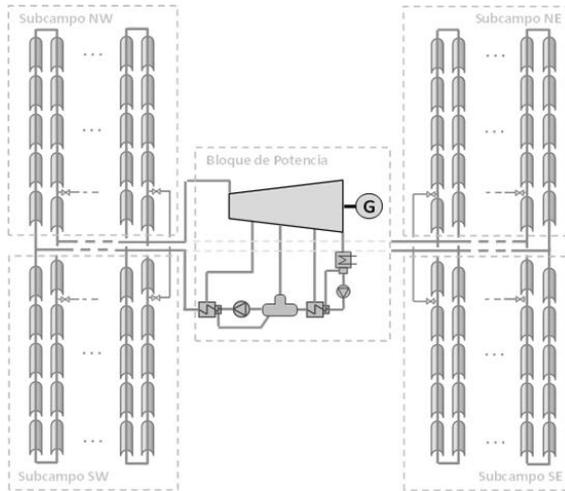


Fig. 1. Esquema Básico de la Central GDV Considerada

Para cumplir los objetivos mencionados se utilizarán tres modelos de simulación: con un valor medio de DNI, con valores distribuidos de DNI para los captadores solares pero solo un valor medio para el sistema de control y con DNI distribuida tanto para los captadores como para el control. En los modelos con distribución espacial se utilizarán 8 valores de DNI para el cálculo de la energía en los captadores solares (4 en dirección N-S por 2 en dirección E-O), mientras que para el sistema de control del tercer modelo se considerarán 4 valores de DNI, aplicando promedios entre Norte y Sur en cada subcampo. Los tres modelos de central GDV se han desarrollado mediante la herramienta TRNSYS (Klein *et al.*, 2013) siguiendo un enfoque cuasidinámico, capaz de tratar condiciones transitorias con recursos computacionales limitados. Una descripción detallada del modelo TRNSYS para centrales GDV puede encontrarse en trabajos anteriores (Biencinto *et al.*, 2016, 2017).

La metodología aplicada consiste, en primer lugar, en realizar simulaciones diarias para 10 días de referencia con valores de DNI distribuidos espacialmente, aplicando los tres modelos propuestos. A partir de los resultados de los días de referencia, se determinará un valor medio de incertidumbre esperada en la producción eléctrica para días nublados. A continuación se realizarán simulaciones anuales con el modelo de DNI media utilizando datos meteorológicos de varios años completos, contando el número de días nublados a los que se aplicará la incertidumbre media diaria. Esto permitirá estimar la incertidumbre en la producción eléctrica para cada año simulado y, finalmente, calcular un promedio global.

La central está situada en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Los días de referencia escogidos incluyen transitorios solares y una variabilidad significativa entre las distintas áreas del campo solar. Las matrices de datos se han obtenido mediante algoritmos sintéticos (Massip *et al.*, 2015) a partir de un sistema de cámaras todo cielo (“All-Sky Imagers”), y se han transformado en mapas de 4 x 2 valores de DNI para cubrir los 8 píxeles de 300 x 300 m² en los que se divide el campo solar. Además, se dispone de los datos de DNI media en la PSA medidos desde 2013 hasta 2015.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los tres modelos se han aplicado para simular los 10 días de referencia seleccionados, obteniendo resultados de temperatura para cada subcampo y potencia eléctrica producida por la central. Entre esos días, se ha escogido como ejemplo el 1 de junio de 2014 para mostrar el comportamiento de cada modelo y analizar las particularidades del uso de valores de DNI distribuidos. Así, en la Fig. 2 se representa la evolución de temperaturas a la salida del lazo y antes del inyector para cada subcampo con los tres modelos.

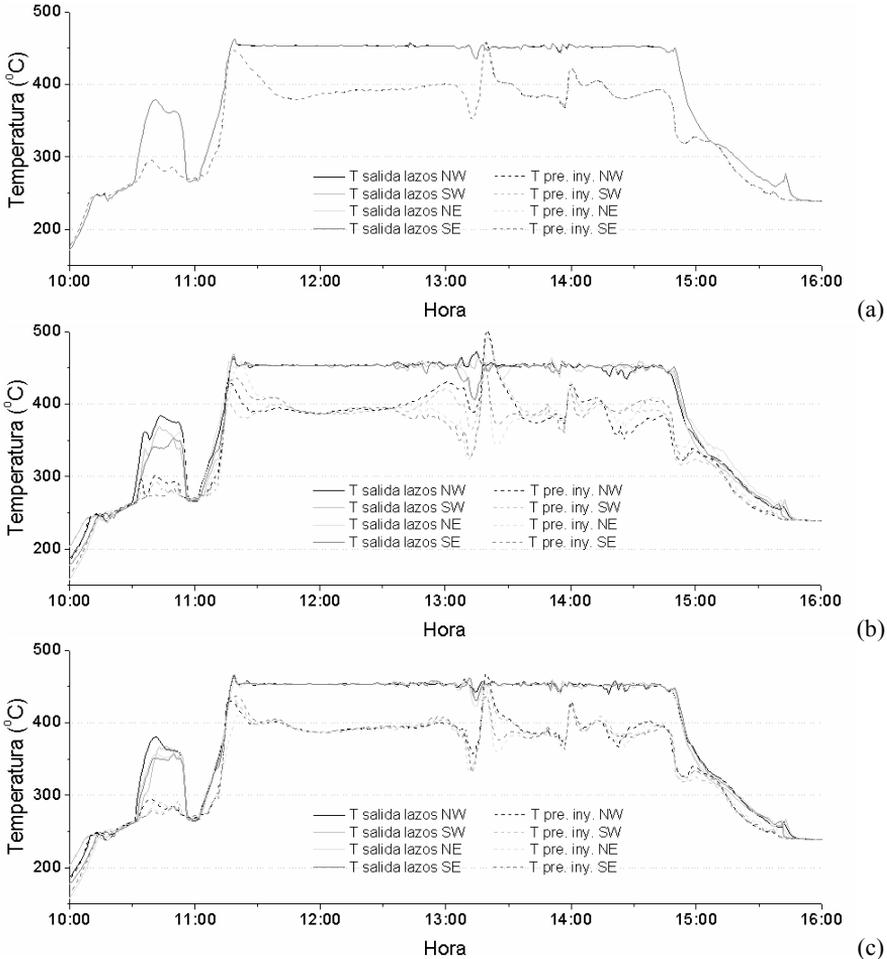


Fig. 2. Resultados de Temperatura para cada Subcampo a la Salida del Lazo y Antes del Inyector para el 01/06/2014 con los Tres Modelos: DNI Media (a); 8 DNIs para Captadores y DNI Medio para Control (b); 8 DNIs para Captadores y 4 para Control (c)

Como el modelo con DNI media aplica un mismo valor para todo el campo solar, las temperaturas son iguales para los cuatro subcampos y, por tanto, se aprecian solo dos líneas en la Fig. 2a. En cambio, tanto la Fig. 2b como la 2c muestran líneas diferenciadas en cada subcampo, sobre todo para las temperaturas antes del inyector (en trazo discontinuo). No obstante, la variabilidad es mayor en el caso de una DNI media para el control (Fig. 2b) que en el de 4 valores (Fig. 2c), lo cual refleja una regulación más uniforme con DNI distribuida. Es más, se observa un pico importante de temperatura de unos 50 K en la Fig. 2b a las 13:20 aproximadamente. Estos efectos revelan los problemas relativos a la operación segura de campos GDV con radiación solar no homogénea que podrían mejorarse aplicando valores de DNI distribuidos espacialmente para el control del caudal.

Para analizar un rango mayor de casos de estudio, en la Fig. 3 se representan gráficamente los valores relativos a las temperaturas máximas alcanzadas en los lazos de captadores para los 10 días de referencia seleccionados. En la mayoría de ellos, las temperaturas máximas obtenidas son significativamente mayores al aplicar un valor medio de DNI para el sistema de control. Es más, en tres casos las temperaturas superan los valores aceptables (mayores que 570 °C) para los tubos receptores, representando un alto riesgo de ruptura o deformación.

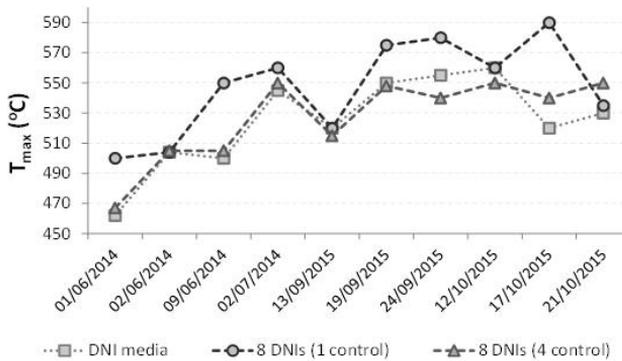


Fig. 3. Temperaturas Máximas en los Lazos de Captadores para los Días de Referencia con los Tres Modelos de Simulación

Las discrepancias observadas en las temperaturas de los lazos de captadores implican diferencias en la temperatura de salida del campo solar, lo cual provoca a su vez desviaciones en la producción eléctrica diaria obtenida para cada modelo. Así, en la Fig. 4 se representa la potencia eléctrica neta generada por la central con los tres modelos para el 1 de junio de 2014.

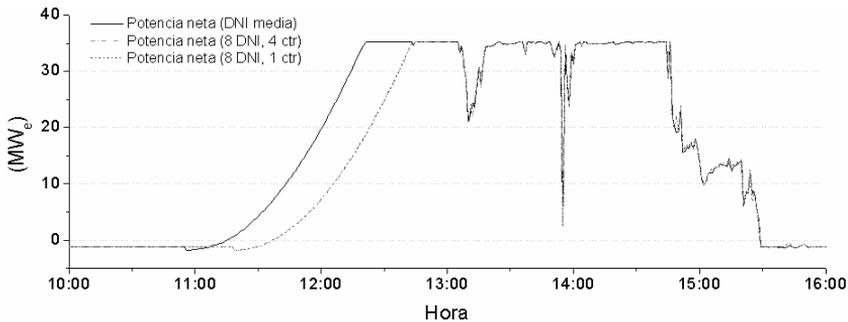


Fig. 4. Potencia Eléctrica Neta para el 01/06/2014 con los Tres Modelos Propuestos

Como se observa en la Fig. 4, el bloque de potencia comienza a operar a las 11:00 en el modelo con DNI media, mientras que con DNI distribuida la operación empieza alrededor de las 11:30. Esto significa que la producción eléctrica a potencia nominal se alcanza 30 minutos más tarde en los modelos con DNI distribuida, lo cual corresponde a 12,5 MWh_e de diferencia en términos de energía eléctrica neta para este día. Esta cifra puede dar una idea de la incertidumbre máxima con modelos de DNI media en días nublados cuando intervienen condiciones críticas para la operación del bloque de potencia. No obstante, estas condiciones no se esperan todos los días, por lo que será conveniente analizar más casos de estudio para evaluar el impacto global sobre la producción eléctrica anual. Así, en la Fig. 5 se representan las diferencias en producción eléctrica diaria entre el modelo con un valor medio de DNI y los de DNI distribuida, bien aplicando 1 valor para el sistema de control o 4 valores, para los 10 días de referencia.

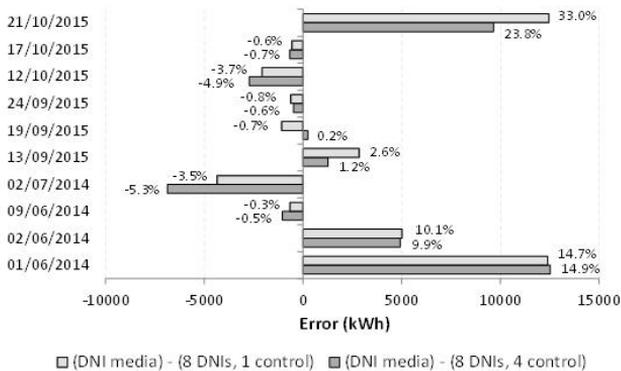


Fig. 5. Diferencias en Producción Eléctrica entre el Modelo con DNI Media y los de DNI Distribuida con 1 o 4 DNIs para Control en cada Día de Referencia

En la Fig. 5 se aprecia cómo en algunos días el modelo con DNI media da como resultado más electricidad que los modelos con DNI distribuida mientras que en otros, por el contrario, da menos producción. No obstante, las diferencias diarias en términos de producción eléctrica neta, siempre menores que 13 MWh_e en valor absoluto, son bastante

similares para los dos modelos con DNI distribuida. Esto podría suponer que, aparte de las ventajas anteriormente mencionadas en cuanto a seguridad de los tubos receptores, no se esperen grandes diferencias en la producción eléctrica por el uso de DNI distribuida para la regulación del caudal.

A partir de las desviaciones obtenidas se calculará la incertidumbre media diaria en la producción eléctrica. Suponiendo que los valores de incertidumbre de los días de referencia son estadísticamente independientes entre sí, y asumiendo una distribución normal de probabilidad, puede estimarse un valor medio de incertidumbre diaria aplicando la Ec. (1):

$$U_{day}(\bar{W}_{net}) = \frac{2}{N_{ref\ days}} \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{ref\ days}} \Delta W_{net,j}^2} \quad (1)$$

Donde $\Delta W_{net,j}$ representa las diferencias diarias entre los resultados de producción obtenidos con los dos modelos, DNI media o distribuida, y $N_{ref\ days}$ es el número de días de referencia a considerar. Esta expresión representa la incertidumbre expandida tomando un factor de cobertura $k = 2$, que corresponde a un nivel de confianza de alrededor del 95% cuando se considera una distribución normal de probabilidad. Si aplicamos los datos de la Fig. 5 correspondientes al modelo con una DNI media para el sistema de control, que presenta mayores diferencias de producción, la incertidumbre media diaria obtenida sería de 3,837 MWh_e/día.

A continuación, siguiendo la metodología propuesta, se han realizado simulaciones anuales con el modelo de DNI media utilizando datos meteorológicos medidos en la PSA desde 2013 hasta 2015. Una vez obtenida la producción eléctrica anual, la incertidumbre asociada a ese valor se estimará multiplicando la incertidumbre media diaria $U_{day}(\bar{W}_{net})$ por el número de días nublados en ese año con producción significativa (más de 1 MWh_e/día). Así, en la Fig. 6 se representa gráficamente la producción eléctrica neta anual para los tres años simulados, incluyendo el rango de incertidumbre y la DNI anual acumulada.

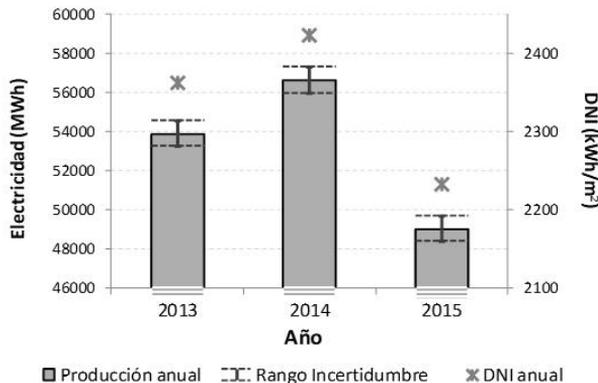


Fig. 6. Producción Eléctrica Neta Anual desde 2013 hasta 2015 Incluyendo Rango de Incertidumbre y DNI Anual Acumulada

Por último, promediando las incertidumbres anuales se ha estimado un valor de incertidumbre global en la producción eléctrica anual obtenida con modelos de DNI media asociada a la consideración de valores homogéneos de DNI en el campo solar. El resultado es 644,6 MWh_e y representa aproximadamente el 1,2% de la producción anual media para los tres años analizados.

CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo muestran que el uso de valores de DNI distribuidos espacialmente en la regulación de caudal puede resultar una solución recomendable para reducir picos de temperatura y, por tanto, evitar riesgos de deformación o ruptura de los tubos receptores en campos solares con GDV en captadores cilindroparábolicos. No obstante, no se esperan grandes diferencias en la producción eléctrica por el empleo de valores distribuidos de DNI en el control de caudal.

En este estudio se ha realizado también una evaluación preliminar del impacto global de la aparición de valores de DNI distribuidos espacialmente en la producción eléctrica obtenida con modelos de central GDV que utilizan un promedio de la DNI. A partir de este análisis, podría esperarse una incertidumbre aproximada del 1,2% de la producción eléctrica anual en modelos con DNI media.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Unión Europea dentro del 7º Programa Marco en el ámbito del proyecto DNICast, con número de contrato 608623.

REFERENCIAS

- Biencinto M., González L. and Valenzuela L. (2016). A quasi-dynamic simulation model for direct steam generation in parabolic troughs using TRNSYS. *Appl. Energy* 161, 133-142.
- Biencinto M., Montes M.J., Valenzuela L. and González L. (2017). Simulation and comparison between fixed and sliding-pressure strategies in parabolic-trough solar power plants with direct steam generation. *Appl. Thermal Eng.* 125, 735-745.
- Feldhoff J.F., Hirsch T., Pitz-Paal R. and Valenzuela L. (2015). Analysis and potential of once-through steam generators in line focus systems – Final results of the DUKE project. *Proceedings of the 21th SolarPACES International Conference*, 13-16 October, Cape Town, South Africa. AIP Conference Proceedings 1734, 100006.
- Klein S.A. et al. (2013). *TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program*. Available from: <<http://sel.me.wisc.edu/trnsys>>. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Madison, USA (accessed 19.12.16).
- Massip P., Blanc P., Kazantzidis A. and Tzoumanikas P. (2015). *Report on algorithms for nowcasting methods based on sky imagers*. Available from: <http://www.dnicast-project.net/documents/D3.1_Report_on_algorithms_for_nowcasting_methods_based_on_sky_imagers.pdf>. Report D3.1, FP7 project DNICast, Grant Agreement N° 608623. ARMINES, University of Patras (accessed 10.05.18).

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

SISTEMA AUTOMÁTICO DE CALIBRACIÓN DE HELIOSTATOS (SHORT) – CALIBRA TODO EL CAMPO DE HELIOSTATOS EN UNA SOLA NOCHE

Les I.A.*, Sanchez M.G.**, Peña A.L.**,
Olarra A.U.***, Villasante C.C.***, Olasolo D.D.***

*Departamento de Energía Solar Térmica, CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), Av. Ciudad de la Innovación 7, Sarriguren, 31621, (Navarra) España, iles@cener.com

**Departamento de Energía Solar Térmica, CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), Av. Ciudad de la Innovación 7, Sarriguren, 31621, (Navarra) España

***IK4–TEKNIKER, Calle Iñaki Goenaga 5, Eibar, 20600, (Guipúzcoa) España

RESUMEN

La eficiencia de una planta solar de torre depende en gran medida de la habilidad de los heliostatos en reflejar el sol sobre el receptor, para ello, y teniendo en cuenta que los heliostatos operan en lazo abierto, se convierte en requisito imprescindible que su seguimiento del sol esté calibrado. El siguiente trabajo propone un sistema automático de calibración de heliostatos basado en sistemas de visión artificial que permiten caracterizar el modelo cinemático de los heliostatos y alimentar con dicho modelo el sistema de control. Se ha diseñado un conjunto electrónico que integra en un solo dispositivo las capacidades necesarias para realizar el control de los motores y la solución de calibración automática. El sistema de calibración ha sido exitosamente ensayado en la Plataforma Solar de Almería (PSA) consiguiendo una precisión en el seguimiento del sol inferior a 0.6 mrad.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar de Concentración, Planta Solar de Torre, Heliostatos, Sistema de Calibración, Visión Artificial.

ABSTRACT

Efficient of a central receiver plant highly depends on the ability of the heliostats to accurately reflect the sun beam onto the receiver. To do so, and taking into account that the heliostats work under an open-loop control system, calibrating its sun tracking system becomes essential. The presented method proposes an automatic system for heliostat calibration based on artificial vision systems that characterizes the kinematic model of the heliostats themselves, which feed the control system. An electronic device has been designed with the purpose to integrate the control system and the functionalities to perform the proposed calibration. The calibration system was successfully tested at the Plataforma Solar de Almería (PSA) achieving a sun tracking accuracy below 0.6 mrad.

KEYWORDS: Concentrated Solar Energy, Solar Power Tower Plants, Heliostats, Calibration, Artificial Vision.

INTRODUCCIÓN

La calibración de heliostatos es una operación típica en las plantas termosolares de concentración de torre cuyo propósito es corregir las desviaciones existentes y mantener la precisión del sistema de seguimiento solar de los heliostatos, tanto en la puesta inicial de la planta como en periodos de mantenimiento.

La necesidad de un sistema automático de calibración de heliostatos es evidente y ha sido reclamado en numerosas ocasiones tanto por el sector industrial como por las pautas europeas de desarrollo tecnológico relativo a la energía solar de concentración (Implementation plan, CSP/STE SET – Plan, 2016). Las principales razones que sustentan dicha necesidad son: a) Tendencia clara a incrementar la potencia eléctrica y capacidad de almacenamiento en las últimas plantas comerciales termosolares de torre construidas, y por ende el número de heliostatos, de 624 heliostatos instalados en la PS10 (10 MWe) a los 173500 en Ivanpah (377 MWe). b) Los grandes esfuerzos que están poniendo, tanto los centros de investigación como el sector privado, en reducir el coste de los heliostatos ha hecho que se exploren nuevas estrategias, entre ellas reducir considerablemente el tamaño de los heliostatos (Pfahl et al. 2017). Para una misma potencia de diseño se requiere una cantidad de heliostatos cuya relación al número original es inversamente proporcional a la relación de reducción en área. c) Los actuales sistemas de calibración presentan claras limitaciones no evitables, tanto en tiempo requerido por heliostato como en la precisión máxima alcanzable. Principalmente porque el método más extendido (Berenguer et al. 2004) usa un blanco lambertiano sobre la torre para calibrar secuencialmente heliostato a heliostato. De esta forma, con una cámara de CCD de altas prestaciones se observa el reflejo del sol por un heliostato en dicho blanco, su centroide determina el punto de enfoque. El error de seguimiento se determina como la desviación media del punto de enfoque medido respecto a la consigna para una serie de posiciones solares. Además de la problemática ya mencionada, dicho método presenta grandes carencias en heliostatos alejados de la torre y/o de pequeño tamaño debido al gran tamaño de la mancha reflejada y la poca densidad de flujo de la misma. Este sistema es muy preciso y adecuado para instalaciones de ensayo o pequeñas plantas. Sin embargo, considerando una planta comercial de 100 MWe, aproximadamente el 50% de los heliostatos se encuentra a distancias mayores de 800 m respecto la torre, límite aproximado donde el sistema de calibración actual pierde la precisión necesaria o directamente es incapaz de calibrar heliostatos. d) Gran parte del coste de los heliostatos es debido al mecanismo de seguimiento, no solo por las altas exigencias de exactitud y fiabilidad, sino por la robustez y estabilidad necesaria para permanecer en el mismo nivel de precisión a lo largo de su ciclo de vida. Este último aspecto puede relajarse significativamente, y por tanto reducir el precio de los heliostatos, si pudieran ser calibrados periódicamente de una forma rápida.

El método de calibración de heliostatos desarrollado por CENER e IK4-TEKNIKER (Burisch et al. 2016, 2017) y basado en la patente WO2017055663 – P201531419 “Método de calibración para heliostatos” permite calibrar un campo entero de heliostatos en unas pocas horas, independientemente del número de heliostatos, puesto que puede aplicarse simultáneamente a multitud de ellos, incluso por las noches sin interferir en la operación de la planta. No solo se garantizaría mantener de forma consistente los heliostatos calibrados, sino que se abarataría el proceso de puesta en marcha e instalación de los mismos, se mejoraría el control del flujo sobre el receptor y aumentaría la fiabilidad, en términos generales, de la planta. Aspectos clave para mejorar la producción de energía y reducir el

coste total de las plantas. El presente trabajo describe la metodología propuesta (sistema SHORT – Scalable HeliOstat caliBRation sysTem), los resultados experimentales obtenidos con un heliostato EASY (Monreal et al. 2014) en una campaña de ensayos en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y presenta el desarrollo electrónico para integrar en un único dispositivo, localmente en cada heliostato, las nuevas funcionalidades propias del método de calibración así como las relativas al sistema de control del heliostato.

MÉTODO DE CALIBRACIÓN – SHORT

El sistema SHORT se basa en estudiar, aprender y caracterizar el movimiento del heliostato a través de un sistema de visión artificial montado solidariamente sobre la estructura de la faceta capaz de detectar dianas o elementos distribuidos por el campo y cuyas posiciones son conocidas. Matemáticamente, el heliostato puede representarse como una cadena cinemática, a partir de ahora llamado modelo cinemático, definida por una serie de parámetros: tales como posiciones y orientaciones de los ejes, “offsets”, etc. que una vez conocidos caracterizan perfectamente el movimiento del heliostato. De esta forma, cualquier error mecánico del heliostato puede compensarse y corregirse vía software alimentado el sistema de control con el modelo cinemático del heliostato.

La Fig. 1. muestra todos los principales elementos involucrados en el sistema SHORT en la campaña de ensayos llevados en la PSA.

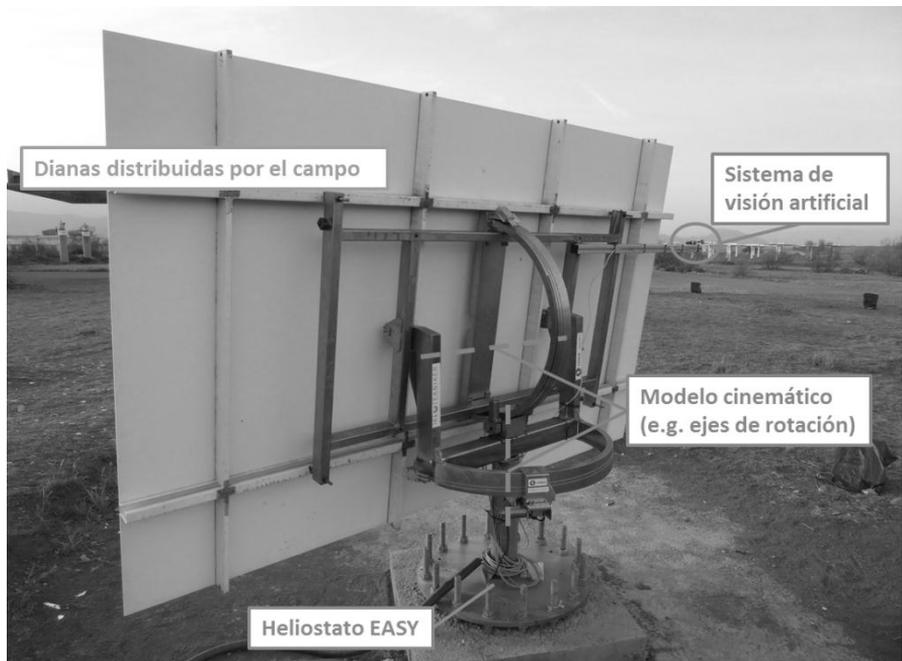


Fig. 1. Principales elementos involucrados en el sistema SHORT.

Sistema de Visión Artificial

El sistema de visión artificial lo compone una cámara “low cost”, cuyo impacto en el coste final del heliostato es despreciable, y que es muy similar a la que pueden encontrarse en los actuales smartphones, ver Fig. 2. Una de las ventajas de usar este tipo de cámaras, aparte de su evidente reducido tamaño y facilidad para ser integrada en el heliostato, es su amplio campo de visión que permite ver las mismas dianas desde numerosas orientaciones del heliostato.

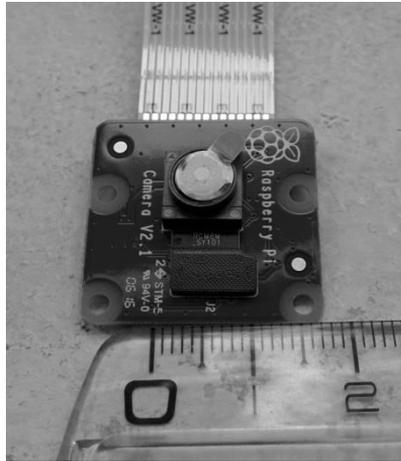


Fig. 2. Cámara low-cost utilizada en el sistema SHORT.

Dianas

Los dianas sirven de puntos de referencia durante la calibración. Pueden ser elementos artificiales o naturales, como por ejemplo las estrellas. Principalmente, deben ser fácilmente reconocibles y detectables por la cámara a un coste computacional bajo. Con este propósito en mente, se han diseñado unas luces infrarrojas como las mostradas en la Fig. 3. El proceso de detección automática diseñado es simple y fiable, capturando dos imágenes, una con la luz encendida y otra no, se pueden restar ambas imágenes e idealmente solo quedaría la contribución de la luz. Posibles errores en la detección o falsos positivos originados por fuentes externas como movimiento de nubes, pájaros, viento, etc. pueden mitigarse repitiendo en varias ocasiones el proceso de detección.

En los ensayos llevados a cabo en la PSA se equipó la cámara con un filtro de paso de banda al infrarrojo para facilitar la detección incluso a plena luz del día. En la Fig. 3 se muestran ejemplos de luces capturadas y detectadas. Extrapolando la aplicación del sistema SHORT en plantas comerciales donde la calibración se haría de noche para no interferir con la operación de la planta, fuentes de luz en el espectro visibles sin uso de filtros sería más que suficiente para una detección de calidad.



Fig. 3. Luz infrarroja usada en los ensayos en la PSA y ejemplos de imágenes de su detección.

Modelo Cinemático

Desde un punto de vista puramente mecánico, el heliostato se comporta como un mecanismo definido por dos rotaciones (azimut y elevación), esto significa que dados estos dos ángulos se puede calcular la posición y orientación de cualquier punto del heliostato siempre y cuando se conozcan los parámetros que describen dicho modelo, objeto de la calibración. Del mismo modo y siendo la cámara un elemento más del sistema mecánico que forma el heliostato, el modelo es capaz de predecir la posición en una imagen, es decir, el pixel $\left(\frac{u_{il}}{v_{il}}\right)$, en el que va a ser vista una determinada diana l siendo conocidos los ángulos azimut α_i y elevación β_i de los motores en ese preciso instante, provistos por el encoder, y la posición real de las dianas (x_l, y_l, z_l) , ver Ec. (1).

$$\left(\frac{u_{il}}{v_{il}}\right) = f(\alpha_i, \beta_i, x_l, y_l, z_l) \quad \text{Ec. (1)}$$

Metodología

Durante el procedimiento de calibración, el heliostato es movido para capturar secuencialmente una serie de dianas, generando observaciones. Nótese que una misma diana puede generar numerosas observaciones siempre que sea vista bajo diferentes orientaciones del heliostato, evitando tener que colocar multitud de ellas. Estas observaciones alimentan un proceso de optimización en el cual, en cada iteración, los parámetros del modelo cinemático son re-ajustados mientras se minimiza el error entre el pixel real en el que han sido detectadas las observaciones y su estimación (de acuerdo a la Ec. (1)). En otras palabras, el objetivo es ajustar un modelo cinemático genérico al heliostato real bajo calibración a partir de las observaciones. Las imágenes de la Fig. 4., que provienen de la campaña de ensayos en la PSA, muestran una serie de puntos antes y después del proceso de calibración. Están señaladas tanto las posiciones reales como las estimadas por el modelo (resaltadas con un punto).

Lógicamente, una buena distribución de dianas, tanto en el eje azimutal como en el de elevación, es necesaria y ayuda a la hora de conseguir un modelo más exacto en un mayor rango angular. Idealmente, este rango angular debería coincidir con el rango de ángulos anuales en los que el heliostato va a operar.



Fig. 4. Estimación de las dianas antes y después de la calibración.

Resultados experimentales

La campaña de ensayos en la PSA fue satisfactoriamente llevada a cabo a finales de 2016 y principios de 2017. El error (RMS) en las estimaciones del modelo al calibrar un heliostato EASY fue menor a 0.30 mrad usando alrededor de 40 observaciones, el cual disminuyó hasta 0.20 mrad con algo más de 50 observaciones. Posteriormente, el heliostato se puso en operación mostrando un error de apunte alrededor de 0.6 mrad (RMS) a lo largo de varios días.

DESARROLLO DISPOSITIVO ELECTRÓNICO

Para que el sistema de calibración pueda realizarse de forma ágil y rápida es preferible realizar el procesamiento de imagen y la optimización del modelo cinemático localmente en cada heliostato, evitando tener que transferir enormes cantidades de datos. Estas nuevas funcionalidades requieren cierta potencia de cálculo, velocidad de procesamiento y almacenamiento no presentes en los sistemas habituales de control de heliostatos. Se ha desarrollado un dispositivo que integra en una misma tarjeta la electrónica necesaria para el control del heliostato, es decir, el control de los motores, y el conjunto de nuevas funcionalidades requeridas para la calibración. La parte destinada al control de los motores ha sido específicamente diseñada para el heliostato EASY. Sin embargo, su arquitectura se ha diseñado con la flexibilidad necesaria para poder ser integrado en otros heliostatos sin necesidad de grandes modificaciones, de hecho, su integración en otros heliostatos debería ser prácticamente directa.

El dispositivo está encapsulado en una envoltura de reducido tamaño, alrededor de 65x65x30 mm, específicamente diseñada para trabajar en campos de heliostatos. El software del dispositivo se ha diseñado alrededor de dos líneas fundamentales: la flexibilidad para adaptar su funcionalidad en diferentes escenarios y la gestión y registro completo de las operaciones llevadas a cabo. La plataforma de procesamiento se basa en una CPU Híbrida iMX7 con dos núcleos formados por dos Cortex A7, 1 GHz, 500 Mb RAM y un Cortex-M4 a 200 MHz. Las funciones de alto nivel se llevan a cabo sobre Linux embebido en los núcleos A7, mientras el control de tiempo real de los motores se ha resuelto mediante un procesador M4. Con objeto de soportar la calibración, el dispositivo

integra el subsistema optoelectrónico formado por la cámara, lentes y filtros previamente mencionados. Por último, a nivel de comunicaciones, el dispositivo ofrece los buses de campo actualmente utilizados en el sector (RS485, ETH) y una alimentación a 24 VDC. El esquema del dispositivo de calibración SHORT desarrollado se puede ver en la Fig. 5.

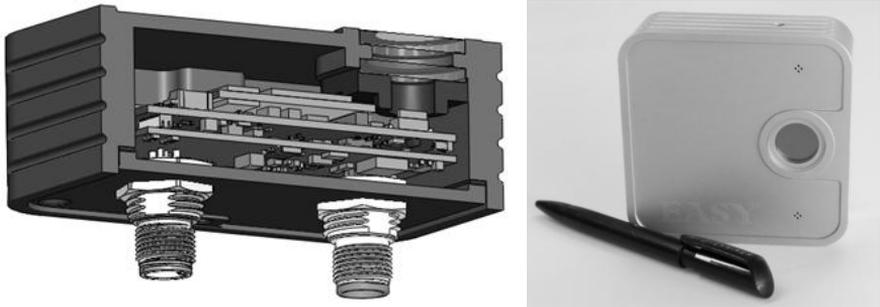


Fig. 5. Renderizado 3D y ejemplar fabricado del dispositivo.

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un sistema de calibración de heliostatos (SHORT) basado en visión artificial que ha sido exitosamente validado consiguiendo unas muy buenas precisiones, por debajo de 0.6 mrad de error en el seguimiento del sol. Este sistema permite calibrar multitud de heliostato de forma simultánea sin interferir en la operación de la planta. El sistema caracteriza el modelo cinemático del heliostato en función de medidas reales que alimenta el sistema de control y permiten corregir vía software cualquier deficiencia estructural en el heliostato.

El conjunto electrónico ofrece todas las funcionalidades para el control del heliostato y la calibración en un mismo dispositivo completamente integrado en el heliostato. Las fases de verificación y validación han sido superadas satisfactoriamente.

Los próximos pasos están encaminados en automatizar, optimizar y hacer totalmente robusto el sistema SHORT para su aplicación en una planta comercial, donde es necesario calibrar miles o cientos de miles de heliostatos. Como paso intermedio, actualmente se está llevando a cabo una segunda campaña de ensayos con el fin de demostrar su aplicabilidad calibrando varios heliostatos de forma simultánea y automática.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado y desarrollado dentro del proyecto europeo CAPTURE (Competitive Solar Power Towers) financiado por el programa marco H2020 (Horizon 2020, 2014-2020) para la innovación y la investigación ofrecido por la Unión Europea.

REFERENCIAS

CSP/STE Targets, Priority Research and Innovation Actions. Implementation Plan Initiative to the achievement of CSP/STE SET-Plan defined targets. Input from the Industrial and R&D sectors (2016).

Pfahl, A., Coventry, J., Röger, M., Wolfertstetter, F., Vázquez-Arango, J. F., Gross, F., Arjomandi, M., Schwarzbözl, P., Geiger, M., & Liedke, P. (2017). Progress in heliostat development. *Solar Energy*, 152, 3-37.

Berenguel, M., Rubio, F. R., Valverde, A., Lara, P. J., Arahál, M. R., Camacho, E. F., & López, M. (2004). An artificial vision-based control system for automatic heliostat positioning offset correction in a central receiver solar power plant. *Solar energy*, 76(5), 563-575.

Burisch, M., Sanchez, M., Olarra, A., & Villasante, C. (2016, May). Heliostat calibration using attached cameras and artificial targets. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1734, No. 1, p. 130005). AIP Publishing.

Burisch, M., Gomez, L., Olasolo, D., & Villasante, C. (2017, June). Heliostat kinematic system calibration using uncalibrated cameras. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 030007). AIP Publishing.

Monreal, A., Burisch, M., Sanchez, M., Pérez, D., Villasante, C., Olabarrieta, E., Olasolo, D., & Olarra, A. (2014). EASY: An innovative design for cost effective heliostats/solar fields. *Energy Procedia*, 49, 174-183.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**MEDIDAS DE RADIACIÓN UV EN UN CONCENTRADOR PARABÓLICO
COMPUESTO TRUNCADO Y CÁLCULO DEL PODER ÓPTICO DE
CONCENTRACIÓN BAJO DISTINTAS CONDICIONES CLIMÁTICAS PARA SU
APLICACIÓN EN UN REACTOR DE FOTOCATÁLISIS**

Saettone E., Paredes L.F., Quino F.J., Ponce Á.S., Eyzaguirre P.R.

Grupo de Investigación en Soluciones Tecnológicas para el Medio Ambiente, Instituto de
Investigación Científica (IDIC), Universidad de Lima, Av. Javier Prado Este 4600,
Santiago de Surco, Lima, Perú. esetton@ulima.edu.pe

RESUMEN

Se presentan los resultados de medir radiación ultravioleta en un concentrador parabólico compuesto truncado (CPCt) de un reactor fotocatalítico. Las medidas se realizaron dentro y fuera del CPCt, bajo radiación solar directa y difusa, con el fin de calcular el valor real de su poder óptico de concentración, el cual fue diseñado en Solid Works y construido con impresión 3D, con un poder óptico teórico de 4,63. Se verificó que a lo largo de la longitud del CPCt, y a distintas alturas respecto a la base del CPCt, bajo radiación directa se observa un perfil de radiación diferente al observado bajo radiación difusa. Finalmente, se ha calculado un poder de concentración de 3,3 en un día soleado, mientras que en un día nublado es de solo 1,46. Estos valores corresponden a una eficiencia del 72% y 31,6%, respectivamente, respecto al valor teórico de 4,6 propuesto en el diseño.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Radiación Ultravioleta, Concentrador Parabólico Compuesto, Fotocatálisis.

ABSTRACT: The results of measuring ultraviolet radiation in a truncated composite parabolic concentrator (CPCt) of a photocatalytic reactor are presented. The measurements were made inside and outside the CPCt, under direct and diffuse solar radiation, in order to calculate the real value of its optical concentration power, which was designed in Solid Works and built with 3D printing, with a theoretical optical power of 4.63. It was verified that along the length of the CPCt, and at different heights with respect to the base of the CPCt, under direct radiation a radiation profile different to that observed under diffuse radiation is observed. Finally, a concentration power of 3.3 has been calculated on a sunny day, while on a cloudy day it is only 1.46. These values correspond to an efficiency of 72% and 31.6%, respectively, with respect to the theoretical value of 4.6 proposed in the design.

KEYWORDS: Solar Energy, Ultraviolet Radiation, Compound Parabolic Concentrator, Disinfection, Photocatalysis.

INTRODUCCIÓN

El concentrador parabólico compuesto (CPC) fue desarrollado en 1966 en Estados Unidos, Alemania y la URSS, simultáneamente (Rabl, 1976). Estos concentradores solares son colectores de baja concentración, es decir, la radiación no se concentra en un punto geométrico, sino que se distribuye más o menos de forma similar en una región. Este tipo de concentradores se utilizan principalmente en calentamiento de agua porque tienen la capacidad de concentrar la radiación solar directa y difusa, a pesar de mantenerse estáticos, alcanzándose una eficiencia térmica de hasta un 60% (Zheng, 2016); aunque se ha demostrado que un CPC acoplado a un seguidor solar de dos ejes, puede incrementar su captación de energía en hasta un 75% (Khalifa, 1998). Estos concentradores también se utilizan en sistemas combinados fotovoltaico – térmico, con muy buenos resultados en eficiencia óptica (Li, 2014) y en disminución de costos (Bahaidarah, 2016). Actualmente, los CPCs se han convertido en una buena opción también para su uso en aplicaciones solares fotoquímicas (Ajona, 2000), específicamente en el proceso de fotocatalisis (Vidal, 1999). A lo largo de los años se han ido mejorando los diseños y dimensiones para lograr una óptima eficiencia de concentración (Colina – Márquez, 2010). Una mejora importante en el proceso de construcción se refiere al uso de la impresión 3D para la generación de las estructuras de soporte de los reflectores (Xu, 2017).

A diferencia de un CPC, un concentrador cilíndrico parabólico es de alta concentración, por lo que requiere superficies reflectantes de una gran calidad óptica, la cual puede ser afectada inclusive por el polvo en su superficie. Este es un importante factor a favor de los sistemas de baja concentración como un CPC, ya que su menor calidad de concentración se traduce en menores costos de fabricación. Según Foster (2010), el material idóneo para estos concentradores es el aluminio anodizado, que es altamente reflectivo para la radiación ultravioleta, 92,3% a 280 nm y 92,5% a 385 nm, mientras que para la plata es 25,2% y 92,8%, respectivamente. Es importante tener en cuenta que la radiación proveniente del Sol que alcanza la superficie terrestre tiene una longitud de onda por encima de los 300 nm (Foster, 2010).

El reactor fotocatalítico de esta investigación consta de una cámara de desinfección, un concentrador parabólico compuesto truncado (CPCt), una instalación hidráulica y un sistema electrónico de control automatizado. Dentro de la cámara de desinfección se encuentra un mezclador estático de acero inoxidable 316L con un recubrimiento de TiO_2 , a partir de un sol-gel inmovilizado por “dip-coating” y calcinado a 450°C. Con este equipo se redujo la carga de *E. coli* de $1,3 \times 10^8$ bacterias/L a $1,3 \times 10^5$ bacterias/L (i.e. un 99,9%).

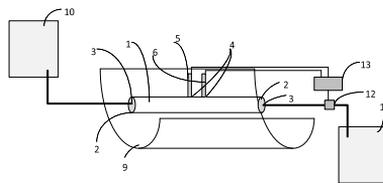


Fig. 1. Reactor fotocatalítico. 1- Cámara de desinfección, 2- Tapas herméticas, 3 y 4- Orificios de entrada y salida del agua y de sensores, 5- Sensor de temperatura, 6- Sensor de potencial de óxido – reducción, 9- CPCt, 10 y 11- Depósitos de agua no tratada y tratada, 12- Válvula solenoide y, 13- Sistema de control. [Elaboración propia].

ECUACIONES DE LA CURVATURA DEL CPC

La forma especial del CPC se obtiene al escoger solo una parte muy limitada de una parábola, la cual se replica “en espejo”. En la Fig. 2(i) se muestra una parábola producto de una función cuadrática, en la cual se ha escogido solo el arco PQ. Este se replica formando el arco FH. De esta forma, toda la radiación que ingrese en la región PH, se concentra, por reflexiones, en la región plana FQ. Finalmente, rotando las coordenadas x_{CPC} y z_{CPC} se obtiene la forma geométrica del CPC (Fig. 2(ii)), con la siguiente relación geométrica:

$$L = \frac{a + a'}{a'} \sqrt{a^2 - a'^2} \quad (1)$$

La función que describe la curvatura del CPC se presenta en la Ec. (2), según Tapia (2009),

$$z = 2L - \left[\left(\frac{L}{a + a'} \right) (|x| + a) \right] - 2 \frac{a(a + a')}{a'} \sqrt{1 - \left[\frac{|x| + a'}{a + a'} \right]} \quad (2)$$

Para el diseño de un CPC se debe definir el valor del parámetro a' y el poder óptico de concentración del CPC, $C = a/a'$:

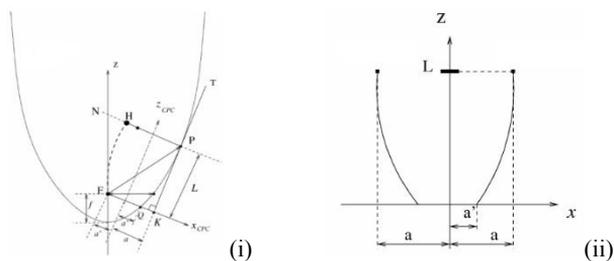


Fig. 2. (i) Sección de la parábola que describe al CPC. (ii) CPC en coordenadas cartesianas [Fuente: Tapia, 2009].

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL CPC TRUNCADO

El tubo de vidrio de la cámara de desinfección permite definir que $a' = 2$ cm. Además, se propone $C = 5$. Así, $a = 10$ cm y $L = 58,8$ cm. De la Ec. (2) se calculan las coordenadas del CPC que se muestra en la Fig. 3. A partir de aquí se trunca la parábola como lo mostró Nchelatebe (2012), de tal forma que al disminuir L de 58,8 cm a 34 cm (Fig. 3), C se reduce de 5 a 4,63, es decir, solo un 7,6%, mientras que el ahorro de material es de un 55%. Con las coordenadas se diseña un perfil en el programa Solid Works y luego se imprime en una impresora 3D (MakerBot® Replicator® 2X) con monofilamento de PLA. La estructura del concentrador está formada por 5 perfiles, separados 25 cm entre sí, de forma que se completa 1,25 m de longitud. Los 5 perfiles fueron unidos con tubería de PVC de $\frac{1}{2}$ " para darle rigidez a la estructura y mantener a los perfiles en la posición adecuada. La superficie

reflectora es de aluminio anodizado de alta reflectancia de 0,4 mm de espesor, la que fue empernada a los perfiles del CPCt (Fig. 4).

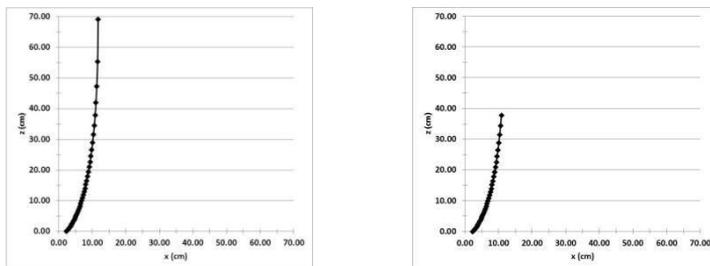


Fig. 3. Perfil del CPC (izquierda) y el CPC truncado (derecha). [Elaboración propia].

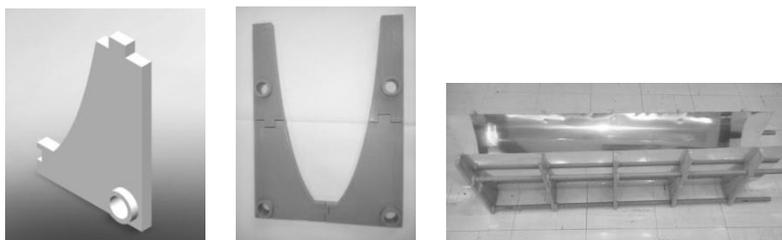


Fig. 4. Diseño en Solid Works, perfil impreso en 3D y CPCt.

MEDIDAS DE RADIACIÓN UV EN EL CPCt

Las medidas experimentales se realizaron en la Universidad de Lima (latitud $12,08^\circ$ sur, longitud $76,72^\circ$ oeste, 207 msnm, ángulo de inclinación solar $\approx 14^\circ$ norte), durante la transición entre el verano y el otoño, por lo que fue posible comparar los resultados con radiación directa (en días completamente despejados) y con radiación difusa (en días completamente nublados). Durante todas las mediciones realizadas, se observó que la irradiancia solar no se mantuvo completamente constante, pudiéndose observar variaciones de hasta un 17,5% desde el inicio hasta el fin de las medidas (que duran aproximadamente 10 minutos). Por tal motivo, el análisis de todos los datos se realizó en función del porcentaje de radiación UV respecto a la irradiancia solar, asumiendo que la variación de este porcentaje es mínima en este corto periodo de tiempo. Se verificó que este porcentaje es un poco mayor en días nublados que en los soleados, 10,23% y 9,29%, respectivamente. Para este trabajo, se utilizó un radiómetro portátil marca TENMARS TM208, que mide la irradiancia solar y un medidor portátil de radiación UVA y UVB marca General UV513AB. En todos los casos, el CPCt siempre estuvo alineado de forma paralela a la trayectoria solar (de este hacia el oeste) durante las mediciones. Las mediciones se realizaron durante dos semanas, de las cuales se han escogido los resultados obtenidos el día más despejado y el día más nublado, que corresponden a las gráficas rotuladas “con radiación directa” y “con radiación difusa”, respectivamente.

Para medir la radiación UV a lo largo del perfil del CPCt, se abrieron “ventanas” a lo largo de la superficie reflectora del CPCt. Las ventanas laterales (numeradas del 1 al 9) tienen una separación de 4 cm entre sí. Las medidas se realizan colocando el sensor en la ventana, mientras se mantienen cerradas las otras. Los resultados (Fig. 5) muestran diferencias sustanciales con radiación directa y difusa. Con la primera se obtiene un máximo de radiación reflejada cerca a la base del concentrador, mucho más que en la base misma; mientras que, con radiación difusa, no se observa este mismo comportamiento, sino un incremento gradual hasta un máximo en la misma base del concentrador.

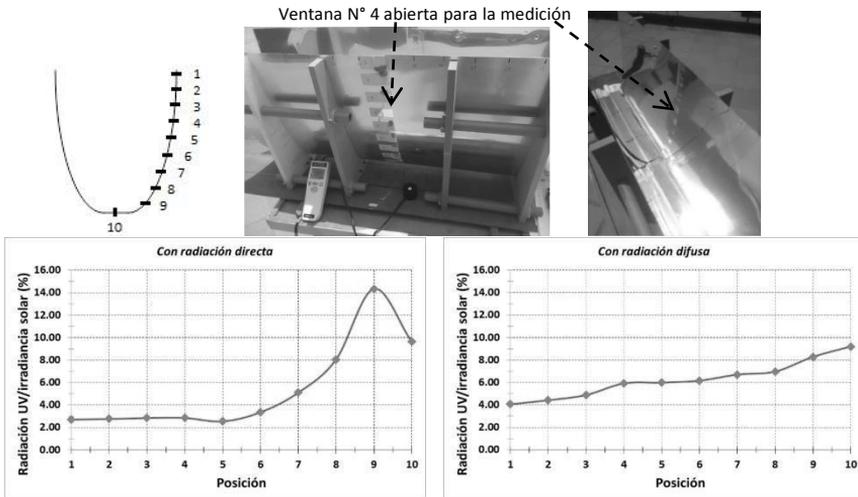


Fig. 5. CPCt con las “ventanas” para la medición. Gráficas de la razón entre la intensidad de radiación UV y la irradiancia solar respecto a la posición.

Las medidas de radiación UV a lo largo de la base del CPCt se realizaron a una altura de 2,5 cm, de extremo a extremo. En la Fig. 6 se muestran los resultados obtenidos.

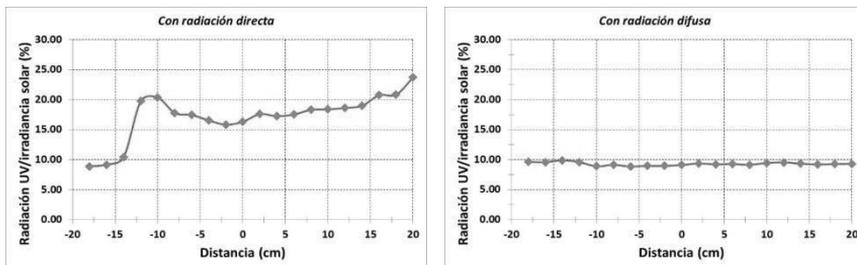


Fig. 6. Gráficas de la razón entre la intensidad de radiación UV y la irradiancia solar, lo largo del CPCt. La distancia 0 es el centro del concentrador, los valores negativos están hacia el este y los positivos hacia el oeste.

Se observa que, bajo radiación directa, la intensidad va incrementándose gradualmente conforme se mide hacia el extremo del concentrador opuesto a la posición del Sol; sin embargo, este efecto no se observa bajo radiación difusa.

Las medidas de radiación UV a distintas alturas respecto a la base se realizaron no solo durante días soleados y nublados, sino también con el sensor orientado perpendicularmente hacia arriba y hacia abajo (hacia la base del concentrador). Los resultados se muestran en la Fig. 6.

Respecto a las medidas con el sensor orientado hacia la base del concentrador, bajo radiación directa se observa un máximo entre 1 cm y 3 cm de la base del concentrador, el cual desaparece bajo radiación difusa. Respecto a las mismas medidas, pero orientando el sensor hacia arriba, también se observa un máximo entre 2 cm y 5 cm bajo radiación directa, lo que no sucede bajo radiación difusa, donde no se obtiene una diferencia significativa a diferentes alturas. La razón obtenida para esta medición entre los valores obtenidos con radiación directa respecto a la difusa es de 2,04 veces. También se observa que la radiación UV reflejada de la base del CPCT (es decir, el sensor hacia abajo) es mayor que la medida orientado hacia arriba, bajo radiación directa. Bajo radiación difusa, este efecto es contrario.

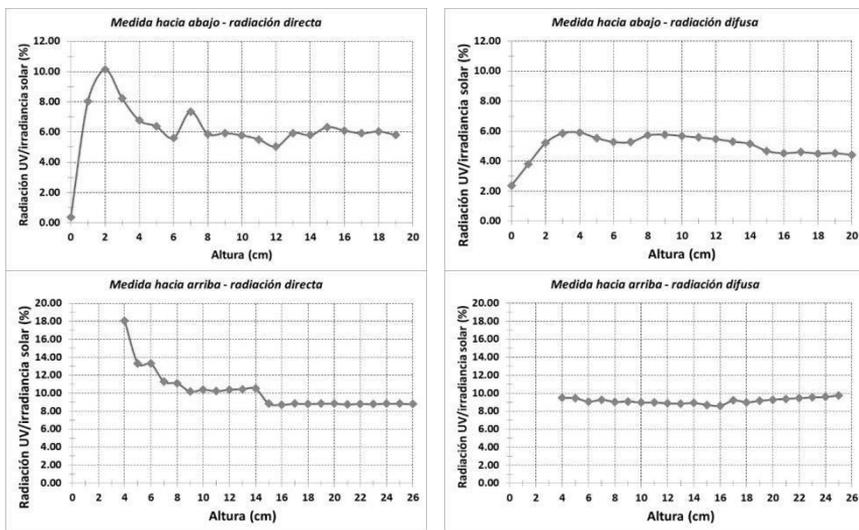


Fig. 7. Gráficas de la razón entre la intensidad de radiación UV y la irradiancia solar, respecto a la altura desde la base del CPCT, con el sensor hacia abajo y hacia arriba.

Las medidas de radiación UV a distintas direcciones dentro del CPCT se realizaron con el sensor orientado hacia cuatro direcciones perpendiculares entre sí, en la ubicación de la cámara de desinfección; y se comparó con las mismas mediciones fuera del concentrador. Las direcciones fueron: hacia arriba (↑), hacia abajo (↓), horizontal hacia el sur (→) y horizontal hacia el norte (←). Las mediciones y los resultados se muestran en la Fig. 8. La irradiancia solar se midió perpendicular a la superficie (↑). Respecto a los resultados con el sensor apuntando hacia arriba, con radiación directa, dentro del CPCT la intensidad de

radiación UV es 2,5 veces mayor que fuera del concentrador; mientras que, con radiación difusa, no se observa esta diferencia. Respecto a los resultados con el sensor apuntando hacia abajo, con radiación directa, dentro del CPCT la intensidad de radiación UV es 7,6 veces mayor que fuera del concentrador; mientras que, con radiación difusa, el efecto es menos intenso, solo 4,4 veces. Respecto a los resultados con el sensor apuntando hacia el sur, con radiación directa formando sombra hacia el sur al mediodía, dentro del concentrador es 10,1 veces que fuera del mismo; mientras que, con radiación difusa bajo el mismo ángulo de incidencia solar, es de solo el doble. Asimismo, se observa una mayor intensidad de radiación cuando el sensor está midiendo verticalmente hacia arriba respecto al medido hacia abajo, alrededor de 3,2 veces más, con radiación directa. Con radiación difusa, esta razón es solo del 1,8%.

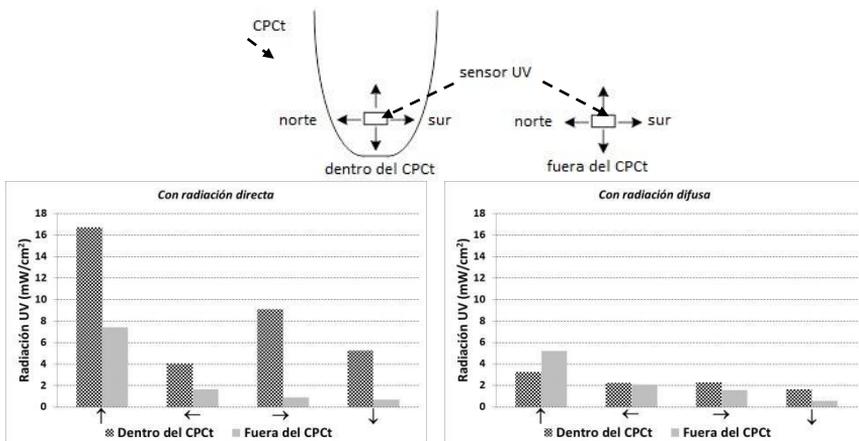


Fig. 8. Orientaciones del sensor para las medidas dentro y fuera del CPCT. [Elaboración propia]. Gráficas de radiación UV en las 4 orientaciones dadas al sensor.

CÁLCULO DEL PODER ÓPTICO DE CONCENTRACIÓN

Una forma de entender qué es el poder óptico de concentración de un CPCT, es estimar en cuántas veces se incrementa el número de “rayos solares” que inciden en un obstáculo dentro del concentrador. Para esto, se tendría que “contar” el número de rayos que alcanzan dicho obstáculo y compararlo con el número de rayos cuando el obstáculo no se encuentra dentro del concentrador. Este obstáculo corresponde a la cámara de desinfección del reactor fotocatalítico, la cual se apoya a la base del concentrador. Como es válido suponer que el número de rayos es directamente proporcional a la intensidad de la radiación, para el cálculo del poder óptico de concentración se van a sumar los valores de radiación UV medidos en las 4 direcciones, dentro y fuera del concentrador (Fig. 8). De esta forma, con radiación directa, la suma de la radiación UV en las 4 direcciones dentro del CPCT es de 351,12 W/m², mientras que fuera del concentrador es solo 106,2 W/m², lo cual representa un incremento (poder óptico de concentración) de 3,3 veces. Este valor representa el 71,9% del valor 4,6 proyectado en el diseño del CPCT. Utilizando el mismo procedimiento con

radiación difusa, solo se obtiene un incremento de 1,4 veces, que representa solo el 21,9% del proyectado.

CONCLUSIONES

La distribución de la radiación UV en el CPCt está en función de la incidencia de la radiación directa (día soleado) o difusa (día nublado). Esta diferencia no solo se observa en la intensidad de dicha radiación, sino también en la dirección en que se mida. Esto se ha verificado al medir a lo largo del perfil del concentrador, a distintas alturas desde la base del CPCt orientando el sensor hacia arriba o hacia abajo, a lo largo de la longitud del concentrador y, en las 4 direcciones perpendiculares entre sí (arriba, abajo, norte y sur). Se ha calculado que el poder óptico de concentración con radiación directa es de 3,3, lo que representa un 71,9% del valor proyectado en el diseño. De la misma forma, con radiación difusa, este poder óptico es de solo 1,4, que representa un 21,9%. Estas diferencias deberían ser tomadas en cuenta para el cálculo de la energía acumulada en un reactor de fotocatalisis para su buen funcionamiento bajo distintas condiciones climáticas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecemos el apoyo técnico logístico de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, así como al Instituto de Investigación Científica de la Universidad de Lima. Este trabajo de investigación es posible gracias al financiamiento del gobierno peruano a través de su programa Cienciactiva, del Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT), código de proyecto CONV000103-2015-FONDECYT-DE.

REFERENCIAS

- Ajona J., Vidal A. (2000). The use of CPC collectors for detoxification of contaminated water: design, construction and preliminary results. *Solar Energy*. 68, 1, 109-120.
- Bahaidarah H., et al. (2016). A comparative study on the effect of glazing and cooling for compound parabolic concentrator PV systems – Experimental and analytical investigations. *Energy Convers Manage*. 129, 227-239.
- Colina-Márquez J., Machuca-Martínez F., Puma G. (2010). Radiation absorption and optimization of solar photocatalytic reactors for environmental applications. *Environmental Scientific Technology*. 44, 13, 5112-5120.
- Foster R., Ghassemi M. and Cota, A. (2010). *Solar Energy – Renewable Energy and the Environment*, New Mexico State University, CRC Press Taylor & Francis Group.
- Rabl A. (1976). Optical and thermal properties of compound parabolic concentrators. *Solar Energy*. 18, 497-511.
- Khalifa A., Al-Mutawalli S. (1998). Effect of two-axis sun tracking on the performance of compound parabolic concentrators. *Energy Convers Manage*. 39, 1073-1079.
- Li G. et al. (2014). Optical evaluation of a novel static incorporated compound parabolic concentrator with photovoltaic/thermal system and preliminary experiment. *Energy Convers Manage*. 85, 204-211.
- Nchelatebe D., Smyth M. (2012). Performance analysis and comparison of concentrated evacuated tube heat pipe solar collectors. *Applied Energy*. 98, 22-32.

- Tapia S., del Río J. (2009). Concentrador parabólico compuesto: una descripción optogeométrica. *Revista Mexicana de Física*. 55, 2, 141-153.
- Vidal A. *et al.* (1999). Solar photocatalysis for detoxification and disinfection of contaminated water: pilot plant studies. *Catalysis Today*. 54, 283-290.
- Xu R. *et al.* (2017). Experimental investigation of a solar collector integrated with a pulsating heat pipe and a compound parabolic concentrator. *Energy Convers Manage*. 148, 68-77.
- Zheng W. *et al.* (2016). Numerical and experimental investigation on a new type of compound parabolic concentrator solar collector. *Energy Convers Manage*. 129, 11-22.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS SOLARES TÉRMICAS PARA APLICACIONES INDUSTRIALES EN CHILE

Castillo, P.A.*, Correa, C.A.***, Ibarra, M.***

*Centro de Tecnologías de Energía Solar, Fraunhofer Chile Research (FCRCSET) Centro de Innovación UC Anacleto Angelini, Piso 8, Vicuña Mackenna 4860, Macul, Santiago, 7820436, Región Metropolitana, Chile, email: mercedes.ibarra@fraunhofer.cl

**Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) Beauchef 851 Torre Poniente 5to piso, Santiago, 8370456, Región Metropolitana, Chile, email: camila.correa.j@ug.uchile.cl, pablo.castillo.q@ug.uchile.cl

RESUMEN

En el trabajo presentado, se busca identificar y cuantificar el alcance de la integración de energía solar en la industria manufacturera de Chile. En base a datos públicos, se extraen los consumos de combustibles y electricidad anuales de diferentes rubros, y se estima la demanda térmica y de refrigeración efectiva. Contrastando con la disponibilidad geográfica de radiación solar, se han identificado áreas clave en el rubro de los alimentos para una integración de tecnología solar térmica. El potencial ahorro debido al reemplazo de derivados del petróleo en los sub-rubros cárnicos, hortofrutícolas, lácteos y vitivinícolas asciende a 638.629 MWh (USD 26.500 millones), mientras que el reemplazo de electricidad para refrigeración en los sub-rubros panadería, cárnicos, lácteos y vitivinícola se aproxima a 156.199 MWh (USD 18.600 millones).

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Calor solar para procesos industriales, potencial integración de calor solar, evaluación sectores y procesos industriales, Chile

ABSTRACT

The aim of this work is to identify and quantify the effects of solar energy integration in Chile's manufacturing industry. From a public database, annual fuel and electricity consumption of different sectors are extracted, and effective thermal and cooling demand is estimated. Analyzing geographical availability of solar radiation, key areas have been identified in the food industry for possible integration of solar thermal technology. The potential savings due to the replacement of petroleum derivatives in the meat, fruit and vegetable, dairy and wine sub-sectors amounts to 638.629 MWh (USD 26.500 million), while the replacement of electricity for refrigeration in bakery and dairy products, meat and wine sector is estimated in 156,199 MWh (USD 18.600 million).

KEYWORDS: Solar heat for industrial processes, solar heat integration potential, suitable industrial sector and processes, Chile.

INTRODUCCIÓN

Con el creciente interés en integrar energías renovables a la matriz energética chilena, es de gran utilidad conocer el consumo energético de la industria manufacturera nacional, ya que concentra cerca del 24% del consumo del país (Ministerio de Energía, 2015). En Chile, la integración solar representa una oportunidad para desarrollar una mayor independencia económica de las importaciones de combustibles fósiles (Ministerio de Energía, 2015). La participación de energías renovables no convencionales ha llegado a un 18%, principalmente por plantas fotovoltaicas y eólicas para la generación de electricidad (Comisión Nacional de Energía, 2018). Sin embargo, urge explorar alternativas a las fuentes tradicionales de energía térmica ampliamente presentes en las áreas industriales y de transporte. En el informe Balance Nacional de Energía (Ministerio de Energía, 2014) se presenta un desglose del consumo energético según el sector económico y fuente energética. En el sector industrial, el consumo térmico representa sobre 76% del total. Al analizar el consumo eléctrico en este sector, se detecta una participación relevante de equipos de refrigeración.

La integración de calor solar en procesos industriales ha sido estudiada con anterioridad. En 2011, se llevó a cabo una evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial en España (IDAE, 2011). En un estudio similar, se analizó el consumo de calor de la industria en Alemania y determinó los sectores más prometedores para la integración solar (Lauterbach, 2012). En 2016 se realizó un estudio de potencial al estado de California, donde adicionalmente evaluó la instalación de colectores cilindro parabólicos (Kurup, 2016). Por último, el año 2014 se realizó una caracterización de la demanda térmica de la industria chilena (Aiguasol, 2014), pero fue realizada determinando los consumos térmicos de cada industria según el gasto energético en la manufactura de sus productos.

Por ello, el objetivo de este trabajo es identificar y cuantificar el potencial de integración de tecnologías solares térmicas. A diferencia del trabajo presentado por Aiguasol, en este trabajo se determinará el consumo térmico utilizando datos a nivel nacional de la industria manufacturera, analizando la generación de calor y de frío, particularmente en el rango de temperaturas entre 0°C-100°C.

METODOLOGÍA

La metodología presentada en este trabajo identifica y procesa la información presentada en la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) realizada en el año 2014 (INE, 2014) para determinar el consumo energético de la industria manufacturera.

Análisis de la Base de Datos

La ENIA recopila diversa información sobre la composición, infraestructura, ubicación geográfica y gastos de las distintas industrias del sector manufacturero de Chile, exceptuando la industria minera. Debido al procedimiento de recopilación de datos, fue necesario seleccionar la información relevante y confiable para el estudio, realizando un filtro de calidad. La ENIA clasifica en cinco niveles de confianza la información entregada, de los cuales se seleccionaron los tres niveles con menor incertidumbre. Esto redujo el espacio muestral de 3333 empresas a 2869 (86%). A continuación, se identificaron dos

fuentes de consumo energético: El consumo de electricidad y el consumo de combustible, los cuales se analizaron de manera independiente.

Consumo de electricidad. La ENIA entrega información sobre la cantidad y costo de electricidad consumida por empresa para un total de 1485 empresas (52% de la muestra). Al contrastar los consumos eléctricos declarados en la ENIA con los presentados en el Balance Nacional de Energía (BNE) (Ministerios de Energía 2014), se encontraron discrepancias tanto de la energía en kWh anuales como en el costo en pesos chilenos (CLP) de más de 8700%. Para normalizar los valores, se utilizó el valor promedio por región de la tarifa BT4 de baja tensión, frecuentemente utilizado en industrias de pequeña y mediana escala, de 74.18 CLP/kWh (CNE, 2015) y se contrastó el costo estimado con el costo declarado de la energía consumida. Se estableció un intervalo de confianza contabilizando las diferencias tarifarias regionales según los contratos particulares de cada empresa y se normalizó según el precio declarado en la ENIA.

Los resultados obtenidos de esta normalización se pueden observar en la Fig. 1. Así, se obtuvo un total de 4.472.180 MWh anuales consumidos con un costo total aproximado de CLP \$ 292.400 MM. Esto representa un 24% del consumo eléctrico presentado en el BNE, conforme con el sector manufacturero. En la Tabla 1 se presentan los valores obtenidos por los principales sectores de la industria. Destacan los valores de consumos eléctricos de los rubros de madera y papel, alimentos y bebidas, y químicos y farmacéuticos. De estos, el sector maderero se vería limitado su accesibilidad al recurso solar debido a su distribución geográfica.

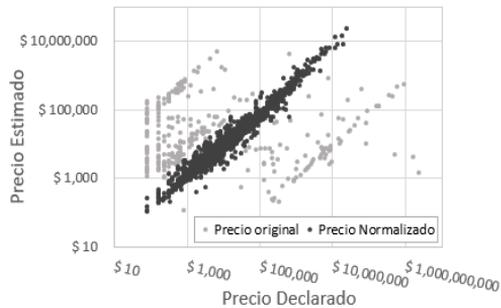


Fig.1. Comparación de precios electricidad estimados y declarados en la ENIA 2014.

Consumo de combustible. Con respecto al consumo de combustible, se identificaron once fuentes: Carbón piedra, coque, petróleo, diésel, bencina, kerosene, gas licuado, gas natural, gas natural licuado, metanol y biomasa (o leña). La ENIA entrega la información sobre la cantidad de cada combustible consumido y su costo asociado. Para comparar los consumos de los distintos combustibles, se determinó la energía consumida equivalente utilizando el poder calorífico inferior (LHV) de cada combustible (ORNL, 2011). Una vez realizada esta conversión, y de manera análoga a los consumos eléctricos, se compararon los valores calculados con los presentados por el Balance Nacional de Energía (Ministerio de Energía, 2014), donde se identificaron discrepancias en el consumo de combustible a nivel nacional de más de 26.000%. Los mayores errores se encontraron en los combustibles derivados del petróleo y del gas natural, por lo que se realizó una comparación entre los gastos declarados

de cada combustible y el gasto esperado asumiendo un valor de \$43 USD/MWh para los derivados del petróleo y \$47 USD/MWh para el gas natural o licuado (ChileAlimentos A.G., 2012). Se normalizó con respecto al valor esperado, logrando disminuir las discrepancias respecto al BNE. De esta forma se obtuvo un consumo de combustible anual de 32.096.655 MWh, con un costo total de CLP \$ 432.488 MM anuales. Esto representa un 57% del consumo de combustible reportado por el BNE. En la Tabla 1 se muestran los valores obtenidos por los principales sectores de la industria. Nuevamente, destaca el sector de madera y papel, alimentos y bebidas, y químicos y farmacéuticos, además de minerales no metálicos.

Tabla 1. Consumo Eléctrico y Combustible Anual Estimado en el Sector Manufacturero Chileno.

Rubro	Consumo eléctrico anual (MWh)	Participación (%)	Consumo combustible anual (MWh)	Participación (%)
Alimentos y Bebidas	1.221.787	23,58%	8.064.017	25,12%
Textiles y Cuero	30.718	0,59%	1.435.316	4,47%
Madera y Papel	1.475.431	28,47%	10.676.017	33,26%
Químicos y Farmacéuticos	913.930	17,64%	2.903.903	9,04%
Caucho y Plástico	325.332	6,28%	940.920	2,93%
Minerales no Metálicos	409.119	7,90%	2.568.950	8,00%
Total	4.376.318	100%	32.096.655	100%

Estimación de demandas térmicas de calor y refrigeración.

A partir de los datos normalizados, se estimó el porcentaje del consumo energético efectivamente destinado a calor de proceso o refrigeración. Para encontrar la demanda efectiva se utilizaron los siguientes supuestos: el uso de equipos de refrigeración tradicional con un COP estándar de 3 (Aiguasol 2014) y una eficiencia de combustión promedio de un 85% (Ganapathy, 2003). El consumo energético estimado se obtuvo mediante una revisión de bibliografía dedicada al rubro, manuales de eficiencia y en base a niveles de exportación e importación. De lo anterior, se extrajo un porcentaje representativo para cada rubro analizado. Según los resultados obtenidos, en promedio un 80-95% de la demanda de combustibles se destina a calor de procesos, mientras que entre un 15-60% de la electricidad se destina a equipos de refrigeración. Se ignoraron usos de combustible no destinados a procesos térmicos, como por ejemplo transporte o iluminación.

CASO DE ESTUDIO: ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA DE LOS ALIMENTOS

En el análisis de la base de datos, se identificó la industria de los alimentos como el segundo rubro con mayor consumo energético, por lo que se seleccionó para el caso de estudio. El análisis del rubro forestal se descartó ya se concentra en la zona sur del país, por lo que hay una menor disponibilidad del recurso solar (menores a 1000 kWh/m² anual) y dichas industrias tienen acceso a combustible de biomasa a precio de coste, por lo que las aplicaciones solares no son competitivas.

En contraste, el rubro de los alimentos se concentra en el centro del país, con índices de radiación entre 1600-2100 kWh/m² anual (Molina, 2017). Adicionalmente, la industria de los alimentos concentra el mayor número de industrias en el país, con 957 empresas registradas (INE, 2014). El análisis detallado de la industria de los alimentos permite identificar sub-rubros y procesos que requieren mayores consumos térmicos, y, por tanto, con mayor potencial de uso de energía solar.

El desglose del consumo eléctrico y térmico en la industria de los alimentos y su distribución geográfica a lo largo del país se representa en la Fig. 2. Se puede apreciar que el mayor consumo energético, tanto térmico como de refrigeración se concentra en la zona central del país, en particular en la ciudad de Santiago. Los niveles de radiación son más altos al norte del país, aunque los consumos energéticos de la industria alimentaria son menores.

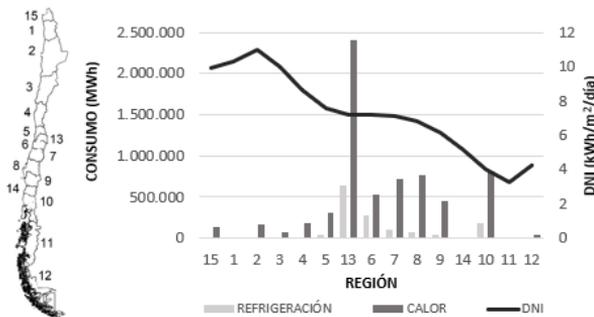


Fig. 2. Distribución geográfica de la demanda estimada de calor y refrigeración de la industria alimentaria y radiación directa normal (DNI).

En la Tabla 2 se presentan los sub-rubros analizados, junto con el porcentaje estimado del consumo de combustible destinado a calor de procesos y de electricidad destinado a refrigeración (Aguasol 2014, IDAE 2011, ChileAlimentos A.G. 2012). En los sub-rubros analizados, la energía destinada a procesos de calor es, en promedio, de un 92%. En cambio, el consumo energético para refrigeración es bastante menor (41%), presentando sub-rubros de mayor interés como: panadería, sector vitivinícola, cárnico y lácteo.

Tabla 2. Porcentajes estimados del consumo de combustibles y electricidad destinados a procesos térmicos para algunos sub-rubros de alimentos y bebidas.

Sub-rubros	Calor de proceso	Refrigeración
Carnes	93%	54%
Pescados	92%	17%
Frutas y hortalizas	92%	16%
Lácteos	95%	41%
Vinos	95%	58%
Panadería	83%	60%

Estos consumos se traducen en gastos económicos, que se muestran en la Fig. 3. Destaca el alto gasto que suponen los consumos energéticos en los sub-rubros de carnes, pescados,

panadería, lácteos y frutas, legumbres y hortalizas, tanto en consumo térmico como de refrigeración.

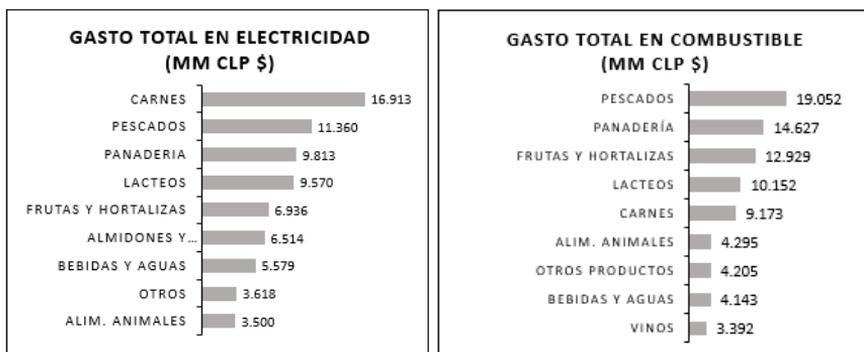


Fig. 3. Gasto económico estimado para electricidad (izquierda) y combustibles (derecha) a nivel nacional.

Análisis de procesos industriales térmicos y de refrigeración

El análisis de los consumos en los sub-rubros alimenticios permitió que se identificaran aquellos con mayor consumo: carnes, pescados, panadería, lácteos, frutas, legumbres y hortalizas. En esto, se realizó un análisis de sus procesos industriales de mayor consumo. Adicionalmente se analizó la industria vitivinícola debido a su importancia en la industria nacional. Se caracterizaron los procesos mediante la determinación de la temperatura de operación, consumo estimado y costos asociados (Borregaard 2009, Brush 2011, CAMCHAL 2016, ChileAlimentos A.G. 2012, IEE 2016). Los procesos se agruparon en categorías según su temperatura de operación, el tipo de operación (proceso de calor o refrigeración) y fracción de consumo respecto al consumo total. En esta aproximación, se consideraron industrias tipo para cada sub-rubro a nivel nacional, permitiendo la identificación de los procesos más interesantes (según su consumo energético y ubicación geográfica) para la integración de energía solar.

Los procesos más atractivos se muestran en la Tabla 3, donde se presentan los resultados de este análisis. Todos los procesos térmicos presentados, a excepción del horneado y secado, operan a temperaturas menores o iguales a 100°C, por lo que se determinó que existe un potencial de 638.629 MWh para integración solar con tecnologías sin concentración como colectores planos o de tubos evacuados (IRENA, 2015). Por otro lado, el único proceso bajo 0°C es el de congelado, lo que permite el uso de sistemas de enfriamiento por absorción de baja potencia para el resto de los procesos de enfriamiento (Dincer, 2016). Por tanto, se estimó un potencial de integración de 156.199 MWh en procesos de refrigeración.

A modo de ejemplo, del gasto total en combustibles del sub-rubro cárnico, un 93% se destina en la generación de calor. De ello, para una empresa típica, un 80% se consume en el proceso de escaldado, lo que se traduce a 354.778 MWh anuales.

Tabla 3. Principales procesos térmicos de cada sub-rubro alimenticio.

Sub-rubro	Proceso	Tipo	Temperatura de Operación (°C)	Fracción de consumo	Consumo Energético (MWh)
Carnes	Escaldado	Calor	60	80%	354.778
Carnes	Almacenamiento	Frío	5	45%	58.815
Pescados	Secado	Calor	160	72%	351.895
Pescados	Congelado	Frío	-18	100%	28.549
Panadería	Horneado	Calor	270	70%	425.299
Panadería	Almacenamiento	Frío	5	100%	71.017
Frutas y hortalizas	Evaporación	Calor	84	32%	107.685
Lácteos	Pasteurización	Calor	72	34%	134.124
Lácteos	Almacenamiento	Frío	4	40%	21.137
Vinos	Lavado	Calor	80	52%	42.042
Vinos	Refrigeración	Frío	3	19%	5.230

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una metodología general que busca identificar y cuantificar el potencial de integración de tecnologías solares térmicas en la industria chilena. A partir de datos públicos, se ha determinado el consumo eléctrico y de combustibles de los distintos sectores de la industria manufacturera (a excepción de la industria minera), con los cuales se ha estimado el consumo térmico y de refrigeración de cada sector. El consumo total de combustibles y electricidad de la industria manufacturera es de 32.096.655 MWh y 4.472.180 MWh respectivamente.

Se han identificado cuatro industrias que concentran el consumo energético: madera y papel, alimentos y bebidas, productos químicos y farmacéuticos y minerales no metálicos. Estas industrias concentran el 75.42% del consumo de combustibles (24.297.297 MWh) y el 77.59% del consumo eléctrico (3.469.964 MWh). Según el tipo de industria, el 80-90% del consumo de combustible se utiliza en calor de proceso, y 15-60% del consumo eléctrico se utiliza en equipos de refrigeración.

Debido a su importancia en la industria nacional y a su ubicación en el valle central del país, donde el recurso solar es abundante, se ha seleccionado el sector de los alimentos para un estudio en detalle para la integración de tecnologías solares térmicas. Se han identificado los sub rubros de carnes, pescados, panadería, lácteos, frutas y hortalizas, y vinos, debido a su gran consumo energético e importancia en la producción nacional. De los procesos principales de estos sub-rubros, existe un potencial de integración de 638.629 MWh para procesos de calor a temperaturas menores a 100°C con tecnologías de colectores sin concentración. Para procesos de refrigeración, el potencial de integración alcanza 156.199 MWh para temperaturas sobre 0°C, posibilitando el uso de tecnologías de absorción a pequeña escala alimentadas por calor solar.

REFERENCIAS

- Aiguasol, Corporación de Fomento de la Producción. (2014). *AppSol. Manual de diseño de sistemas solares térmicos para la industria chilena*.
- Brøregård, N., et al., (2009). *Eficiencia Energética y Cambio Climático en el Sector Vitivinícola: Procesos, herramientas y ejemplos de buenas prácticas*.
- Brush, A., Masanet, E., Worrell, E. (2011). *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Dairy Processing Industry, An ENERGY STAR® Guide for Energy and Plant Managers*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division.
- Cámara Chileno Alemana de Comercio e Industria, Agencia Chilena de Eficiencia Energética AChEE, Ministerio del Medio Ambiente Alemán, (2016). *Smart Energy Concepts Chile: Escenario Energético del Sector Agroalimentario*. CAMCHAL.
- Chilealimentos A.G., Asociación Chilena de Eficiencia Energética, (2012). *Manual de Eficiencia Energética en la Industria de los Alimentos Elaborados*. Schwager Energy.
- Comisión Nacional de Energía. (2016). *Anuario Estadístico de Energía 2005-2015*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile
- Comisión Nacional de Energía. (2018). *Reporte mensual ERNC. Volumen N° 20. Abril 2018*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- Dincer, Ibrahim, and Tahir Abdul Hussain Ratlamwala. *Integrated Absorption Refrigeration Systems: Comparative Energy and Exergy Analyses*. Springer, 2016.
- Ganapathy, V. (2003). *Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators. Design, Applications and Calculations*. Marcel Dekker Inc. Nueva York.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, (2011). *Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial - Estudio térmico PER 2011-2020*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España.
- Instituto Nacional de Estadísticas, Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, Gobierno de Chile, (2014). *Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA)*.
- Intelligent Energy-Europe (IEE), 2006. *SAHC Project Promotion of Solar Assisted Heating and Cooling in the agrofood sector: D3 Energy and Economic Potential assessment for SAHC plants in selected agrofood sectors*.
- International Renewable Energy Agency. (2015). *Solar Heat for Industrial Processes. Technology Brief*.
- Kurup, P. Turchi, C. Zhu, G. (2016). *Solar process heat potential in California, USA*. Conference Proceeding Eurosun. 11-14 Octubre, Palma de Mallorca, España.
- Lauterbach, C. Schmitt, B. Jordan, U. Vajen, K. (2012) *The potential of solar heat for industrial processes in Germany*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier.
- Marzo, A. (2016) *Towards the Chilean Solar Thermal Potential Knowledge for Solar Power Tower Plant*. Proceeding Solarpaces. 11-14 Octubre, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- Molina, A. Falvey, M. Rondanelli, R., (2017). *A solar radiation database for Chile. Scientific Reports*.
- Ministerio de Energía. (2014). *Consumo Sector Industrial y Minero*. Gobierno de Chile.
- Ministerio de Energía. (2015). *Energía 2050 Política Energética de Chile*. Gobierno de Chile.
- Oak Ridge National Laboratory. (2011). *Biomass Energy Data Book*. ORNL. Departamento de Energía. Gobierno de EE.UU.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

DESEMPENHO DE UM ABSORVEDOR MULTI-TUBOS PARA GERAÇÃO DIRETA DE VAPOR EM CONCENTRADORES FRESNEL LINEARES

Pigozzo V.C.F., de Sá A.B., Passos J.C

LEPTEN-Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia
Departamento de Engenharia Mecânica – Centro Tecnológico Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Mecânica (POSMEC), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC),
Campus Universitário Reitor João David Ferreira Lima - Trindade, Florianópolis, CEP:
88040-900, Santa Catarina, Brasil. victor.pigozzo@lepten.ufsc.br

RESUMO

O presente trabalho estuda a transferência de calor em um absorvedor multi-tubos de um concentrador solar do tipo Fresnel linear operando com geração direta de vapor. Aspectos referentes às perdas térmicas para o ambiente e o desempenho do absorvedor recebendo a radiação concentrada, operando com escoamento em regime monofásico e bifásico foram analisados experimentalmente. O concentrador Fresnel possui 5 m de largura e 12 m de comprimento, totalizando uma área efetiva de espelhos de 54 m². O absorvedor é do tipo cavidade trapezoidal contendo seis tubos de 25,4 mm de diâmetro externo, com 12 m de comprimento e revestido com uma pintura seletiva. O escoamento ocorre em série pelos seis tubos. Foram realizados testes com temperaturas de entrada da água variando de 30°C até 180°C.

PALAVRAS CHAVE: Concentrador Fresnel linear, Geração Direta de Vapor.

ABSTRACT

This work studies the heat transfer in a multi-tube absorber for a linear Fresnel type solar concentrator operating with direct steam generation. The aspects related to thermal losses to the environment and the performance of the absorber receiving concentrated radiation, operating in single phase and two-phase flow were analyzed experimentally. The Fresnel concentrator is 5 m wide and 12 m long, with a total effective mirror area of 54 m². The absorber is a trapezoidal cavity type containing six tubes of 25,4 mm of external diameter, with solar selective coating and 12 m of length. The flow is in series along the six tubes. Tests with water entrance temperatures ranging from 30°C to 180°C were carried out.

KEYWORDS: Linear Fresnel Concentrator, Direct Steam Generation.

INTRODUÇÃO

Os concentradores solares heliotérmicos são equipamentos que utilizam espelhos para concentrar a radiação solar, possibilitando assim atingir temperaturas mais elevadas em um fluido de trabalho [Duffie y Beckman, 1991]. O aproveitamento da energia solar através destes concentradores possui grande aplicabilidade na geração de calor para processos industriais, tais como secagem, destilação, entre outros [Sharma et al., 2017]. Embora a contribuição do aquecimento solar para o setor industrial ainda seja pequena, a expectativa para o seu crescimento mundial, nos próximos anos, é bastante positiva. Além disso, os custos de implementação de concentradores solares diminuíram 50% nos últimos 20 anos [EIA, 2017].

Apesar de a calha parabólica ser a tecnologia de concentração solar mais desenvolvida e utilizada até o momento, o concentrador Fresnel linear (CFL) desponta como uma tecnologia com diversas vantagens tais como custos mais baixos e simplicidade construtiva [Barlev et al., 2011; Morin et al., 2012]. O CFL consiste em linhas de espelhos paralelas, que giram em seu próprio eixo para continuamente refletir a radiação solar para o absorvedor. O absorvedor, localizado acima do campo de espelhos, transfere parte importante da energia térmica da radiação concentrada para um fluido de trabalho.

A maioria das plantas de concentração solar opera com óleo térmico como fluido de trabalho, entretanto é possível utilizar água diretamente no campo solar, em um processo chamado de geração direta de vapor, ou DSG, na sigla em inglês de *Direct Steam Generation*. Este tipo de operação apresenta vantagens como a eliminação de trocadores de calor entre o óleo térmico e a água no ciclo de potência, possibilidade de operar a maiores temperaturas que a temperatura limite do óleo térmico, e mesmo a possibilidade de gerar vapor diretamente para processos industriais. Diversos estudos foram realizados referentes à análise de DSG em concentradores solares, mostrando a viabilidade técnica deste tipo de operação para concentradores cilindro parabólicos [de Sá et al., 2018; Zarza et al., 2004]. O CFL aparece como uma tecnologia promissora de concentração solar para operar em DSG com geração de vapor a médias temperaturas, entre 100°C e 200°C, que inclui a maioria das aplicações de calor para processos industriais [Sharma et al., 2017; Zhu et al., 2014]. Com isto em vista, o laboratório LEPTEN, da Universidade Federal de Santa Catarina, dentro do projeto Heliotérmica apoiado pelo CNPq, desenvolveu um CFL protótipo para operar em DSG.

Este artigo apresenta os resultados obtidos em um estudo experimental do comportamento térmico do absorvedor multi-tubos, não evacuados, do referido CFL. Três tipos de testes foram realizados: testes de perdas térmicas, testes com concentração solar e escoamento monofásico da água e testes com concentração solar e geração direta de vapor.

CONCENTRADOR FRESNEL LINEAR – BANCADA EXPERIMENTAL

O protótipo do CFL conta com um separador de vapor, condensador, válvula de controle de pressão e pré-aquecedor elétrico, sendo possível operar numa grande faixa de condições de temperatura e pressão de saturação. A Figura 1 apresenta uma fotografia do concentrador solar Fresnel Linear, que foi totalmente projetado e construído dentro do escopo deste

projeto. Inicialmente, simulações do tipo *Ray-tracing* foram realizadas a fim de otimizar a configuração geométrica do Fresnel (Bittencourt et al., 2015). O campo solar do CFL possui 5 m de largura por 12 m de comprimento e foi projetado para operar com geração direta de vapor saturado a temperaturas de até 220°C. O sistema de rastreamento monoatuador permite a movimentação simultânea das dez linhas de espelhos (Brogni et al., 2017). O Fresnel conta também com um mecanismo que movimenta o absorvedor no sentido longitudinal a fim de minimizar as perdas de final de linha. A Figura 2 apresenta um esquema do circuito hidráulico da bancada do Fresnel.



Fig. 1. Foto da Bancada do Concentrador Solar Fresnel Linear Instalada no LEPTEN/UFSC

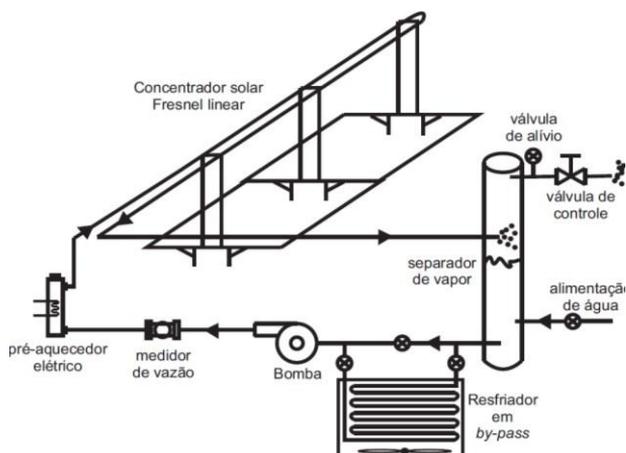


Fig. 2. Circuito Hidráulico da Bancada de Testes do Concentrador Fresnel Linear

A Figura 3(a) apresenta um esquema do absorvedor utilizado. Ele é composto por uma calha trapezoidal formada por chapas de alumínio, preenchido com lã de rocha para o isolamento térmico. Na parte inferior da cavidade está instalada a janela de vidro para suprimir as perdas por convecção para o ambiente externo. Este vidro é do tipo *extra-clear* com baixo teor de ferro para aumentar sua transparência. O absorvedor possui seis tubos paralelos de aço inoxidável com diâmetro externo de 25,4 mm. Os tubos são pintados com tinta seletiva e situam-se dentro da cavidade trapezoidal. Os tubos do absorvedor são conectados em série e o fluido de trabalho escoou no sentido dos tubos mais periféricos para os mais centrais do absorvedor. O escoamento em série pelos seis tubos é esquematizado na Fig. 3(b). Como cada tubo tem 12 m de comprimento o fluido escoou por um comprimento total de 72 m.

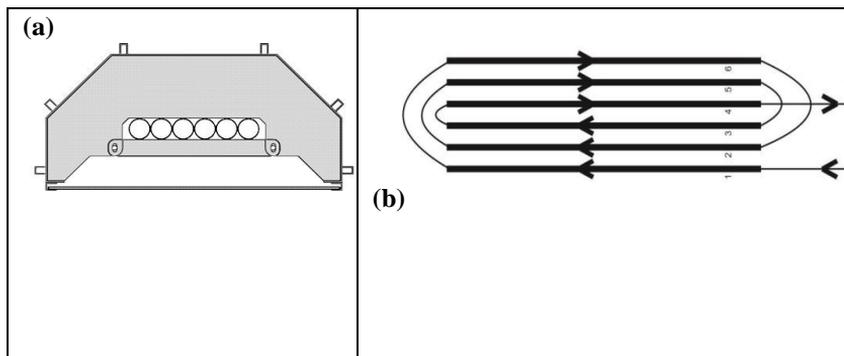


Fig. 3. (a) Absorvedor Multi-tubos. (b) *Layout* do Escoamento em Série nos Tubos do Absorvedor

Os testes de perdas térmicas foram realizados com o absorvedor operando com e sem a janela de vidro, em uma ampla faixa de temperaturas e condições ambientais. Foram efetuados testes com e sem a presença de radiação concentrada, onde o fluido entra aquecido pelo pré-aquecedor elétrico, e perde calor ao passar pelo absorvedor. Apesar de subestimar as perdas térmicas reais, testes sem radiação concentrada possuem um valor qualitativo para avaliar e caracterizar o absorvedor e serão comparados aos testes de operação real, com radiação concentrada. Nos testes com a radiação concentrada o absorvedor é alimentado com o fluido à vazão e temperatura controlada. Ao longo de um período em que o regime é considerado permanente são registradas as médias das variáveis experimentais adquiridas, tais como pressão, velocidade mássica, temperaturas do fluido e de parede do tubo absorvedor, DNI, entre outras, e realizadas a análise dos resultados.

RESULTADOS

Na Figura 4, são apresentadas as taxas totais de perdas de calor ao longo dos 12 m do absorvedor, sendo possível visualizar a eficácia da janela de vidro na redução das perdas térmicas. Nos testes de perdas térmicas sem o vidro foram encontradas taxas de calor perdido por comprimento do absorvedor variando entre 84 W/m e 433 W/m, para

diferenças de temperatura entre o fluido de trabalho e o ambiente variando entre 10°C e 65°C. Nestes testes a velocidade do vento variou entre 1 m/s e 6 m/s. Nos testes de perdas térmicas com o vidro a taxa de calor perdido variou entre 45 W/m e 256 W/m para diferenças de temperatura entre 32°C e 100 °C e ventos entre 1 m/s e 7 m/s. Para a mesma condição de teste, com diferença de temperatura de 40°C com relação ao ambiente e vento de 2 m/s há uma redução de 60% nas perdas térmicas com a presença do vidro. No total foram realizados 38 testes de perdas térmicas. Também é possível observar, na Fig. 4, que no caso sem o vidro existe uma grande variação com relação à curva de tendência. Este fato é devido à grande influência do vento, que varia bastante entre os testes. Já no caso com a janela de vidro, que também tem uma grande variação de vento entre os testes, a variação com a curva de tendência é pequena, mostrando assim uma independência das perdas térmicas com a velocidade do vento.

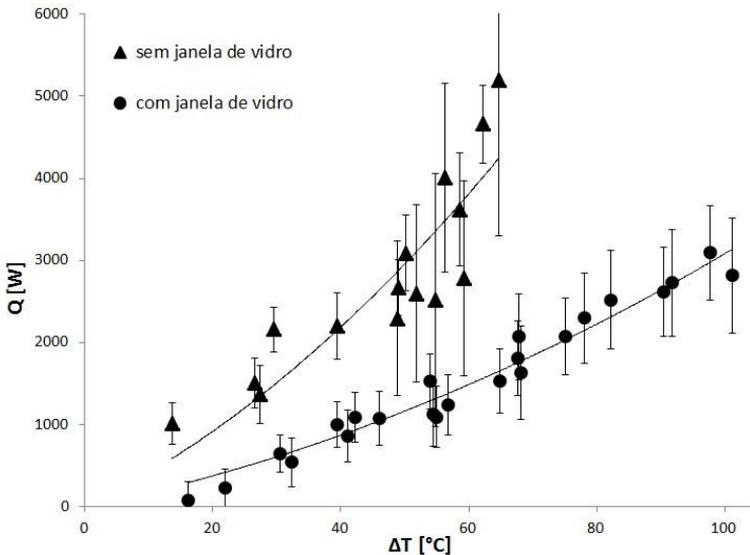


Fig. 4. Perdas Térmicas Totais no Absorvedor Multi-tubos Com e Sem a Janela de Vidro

Outro tipo de testes foi efetuado para caracterizar a eficiência do concentrador, onde o fluido entra a uma temperatura próxima à do ambiente, e ganha calor com a radiação concentrada. O objetivo é caracterizar a eficiência ótica de pico (η_{0o}), ou seja, a eficiência do concentrador considerando um ângulo de zênite igual a zero. Os resultados foram analisados conforme a Eq. (01).

$$Q_{exp} = \eta_{0o} IAM DNI A_{esp} - Q_{PT} \quad (01)$$

Neste caso, como o fluido entra a uma temperatura relativamente baixa, as perdas térmicas (Q_{PT}) podem ser negligenciadas, sendo possível analisar apenas as características óticas do concentrador [Dudley et al., 1997]. O IAM, que representa o modificador do ângulo de

incidência, foi obtido por meio do software SOLTRACE [NREL], e é uma função dos ângulos de azimute e zênite. As variáveis DNI e A_{esp} representam a irradiação direta normal, em W/m^2 , e a área efetiva de espelhos, respectivamente. O calor transferido para o fluido, Q_{exp} , foi obtido experimentalmente por um balanço de energia. O valor de η_{0o} foi obtido iterativamente de forma a reduzir o erro entre o calor calculado, Q_{exp} , Eq. (01), e o calor obtido experimentalmente.

É importante ressaltar que apesar da janela de vidro reduzir as perdas térmicas, ela funciona como um elemento extra no caminho da radiação concentrada, sendo que parte da mesma vai ser refletida, e parte absorvida pela janela, reduzindo o valor do rendimento óptico. O valor de η_{0o} encontrado para o caso sem janela de vidro é em torno de 0,58, enquanto que para o caso com janela de vidro é em torno de 0,54. Apesar desta queda de rendimento óptico, a janela de vidro compensa com uma redução nas perdas térmicas durante a operação da planta em altas temperaturas.

Nos testes com a radiação concentrada, operando em regime monofásico, observou-se o comportamento do absorvedor como um todo e de cada tubo individualmente. Pelo fato dos dois tubos centrais receberem um maior fluxo de radiação solar concentrada estes são responsáveis por até 55 % de todo o calor absorvido em alguns testes e na média de todos os testes por 46 %, apesar de representarem apenas um terço da área total do elemento absorvedor. Estes testes monofásicos foram realizados com o fluido entrando à temperatura próxima à do ambiente a fim de minimizar as perdas térmicas. Nos testes sem a janela de vidro do absorvedor o calor absorvido foi 7,8 % maior em comparação ao caso com o vidro. Isso ocorre devido ao fato de a janela de vidro ter uma transmissividade à radiação solar menor do que a unidade e as perdas térmicas serem negligenciáveis nesses testes.

Para realizar os testes com geração direta de vapor, o absorvedor é realimentado com o líquido proveniente do separador de vapor e o vapor saturado é purgado para a atmosfera a fim de manter a pressão de saturação no nível desejado. Na Figura 5, estão apresentados os resultados de um teste operando com geração de vapor. No eixo da ordenada, à esquerda, estão as temperaturas de entrada e saída do absorvedor enquanto à direita a DNI. Este teste teve duração de aproximadamente 3 h e 20 min e a vazão volumétrica de água recirculando no absorvedor foi mantida em 0,21 l/s, o que equivale à velocidade mássica, G , de 445 kg/m^2s . Neste teste, a válvula de controle de pressão do separador de vapor foi programada para manter a pressão em 8 bar, cuja temperatura de saturação do vapor é de 170°C. As linhas verticais localizadas na parte inferior do gráfico representam o momento em que o nível de líquido do separador de vapor passou pelas três posições monitoradas. O volume entre dois níveis consecutivos é de 43 litros. Medindo o nível é possível obter a taxa de vapor gerado.

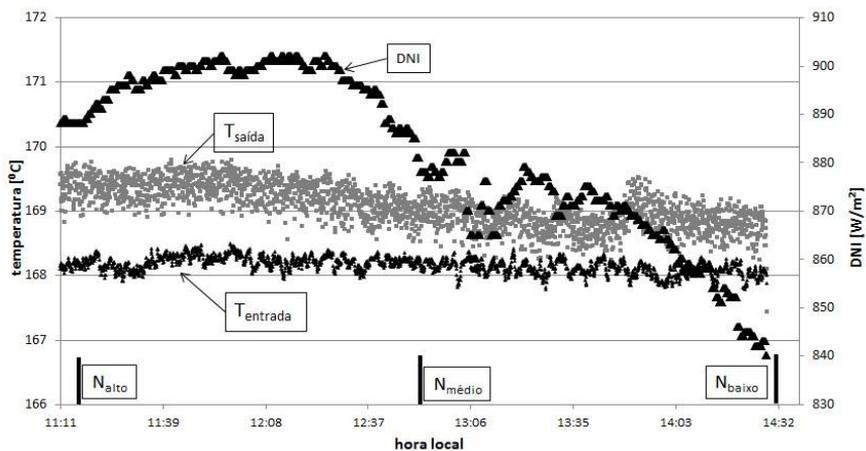


Fig. 5. Período de Testes com Geração Direta de Vapor

A Figura 6 apresenta a evolução da temperatura do fluido, no tubo absorvedor, à medida que escoo ao longo do comprimento total de 72 m. É possível verificar que a partir de um ponto a temperatura do fluido no absorvedor começa a cair. Isso se deve ao fato de o fluido já ter atingido a condição de saturação e a queda de pressão aumentar significativamente com o aumento do título no escoamento bifásico, diminuindo a pressão local, e, conseqüentemente, a temperatura de saturação correspondente. Os valores apresentados na Fig. 6 são as médias da temperatura do fluido ao longo de todo o período apresentado na Fig. 5.

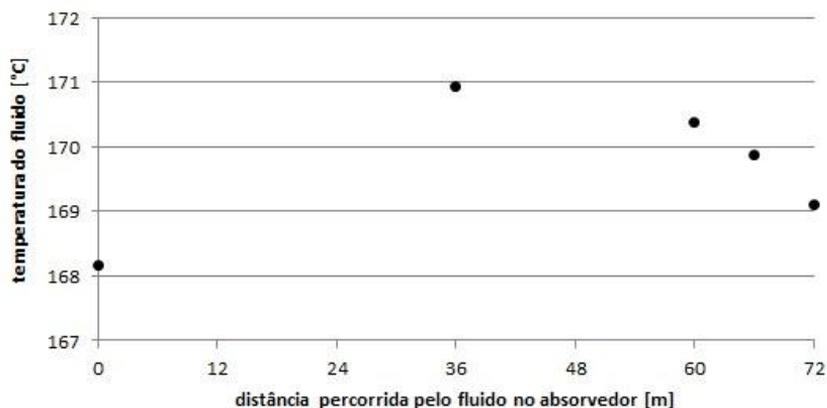


Fig. 6. Evolução da temperatura do fluido ao longo do absorvedor

CONCLUSÕES

A geração direta de vapor em um absorvedor multi-tubos foi investigada experimentalmente e os aspectos relevantes de transferência de calor foram analisados na bancada do concentrador Fresnel linear do LEPTEN/UFSC. A bancada de testes do concentrador Fresnel com o separador de vapor vertical se mostrou capaz de operar em uma ampla faixa de condições com um bom controle dos parâmetros do vapor gerado. Os testes de perdas térmicas e os testes com radiação concentrada e fluido de trabalho em regime monofásico são essenciais para melhor compreender os fenômenos físicos envolvidos e para validar e caracterizar a bancada de testes a fim de obter resultados mais confiáveis nas análises com escoamento bifásico durante a geração direta de vapor, onde as incertezas experimentais e das correlações para perda de carga e transferência de calor são maiores.

O projeto encontra-se na etapa final de testes, em que o interesse principal são os testes com geração de vapor. Estão sendo analisadas as condições de início da ebulição no tubo absorvedor e determinados os coeficientes de transferência de calor e feita a comparação com modelos da literatura para diferentes níveis de velocidade mássica, pressão, fluxo de calor e título de vapor, além da influência de transientes causados por passagem de nuvens e possíveis instabilidades termo hidrodinâmicas causadas pelas curvas dos tubos absorvedor e/ou flexíveis.

As próximas etapas dentro deste projeto são: desenvolver e validar um modelo computacional para todas as faixas de operação; reprojeter o absorvedor multi-tubos com o objetivo de minimizar as perdas de calor; avaliar o potencial para o uso em uma aplicação real de consumo de vapor.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pelo CNPq (projeto número 406357/2013-7 e taxa de bancada), e CAPES por meio do POSMEC/UFSC.

REFERÊNCIAS

- Barlev D., Vidu R., Stroeve P. (2011). Innovation in concentrated solar power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*.94:2703-2725.
- Bittencourt A., Pigozzo V. C. F., Passos J. C., Cascaes G. M., Burigo A. (2015). Geometrical parametric analysis to find optimum configuration of a solar concentrator workbench using linear fresnel technology. *Proceedings of the Solar World Congress*, 8-12, November, Daegu, Korea. International Solar Energy Society.
- Brogni P. M., Trancoso J. P. G., Cascaes G. M., Pigozzo V. C. F., de Sá A. B., Passos J. C. (2017). Conception and evaluation of a tracking system for a linear fresnel concentrator. *Proceedings of the 24th ABCM International Congress of Mechanical Engineering*, 3-8 December, Curitiba, Brazil.

- De Sá A. B., Pigozzo V. C. F., Tadríst L., Passos J. C. (2018). Direct steam generation in linear solar concentration: Experimental and modeling investigation – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 90: 910-936.
- Dudley, V.E., Kolb, G.J., Mahoney, A.R., Mancini, T.R., Matthews, C.W., Sloan, M., and Kearney, D. (1994). Test results: SEGS LS-2 solar collector. United States: N. p., Web.
- Duffie, J.A., Beckmann, W.A., (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd ed., John Willey & Sons, Inc., USA.
- EIA: U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2017. Sept 14, 2017. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>.
- Morin G., Dersch J., Platzer W., Eck M., Häberle A. (2012). Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. *Solar Energy*. 86:1-12.
- NREL. (2015). National Renewable Energy Laboratory. Information on the United States government agency NREL. Available in: < <http://www.nrel.gov>>. Accessed on 11 March 2015.
- Sharma A.K, Sharma C., Mullick S.C., Kandpal T.C. (2017). Solar industrial process heating: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 78:124-137.
- Zarza E, Valenzuela L, León J, Hennecke K, Eck M, Weyers HD, et al. (2004) Direct steam generation in parabolic troughs: final results and conclusions of the DISS project. *Energy* 2004;29:635–644.
- Zhu G., Wendelin T., Wagner M.J., Kutscher C. (2014). History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. *Solar Energy*. 103:639-352.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

SIMULAÇÃO DE UMA PLANTA FRESNEL COM GERAÇÃO DIRETA DE VAPOR E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA NO BRASIL

Ferreira, W. M.*, Passos, J. C.*

* Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica (POSMEC), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Campus Universitário Reitor João David Ferreira Lima - Trindade, Florianópolis, CEP: 88040-900, Santa Catarina, Brasil

RESUMO

Neste estudo é desenvolvido o modelo de uma planta Fresnel, cuja performance anual é avaliada para a cidade de Bom Jesus da Lapa/BA, localizada no semiárido da região Nordeste do Brasil. A simulação da planta foi realizada no software Ebsilon Professional®. O modelo é formado por três subsistemas: campo solar, com geração direta de vapor a 550°C e 107 bar; sistema de armazenamento de energia térmica com capacidade de seis horas; e bloco de potência de 30 MW. Os perfis anuais de eficiência, geração elétrica e armazenamento de energia da planta foram obtidos. Os resultados apontaram índices de eficiência solar-elétrica mais elevados durante o período úmido (de outubro a março), enquanto que foi obtida uma geração elétrica da planta maior durante o período seco (de abril a setembro). Os maiores níveis de armazenamento de energia térmica também foram observados no período úmido.

PALAVRAS CHAVE: Energia heliotérmica, Fresnel, Armazenamento térmico

ABSTRACT

In this study is developed a model of a Fresnel plant, whose annual performance is evaluated for the city of Bom Jesus da Lapa/BA, located in the semi-arid region of the Northeast of Brazil. The simulation of the plant was carried out using Ebsilon Professional® software. The model is formed by three subsystems: solar field, with direct steam generation at 550 °C and 107 bar; thermal energy storage system with capacity of six hours; and 30 MW power block. The annual profiles of efficiency, electricity generation and energy storage of the plant were obtained. The results showed higher solar-electric efficiencies during the wet season (from October to March), while the electricity generation of the plant was higher during the dry season (from April to September). The highest levels of thermal energy storage were also observed in the wet season.

KEYWORDS: CSP, Fresnel technology, Thermal Energy Storage

INTRODUÇÃO

Diferente do que ocorre na maioria dos países do mundo, a matriz elétrica brasileira possui caráter majoritariamente renovável. As fontes renováveis respondem por cerca de 82 % da energia elétrica produzida no país, com destaque para a hidroeletricidade, responsável por 68,1 % da geração elétrica no Brasil, a biomassa (8,2 %) e a energia eólica (5,4 %) (EPE, 2017). Por outro lado, a matriz elétrica do país é também caracterizada por um baixo nível de diversificação em razão da elevada dependência da geração hidráulica. Tal cenário implica em uma grande vulnerabilidade do setor elétrico no país durante períodos secos mais longos, quando o volume de água acumulado nos reservatórios das usinas não é suficiente para suprir a ausência de chuvas. Considerando ainda o crescimento recente do número de usinas hidrelétricas a fio d'água e a forte expansão da energia eólica no país, é possível prever a médio e longo prazo uma intensificação do perfil intermitente da produção de energia elétrica no Brasil. Nesse sentido, para evitar o crescimento da vulnerabilidade da matriz elétrica brasileira, é preciso incentivar a diversificação de fontes de geração e o investimento em sistemas de armazenamento de energia. Sob essa circunstância, uma alternativa interessante é a tecnologia de concentração de energia solar (CSP, do inglês Concentrating Solar Power), que apresenta bom potencial de integração com sistemas de armazenamento e permite um processo de diversificação capaz de manter o caráter renovável da matriz elétrica no país.

A tecnologia CSP, também conhecida como energia heliotérmica ou geração termossolar, é um tipo de fonte renovável em que espelhos são utilizados para concentrar a radiação solar direta em um ponto ou linha focal. Uma das principais vantagens deste tipo de tecnologia é a possibilidade de integração com sistemas de armazenamento de energia térmica, capazes de oferecer elevada despachabilidade e confiabilidade ao suprimento de eletricidade. São quatro as principais tecnologias CSP: duas de foco linear (calha parabólica e Fresnel) e duas de foco pontual (torre central e disco parabólico). Dessas quatro, as tecnologias de calha parabólica e torre central são as mais consolidadas. Recentemente, também tem crescido o interesse em relação à tecnologia Fresnel, que apresenta, sobretudo, considerável potencial de redução de custos associados ao campo solar. Tradicionalmente, uma planta CSP utiliza óleo térmico como fluido de transferência de calor no campo solar. Tal óleo, aquecido no campo de coletores, passa por um sistema de trocadores de calor para a geração do vapor que alimenta uma turbina em um ciclo de Rankine. Existe também a possibilidade de o vapor ser gerado diretamente no campo solar, por meio de uma tecnologia conhecida como geração direta de vapor (DSG, do inglês Direct Steam Generation).

A proposta deste artigo é avaliar a performance de uma planta Fresnel com geração direta de vapor e armazenamento de energia térmica no Brasil. O modelo da planta foi desenvolvido no software Epsilon Professional® e simulado para um ano meteorológico típico da cidade de Bom Jesus da Lapa/BA, localizada a uma latitude de 13,3° S na região do semiárido nordestino brasileiro. Foram obtidos a partir da simulação anual da planta os perfis de geração elétrica, armazenamento de energia e eficiência solar-elétrica ao longo do ano.

TECNOLOGIA FRESNEL

A Figura 1 ilustra o princípio de funcionamento de um coletor Fresnel linear. Linhas de espelhos ligeiramente curvos posicionados paralelamente concentram a radiação solar direta em um receptor localizado na linha focal, aquecendo um fluido de transferência de calor que escoar por um tubo absorvedor.

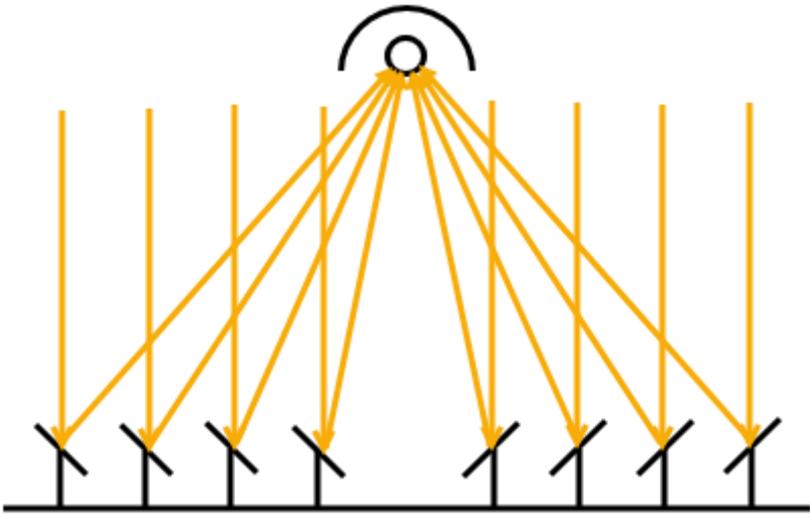


Fig. 1. Esquema de Operação de um Concentrador Fresnel

Os sistemas Fresnel se destacam pela simplicidade de projeto dos espelhos e do receptor, propiciando custos de investimento menores em comparação com outras tecnologias CSP (IEA, 2010). O receptor fixo também torna mais simples a geração direta de vapor no tubo absorvedor, permitindo que o fluido de trabalho atinja temperaturas mais elevadas. Por outro lado, os coletores Fresnel possuem como desvantagem uma eficiência óptica menor em relação às demais tecnologias de concentração heliotérmica, especialmente no início da manhã e no final da tarde (IEA, 2014).

GERAÇÃO DIRETA DE VAPOR

A configuração típica de uma planta CSP utiliza coletores de calhas parabólicas e óleo térmico como fluido de transferência de calor. Conforme é apresentado na Fig. 2a, o óleo é aquecido no campo solar e, posteriormente, passa por uma série de trocadores de calor, três na Fig. 2a, produzindo o vapor superaquecido necessário para alimentar a turbina do bloco de potência.

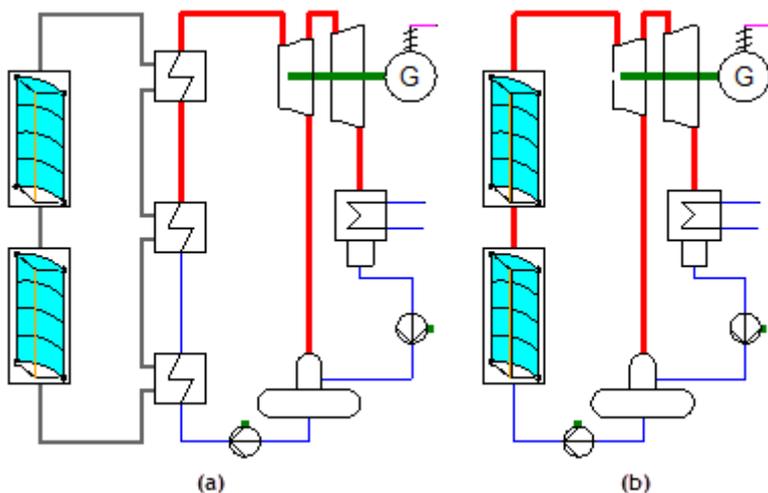


Fig. 2. Configurações de Plantas CSP que utilizam: (a) Óleo Térmico e (b) Água como Fluidos de Transferência de Calor no Campo Solar

A tecnologia de geração direta de vapor foi desenvolvida com o objetivo de eliminar o uso de óleo térmico, minimizando riscos ambientais, e alcançar temperaturas mais elevadas do fluido de transferência de calor, aumentando, assim, a eficiência do bloco de potência (Zarza et al., 2004). Na Figura 2b é possível observar que uma planta DSG possui uma configuração mais simples, em que o vapor superaquecido produzido no campo solar é encaminhado diretamente para o bloco de potência, o que descarta a necessidade de se utilizar trocadores de calor intermediários.

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

A concepção de armazenamento de energia térmica (TES, do inglês Thermal Energy Storage) considerada mais eficiente para plantas CSP-DSG consiste em uma configuração que combina sistemas de armazenamento de calor sensível e latente. Tal conceito é observado nas propostas de TES apresentadas na Fig. 3, nas quais um material de mudança de fase (PCM, do inglês Phase Change Material) é empregado na unidade de evaporação/condensação e sistemas de armazenamento de calor sensível são utilizados nas unidades de preaquecimento e superaquecimento. Em todas as propostas apresentadas, o Nitrato de Sódio (NaNO_3) é utilizado como PCM para o armazenamento de calor latente. No sistema proposto por Laing et al. (2011), Fig. 3a, concreto é utilizado como meio de armazenamento de calor sensível. Já nos sistemas propostos por Feldhoff et al. (2012), Figs. 3b e 3c, e Seitz et al. (2017), Fig. 3d, um sistema de tanques de sal fundido é empregado como mecanismo de armazenamento de calor sensível nas seções de superaquecimento e preaquecimento, quando esta última está presente.

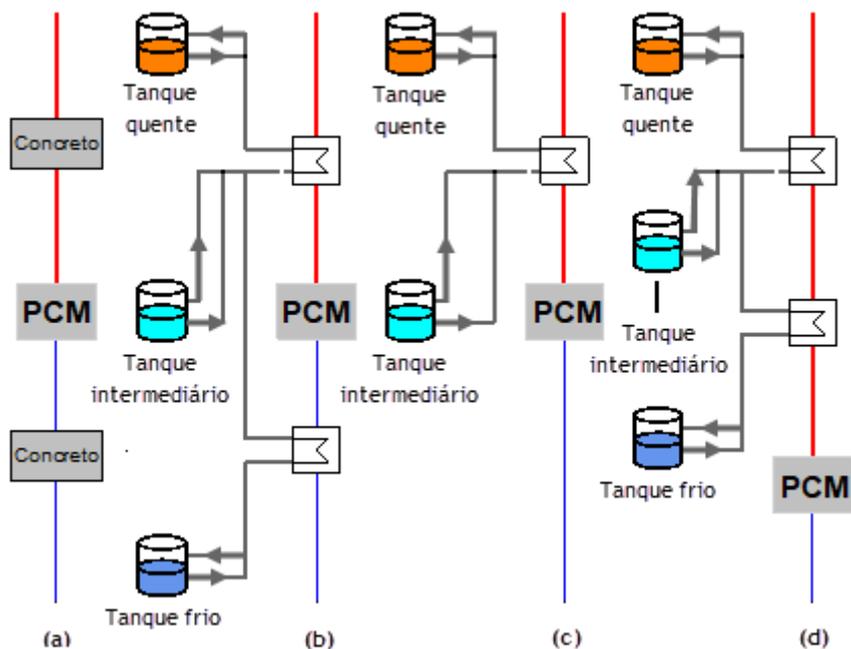


Fig. 3. Propostas de TES para Plantas CSP-DSG

MODELAGEM DA PLANTA

O modelo da planta CSP, desenvolvido no software *EBSILON® Professional*, será detalhado nesta seção. Serão apresentados a seguir cada um dos três subsistemas que compõem a planta.

Campo solar

A Figura 4 apresenta um esboço do laço de coletores Fresnel empregado no modelo do campo solar. Foi utilizado um sistema de recirculação, no qual água subresfriada, inicialmente, se aquece ao percorrer uma seção de preaquecimento e evaporação. Após atingir um certo título ($x = 0,80$), a mistura líquido-vapor passa por um separador, onde a fração líquida da mistura é separada e volta à entrada do laço por intermédio de uma bomba de recirculação. A fração de vapor é direcionada para a seção de superaquecimento até atingir a temperatura de saída do campo solar projetada ($550\text{ °C}/107\text{ bar}$). Entre o último e o penúltimo coletor ainda é posicionado um injetor de água, cuja função é controlar a temperatura de saída do vapor. No total, o laço possui 16 coletores Fresnel, sendo dez na seção de preaquecimento e evaporação e seis na de superaquecimento. O campo solar

possui ao todo 28 laços, o que corresponde a um múltiplo solar de 1,95, equivalente a uma área de abertura de espelhos de 230.000 m².

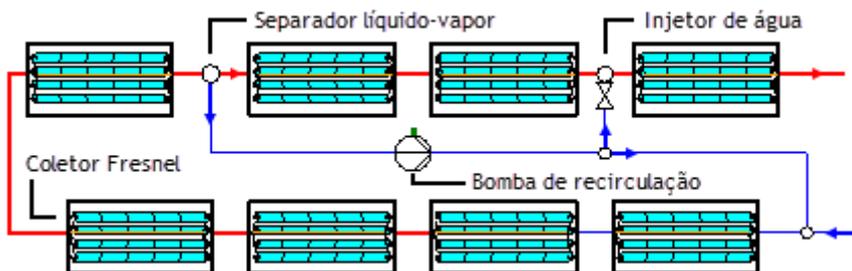


Fig. 4. Modelo de um Laço de Coletores Fresnel do Campo Solar

Sistema de armazenamento de energia térmica

O modelo do sistema de armazenamento de energia térmica da planta é mostrado na Fig. 5a. Durante o processo de carregamento, vapor superaquecido do campo solar entra no TES a 550 °C/107 bar e, inicialmente, passa por um trocador de calor até atingir 320 °C, aquecendo o sal fundido (uma mistura de 60% NaNO₃ + 40% KNO₃) do tanque frio até a temperatura do tanque quente (540 °C). No PCM (NaNO₃), o vapor se condensa a 316 °C e sai como líquido saturado, sendo posteriormente bombeado até a pressão de entrada do campo solar.

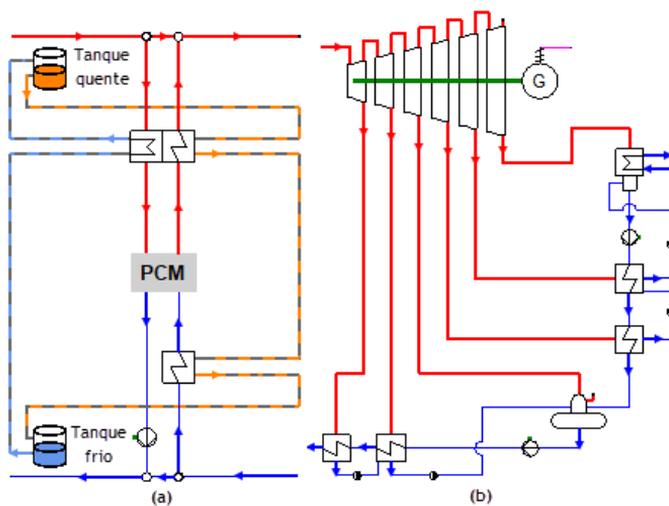


Fig. 5. Modelos: (a) Sistema de Armazenamento de Energia Térmica e (b) Bloco de Potência

O processo inverso ocorre no descarregamento do TES. A água que vem do bloco de potência entra no TES a 251°C/81 bar e passa por um trocador de calor, até atingir 283 °C. Após esse preaquecimento, a água entra no PCM, se evapora a 296 °C, e sai como vapor saturado, sendo em seguida superaquecido até 530 °C. Durante esse processo, o sal fundido do tanque quente se resfria até chegar ao tanque frio à 260 °C ao passar pelos dois trocadores de calor.

Bloco de potência

No modelo do bloco de potência, apresentado na Fig. 5b, tem-se um ciclo de Rankine puramente regenerativo com cinco extrações de vapor. O vapor superaquecido do campo solar (550 °C/107 bar) entra na turbina e se expande até a pressão do condensador (8 kPa), gerando uma potência nominal de 30 MW para uma eficiência térmica igual a 42,5 %.

RESULTADOS

A performance anual da planta é apresentada por meio dos parâmetros destacados na Fig. 6.

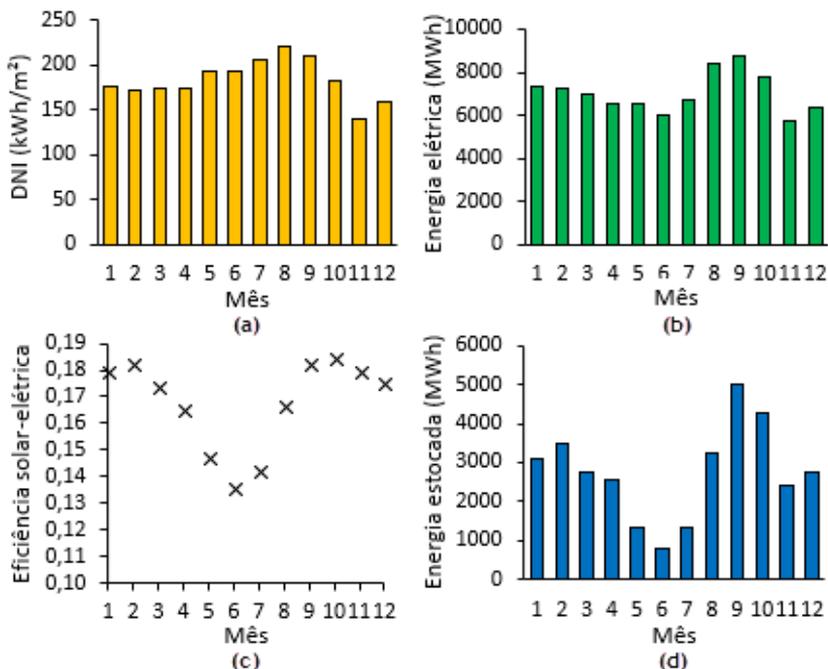


Fig. 6. Distribuição Anual de: (a) Irradiação Direta Normal; (b) Geração Elétrica; (c) Eficiência Solar-elétrica; e (d) Energia Térmica Armazenada pela Planta

A geração elétrica da planta alcança seu maior nível no mês de setembro (8791 MWh) e o menor em novembro (5747 MWh), conforme destaca a Fig. 6b. A eficiência solar-elétrica atinge seu índice máximo em outubro (18,5 %) e o mínimo em junho (13,6 %), como mostra a Fig. 6c. A Fig. 6d indica que a planta armazena a maior quantidade de energia térmica em setembro (5004 MWh), enquanto que o menor nível é observado em junho (791 MWh).

COMENTÁRIOS FINAIS

Os resultados da simulação mostraram que durante a estação úmida (outubro a março), a eficiência solar-elétrica da planta é mais elevada, porém a geração elétrica é prejudicada pelo regime de chuvas mais intenso. Na estação seca (abril a setembro), a eficiência solar-elétrica da planta é mais baixa, mas é compensada por uma geração elétrica maior devido ao clima mais estável. A distribuição anual de armazenamento de energia térmica da planta apresenta comportamento inverso ao da geração elétrica. A planta gera mais energia durante a estação seca, enquanto que os maiores níveis de armazenamento acontecem no período úmido.

AGRADECIMENTOS

Os autores reconhecem o apoio do CNPq, por meio do projeto 406357/2013-7, e da CAPES, que tem apoiado pesquisas na área de energia heliotérmica por meio do POSMEC-UFSC.

REFERÊNCIAS

- EPE (Empresa de Pesquisa Energética), 2017. *BEN (Balanço Energético Nacional). Relatório síntese*. Ano base 2016. Rio de Janeiro, Brasil.
- Feldhoff, J. F., Schmitz, K., Eck, M., Schnatbaum-Laumann, L., Laing, D., Ortiz-Vives, F. and Schulte-Fischedick, J. (2012). Comparative system analysis of direct system generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage. *Solar Energy* 86, 520-530.
- IEA (International Energy Agency), 2010. *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. Paris, France.
- IEA (International Energy Agency), 2014. *Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity*. Paris, France.
- Laing, D., Bahl, C., Bauer, T., Lehmann, D. and Steinmann, W.-D. (2011). Thermal energy storage for direct steam generation. *Solar Energy* 85, 627-633.
- Seitz, M., Johnson, M. and Hübner, S. (2017). Economic impact of latent heat thermal energy storage systems within direct steam generating power plants with parabolic troughs. *Energy Conversion and Management* 143, 286-294.
- Zarza, E., Valenzuela, L. and León, J. (2004). Solar Thermal Power Plants with Parabolic-trough collectors. *Proceedings of 4th Int. Conf. on Solar Power from Space*, 30 June – 2 July, Granada, Spain.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EVALUACIÓN TÉRMICA DE UN CONCENTRADOR SOLAR TIPO FRESNEL LINEAL

Madrid I. *, Montijo N. *, Bojórquez E. *, Perez-Enciso R. *, Taddei P. **, Alfaro J. **,
Cabanillas R. *, Calleja R. *

*División de Ingeniería, Universidad de Sonora, Blvd. Luis Encinas y Rosales s/n,
Hermosillo, C.P. 83000, Sonora, México, ricardo.perez@unison.mx.

**Universidad de Michigan, 500 S. State Street, Ann Arbor, MI 48109 USA.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es evaluar el comportamiento térmico de un concentrador solar tipo Fresnel lineal, ubicado en la Plataforma Solar de Hermosillo, para esto, se adaptó un receptor en forma de serpentín hecho de cobre y pintado de negro. Se realizaron pruebas calorimétricas mediante la utilización de un sistema diseñado especialmente para ese fin. El sistema está instrumentado con sensores de temperatura y caudal, y mediante un adquisidor de datos se registraron las mediciones, para poder determinar el calor absorbido por el fluido de trabajo, que en este estudio se utilizó agua. Se obtuvieron resultados consistentes con el análisis teórico, pues se alcanzaron potencias de alrededor de 7kW térmicos. De igual manera se analizó el comportamiento al variar el caudal desde 11 hasta 1.5 lt/min, donde se observó mayores pérdidas de calor por convección y radiación cuando se trabajó a bajos caudales.

PALABRAS CLAVE: Calorimetría, Caracterización Térmica, Concentración solar, Fresnel, Transferencia de Calor.

ABSTRACT

The objective of this work is to evaluate the thermal behavior of a solar concentrator type linear Fresnel located in the Solar Platform of Hermosillo, for this, a receiver was adapted in the form of a coil made of copper and painted black. Calorimetric tests were performed using a system specially designed for this purpose. The system is instrumented with temperature and flow sensors, and through a data acquisition, the measurements were recorded in order to determine the heat absorbed by the working fluid, which in this study was used water. Consistent results with the theoretical analysis were obtained, since thermal powers of around 7kW were reached. Likewise, the behavior was analyzed by varying the flow from 11 until 1.5 l/min, where greater heat losses were observed by convection and radiation when working at low flow rates.

KEY WORDS: *Calorimetry, Fresnel, Heat Transfer, Solar concentration, Thermal Characterization.*

INTRODUCCIÓN

El sistema energético actual, como se sabe, está basado en el uso de combustibles fósiles como principal fuente de poder. En las últimas décadas la preocupación por el cuidado del medio ambiente ha crecido bastante por lo que políticos, investigadores y público en general se han enfocado en este problema considerando temas como energía, medio ambiente y desarrollo sustentable. La investigación de nuevas fuentes de energía alternas renovables va en crecimiento y cada vez hay más interés en ellas ya que la demanda actual energética exige soluciones más viables, y los recursos de los que más se depende son el petróleo, carbón y gas natural con un 40.8%, 15.5% y 10.1% respectivamente (International Energy Agency, 2013) y como es de saberse estos recursos no se regeneran y las reservas de éstos son limitadas.

Este trabajo se enfocará en las energías solares, ya que este tema es de gran interés por parte la una Universidad de Sonora, con la justificación de que Sonora es una región que cuenta con un recurso solar más que necesario para la investigación y aprovechamiento de este tipo de tecnologías. La energía solar es por mucho el mayor recurso explotable, proveyendo más energía a la tierra en una sola hora que la necesaria para satisfacer la demanda energética mundial durante todo un año. (Lewis & Nocera, 2006). Las tecnologías cuyo principio se basa en aprovechar la radiación del sol se clasifican en sistemas de tres tipos, fotovoltaicos, fotoquímicos y fototérmicos.

Sistemas Fototérmicos con Concentración Solar.

Las aplicaciones térmicas están atrayendo cada vez más atención en el campo de la investigación de energía solar, debido a su alto rendimiento en la densidad de almacenamiento de energía y la eficiencia de conversión de energía (Tiana & Zhaob, 2013).

Estos sistemas tienen como objetivo concentrar la radiación del proveniente del Sol para aumentar la densidad de flujo radiativo mediante dispositivos ópticos que redirigen los rayos del Sol hacia un receptor, estos dispositivos pueden operar mediante refracción o reflexión. Esta energía concentrada se transmite a un fluido de trabajo, el cual puede solo aumentar su temperatura para su posterior uso en diferentes sectores, o pasar a la fase gaseosa en forma de vapor y ser aprovechado para transmitir su energía en forma de energía potencial a una turbina, la cual, a su vez, la transforma a energía eléctrica.

Sistema de Concentración Solar tipo Fresnel.

Esta constituido típicamente por una serie de espejos planos con una separación entre ellos, montados en una base plana; cada línea de espejos tiene cierta inclinación que depende del ángulo de incidencia de los rayos del Sol, la cual se va ajustando en el transcurso del día para ser dirigida hacia un receptor. Como se muestra en la Figura 1.

La tecnología de concentración solar lineal tipo fresnel es aun joven, aun asi ya ha tomado lugar en el campo de los sistemas de concentración solar (Ghodbane, 2016). En general y de acuerdo con las búsquedas bibliográficas, el rendimiento de este tipo de concentrador varía entre 30% y 40%. (Garcia, 2007).

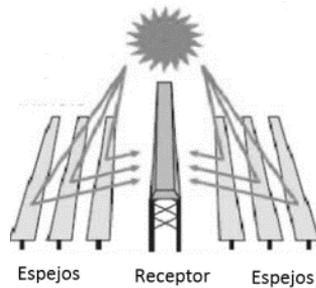


Fig. 1. Representación del funcionamiento de los sistemas lineales tipo Fresnel.

Hoy día en que muchas instituciones internacionales están invirtiendo y trabajando para desarrollar esta tecnología, por ejemplo, en Almería, la empresa alemana NOVATEC BIOSOL construyó la primera planta comercial de reflectores Fresnel en el mundo. Esta estación eléctrica tiene una capacidad de 1.4 MW, y desde marzo de 2009, su energía suministra las líneas eléctricas locales (Centrales à réflecteurs de Fresnel Outils solaire, 2012). La empresa Estadounidense Areva desarrollo una planta de 5 MW utilizando este tipo de tecnología en Bakersfield, California, además se prevee construir otra estación en Australia (Centrales à réflecteurs de Fresnel Outils solaire, 2012).

EQUIPOS Y METODOLOGIA.

Concentrador lineal Fresnel (CLF) de la Plataforma Solar de Hermosillo (PSH).

El Concentrador Lineal Fresnel (CLF) (ver Figura 2), está compuesto de 11 líneas de espejos, cada línea de espejos consta de 2 espejos de 0.5 m de ancho por 2 m de largo, con una separación entre ellos de 0.1 m. Cada línea de espejos se mueve mediante un motor de pasos y una transmisión reductora. Los motores son controlados por medio de un Arduino MEGA. También cuenta con un receptor en forma de serpentín con tubos de cobre de 19 mm de diámetro, a una distancia de 4 m de altura respecto al nivel en que se encuentran los espejos. El receptor cubre un área de 1 m². En la zona del receptor se tiene un reflector secundario que permite aprovechar radiación solar desbordada.



Figura 2. CLF ubicado en la PSH de la Universidad de Sonora.

Sistema de Caracterización Térmica.

Para las pruebas experimentales, se construyó un equipo de calorimetría (Figura 3), el cual consiste en dos termo tanques de 150 L de capacidad, interconectados entre sí, mediante válvulas de bola para direccionar el fluido térmico (agua) y válvulas de flecha para regular el caudal. El equipo está instrumentado con sensores que permitieran conocer las temperaturas y el caudal del agua. Para medir las temperaturas del agua a la entrada y salida del receptor, se utilizaron sensores tipo PT100 (Figura 4), y para la medición del caudal de agua se instaló un flujómetro Omega FPR303. La recolección de datos se realizó mediante un controlador NI MyRio y una computadora como interfaz, para acceder a los valores obtenidos (Figura 5). Además, una bomba con capacidad de operar a temperaturas de hasta 110 °C. Para evitar trabajar con temperaturas mayores a las permitidas por la instrumentación, se adecuó un radiador de automóvil como disipador de calor.

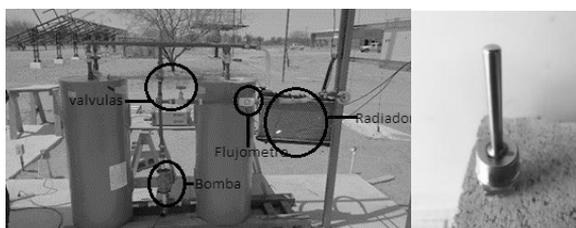


Fig. 3 (izquierda). Sistema para pruebas calorimétricas. Fig. 4 (derecha). Sensor de Temperatura PT100

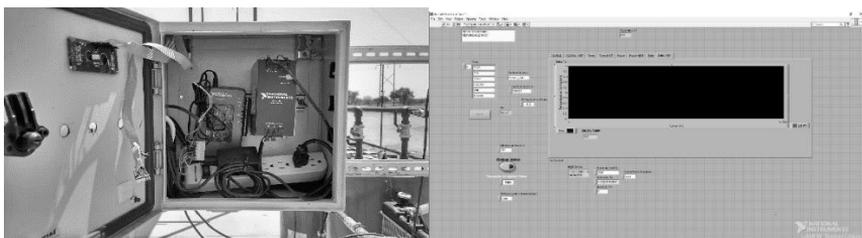


Fig. 5. Sistema de adquisición de datos.

RESULTADOS.

Eficiencia Térmica.

Para determinar la eficiencia térmica del CLF es necesario definir como calor emitido (Q_e) al calor por radiación reflejado por todos los espejos del concentrador, éste se puede determinar conociendo las propiedades geométricas y físicas de los elementos ópticos del sistema de concentración, de acuerdo con la ecuación 1:

$$Q_e = I_b A_e \rho_e \quad (1)$$

Donde: A_e es el área efectiva de captación (22m^2), ρ_e es la reflectividad de los espejos (0.90), I_b es la radiación solar directa DNI en W/m^2 .

Para determinar la potencia térmica absorbida (Q_c) en el receptor, se midieron las siguientes variables: el caudal y las temperaturas de la entrada (T_{in}) y la salida (T_{out}) del fluido de trabajo (agua), y considerando su calor específico (C_p), se calculó por medio de la ecuación (2):

$$Q_c = \dot{m}C_p(T_{out} - T_{in}) \quad (2)$$

Dependiendo de la capacidad que tenga el receptor para absorber la radiación solar concentrada, se puede determinar su eficiencia térmica (η_t) mediante la ecuación (3).

$$\eta_t = \frac{Q_c}{Q_e} \quad (3)$$

Para analizar los datos obtenidos en las pruebas calorimétricas, se generaron gráficos con esa información, donde se pueden observar los cambios de las características térmicas del sistema al hacer variar el caudal del fluido de trabajo. En este tipo de pruebas se trabajó en el rango de caudal que la bomba utilizada en el experimento proporciona, el cual es hasta los 11 lt/min.

En la Tabla 1 se muestra la variación de los parámetros medidos y calculados en el punto máximo donde el sistema logro la estabilidad por algunos minutos. Así como los valores calculados mediante las ecuaciones (1) y (2) del calor emitido y el calor absorbido. Donde es notorio que la disminución de la eficiencia del colector se debe al aumento en las pérdidas al ambiente, derivadas de la disminución del caudal; ya que el DNI permanece prácticamente constante.

Tabla 1. Variación de calor absorbido, diferencia de temperaturas y eficiencia óptica a diferentes caudales

Caudal (lt/min)	Delta T (°C)	DNI (kW/m²)	Calor absorbido (kW)	Calor emitido (kW)	Eficiencia térmica (%)
11	10.5	950	7.4	18.81	39.34
9	11.2	950	6.6	18.81	35.08
7.5	13	950	6.2	18.81	32.96
6	14	950	5.8	18.81	30.83
4.5	18	950	5.2	18.81	27.64
3	26	950	5	18.81	26.58

Nota: se realizaron los cálculos con los valores de $A_e = 22\text{m}^2$, $\rho_e = 0.9$, $C_p = 4.18 \frac{\text{J}}{\text{g.K}}$.

Las pruebas calorimétricas se pueden observar en el Anexo 1.

Perdidas de Calor por Convección y Radiación

Para demostrar físicamente el comportamiento térmico del sistema se hizo el análisis de las pérdidas de calor, tanto por convección natural, como por radiación.

Para las pérdidas de calor convectivas, es necesario definir los números adimensionales: número de Reynolds (Re_D), número de Prandtl (Pr) y el número de Nusselt promedio (\overline{Nu}_D), utilizados para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor por convección promedio (\bar{h}), los cuales se definen a continuación:

$$Re_D = \frac{\rho u_\infty D}{\mu} \quad (4); \quad 4Pr = \frac{C_p \mu}{k} \quad (5); \quad \overline{Nu}_D = \frac{\bar{h} D}{k} \quad (6)$$

Donde ρ es la densidad del aire, u_∞ es velocidad del aire, D es el diámetro de la tubería, C_p es el calor específico del aire, μ es la viscosidad dinámica y k es la conductividad térmica, los cuales son representados en la tabla 2. Cabe mencionar que las propiedades fueron evaluadas a la temperatura de película $T_f = \frac{T_{amb} + T_s}{2}$, para esto fue necesaria la suposición de que el receptor se mantiene con una temperatura de superficie (T_s) constante a los diferentes valores de caudales analizados. La temperatura se midió con una cámara termográfica y la velocidad el aire por un anemómetro.

Tabla 2. Propiedades del aire a la presión de 1 atm.

Caudal (L/min)	Ts (°C)	Tamb (°C)	Tf (°C)	ρ (kg/m ³)	μ (kg/m.s)	Cp (J/kg.°C)	K (W/m.K)	Pr
11	50	37	43.5	1.1144	1.93E-05	1007	0.0266	0.730
6	58	37	47.5	1.1005	1.95E-05	1007	0.0270	0.727
1.5	70	37	53.5	1.0804	1.98E-05	1007	0.0276	0.721

Datos obtenidos de la tabla A-15 del libro *Transferencia de Calor de Yunus A. Cengel*.

Teniendo los datos mostrados anteriormente en la tabla 2, y mediante una serie de pasos descritos a continuación, fue posible determinar el valor de las pérdidas de calor por convección del receptor.

1. Determinar los números de Reynolds y Prandtl con los datos obtenidos de la tabla 2 y los datos obtenidos experimentalmente.
2. Haciendo uso de la correlación propuesta por Churchill y Bernstein para flujo cruzado sobre cilindros, se puede determinar de manera teórica el número de Nusselt promedio.

$$\overline{Nu}_D = 0.3 + \frac{0.62 Re^{1/2} Pr^{1/3}}{[1 + (0.4/Pr)^{2/3}]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{Re}{282000} \right)^{5/8} \right]^{4/5} \quad (7)$$

3. Con la definición del número de Nusselt dada en la ecuación (6) se determina el valor del coeficiente de transferencia de calor por convección promedio (\bar{h}).
4. Se determinan las pérdidas de calor convectivo de acuerdo con la ley de enfriamiento de Newton:

$$\dot{Q}_{conv} = \bar{h} A_s (T_s - T_{amb}) \quad (8)$$

Para las pérdidas de calor por radiación, se determinaron mediante la ley de Stefan-Boltzmann, donde dichos cálculos se hicieron con la misma suposición anterior de que la temperatura de la superficie (T_s) del receptor se mantiene constante.

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon \sigma A_s T_s^4 \quad (9)$$

Donde ε es la emisividad de la superficie (pintura negra= 0.98), $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}$ es la constante de Stefan-Boltzmann y A_s es el área de superficie.

Los cálculos teóricos de las pérdidas de calor por convección y radiación se ven plasmados en la Tabla 3, donde se puede observar el incremento de estos valores al reducir el flujo volumétrico de agua a través del receptor.

Tabla 3. Resultados de cálculo de pérdidas de calor en el receptor por transferencia de calor convectiva y radiativa.

Caudal (lt/min)	DeltaT (°C)	DNI (W/m²)	Qe (kW)	Qconv (kW)	Qrad (kW)	Qtotal (kW)
11	10.5	970	7.4	3	1.8	12.2
6	15	970	5.8	6	2	13.8
1.5	31	970	3	12	2.3	17.3

El incremento del valor de pérdidas de calor se debe en su mayoría al incremento de la diferencia de temperaturas entre la superficie del receptor y los alrededores, debido a que la capacidad de remover calor del agua es insuficiente. Además, que las variaciones bruscas en la velocidad del aire tienen mayor efecto en el coeficiente de calor convectivo cuando se trabaja a caudales bajos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Podemos concluir que el sistema tiene un mejor comportamiento térmico si se manejan caudales altos, ya que se alcanzó una potencia absorbida de hasta 7.5 kW y una eficiencia térmica de casi 40%, mientras que a bajos caudales la eficiencia baja hasta un 26 %. Como podemos ver en la Figura 6, la eficiencia térmica tiene un comportamiento casi lineal contra el caudal, en el rango de caudales con los que se trabajó en este proyecto.

Para demostrar el porqué del decrecimiento de la eficiencia térmica, se hizo un análisis teórico de las pérdidas de calor convectivas y radiativas, para poder determinar si estas tienen un efecto significativo en el sistema, donde se pudo determinar que las pérdidas mayores se dan debido a la convección. Esto se debe, como se mencionó anteriormente, al incremento de la temperatura de la superficie del colector, pero también se debe en su mayoría a la velocidad del viento. En la figura 7 se puede observar como aumentan las pérdidas convectivas con el incremento de la velocidad del aire, y como éstas tienen más efecto al trabajar a bajos caudales.

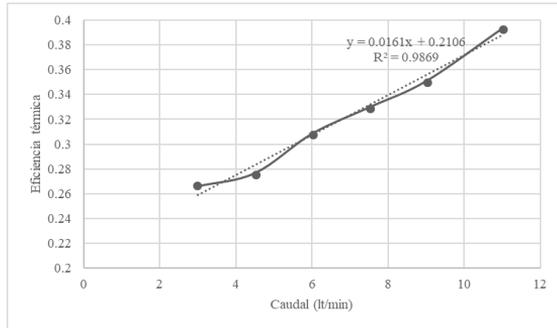


Fig. 6. Variación de la eficiencia térmica con respecto al caudal de trabajo.

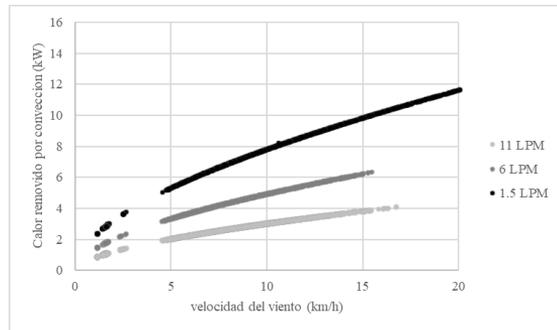


Fig. 7. Pérdidas de calor convectivas a diferentes caudales y velocidad de viento.

Una última recomendación para evitar tantas pérdidas de calor convectivas es cubrir el receptor con algún cristal que permita el paso de toda la energía del sol reflejada, y que a su vez no permita el contacto directo con el aire. Esto puede mejorar el rendimiento del sistema aún más.

REFERENCIAS

- Cengel, Y. A. (2015). Heat and Mass Transfer: Fundamentals & Applications. Mc Graw-Hill Education.
- Centrales à réflecteurs de Fresnel Outils solaire. (2012). Obtenido de : <http://outilssolaires.com/developpement-durable/energie-solaire/reflecteurs-fresnelpa156>.
- G r i , P. 2007 . Outi s 'év u tion te hni o-é onomique et ' i è à on eption es centrales solaires thermodynamiques du futur. Energétique et Environnement, 35.
- Ghodbane, M. (2016). A linear Fresnel reflector as a solar system for heating water:. Case Studies in Thermal Engineering, 176-186.
- Incropera, F. P. (1999). Fundamentos de Transferencia de Calor. México: Prentice Hall.
- International Energy Agency. (2013). World Energy Outlook. Statics.
- Lewis, N., & Nocera, D. (2006). Powering the planet: Chemical challenges in solar. PNAS.
- Tiana, & Zhaob. (2013). A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. Applied Energy, 538,553.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ESTUDIO DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SOLAR DE UNA PISCINA CLIMATIZADA EN MALLORCA

Moià Pol, Andreu

Grupo de Ingeniería Mecánica, Departamento de Física, Universitat de les Illes Balears
Cra Valldemossa km 7,5. 07122 Palma de Mallorca. Illes Balears. España
e-mail: andreu.moia@uib.es web: <http://www.uib.es>

RESUMEN

Se presentan un estudio de ampliación del sistema solar de una Piscina Climatizada, los resultados corresponden a una segunda fase de mejora, en la que se compara un sistema 100% con paneles térmicos, con un sistema híbrido (termo fotovoltaico) y con un sistema 100% fotovoltaico. Los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo ayudan a reducir la factura energética y se pueden aprovechar todo el año.

En los tres casos la inversión se amortiza en menos de diez años, pero el sistema fotovoltaico supone el mayor ahorro económico y el híbrido el energético. Por tanto el sistema más adecuado para dicha instalación, con una superficie limitada y unos altos consumos energéticos es el sistema híbrido.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar Termofotovoltaica, Eficiencia Energética, Energía solar térmica, Energía Solar fotovoltaica, Edificios cero emisiones.

ABSTRACT

An expansion study of the solar system of a Sport Center is presented, the results are for a second phase, in this study is compared a 100% system with thermal panels, with a hybrid system (photovoltaic thermal) and with a 100% photovoltaic system. Photovoltaic systems for self-consumption help reduce the energy bill and can be used all year round.

In all three cases, the investment is amortized in less than ten years, but the photovoltaic system supposes the greatest economic savings and the hybrid the energy. Therefore, the most suitable system for this installation, with a limited surface area and high energy consumption, is the hybrid system.

KEYWORDS: Solar Photovoltaic and Thermal, Energy Efficiency, Solar thermal energy, Photovoltaic Energy, Zero Emissions Buildings.

INTRODUCCIÓN

El edificio forma parte del campus universitario, y da servicio a la comunidad universitaria y a una parte de la población de Palma. Se construyó a finales de los 90, cuando no existía ninguna normativa de aporte solar, aunque ya existía una sensibilidad para la instalación de dicha tecnología, por lo que se hizo una instalación solar de 200 m² y disponía de 2 depósitos de ACS Solar y 2 depósitos con energía auxiliar, con un total de 14.000 Litros de acumulación en secundario. El aporte de energía auxiliar se hacía con la ayuda de dos calderas de gasoil, tanto para la producción de ACS como de la piscina. Hace 10 años se hizo una mejora incorporando el aporte del calor de una red de distrito de una central de cogeneración [2], de esta manera se redujeron los costes y las emisiones de CO₂ sustancialmente, las calderas de gasoil prácticamente solo eran necesarias para picos de demanda. Hace 3 años se hizo otra intervención, ya que había un 25% de los paneles dañados, los depósitos de acumulación de ACS tenían fugas y el aislamiento estaba deteriorado. Se hizo un nuevo diseño de la instalación, que se está aplicando en diferentes fases, en una primera, se cambiaron los depósitos, reduciendo de 4 a 2, con un volumen de 6000 Litros, con un sistema de acumulación en el circuito primario y estratificación solar, que permite integrar el sistema solar y el sistema auxiliar en el mismo depósito, reduciendo casi en un 10% las pérdidas. Además dicho sistema permite hacer la producción de ACS instantáneamente sin ninguna bomba de secundario, simplificando el sistema y reduciendo los costes de operación y mantenimiento. En esta primera fase se cambiaron también los paneles dañados por nuevos paneles con mejor eficiencia térmica. Esta intervención ha permitido reducir más de un 20% el consumo energético, evitando pérdidas y optimizando la producción de ACS. El aporte actual del sistema solar supone menos del 50% del consumo de ACS y menos del 10% del consumo térmico global.

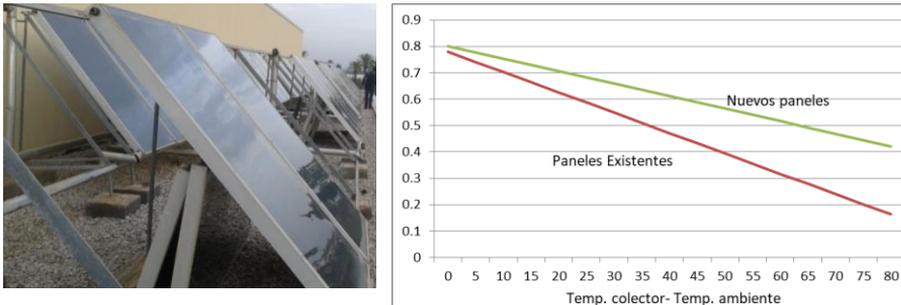


Fig. 1. Colectores existentes y curva de eficiencia existentes y nuevos respecto temperaturas

En una segunda fase se va ampliar la superficie solar en unos 320 m² más, pero se está planteando usar paneles termo fotovoltaicos (en inglés PVT) para reducir los consumos eléctricos y optimizar la ocupación de la cubierta para futuras ampliaciones.

En una tercera fase se quiere conseguir tener un edificio con balance casi cero de CO₂, a fin de cumplir los objetivos de la Unión Europea y de la legislación española.

Tabla 1. Simulación del Sistema y datos reales en kWh [1].

Mes	DH (kWh)	Gasoil (kWh)	ACS (kWh)	Piscina (kWh)	ST (kWh)	Pérdidas Actual	Ahorros. Fase 1	Bomba de Calor
Ene	138 070	67 590	34342	179294	11176	3201	20226	24800
Feb	154 160	72 096	30193	204689	11450	2824	20215	23242
Mar	131 790	40 554	31073	151407	13754	3619	23312	25732
Abr	151 090	13 518	30392	145050	14191	3357	21752	23346
May	150 720	0	24551	137457	14399	3110	20917	22516
Jun	76 710	0	20111	68493	14855	2961	20162	21790
Jul	26 340	0	25512	17160	17642	1310	18559	19299
Ago	25 700	0	12863	25160	14978	2655	17501	19299
Sept	39 970	0	21593	41096	15758	1395	17222	18677
Oct	96 610	0	26355	81079	13343	2520	20554	22516
Nov	139 990	19 402	26082	139994	9208	2523	20540	23346
Dic	209 840	4 938	23297	190000	9476	10957	24480	24124
Anual	1340990	218098	306363	1380878	160230	40433	245440	268688

Los ahorros en la primera fase era de 245.400 kWh/año, con unos ahorros económicos de unos 23.000 €. La inversión total en la primera fase fue de 60.000 €. Los colectores se repararon con otros nuevos de mejor eficiencia, para que el sistema solar aportara más energía al sistema y funcionase más horas, de esta manera se cubre casi el 60% del consumo de ACS. En la segunda fase se quieren instalar más paneles solares para cumplir como mínimo con la normativa española existente [8][9] para nuevos edificios. Dicha normativa exige un 70% de aporte para la ACS y las piscinas cubiertas con energía solar térmica. Aunque actualmente los bajos costes de la energía fotovoltaica combinada con la alta eficiencia de las bombas de calor hace que se tengan que analizar diversos escenarios para decidir que ampliación es mejor, ya que la normativa [9] permite buscar sistemas alternativos siempre que se tengan unos ahorros iguales o equivalentes. Los sistemas fotovoltaicos conectados a red (autoconsumo), aunque a priori puedan parecer más económicos que los sistemas térmicos, en algunos casos son inviables económicamente debido a los sobrecostes que suponen la aplicación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del RD 900/2015 para autoconsumo. En el caso estudiado se plantea hacer un sistema aislado para alimentar una parte del edificio (depuración, bombeo y bombas de calor), ya que para cumplir con el RD 900/2015 con conexión a red se debería desconectar el edificio de la red de media tensión del campus o bien poner una línea eléctrica independiente hasta el punto de acceso, situado a más de 1 km, por lo que supondría un cable con una longitud de 2 km, un contador eléctrico para dicho bucle. Las pérdidas de dicho bucle hacen inviable de momento dicha instalación.

ESTUDIO DE SISTEMAS SOLARES.

Se ha planteado estudiar tres tecnologías, una la tradicional, paneles solares térmicos para cubrir el consumo de ACS y parte de la demanda de Calor de la Piscina climatizada. Otro utilizar paneles solares termo fotovoltaicos para cubrir la demanda de calor antes mencionada y una parte del consumo eléctrico, y una tercera un sistema exclusivamente fotovoltaico, para cubrir la demanda de electricidad de la instalación.

Se ha utilizado para la comparativa el programa POLYSUN, que permite combinar tecnologías de diferentes fabricantes, además permite simular sistemas, tanto térmicos como fotovoltaicos, combinándolos con los consumos del edificio y sistemas auxiliares.

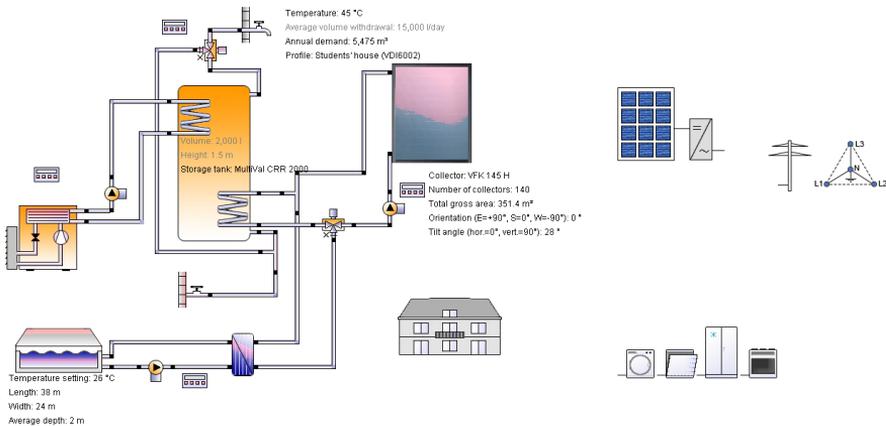


Fig. 2. Esquema de principio del sistema Solar Térmico (ST) o Fotovoltaico (PV) con el programa de simulación.

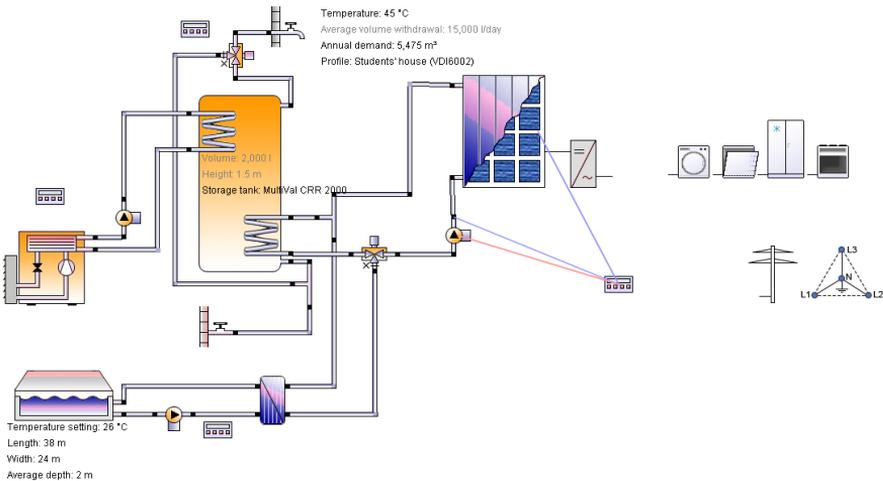


Fig. 3. Esquema de principio del sistema híbrido térmico y fotovoltaico con el programa de simulación.

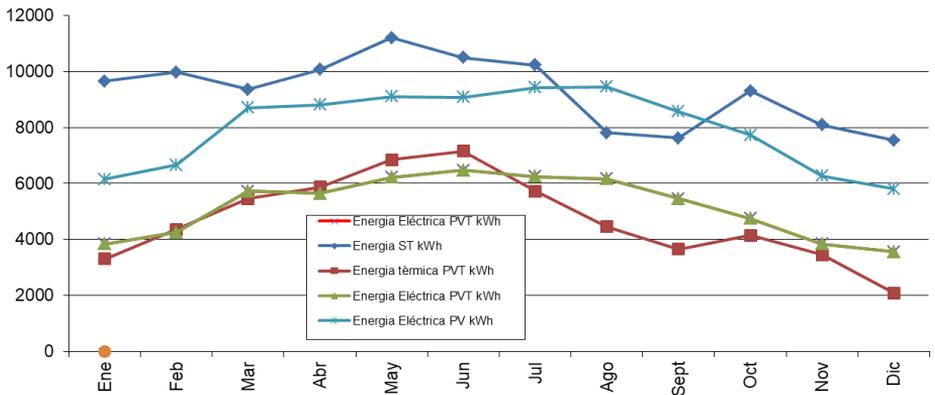


Fig. 4. Resultados por meses de los 3 sistemas simulados.

En la figura 4 se pueden ver que el sistema fotovoltaico supone un mayor ahorro energético, el mes de julio y agosto el sistema térmico tiene un ligero excedente debido a la baja ocupación del centro, ya que al estar ligado a la comunidad universitaria, el mes de agosto baja la afluencia de visitantes, en cambio el sistema fotovoltaico tiene un mayor aporte debido a que se utiliza todo el año.

Tabla 2. Inversión económica y resultado de los tres sistemas analizados.

Tecnología	Inversión estimada		Energía (kWh)	Ahorro €	Pay-back simple (años)		Ahorro en kg de CO ₂
PV	83 504 €	71 504 €	93 797	12 711 €	6.6	5.6	78 790
PVT	126 000 €	70 440 €	118 618	13 889 €	9.1	5.1	69 145
ST	90 000 €	60 000 €	111 341	10 778 €	8.4	5.6	33 402

Desde el punto de vista energético los mejores sistemas son el termofotovoltaico y el térmico, ya que aporta más energía por unidad de superficie, aunque el térmico tiene el problema que no se puede gestionar el excedente a diferencia del eléctrico, donde los excedentes se pueden utilizar para otros consumos. Desde el punto de vista económico y ambiental el mejor sistema es el fotovoltaico, ya que la electricidad en España es una de las más caras de la UE y además se puede aprovechar todo el año.

En cuanto a la parte ambiental, actualmente el coeficiente de paso vigente para la certificación energética de edificios en la Península es de 0,649 kg CO₂/kWh electricidad final consumida, aunque realmente es de 0,399 kg CO₂/kWh, en las Islas Baleares las emisiones son superiores 0,840 kg CO₂/kWh_e, aunque realmente deberían ser de 0,96 kg CO₂/kWh_e, este alto índice es debido a la baja implantación de renovables y a que un tercio de la electricidad se genera con una central térmica de carbón.

En los costes de inversión sólo se ha contabilizado la instalación de cada tecnología, sin tener en cuenta sistemas auxiliares. En el caso de la fotovoltaica en la segunda columna se incluye estructura, cableado e inversores, en la primera se incluyen también las baterías para el caso estudiado. La parte solar térmica incluye tuberías, bomba de circulación y

depósito de acumulación. Para poder comparar mejor los sistemas en el caso estudiado el sistema híbrido y el sistema fotovoltaico tendría que incluir la bomba de calor, y comparar sólo térmicamente los tres escenarios, ya que siempre es difícil comparar energía eléctrica con energía térmica. Actualmente las bombas de calor tienen un COP superior a 2.5, la media está cerca del 3.4 [11], si no se incluyen los costes de bombeo, por lo que con la climatología de Baleares se tiene una alta eficiencia. Los sistemas geotérmicos tienen una mayor eficiencia de generación, pero cuando se tiene en cuenta la inversión global y los costes de bombeo, en climas mediterráneos no son competitivos con los sistemas de aerotermia, por tanto se considera solo el escenario con bomba de calor. Los sistemas Fotovoltaicos con bomba de calor se pueden utilizar también como almacenamiento térmico en edificios [12], en nuestro caso al tener una Piscina con un volumen de más de 1400 m³ de agua también podría analizarse, cambiando la consigna de la Piscina en las horas de máxima producción, ya que la piscina puede tener una temperatura entre 20 a 30°C, de esta manera se puede reducir significadamente la capacidad de acumulación eléctrica. En la tabla 3 se analiza el caso estudiado incluyendo la inversión de la Bomba de Calor con un COP conservador de 2.5.

Tabla 3. Inversión económica con bomba de calor y costes térmicos

Tecnología	Inversión estimada incluyendo Bomba de Calor	Energía Térmica (kWh)	Coste térmico simple a 20 años €/kWh
PV	115 504 €	234 493	0.025
PVT	151 000 €	211 839	0.036
ST	90 000 €	111 341	0.040

Por tanto el sistema más adecuado para dicha instalación, con una superficie limitada y unos altos consumos energéticos es el sistema híbrido.

CONCLUSIONES

En los tres casos la inversión se amortiza en menos de diez años, pero el sistema fotovoltaico supone el mayor ahorro económico y el híbrido el energético. Por tanto el sistema más adecuado para dicha instalación, con una superficie limitada y unos altos consumos energéticos es el sistema híbrido o el fotovoltaico combinado con la bomba de calor, ya que son los que tienen menores costes energéticos, aunque con mayor inversión.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer al Director de la Fundació Universitat Empresa y al Personal del Campus Esport su ayuda para la realización de este artículo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- [1] Andreu Moià-Pol, Ramon Pujol-Nadal, Víctor Martínez-Moll, Julian David Hertel . Retrofit of a solar system in sport center in Mallorca. SHC 2015. Energy Procedia.
- [2] Nicolas Perez-Mora , Vincent Canals, Víctor Martínez Moll. Short-Term Spanish Aggregated Solar Energy Forecast, IWANN 2015, At Palma de Mallorca, Spain, Volume: 9095 of the series Lecture Notes in Computer Science pp 307-319
- [3] E. Trianti-Stourma, K. Spyropoulou, C. Theofylaktos, K. Droutsas, C.A. Balaras, M. Santamouris, D.N. Asimakopoulos, G. Lazaropoulou, N. Papanikolaou, Energy Conservation Strategies for Sports Centers - Part B: Swimming Pools, Energy & Buildings, 27, 123-135, (1998)
- [4] Andreu Moià Pol, Víctor Martínez Moll, Ramon Pujol Nadal and Rashid Nazmitdinov. Study Case of Solar Thermal and Photovoltaic Heat Pump System for Different Weather Conditions. Proceedings of the Eurosun 2014
- [5] Christian Wintelera, Ralf Dotta, Thomas Afjeia, Bernd Hafner. Seasonal Performance of a Combined Solar, Heat Pump and latent heat storage. SHC 2013.
- [6] M.C. Rodríguez-Hidalgo, et al. Domestic hot water consumption vs. solar thermal energy storage: The optimum size of the storage tank. Applied Energy 97 (2012) 897-906.
- [7] Polysun. <http://velasolaris.com>
- [8] Código Técnico de la Edificación. <http://www.codigotecnico.org/>
- [9] Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (R.I.T.E. 2013). www.minetad.gob.es
- [10] Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria v 03/02/2014. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). <http://www.idae.es>
- [11] Andreu Moià Pol, Víctor Martínez Moll, Ramon Pujol Nadal Vincent Canals, Rashid Nazmitdinov, Artem Morzhukhin. Study of Photovoltaics and Solar Thermal for Nearly Zero Energy Mediterranean Villas. Abu Dhabi, United Arab Emirates. Proceedings of SWC-SHC 2017.
- [12] Smart Grid and PV driven Heat Pump as Thermal Battery in Small Buildings for optimized Electricity Consumption. Alexander Thür, Toni Calabrese and Wolfgang Streicher. Palma de Mallorca, Spain. Proceedings of Eurosun 2016.

INFLUENCIA DE LOS SOPORTES LONGITUDINALES EN LOS TUBOS DE LOS RECEPTORES SOLARES TÉRMICOS

Montoya A.*, Rodríguez-Sánchez M.R., López-Puente J.*, Santana D.****

* Departamento de Medios Continuos y Teoría de Estructuras, Universidad Carlos III de Madrid, Av de la Universidad 30, Leganés, 28911, (Madrid) España, andmonto@ing.uc3m.es, tfno: +34 916248809

**Departamento de Ingeniería Térmica y Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Av de la Universidad 30, Leganés, 28911, (Madrid) España

RESUMEN/RESUMO

Los tubos que componen los receptores de las centrales solares de torre se encuentran sujetos mediante soportes longitudinales soldados al tubo (clips), que ocasionan puentes térmicos, por lo que la reducción de su número es deseable. En este trabajo se ha estudiado la influencia de la separación entre ellos mediante un análisis por el método de elementos finitos de un tubo representativo, calculándose las tensiones y los desplazamientos. Los resultados muestran que sus valores aumentan a medida que se disminuye el número de clips, y que, para la geometría estudiada, el sentido de circulación del fluido no afecta. A partir de una separación entre clips de 4 m, el desplazamiento podría resultar excesivo si se compara con el diámetro de los tubos y su separación.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar de Concentración, Central Solar de Torre, Clips, Tensión Térmica, Desplazamientos.

ABSTRACT

The tubes from the receiver of a solar power tower plant are attached to the structure by welded longitudinal supports, called clips, which cause thermal bridges, therefore is desirable to reduce its quantity. In this work, the influence of the clips separation has been studied with a finite element model of a representative tube, obtaining the thermal stresses and the displacements of the tube. Results show that stress and displacement increase when the clips separation decreases. The flow direction does not affect the stress and displacement value. For a clips distance of 4 m, the displacement is too high, compared with the tube diameter and its separation.

KEYWORDS: Concentrated Solar Power, Solar Power Tower, Clips, Stress, Thermal Stress, Displacements.

INTRODUCCIÓN

En las centrales solares de torre (SPT, solar power tower) que emplean sales fundidas como fluido de trabajo, los receptores son generalmente cilíndricos, tubulares y externos. Los tubos que componen dichos receptores están sometidos a unas condiciones de trabajo extremas, dado que sobre ellos incide una radiación solar no homogénea y de carácter cíclico, que genera unos fuertes gradientes de temperatura. Dichas condiciones originan unas altas tensiones de carácter térmico, que unidas al alto poder corrosivo de las sales, hace que su diseño sea extremadamente complejo.

Las tensiones térmicas pueden ser producidas por dos tipos de condiciones de contorno: internas y externas. Las condiciones de contorno internas son las que aparecen cuando un material intenta expandirse o contraerse una cantidad diferente en puntos cercanos, y sin embargo debe mantener su continuidad. Las condiciones de contorno externas afectan a todo el elemento e impiden su expansión o contracción debido a un gradiente de temperatura.

Estas restricciones externas en los tubos del receptor son soportes longitudinales, denominados clips, que unen el tubo a la estructura del receptor para evitar desplazamientos excesivos perpendiculares a su dirección longitudinal. Los clips longitudinales se encuentran soldados al tubo (Zavoico, 2001), lo que origina puentes térmicos que pueden llegar a causar la solidificación de las sales, por lo que limitar su número es muy deseable.

Para conocer las tensiones a las que se encuentran sometidos los tubos y ver cómo el número de clips influye en el estado tensional y en los desplazamientos, es necesario realizar un análisis tridimensional. Du et al (2016) desarrollaron un modelo para obtener las tensiones térmicas y realizar un análisis a fatiga de los tubos del receptor, aunque solo estudiaron fragmentos de 3 metros de tubo, por lo que no tuvieron en cuenta la influencia de los clips. Khanna et al (2013) presentaron una metodología para calcular la tensión y los desplazamientos en tubos de receptores parabólicos con soportes en múltiples puntos a lo largo de su longitud. Sin embargo, al igual que Uhlig et al (2017), quienes realizaron un modelo completo de un receptor tubular externo, no analizaron la influencia del número de clips a lo largo de los tubos.

En el presente estudio se ha realizado un análisis de la influencia del número de clips en el estado tensional y en los desplazamientos de los tubos de un receptor solar de torre externo, empleando para ello un modelo en tres dimensiones que tiene en cuenta la variación de temperatura longitudinal, circunferencial y radial, así como la geometría del tubo y las condiciones de externas de carácter mecánico.

GEOMETRÍA ESTUDIADA

En este trabajo, una central solar similar a Crescent Dunes, ha sido analizada. Crescent Dunes es una central solar que se encuentra cerca de la localidad de Tonopah, en el desierto de Nevada, que comenzó a operar en 2015. El receptor cilíndrico tubular se encuentra situado en una torre de 180 metros de altura, siendo su longitud de 20 metros. El perímetro del receptor está dividido en 18 paneles, cada uno compuesto por 127 tubos verticales de 22.4 mm de diámetro externo y un espesor de 1.2 mm.

El material del que están fabricados estos tubos es la aleación Inconel 625 (Special Metals, 2013), recubiertos por pintura de alta absortividad (black pyromark), y el fluido de trabajo que los recorre es sal solar (Zavoico, 2001). Las propiedades del fluido y del material varían en función de la temperatura. Hay dos recorridos para el fluido de trabajo: uno por el oeste del receptor, y otro por la parte este. La sal entra desde el norte del receptor a una temperatura de 290 °C, y lo abandona por el sur a 565 °C. Por lo tanto, el flujo másico depende del flujo de calor incidente. Algunos de los parámetros de la planta analizada se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros principales de Crescent Dunes (National Renewable Energy Laboratory, 2016)

Número de heliostatos	10301	Temperatura ambiente [°C]	25
Superficie del heliostato [m ²]	116.87	Presión ambiente [bar]	1
Diámetro del receptor [m]	17.5	Resistencia al ensuciamiento [m ² K/W]	8.81·10 ⁻⁵
Emisividad media del Pyromark	0.83	Absortividad media del Pyromark [-]	0.95
Separación entre tubos (mm)	1.9	Velocidad del viento (m/s)	0

METODOLOGÍA

Para resolver el estado tensional de los tubos, es necesario establecer el flujo de calor incidente, y obtener la distribución de temperatura que produce. Los diferentes modelos usados para determinar el comportamiento del receptor se explican en las siguientes subsecciones.

Modelo térmico y óptico

Para caracterizar el comportamiento térmico de los tubos del receptor, en primer lugar, se ha utilizado un modelo óptico desarrollado por Sánchez-González y Santana (2015), que permite estimar el flujo de calor incidente en el receptor. La concentración solar es calculada por un método de proyección, y la distribución del flujo está basada en una función gaussiana circular, que resulta de la convolución de la forma del sol y la inclinación del heliostato. Es un modelo que tiene un bajo coste computacional y que permite modificar la estrategia de apuntamiento de los heliostatos, aunque en este caso se ha empleado una en la que apuntan hacia el ecuador del receptor (parte central).

Una vez que el flujo de calor incidente en el receptor se ha caracterizado, el modelo térmico desarrollado por Rodríguez-Sánchez et al (2014) es empleado para obtener los perfiles de temperatura en los tubos. Se trata de un modelo simplificado en dos dimensiones, que solo analiza un tubo representativo de cada panel, aunque tiene en cuenta la influencia de los tubos adyacentes para los intercambios radiativos, y permite considerar las variaciones circunferenciales del flujo de calor.

La temperatura de las sales y la de la pared del tubo se calcula mediante un proceso iterativo, en el que se asume un flujo másico m y una temperatura de pared T_{pared} . Se calculan las pérdidas por convección y radiación, y se obtiene la temperatura de las sales

T_{sal} a la salida del tubo. Dado que esta temperatura debe ser de 565 °C, se repite el proceso y se recalculan

\dot{m} y T_{pared} hasta que el valor de salida de las sales converja.

Modelo termoelástico

Obtenidas las distribuciones de temperatura para las paredes interiores y exteriores del tubo, estas son introducidas en un modelo térmico tridimensional desarrollado en el programa de elementos finitos Abaqus/Standart, donde se simula la temperatura a lo largo del espesor del tubo y se calculan los valores de temperatura en todos los nodos del modelo. Al realizar un estudio de convergencia de malla, se ha llegado al número de 421524 elementos tipo placa (Shell) de un tamaño de 2 mm. Se han empleado elementos tipo placa en lugar de elementos sólidos, debido a que el coste computacional de estos últimos sería mayor, y sin embargo, no hay diferencias significativas en los resultados (Montoya et al, 2018). El espesor del tubo es pequeño en comparación con su diámetro, por lo que se puede considerar un tubo de pared delgada.

Para caracterizar las tensiones y los desplazamientos, los valores nodales de temperatura se introducen en un modelo termoelástico, con idéntica geometría y discretización en elementos finitos, que calcula las tensiones y los desplazamientos en función de las variaciones de temperatura. El desacoplar el cálculo térmico del elástico reduce el coste computacional, ya que al variar únicamente las condiciones de contorno mecánicas y mantenerse el flujo de calor constante para todos los casos estudiados, es más sencillo simular una única vez la distribución de temperatura en el tubo, y solo cambiar el número de clips.

Las condiciones mecánicas impuestas sobre los tubos se pueden observar en Fig. 1. Los tubos se encuentran colocados en vertical, y soldados a la parte superior del receptor, que se encuentra fija, y por donde entran las sales. También están soldados a la parte inferior, que se puede desplazar para permitir la dilatación longitudinal del tubo. A lo largo de su longitud, los tubos se encuentran sujetos a la estructura del receptor por los clips., donde s es la separación entre clips. Estos clips se han modelizado como apoyos puntuales, en los que se permite el desplazamiento longitudinal, pero no el giro.

RESULTADOS

La distribución de temperatura estudiada, para un apuntamiento ecuatorial de los heliostatos, y su variación circunferencial en el tubo del receptor aparece en la Fig. 2.a. Los valores máximos de temperatura y de tensión se encuentran en la cara del tubo enfrentada a los heliostatos, y que se muestra señalada en Fig. 2.a. En la Figura 2.b se puede observar la variación longitudinal de la temperatura en dicha zona, en la pared exterior e interior del tubo. El origen de coordenadas, que se encuentra en la parte superior del tubo (entrada), se puede observar en la Figura 1.

La separación entre clips se ha variado entre una distancia de 1 m y 20 m, es decir, biapoyando el tubo en sus extremos. En la Figura 3 aparecen las tensiones equivalentes máximas σ_{eq} y el desplazamiento perpendicular a la dirección longitudinal máximo u_y , a lo largo de la longitud del tubo. Se puede observar en la Figura 3.a cómo la tensión apenas

varía entre separaciones de 1 y 2 m, mientras que en Fig. 3.c, para una distancia de 5 m, la tensión comienza a aumentar en la parte central del tubo. Esto es debido a que las reacciones en los soportes son mayores al haber una menor cantidad.

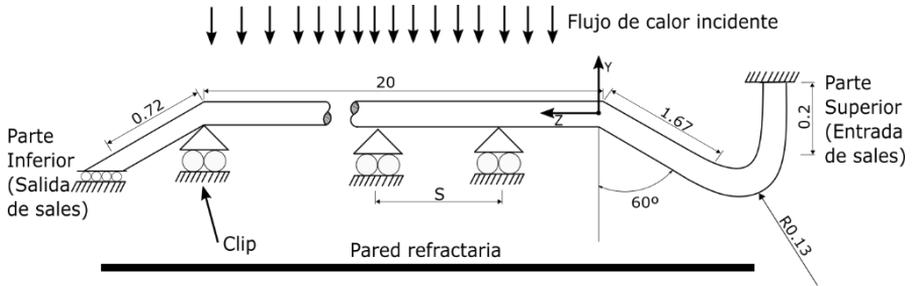


Figura 1. Dimensiones de un tubo del receptor y condiciones de contorno mecánicas. Aunque se muestre en posición horizontal, el tubo se encuentra colocado verticalmente.

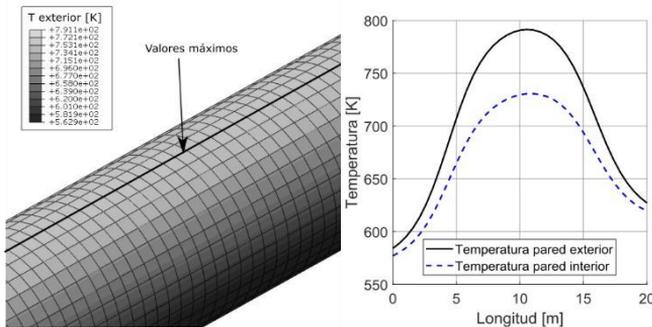


Figura 2. (a) Detalle de la variación circunferencial de temperatura en el modelo numérico, señalando dónde se encuentran los valores máximos de temperatura, (b) Temperatura máxima en la pared exterior e interior a lo largo del tubo, en la parte expuesta a los heliostatos.

Las reacciones que aparecen en los clips alteran el diagrama de momentos flectores térmicos causado por la variación de temperatura, por lo que la pendiente de la curva varía en cada punto donde se encuentra un apoyo. Se puede observar perfectamente en una separación entre clips de 10 m, es decir, con un clip en medio del tubo (Fig. 3.e), donde la curva de la tensión alcanza un máximo en el punto del soporte central.

El desplazamiento del tubo aumenta a medida que la separación entre clips se incrementa. Para separaciones de 1 y 2 m (Fig. 3.b) el desplazamiento máximo es inferior a 1 mm, y se localiza en los extremos del tubo. Para separaciones de 4 m (Fig. 3.d), el desplazamiento llega a alcanzar valores de 7.79 mm en la parte central del tubo. Dado que son tubos de 22.4 mm de diámetro, y con una separación entre ellos de 1.9 mm, este desplazamiento ya podría considerarse excesivo, al ser cuatro veces superior a la distancia entre tubos. En la Figura

3.f se puede observar el incremento en el desplazamiento que existe entre un tubo con un clip en su parte central (separación de 10 m) o bi-apoyado (separación de 20 m), ya que el desplazamiento máximo pasa de 44 mm, a 1.2 m, lo que ocasionaría una deformación del receptor inadmisibles.

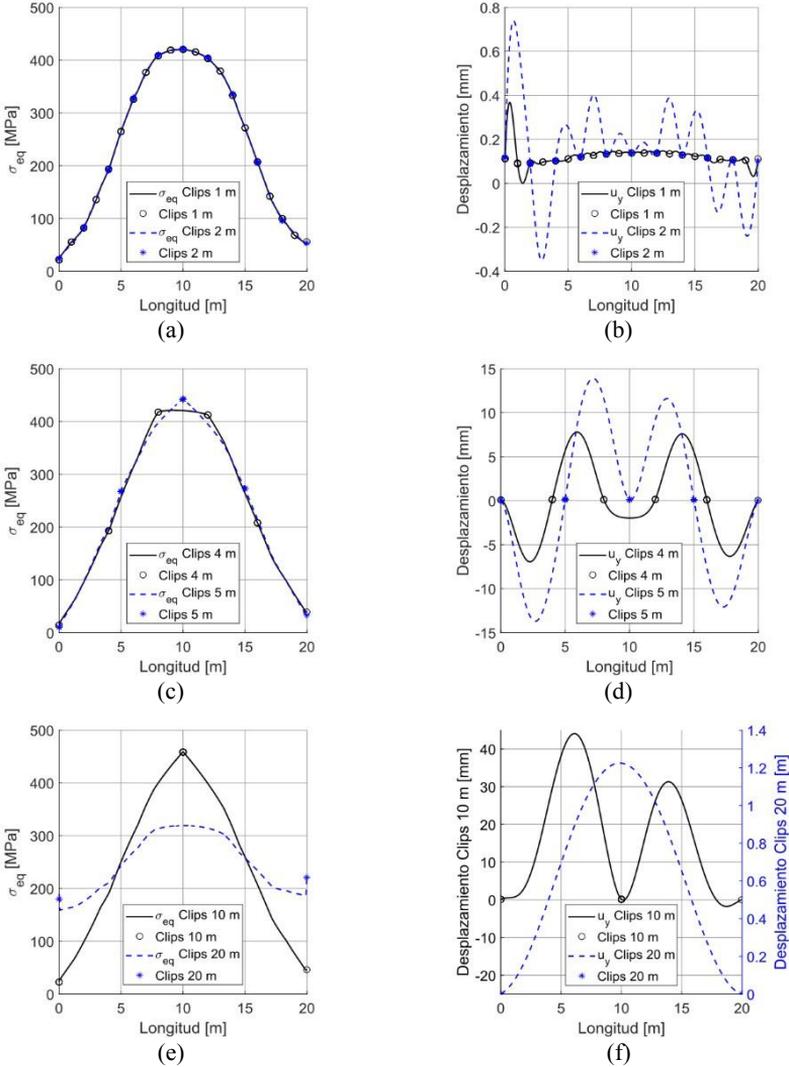


Figura 3: σ_{eq} máxima a lo largo del tubo para (a) separación entre clips 1 m y 2 m, (c) separación entre clips 4 m y 5 m, (e) separación entre clips 10 m y 20 m. Desplazamiento máximo a lo largo del tubo para (b) separación entre clips 1 m y 2 m, (d) separación entre clips 4 m y 5 m, (f) separación entre clips 10 m y 20 m.

Se han comparado también las tensiones y los desplazamientos cambiando el sentido de circulación de las sales. Si inicialmente entraban por la parte superior del tubo y salían por la inferior, se ha estudiado a la inversa, entrando estas por la parte inferior del tubo, y saliendo por la parte superior. Los valores máximos de tensiones y desplazamientos para cada uno de los sentidos de circulación de las sales aparecen en la Tabla 2. El valor del desplazamiento longitudinal (alargamiento del tubo) no varía en ningún caso, al no estar impedido por los clips ni por la estructura del receptor, siendo su valor de 107 mm.

Tabla 2. Tensión y desplazamiento máximo para cada sentido de circulación y separación.

Separación entre clips [m]	Circulación de arriba a abajo		Circulación de abajo a arriba	
	Tensión [MPa]	Desplazamiento [mm]	Tensión [MPa]	Desplazamiento [mm]
1	420.46	0.37	416.63	0.45
2	421.50	0.74	417.64	0.99
4	421.54	7.79	417.85	8.48
5	442.56	13.90	440.26	15.58
10	458.59	44.07	454.96	37.43
20	319.24	1220	310.61	1270

Se puede observar que mientras las tensiones son mayores para una circulación de las sales de arriba abajo, el desplazamiento es inferior, aunque en ambos casos la diferencia es baja. Esto es debido a la propia geometría del tubo, curvado en la parte superior y que permite una mayor dilatación en esa zona al ser menos rígido que en la parte inferior, donde la distancia entre el último clip y la unión con el receptor es menor. Como la mayor temperatura de las sales se alcanza ahora en la zona superior, las tensiones son ligeramente inferiores, pero los desplazamientos aumentan.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado el estudio de la influencia de la separación entre clips en la tensión y el desplazamiento perpendicular a la dirección longitudinal en los tubos de receptores solares exteriores mediante un modelo de elementos finitos. Dado un flujo de calor procedente de un apuntamiento ecuatorial de los heliostatos, se ha obtenido la distribución de temperatura, así como la tensión y desplazamientos, variando la distancia entre los soportes longitudinales. Las conclusiones de este trabajo se pueden resumir de la siguiente manera:

- (1) La tensión máxima en el tubo y el desplazamiento máximo aumenta a medida que se incrementa la separación entre clips. El desplazamiento máximo para separaciones de 1 y 2 m aparecen en los extremos del tubo, mientras que para separaciones mayores el máximo desplazamiento se encuentra en la zona central del tubo.
- (2) Comparando separaciones de 1 m y 2 m, las tensiones y los desplazamientos no varían significativamente, y sus valores son admisibles. A partir de una separación de 4 m, la tensión, y sobre todo el desplazamiento, se incrementan.

- (3) El desplazamiento es 10 veces mayor para una separación de 4 m (7.79 mm) que para una de 2 m (0.74 mm). Dado que la separación entre tubos es inferior 1.9 mm, y su diámetro es de 22.4 mm, podría considerarse excesivo. Teniendo en cuenta que se ha empleado una estrategia agresiva de apuntamiento, es probable que la separación entre clips pudiera aumentarse al homogeneizar el flujo de calor a lo largo del tubo, ya que tanto las tensiones como los desplazamientos disminuirían.
- (4) Si se cambia el sentido de circulación, las tensiones son inferiores para una circulación de abajo a arriba, pero los desplazamientos aumentan. Sin embargo, la diferencia es muy baja y se puede considerar que en ambas configuraciones el tubo se comporta de forma similar. Por lo tanto, el recorrido zigzagueante de los receptores no representa un problema.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Fundación Iberdrola España bajo el programa “Ayudas a la investigación en energía y medio ambiente”. M.R. Rodríguez-Sánchez y D. Santana también quieren agradecer al Ministerio de Economía y Competitividad el apoyo económico recibido con el proyecto ENE2015-69486-R(MINECO/FEDER, UE)

REFERENCIAS

- Du, B. C., He, Y. L., Zheng, Z. J., Cheng, Z. D. (2016). Analysis of thermal stress and fatigue fracture for the solar tower molten salt receiver. *Applied Thermal Engineering* 99, 741-750.
- Khanna, S., B. Kedare, S., Singh, S. (2013). Deflection and stresses in absorber tube of solar parabolic trough due to circumferential and axial flux variations on absorber tube supported at multiple points. *Solar Energy* 99, 134-151.
- Montoya, A. Rodríguez-Sánchez, M.R., López-Puente, J, Santana, D. (2018). Numerical model of solar external receiver tubes: influence of mechanical boundary conditions and temperature variation in thermoelastic stresses, Send for publication to *Solar Energy*.
- National Renewable Energy Laboratory, (2016), Crescent Dunes Solar Energy Project, https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=60 (último acceso Mayo 2018)
- Rodríguez-Sánchez, M.R., Soria-Verdugo, A., Almendros-Ibáñez, J. A., Acosta-Iborra, A., Santana, D., (2014). Thermal design guidelines of solar power towers. *Applied Thermal Engineering* 63 (1), 428-438.
- Sánchez-González, A., Santana, D., 2015. Solar flux distribution on central receivers: a projection method from analytic function. *Renewable Energy* 74, 576-587.
- Special Metals Corporation, 2013, Inconel alloy 625, www.specialmetals.com (último acceso Mayo 2018)
- Uhlig, R., Frantz, C., Flesch, R., Fritsch, A., (2017). Stress Analysis of External Molten Salt Receiver. *SolarPaces*. Santiago de Chile, pp. 1-8.
- Zavoico, A. B., (2001). Solar Power Tower: Design Basis Document. *Tech. rep.*, Sandia National Laboratory, San Francisco, SAND2001-2100.

GEOLOCALIZACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR PARA CALOR DE PROCESO EN ESPAÑA

Frasquet M*, Crespo D, Pérez M*****

* Solatom CSP, Muelle aduana sn, Valencia, 46024, España,
miguel.frasquet@solatom.com

** Protermosolar, Avenida de Alberto Alcocer, 5, 2º B, Madrid, 28036, España,
diegocrespo@protermosolar.com

*** Departamento de Química y Física, Universidad de Almería, Almería, 04120, España,
mperez@ual.es

RESUMEN

El elevado potencial de la energía solar para procesos industriales ha sido identificado en numerosos estudios. Sin embargo, hasta la fecha, estos estudios se han centrado más en la evaluación de la viabilidad técnica, que en el verdadero potencial de mercado desde una perspectiva económica. Eso es debido a la dificultad para evaluar caso a caso variables como el perfil de la demanda, coste de la energía reemplazada o disponibilidad de superficie. Este trabajo consigue filtrar lo suficiente las áreas de estudio como para permitir un estudio caso a caso. De esta manera, ha sido posible incluir estas variables específicas de cada industria, y por tanto, geolocalizar el potencial de la tecnología solar para calor de proceso en el territorio Español.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Calor Proceso, Potencial, Geolocalización

ABSTRACT

The great potential of solar energy for industrial process heat has been identified in numerous academic studies. However, until now, the focus of these studies has been rather technical. A more economic approach has been avoided since this would require the use of case specific variables like demand profile, cost of energy or surface availability. The work described here has filtered enough the areas of interest, to allow a case by case analysis of the aforementioned variables, and therefore, locate the potential of this technology in the Spanish territory.

KEYWORDS: Solar Energy, Process heat, Market Potential, Geolocation

INTRODUCCIÓN

El potencial de la energía solar para procesos industriales ha sido identificado en numerosos estudios. Sin embargo, su papel en la generación de energía térmica en el sector industrial es todavía muy reducido. La mayoría de estudios realizados para el territorio Español hasta la fecha (Solar Concentra, 2015), (IDEA, 2011), (Aiguasol, 2001) analizan la viabilidad de esta tecnología desde una perspectiva fundamentalmente técnica. En ellos se tiene en cuenta variables como la irradiación solar, rango de temperatura de los procesos, presión de operación o tipo de fluido utilizado. Sin embargo, variables como el perfil de la demanda, coste de la energía reemplazada o disponibilidad de superficie no se tienen en cuenta.

La problemática del análisis de este tipo de variables, necesarias para evaluar la viabilidad económica de la tecnología, radica en la necesidad de realizar un estudio caso a caso de cada una de las industrias. Lo que resulta, además de costoso, tremendamente ineficiente debido al elevado número de industrias. El objetivo del estudio aquí presentado es conseguir filtrar las regiones del área estudio con menor potencial, hasta que el número de potenciales industrias candidatas, sea lo suficientemente reducido para evaluar caso a caso la viabilidad de la tecnología.

METODOLOGÍA

La metodología descrita a continuación describe el caso particular del potencial en España. Se considera industria con un elevado potencial a aquella con una alta probabilidad de reunir las siguientes cuatro características principales: Elevada radiación solar, elevado coste energético, elevado consumo térmico y elevado espacio disponible.

En primer lugar, es necesario definir la resolución de estudio. Esta resolución establece las superficies mínimas en las que las variables de estudio se consideran homogéneas. Es decir, se asume que la radiación solar, consumo térmico y coste energético es similar en la totalidad de la superficie de estudio. La resolución de los estudios llevados a cabo hasta la fecha ha sido tradicionalmente a nivel de provincia. En España existen 50 provincias con una extensión media de 10.119 km², por lo que asumir que las variables se comportan de manera homogénea en toda la superficie introduce errores significativos. Para alcanzar un filtrado adecuado se ha aumentado la resolución, analizando los 8.124 municipios del país. De esta manera se ha conseguido reducir la extensión media de estudio a 62 km².

Una vez definida la resolución óptima del estudio, este se ha dividido en tres fases. La primera fase tiene el objetivo de detectar áreas de estudio (municipios) con alta radiación solar, elevado coste energético, y consumo de energía térmica para procesos industriales en cuatro sectores determinados. La segunda fase tiene el objetivo de detectar las industrias ubicadas en los municipios seleccionados en la fase primera, cuyos procesos requieran energía térmica a través de un fluido, y que dispongan de superficie libre para instalar un sistema solar. La tercera y última fase tiene como objetivo validar los resultados obtenidos mediante visitas presenciales. La Fig. 1. presenta un resumen de la metodología llevada a cabo.

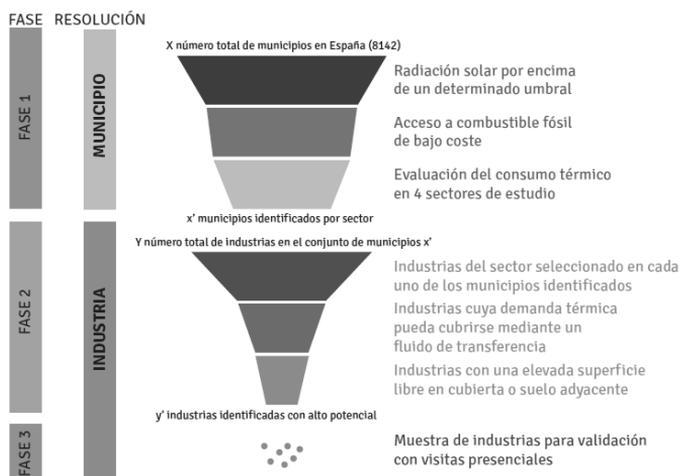


Fig. 1. Resumen de la metodología del estudio

Durante la primera fase se ha llevado a cabo un filtrado progresivo de municipios, estableciendo umbrales mínimos para los cuatro criterios principales. El primer filtro establece un valor umbral de irradiación solar de 4.8 kWh/m² (media anual diaria GHI). Sólo los municipios con un valor mayor que el umbral han sido seleccionados. Los valores de radiación se han obtenido utilizando el portal ADRASE (www.adrase.com). ADRASE permite descargar información del recurso solar en el territorio Español, con una resolución de 5km x 5km. Para evaluar el recurso solar por municipio se ha evaluado la media de todos los puntos contenidos en cada uno de los municipios. La Fig. 2. representa los municipios cuya radiación solar media por municipio es superior al umbral del estudio.

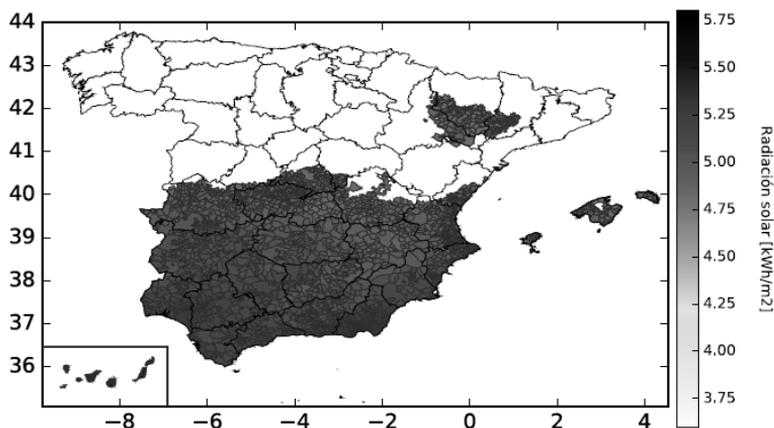


Fig. 2. Radiación solar en los municipios resultantes tras el primer filtrado

El segundo filtra municipios con acceso a la red gasista. Sin tener en cuenta otros factores, la probabilidad de que una industria con acceso a gas por tubería instale un sistema solar es menor que cuando no tiene acceso, y por tanto utiliza otro tipo de combustible más caro (i.e. gasoil, fueloil, propano, etc). Es por ello que se ha realizado un filtrado para detectar aquellos municipios donde existe una red gasista madura, y estos han sido excluidos del estudio. De esta manera sólo se seleccionan los municipios donde no se tiene accesibilidad a gas natural a un precio reducido, y por lo tanto se utilizan otro tipo de combustibles de mayor coste. Los datos del sistema de gasificación español se han obtenido de la Asociación Española del Gas (www.sedigas.es) y el Boletín Oficial del Estado (www.boe.es). La Fig. 3. representa los municipios resultantes de haber filtrado por radiación solar y acceso a la red gasista por tubería. Como se puede comprobar la mayoría de municipios eliminados en este filtro se encuentran cerca de zonas urbanas.

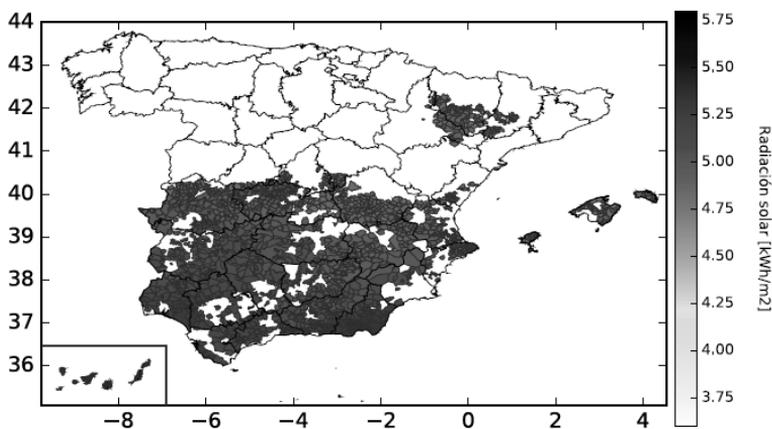


Fig. 3. Radiación solar tras el segundo filtrado (por coste de energía térmica)

El tercer y último filtro establece un umbral de consumo térmico anual en industria para cada sector estudiado. Este filtro elimina los municipios con un consumo anual inferior a 50GWh. De esta manera se evita estudiar regiones con muy baja actividad industrial. Para este estudio sólo se ha tenido en cuenta el consumo térmico en cuatro sectores específicos (Alimentación y bebidas, Agricultura y ganadería, Textil y Papelero). Los datos del consumo térmico por sector se han obtenido del Instituto Nacional de Estadística (www.ine.es). La Fig. 4. representa el consumo térmico del sector de alimentación y bebida en los municipios resultantes de los dos filtros anteriores.

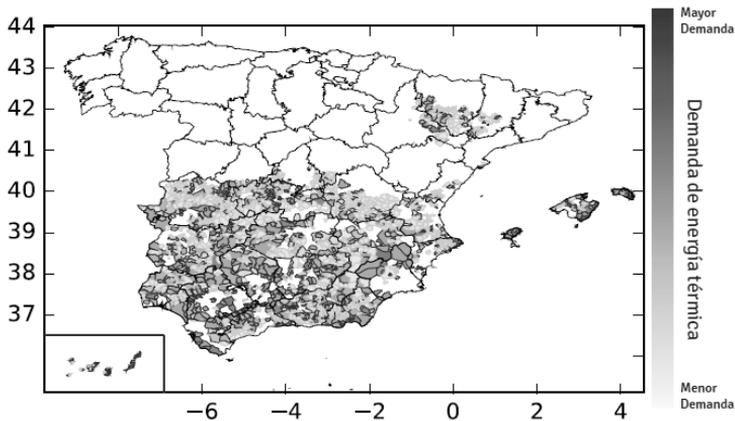


Fig. 4. Demanda térmica de los municipios resultantes de los 2 primeros filtros

Tras la aplicación de los tres filtros (Fase 1 del estudio), en los municipios resultantes se aplica un algoritmo, que extrae información de las industrias existentes desde bases de datos especializadas (www.einforma.com, www.axesor.es, etc.). Entre la información extraída se analiza el tamaño y la actividad. De esta manera se eliminan industrias de tamaño muy reducido (normalmente pequeñas tiendas), y las industrias cuyas actividades no requieren de un fluido térmico (almacenes, hornos, etc.).

En el último paso, se verifica la superficie disponible de las industrias restantes mediante google maps.

Finalmente se realizan visitas presenciales en determinadas industrias para validar los resultados del estudio.

Aunque con esta metodología no es posible asegurar que no se excluyan municipios con industrias de alto potencial, sí que se consigue identificar que municipios, de los 8124, tienen una mayor probabilidad de albergar estas industrias de elevado potencial.

RESULTADOS

De los cuatro sectores estratégicos estudiados (Alimentación y bebida, agricultura y ganadería, textil y papelería), la máxima reducción ha sido en el sector textil con 396 municipios seleccionados (4,8% del total). La mínima reducción conseguida ha sido en el sector de la alimentación y bebida, con 1278 municipios estudiados en detalle (15,7% del total). Con las industrias seleccionadas se ha desarrollado una lista de 500 con un elevado potencial. Estas 500 empresas han sido puntuadas basándose en indicadores cualitativos como: tipo de cubierta, probabilidad de tener gas natural licuado (más económico que otros combustibles fósiles), accesibilidad, o la presencia de indicadores que aumentan la probabilidad de tener calderas de vapor (i.e. chimeneas, depósitos, etc.). Las 100 industrias con la puntuación más alta han sido contactadas y en muchos de los casos visitadas, para verificar las suposiciones tenidas en cuenta en el estudio. La lista de las 100 industrias con

mayor puntuación está siendo utilizada por empresas solares para facilitar el desarrollo de proyectos solares en el país. La Fig. 5. muestra la localización de las industrias identificadas.

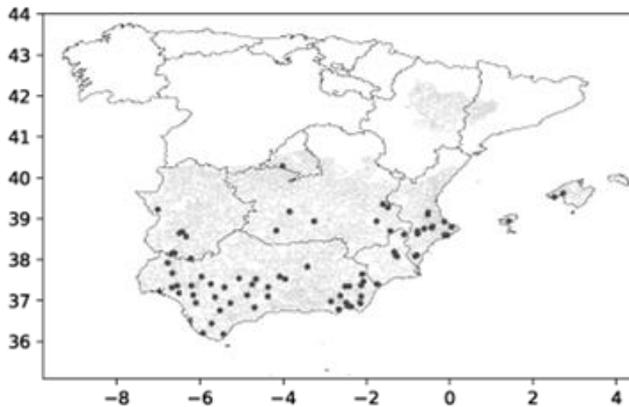


Fig. 5. Industrias con mayor potencial en los 4 sectores de estudio dentro de la península ibérica

CONCLUSIONES

El estudio aquí presentado demuestra que, con la suficiente resolución, es posible filtrar las regiones de estudio lo suficiente, como para analizar las industrias caso a caso. Esto permite analizar variables que hasta la fecha no había sido posible, dada el tamaño del sector industrial. El interés generado por las empresas en tener acceso a la lista de las 100 industrias con mayor puntuación, también demuestra que la metodología utilizada está alineada con los promotores de esta tecnología.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Ministerio de economía, industria, y competitividad la financiación de este proyecto bajo el programa de subcontrataciones de la Plataforma Tecnológica Solar Concentra.

REFERENCIAS

IDAE, H. Schweiger, C. Vannoni, I. Pásqua Pinedo, E. Facci, D. Baehrens, M. Koch, D. Pérez, and L.Mozetic, (2011). Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial. Estudio técnico PER 2011-2020. Madrid.
E. AIGUASOL, (2001). The Potential of Solar Heat for Industrial Processes. Final Report.
Solar Concentra, (2015). Mercado potencial en España y aplicaciones en tecnologías solares de concentración de media temperatura.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**RESSSPI. CÓDIGO PARA LA SIMULACIÓN RÁPIDA DE APLICACIONES
SOLARES EN CALOR DE PROCESO**
Frasquet M*, Bannenberg J**

* Solatom CSP, Muelle aduana sn, Valencia, 46024, España,
miguel.frasquet@solatom.com

** Fontys University of Applied Sciences, De Lismortel 25, 5612 AR, Eindhoven, 5612,
The Netherlands, j.bannenberg@student.fontys.nl

RESUMEN

Ressspi es un código abierto para la simulación de aplicaciones solares en calor de proceso. Aunque está basado en el motor de cálculo utilizado en SHIPcal, Ressspi ha solucionado las carencias de su antecesor en términos de mayor flexibilidad en la simulación (incluyendo 12 sistemas de integración), así como en lo relativo a la estructura necesaria para garantizar el desarrollo abierto del código, por parte de la comunidad de investigadores. La principal línea de investigación actual está en reducir el tiempo de cálculo necesario para una simulación completa. Y aunque ya se han conseguido tiempos cercanos a los 3 minutos gracias al uso de algoritmos de optimización ávidos, se están validando nuevas alternativas. Hasta la fecha se han solicitado 267 simulaciones tanto en España como en diversos países de América del Sur.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Calor Proceso, Simulador, Optimización

ABSTRACT

Ressspi is an open-source simulation code for solar process heat applications. Although it is based on SHIPcal engine, Ressspi has solved SHIPcal's main limitations in terms of flexibility (adding 12 integration schemes) and managing issues (adding a git control system to allow open-source development). The main line of work at this moment is reducing the computing time needed in order to perform a complete annual simulation. And, although simulation times closed to 3 min have already been achieved using greedy algorithms, new alternatives are also being tested. At this moment, more than 267 simulations has been performed in Spain and several countries in South America.

KEYWORDS: Solar Energy, Process heat, Market Potential, Geolocation

INTRODUCCIÓN

El uso de calculadoras on-line (CO) tiene un largo recorrido en sectores como el fotovoltaico o el del calentamiento de agua caliente sanitaria, en los que numerosas aplicaciones están disponibles on-line (Un ejemplo puede encontrarse en www.solarcalculator.com.au). Aunque no deben utilizarse como herramientas de diseño, este tipo de herramientas ha demostrado ser muy útil como soporte en la toma de decisiones. Ya que permite que usuarios finales sin un extenso conocimiento técnico de la tecnología solar, estimen de manera rápida y sencilla, los resultados económicos y energéticos, de una instalación.

El uso de estas herramientas es aconsejable principalmente cuando existe suficiente estandarización en la aplicación final. Ya que esto consigue que aunque las simulaciones tengan características diferentes (tamaño, ubicación, etc.), compartan todas ellas una estructura básica similar, y por tanto sean fácilmente simuladas. Esto limita su utilización para aplicaciones solares de calor de proceso, donde existe un gran número de procesos industriales diferentes. De hecho, los OC actualmente disponibles para calor de proceso disponen de un reducido número de esquemas de integración. Este es el caso de la herramienta de diseño InSun (desarrollada durante el proyecto Europeo con el mismo nombre, y disponible en www.fp7-insun.eu/DesignTool/), o de la herramienta AppSol (centrada en el mercado Chileno y disponible en www.appsol.cl). En ambos casos, el código de simulación no es de acceso libre.

Ressspi utiliza como base de simulación el código SHIPcal (Frasquet, 2016). SHIPcal demostró en su validación con TRNSYS ser capaz de simular producciones anuales con errores de entre el 3% (día soleado) y el 10% (día nublado con transitorios). Estos valores, aunque le descartan como herramienta de diseño, permiten obtener resultados válidos para su uso como OC. El prematuro cierre del Centro Tecnológico de Energías Renovables (Diario de Almería, 2016), paralizó el desarrollo de SHIPcal, limitando el número de esquemas de integración implementados en 3, y sin una plataforma de desarrollo que permitiera a la comunidad de investigadores continuar el desarrollo conjuntamente.

El objetivo de Ressspi es por una parte aportar la flexibilidad suficiente como para poder simular la mayor parte de procesos industriales disponibles, y por otra el permitir el fácil acceso y cooperación entre investigadores para el desarrollo futuro del código.

METODOLOGÍA

Plataforma de Cooperación

SHIPcal se desarrolló en GNU Octave (código libre compatible con Matlab), con el objetivo de que cualquier investigador pudiera contribuir al desarrollo mediante sus propios códigos escritos en Matlab. Al no existir una plataforma de desarrollo común, la comunicación entre investigadores se realizaba mediante email. Durante los primeros meses de SHIPcal se comprobó la dificultad de unificar los diferentes códigos que los investigadores aportaban. Además se hizo patente que muchas de las funciones disponibles en Matlab no estaban en Octave, lo que generaba numerosos errores de compilación. Finalmente un sistema de desarrollo común basado en comunicación por email resultó no ser operativo.

Para Ressspi, el motor de cálculo se ha traducido por completo a Python3 (cuya comunidad de usuarios es significativamente mayor que Octave/Matlab). El sistema de comunicación basado en emails se ha descartado y sustituido por Git. Git es un sistema de control de versiones público ampliamente utilizado en el desarrollo de software libre, como Linux o Moodle. De esta manera, cada vez que un investigador realiza una modificación al código, se abre una copia o “rama” del código master. La nueva rama es chequeada para comprobar que no existen errores y una vez validada, se incluye en el código master. El código y las diferentes ramas existentes están almacenadas en el repositorio público Github.

Esquemas de Integración

Para conseguir simular la mayor parte de procesos industriales, se ha seguido la metodología propuesta en el grupo de trabajo 49 del programa SHC (Muster B., et al., 2015) de la IEA (International Energy Agency). Esta metodología clasifica los procesos industriales en 12 esquemas de integración, divididos en dos niveles, proceso (cuando la energía solar se aplica directamente en el proceso industrial), y suministro (cuando la energía solar se utiliza indirectamente mediante un fluido intermedio). Estos esquemas de integración se han incorporado en el código de simulación solar RESSSPI (Red de Sistemas Solares Simulados en Procesos Industriales). Actualmente Ressspi cuenta con los siguientes esquemas de integración:

Tabla. 1. Esquemas de integración disponibles en Ressspi

Código	Nivel de integración	Medio de transporte del calor	Integración	Almacena miento	Estado en Ressspi
SL_L_P	Suministro	Líquido	Integración directa	No	Operativo
SL_L_PS	Suministro	Líquido	Integración directa	Si	Operativo
SL_L_RF	Suministro	Líquido	Pre calentamiento de retorno	No	Operativo
SL_L_S	Suministro	Líquido	Calentamiento de almacenamiento térmico	Si	Operativo
SL_S_PD	Suministro	Vapor	Integración directa	No	Operativo
SL_S_PI	Suministro	Vapor	Integración indirecta	No	En pruebas
SL_S_FW	Suministro	Vapor	Pre calentamiento de condensados	No	Operativo
SL_S_FWS	Suministro	Vapor	Pre calentamiento de condensados	Si	Operativo
PM_E_PM	Proceso	Líquido	Calentamiento directo a proceso	No	Operativo
PM_E_PM_Past	Proceso	Líquido	Integración en pasteurizadores	Si	Operativo
PM_E_PM_Sew	Proceso	Líquido	Integración en EDAR	Si	Operativo
PM_E_IC	Proceso	Líquido	Calentamiento fluido intermedio	Si	En desarrollo

Dado que los esquemas de integración no son excluyentes, el código utiliza 24 variables de entrada (introducidas por el usuario mediante un formulario), para crear una lista de diseños potenciales. Posteriormente se realiza una simulación anual con cada diseño, y se calcula el coste nivelado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés), seleccionándose el esquema que minimiza el LCOE.

$$\min LCOE(s) = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I(s)_t + M(s)_t + F(s)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E(s)_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde s representa el candidato de estudio, n el número de años evaluados, r la tasa de descuento, E la energía generada en kWh, F el gasto de combustible en €, M el gasto de operación y mantenimiento e I la inversión acometida.

Optimización del Diseño Final

El diseño resultante todavía debe ser sometido a una proceso de optimización en el que variables como el tamaño del almacenamiento (en el caso de tenerlo), número de filas, número de colectores por fila, etc. tiene que ser determinado. Inicialmente RESSSPI iteraba sobre todo el conjunto de posibles soluciones, seleccionando la alternativa con un menor LCOE. Aunque esto garantizaba la localización del mínimo absoluto en todos los casos, el tiempo computacional hacía inviable su utilización como OC. Posteriormente el uso de un algoritmo de optimización de escalada simple permitió reducir el tiempo de optimización a 7 min. Actualmente, a través de una colaboración con la universidad Holandesa de ciencias aplicadas Fontys, se está estudiando el uso de algoritmos de cristalización simulada (Gutiérrez, M.A., et al., 1998) y búsqueda Tabú (Cvijović, D., et al. 1995) para acelerar el proceso de optimización (responsable del 81% del tiempo computacional). Los primeros resultados utilizando algoritmos ávidos han conseguido reducciones del 54% respecto al algoritmo de escalada simple. Aunque es una mejora significativa, es necesario continuar estudiando otras alternativas para conseguir una completa

Salida de Resultados

Una vez identificado el diseño que minimiza el LCOE, el código realiza una simulación anual en base horaria, y genera un fichero pdf donde se presentan los resultados. El fichero generado resume en 3 hojas los principales resultados económicos y energéticos de la simulación. En la primera página del fichero resultado se describe la instalación solar, el colector utilizado, el esquema de integración y las propiedades del fluido en diseño. La Fig. 1. Muestra las imágenes del resultado obtenido tras la simulación de una industria de zumo en Canarias.

La segunda página del informe de resultados muestra un resumen mensual de la producción solar, el porcentaje de esta respecto a la demanda total, así que como un detalle de las primeras semanas de Enero y Junio. Este detalle se utiliza como referencia para entender el comportamiento típico de la instalación en verano e invierno. La Fig. 2. Muestra el comportamiento de una instalación con almacenamiento térmico de 2000 litros, en una industria de alimentación con una demanda de agua caliente durante sólo 4 horas al día de lunes a viernes. Como se puede ver, cuando la producción solar ocurre en horas en las que no existe demanda, el almacenamiento se carga (amarillo), y por consiguiente el estado de carga del almacenamiento se incrementa (línea roja punteada). Cuando existe demanda y la producción solar (morado) no es suficiente, el almacenamiento térmico se descarga (verde) observando consecuentemente un descenso del estado de carga del almacenamiento.

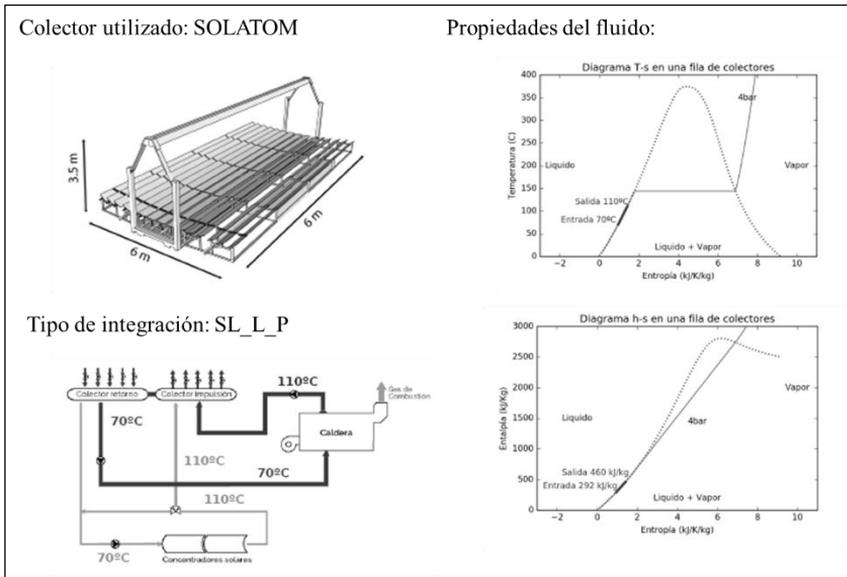


Fig. 1. Imágenes de la primera página del fichero de salida de Ressspi

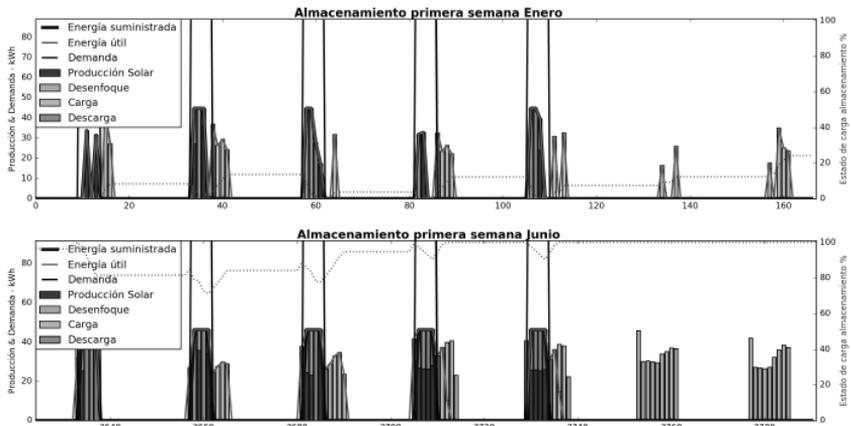


Fig. 2. Comportamiento típico de la instalación solar en Invierno y Verano

La tercera hoja del informe de resultados presenta el informe económico de la instalación solar. En él se muestran los valores de ahorro, inversión y retorno de inversión. La Fig. 3. Muestra el retorno de inversión y flujos de caja para una pequeña fábrica de alimentación situada en Córdoba.

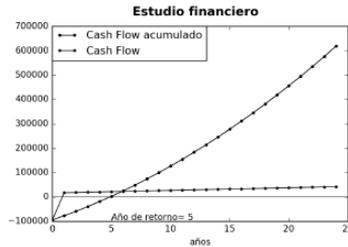


Fig. 3. Diagrama de flujos de caja para una fábrica de alimentación en Córdoba

RESULTADOS

El código RESSSPI está operativo desde 2017 en www.ressspi.com de forma totalmente gratuita, y desde entonces ha llevado a cabo 267 simulaciones en 7 sectores industriales diferentes. Aunque actualmente sólo dispone de archivos meteorológicos para ciudades Españolas, es posible realizar simulaciones en cualquier lugar del mundo bajo demanda (de hecho se han realizado 12 simulaciones para proyectos ubicados en diferentes países de América del Sur). RESSSPI tiene una licencia de uso libre y su código está disponible en el repositorio público GitHub. La Fig. 4. representa la localización de las simulaciones llevadas a cabo mediante Ressspi hasta la fecha.

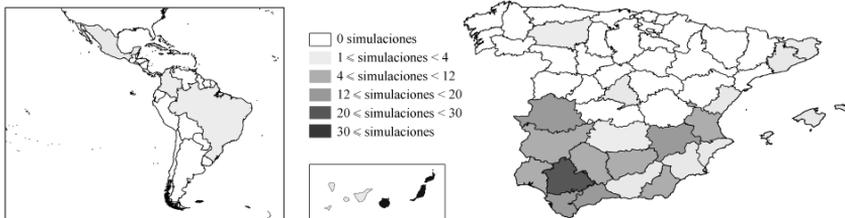


Fig. 4. Distribución de las simulaciones Ressspi realizadas hasta la fecha

CONCLUSIONES

El código RESSSPI ha demostrado ser una herramienta útil para que usuarios sin experiencia solar previa, puedan simular proyectos solares en una gran variedad de procesos industriales distintos. A diferencia de SHIPcal, Ressspi está preparado para ser desarrollado de manera conjunta de manera ordenada y escalable. El uso de RESSSPI como herramienta de pre-simulación, permite apoyar y agilizar la toma de decisiones en este tipo de proyectos, contribuyendo en última instancia a un mayor desarrollo de esta tecnología. Sin embargo, su todavía elevado tiempo computacional lo sitúan lejos de poder utilizarse como una calculadora on-line. La utilización de algoritmos de optimización más

sofisticados (búsquedas Tabú y algoritmos inspirados en el proceso de recocido del acero) promete la reducción de la duración total del proceso.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo y las contribuciones de la comunidad de investigadores que apoya el desarrollo de Resssi.

REFERENCIAS

Frasquet M., (2016). Solar Heat for Industrial Processes Online Calculator. *Energy Procedia, Volume 91*, Pages 611-619, ISSN 1876-6102

Muster B., et al. (2015). Solar Process Heat for Production and Advanced Applications. Integration Guideline. *IEA SHC Task 49*.

Gutiérrez, M.A., de los Cobos, S., Pérez, B., (1998). Optimización con recocido simulado para el problema de conjunto independiente. *Universidad Autónoma Metropolitana*

Cvijovic, D., Klinowski, J., (1995). Taboo Search - An approach to the multiple minima problem. *Science* 267 (5198):664-666

ALMACENAMIENTO TERMOQUÍMICO EN PLANTAS CSP BASADO EN CALCIUM-LOOPING: RETOS Y OPORTUNIDADES

Ortiz C.*, Fernández R., Chacartegui R.**, Valverde J.M. *, Becerra J.A.****

* Facultad de Física, Universidad de Sevilla, Avenida Reina Mercedes s/n, 41012 Sevilla,
España, cortiz7@us.es (Ortiz C.)

** Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Camino de los
descubrimientos s/n, 41092 Sevilla, España

RESUMEN/RESUMO

La integración de sistemas termoquímicos de energía en plantas CSP está ganando interés en los últimos años. De entre los posibles sistemas termoquímicos, el proceso de Calcium-looping (CaL), basado en la calcinación/carbonatación multicíclica de CaCO_3 , está considerado como uno de los más prometedores. Tras la aparente sencillez del proceso se encuentran una serie de retos que deben ser resueltos para que la tecnología pueda alcanzar una escala comercial. En el presente trabajo se muestra un análisis crítico del estado actual de la tecnología con el objetivo de evaluar los retos y oportunidades que presenta la integración del CaL como sistema de almacenamiento termoquímico en plantas CSP. El proyecto SOCRATCES, financiado dentro del programa H2020, tiene como principal objetivo desarrollar un prototipo a escala piloto de la integración CSP-CaL en Sevilla (España).

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Almacenamiento termoquímico, Calcium-Looping, caliza.

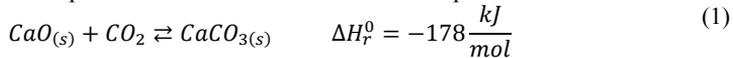
ABSTRACT

Thermochemical energy storage is gaining attention in last years to be integrated in CSP plants. Among the various possibilities, the Calcium-looping (CaL) process, based on the multicyclic calcination/carbonation of CaCO_3 , is considered as one of the most promising systems. However, for a commercial deployment of CSP, several challenges must be solved. This work presents a critical analysis on the status of the technology with the aim of evaluating the main challenges and opportunities of the CSP-CaL integration. The SOCRATCES project, founded from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, aims to develop a CSP-CaL prototype at pilot scale in Seville (Spain).

KEYWORDS: Thermochemical energy storage, Calcium-Looping, limestone

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Como alternativa a los sistemas de almacenamiento basados en sales fundidas, en los últimos años está ganando fuerza la posibilidad de usar almacenamiento termoquímico en plantas CSP. De entre los sistemas termoquímicos, el proceso de Calcium-looping (CaL) está considerado como uno de los más prometedores. El proceso está basado en la repetición sucesiva de ciclos de calcinación y carbonatación de CaCO_3 (Ec. (1)). En el calcinador la energía solar concentrada se usa para llevar a cabo la reacción endotérmica de calcinación, mediante la cual se producen CaO y CO_2 que son almacenados por separado. El CO_2 se hace pasar por una red de intercambiadores de calor para aprovechar su alta temperatura antes de ser comprimido y almacenado a temperatura ambiente. En el caso del CaO , dependiendo del diseño del proceso se podría almacenar directamente (almacenamiento de sólidos a alta temperatura) o pasando a través de una red de intercambio de calor (almacenamiento a baja temperatura). Cuando la generación de energía es necesaria los productos son llevados hacia un reactor de lecho fluidizado donde se produce la reacción exotérmica de carbonatación, liberando la energía almacenada en los enlaces químicos y regenerando el CaCO_3 para un nuevo ciclo. Este calor liberado se usaría para la producción de potencia eléctrica mediante un ciclo de potencia.



En el presente trabajo se muestra un análisis crítico del estado actual de la tecnología con el objetivo de evaluar los retos y oportunidades que presenta la integración del proceso CaL como sistema de almacenamiento termoquímico en plantas CSP.

EL SISTEMA CSP-CAL

El esquema conceptual del sistema CSP-CaL se representa en la Fig. 1. Dadas las altas temperaturas necesarias para la calcinación y el tipo de material, la tecnología de torre se postula como la más adecuada para el proceso. El sistema CSP-CaL ofrece una serie de ventajas en el marco de las principales líneas de investigación actuales en plantas CSP, a saber, i) incremento de la eficiencia de las plantas; ii) reducción de los costes de generación; iii) incremento de la gestionabilidad de las plantas y iv) mejora de la sostenibilidad medioambiental (European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), 2012). A continuación, se describen algunas consideraciones respecto a ventajas del sistema CSP-CaL:

- El proceso CaL es uno de los sistemas termoquímicos con mayor densidad energética. Considerando la entalpia de reacción, la densidad energética del sistema es $\sim 3.2 \text{ GJ/m}^3$. Si además tenemos en cuenta los diferentes tanques de almacenamiento de sólidos y gas, el grado de conversión en la carbonatación, así como la porosidad y la densidad de empaquetamiento de las partículas, la densidad energética varía entre $\sim 0.39\text{-}0.9 \text{ GJ/m}^3$ (Ortiz et al., 2018), siendo la densidad energética de los sistemas de dos tanques de sales fundidas de $\sim 0.4 \text{ GJ/m}^3$.
- En contraste con los sistemas basados en sales fundidas, el almacenamiento en el sistema CSP-CaL puede realizarse a temperatura ambiente, lo que reduce notablemente el consumo de auxiliares y permite almacenamiento de energía a mayor plazo.
- El proceso CaL presenta una muy alta temperatura de reacción. De esta manera, la energía puede liberarse a una temperatura de entre $650\text{-}1000^\circ\text{C}$ en función de la

presión parcial de CO_2 (Kyaw et al., 1998). Esto puede incrementar notablemente el rendimiento de las plantas CSP al permitir usar ciclos de potencia de alta eficiencia, salvando así la limitación impuesta en los sistemas basados en sales fundidas ($\sim 550\text{-}600^\circ\text{C}$) debido a la degradación de las sales.

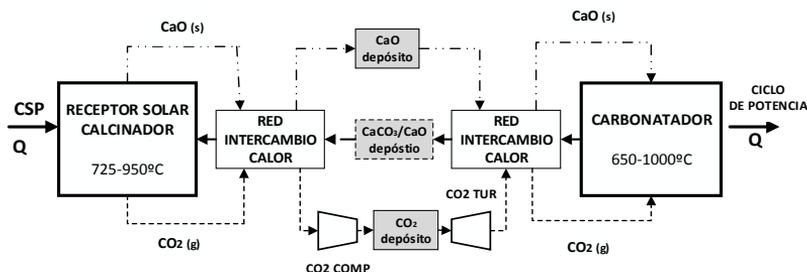


Figura 1: Esquema conceptual del proceso CSP-CaL

- A diferencia de los sistemas de sales fundidas y de otros sistemas de almacenamiento termoquímico, la materia prima del proceso CaL (caliza) es barata, ampliamente disponible en todo el mundo e inofensiva respecto al medioambiente. Estas 3 condiciones son necesarias para la expansión a gran escala de cualquier tipo de energía renovable.
- La cinética de calcinación puede ser rápida (lo que facilita el proceso de absorción de energía solar) en un amplio rango de temperaturas. Según el equilibrio químico (Barin, 1989), para que la reacción se lleva a cabo completamente en tiempos cortos de residencia se necesita una temperatura de reacción de $\sim 950^\circ\text{C}$, si el proceso se lleva a cabo en una atmósfera pura de CO_2 , si bien esa temperatura puede ser reducida hasta $\sim 725^\circ\text{C}$ disminuyendo la presión parcial de CO_2 en el reactor, por ejemplo mediante la adición de vapor de agua sobrecalentado o Helio (Valverde and Medina, 2016).
- Los materiales y equipos de procesos son bien conocidos por la industria del cemento. Además, los reactores (calcinador y/o carbonatador) podrían basarse en tecnología madura como reactores de lecho fluidizado. El proceso CaL ha sido probado a escala piloto con éxito utilizando estos reactores (Arias et al., 2013).

MATERIALES Y REACCIONES

El principal inconveniente del proceso CaL es la progresiva desactivación del CaO con el número de ciclos, debido principalmente a su sinterización durante la calcinación a alta temperatura, con la consiguiente reducción de su superficie específica útil para la reacción de carbonatación en su fase rápida. Así, la reacción de carbonatación no llega a completarse en tiempos cortos de residencia, representando la conversión de CaO ($X < 1$) la masa de CaO que reacciona para formar CaCO_3 con respecto a la masa total de sólidos que entra al carbonatador. Estudios previos han mostrado que la desactivación del material es altamente dependiente de las condiciones de diseño de los reactores (temperatura, presión total, presión parcial de CO_2) así como de las propiedades del precursor de CaO (caliza, dolomita, etc.) (Benitez-Guerrero et al., 2017). Además de su potencial aplicación como sistema de almacenamiento termoquímico, el proceso CaL ha sido ampliamente estudiado como sistema

de captura de CO₂ poscombustión (Shimizu et al., 1999). En este último caso las condiciones de operación en el carbonatador están impuestas ya que los gases de combustión en centrales de carbón presentan típicamente una concentración de CO₂ del 15%v/v, lo que permite llevar a cabo la carbonatación a temperaturas de entre 650-700°C para las que la concentración de equilibrio se encuentra en torno al 1%v/v. Por otro lado, la calcinación requiere de una atmósfera pura de CO₂ obtenida mediante oxy-combustión in-situ en el calcinador lo que obliga a realizar la calcinación a temperaturas del entorno de 950°C. Bajo estas condiciones, el CaO regenerado sufre una severa desactivación hasta llegar, después de 20 ciclos, a un valor residual de $X \sim 0.07-0.08$ (Grasa and Abanades, 2006; Perejón et al., 2016).

Sin embargo, en el caso de la aplicación del proceso CaL para almacenamiento termoquímico en plantas CSP, las condiciones en los reactores de carbonatación y calcinación no se encuentran tan constreñidas, lo que permite reducir la desactivación del CaO mediante la aplicación de condiciones más adecuadas. Así la conversión residual puede ser tan grande como $X \sim 0.5$ carbonatando en una atmósfera pura de CO₂ y a una temperatura de calcinación (con reducida presión parcial de CO₂) si se usan partículas pequeñas (<45µm) (Sarrion et al., 2016). No obstante, para partículas mayores de 100µm el bloqueo de poros limitante en estas condiciones causa una caída en la conversión residual hasta $X \sim 0.2$ (Benitez-Guerrero et al., 2017).

La cinética de carbonatación fue estudiada en (Kyaw et al., 1998). Recientemente, ha sido publicado un nuevo estudio cinético que proporciona una expresión analítica para calcular la cinética de carbonatación a partir de la temperatura y la presión parcial de CO₂ en el carbonatador (Ortiz et al., 2018).

ANÁLISIS TECNOLÓGICO

Calcinación solar

Debido a la naturaleza del proceso, basado en reacciones gas-sólido, los receptores solares de partículas son un elemento clave del proceso y su correcto diseño juega un papel fundamental en la eficiencia global de la planta. Las pérdidas térmicas en el receptor son un asunto crítico, más aún al considerar temperaturas tan altas como 950°C para realizar la calcinación. La selección del receptor solar más adecuado para llevar a cabo la calcinación tendrá que tener en cuenta los siguientes factores: i) suficiente tiempo de residencia de las partículas en el reactor para completar la reacción; ii) adecuado tamaño de partículas para permitir la correcta circulación de estas; iii) el sistema debe ser cerrado para evitar pérdidas de CO₂. Si el diseño incluyera una ventana de cuarzo es necesaria la evaluación de posible deposición de las partículas en ésta; iv) deben evitarse gradientes térmicos provocados por la diferente exposición de partículas a la radiación solar, y v) la operación en continuo es preferible de cara al escalado del sistema. Un factor importante también a tener en cuenta es la baja absorptividad de las partículas de CaCO₃, lo que limita las posibilidades de calentar las partículas mediante irradiación directa.

La tabla 1 muestra algunas ventajas y desventajas de las principales tecnologías que están siendo investigadas en el campo de receptores de partículas. El análisis se realiza particularizando en el sistema CSP-CaL.

Intercambiadores de calor

Una adecuada optimización energética es fundamental para obtener buenos rendimientos en el sistema CSP-CaL debido a la gran diferencia de temperatura entre los reactores (~900°C)

y el almacenamiento (temperatura ambiente). Los intercambiadores de calor sólido-gas están ampliamente desarrollados en la industria del cemento para intercambiar calor entre partículas de CaCO_3 y/o CaO y CO_2 (Schorcht et al., 2015). Si el diseño del ciclo lo requiriera, intercambiadores solido-solido podrían ser dispuestos mediante la combinación en paralelo de dos intercambiadores solido-gas en paralelo con un fluido de transferencia intermedio (por ejemplo, metales fundidos) (Jordison et al., 2007), si bien este diseño no está desarrollado a escala comercial y su aplicación supone un reto tecnológico.

Tabla 1: Principales ventajas y desventajas de diferentes reactores solares de partículas

Receptor de partículas en caída	
Beneficios	Alta irradiancia solar; alta eficiencia térmica; testado a escala de MWs; geometría similar a torres solares; ideal para operación en continuo.
Retos	Integración de ventana de cuarzo; incrementar el tiempo de residencia; rotura de partículas
Limitaciones	Baja absorptividad solar de las partículas de CaCO_3
Testado (CaL)	No
Receptor centrífugo	
Beneficios	Tecnología muy desarrollada en la industria del cemento; integración de precalentadores; tiempo de residencia ajustable; buenos coeficientes de transferencia térmica; posibilidad de radiación directa o indirecta.
Retos	La escalabilidad debe ser estudiada por estar radiada solo la parte frontal del reactor; integración de ventana de cuarzo; mejorar el aislamiento del receptor para evitar pérdidas por conducción.
Limitaciones	El diseño horizontal hace más complicada su integración a gran escala en sistemas de torre.
Testado (CaL)	(Flamant et al., 1980) (Meier et al., 2004) (Abanades and André, 2018)
Receptor de lecho fluidizado	
Beneficios	Alta inercia térmica; radiación directa o indirecta; tecnología muy desarrollada a escala industrial; buenos coeficientes de transferencia.
Retos	La absorptividad depende de las características del lecho; integración de tecnología beam-down, consumo de energía en la fluidización
Limitaciones	Diseño dentro de la tecnología de torre.
Testado (CaL)	(Badie et al., 1980; Flamant et al., 1980)

Transporte de sólidos

Actualmente existen un buen número de tecnologías bien desarrolladas comercialmente para el transporte de partículas sólidos a lo largo de la planta. La elección del sistema dependerá del tamaño de partículas, de la distancia y/o elevación, del tipo de receptor elegido y de las condiciones de presión, temperatura y atmósfera en los reactores. Algunos ejemplos de tecnologías aplicables al ciclo CSP-CaL son: transporte hacia la torre mediante cubetas (Ho et al., 2013), sistemas de tonillo sin-fin tanto vertical como horizontales (Zhao et al., 2013) o transporte de partículas en cintas (De La Vergne and McIntosh, 2000).

ESQUEMAS DE INTEGRACIÓN CSP-CaL

A pesar de que el ciclo de CaCO_3/CaO fue ya propuesto allá por el final de los años 70 (Wentworth and Chen, 1976), la integración energética del ciclo no ha sido estudiada hasta

hace pocos años. En el lado del calcinador, la principal cuestión de diseño es como se realiza el aprovechamiento del calor presente en las corrientes a alta temperatura saliendo del calcinador. Por otro lado, en el carbonatador, la principal cuestión es la integración de ciclo de potencia para usar la energía liberada tras el almacenamiento de cara a la producción de electricidad. Un esquema de integración propuesto considera que la energía liberada en la carbonatación es trasferida a un ciclo Brayton de aire abierto para la producción de potencia (Edwards and Materić, 2012). En este esquema una corriente de aire usada como fluido caloportador pasa por el carbonatador calentándose directamente con la energía liberada en la carbonatación. No obstante, este esquema presenta el grave inconveniente de que, por cuestiones de equilibrio termoquímico (Barin, 1989), no es posible hacer reaccionar completamente todo el CO₂ en el carbonatador por lo que, al ser el ciclo Brayton abierto cierta cantidad de CO₂ estaría vertiéndose a la atmósfera (Alovisio et al., 2017). Como solución a este problema crítico, se ha propuesto la integración de un ciclo Brayton cerrado (regenerativo) de CO₂ (Chacartegui et al., 2016). La integración energética de este sistema fue analizada en profundidad en (Alovisio et al., 2017). Como principales características del esquema optimizado energéticamente, en el lado del calcinador se dispone un intercambiador sólido-sólido para usar la alta temperatura del CaO a la salida del calcinador con el objeto de precalentar el CaCO₃ entrando en el calcinador. Con esto se conseguiría un gran aprovechamiento energético, posibilidad del almacenamiento de sólidos a temperatura ambiente y por tanto el almacenamiento de energía estacional. En el lado de carbonatador, una serie de intercambiadores gas-gas y sólido-gas son dispuestos con el objetivo de precalentar lo máximo posible las corrientes de CO₂ y CaO entrando en el carbonatador. Resultados de simulación muestran rendimientos termoeléctricos (sin considerar la eficiencia del receptor) de hasta el 45-46% para un ratio e presiones en el ciclo Brayton de 3.2 (ratio entre presión aguas arriba y aguas abajo de la turbina de CO₂) (Chacartegui et al., 2016). Nuevos esquemas de integración CSP-CaL fueron propuestos en (C. Ortiz et al., 2018), considerando en este caso almacenamiento de sólidos a alta temperatura, lo que supone una integración energética de la planta menos compleja. A pesar de la simplificación en el número de equipos de la plata, se alcanzaron rendimientos termoeléctricos de hasta el 42%. La integración indirecta de otros posibles ciclos de potencia, como ciclo de vapor, ciclo de CO₂ supercrítico o ciclo combinado fueron analizados en (Ortiz et al., 2017), siendo la integración directa la opción más eficiente.

PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN

El almacenamiento termoquímico de energía, la calcinación con energía solar y los receptores solares de alta temperatura están despertando el interés de numerosos investigadores y son varios los proyectos que están estudiando estos conceptos, como por ejemplo los proyectos SOLPART¹, CSP2² y SOCRATCES³ o el programa CSP ELEMENTS⁴. EL proyecto SOCRATCES, financiado dentro del programa H2020, está directamente relacionado con el estudio de la integración CSP-CaL. El principal objetivo del proyecto es demostrar el potencial de la integración CSP-CaL mediante la construcción de un prototipo a escala piloto. Esto ayudará a reducir riesgos en el escalado comercial de la planta y avanzar en la resolución de retos con el objetivo a largo plazo de construir plantas CSP más

¹ <https://www.solpart-project.eu/>

² <https://www.csp2-project.eu/>

³ <http://socratces.eu/>

⁴ <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-power-competitive-awards>

competitivas y sostenibles. Entre los resultados esperados destacan: i) Demostración a escala piloto (TRL5) del funcionamiento del sistema; ii) Optimización de las condiciones de operación para reducir la desactivación del CaO; iii) carbonatación a alta temperatura e integración con sistema de potencia y iv) realización adecuada del transporte de sólidos y adecuado control del proceso completo. El proyecto se realizará en el periodo 2018-2020.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Unión Europea dentro del programa horizonte 2020 bajo el acuerdo No 727348, proyecto SOCRATCES y por el Gobierno Español, Ministerio de Economía y Competitividad (fondos MINECO-FEDER), mediante los contratos CTQ2014-52763-C2, CTQ2017- 83602-C2 (-1-R and -2-R).

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Abanades, S., André, L., 2018. Design and demonstration of a high temperature solar-heated rotary tube reactor for continuous particles calcination. *Appl. Energy* 212, 1310–1320. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.019>
- Alovisio, A., Chacartegui, R., Ortiz, C., Valverde, J.M., Verda, V., 2017. Optimizing the CSP-Calcium Looping integration for Thermochemical Energy Storage. *Energy Convers. Manag.* 136, 85–98. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.093>
- Arias, B., Diego, M.E., Abanades, J.C., Lorenzo, M., Diaz, L., Martínez, D., Alvarez, J., Sánchez-Biezma, A., 2013. Demonstration of steady state CO₂ capture in a 1.7MWth calcium looping pilot. *Int. J. Greenh. Gas Control* 18, 237–245. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.07.014>
- Badie, J.M., Bonet, C., Faure, M., Flamant, G., Foro, R., Hernandez, D., 1980. Decarbonation of calcite and phosphate rock in solar chemical reactors. *Chem. Eng. Sci.* 35, 413–420. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(80\)80114-X](https://doi.org/10.1016/0009-2509(80)80114-X)
- Barin, I., 1989. Thermochemical data of pure substances VCH, Weinheim (1989).
- Benítez-Guerrero, M., Sarrion, B., Perejon, A., Sanchez-Jimenez, P.E., Perez-Maqueda, L.A., Manuel Valverde, J., 2017. Large-scale high-temperature solar energy storage using natural minerals. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 168, 14–21. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.04.013>
- Chacartegui, R., Alovisio, A., Ortiz, C., Valverde, J.M., Verda, V., Becerra, J.A., 2016. Thermochemical energy storage of concentrated solar power by integration of the calcium looping process and a CO₂ power cycle. *Appl. Energy* 173, 589–605. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.053>
- De La Vergne, J., Mcintosh, S., 2000. *Hard Rock Miner's Handbook*, Hard Copy Edition CD and Web Edition.
- Edwards, S.E.B., Materić, V., 2012. Calcium looping in solar power generation plants. *Sol. Energy* 86, 2494–2503. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.05.019>
- European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), 2012. *Solar Thermal Electricity Strategic research agenda 2020-2025*.
- Flamant, G., Hernandez, D., Bonet, C., Traverse, J.-P., 1980. Experimental aspects of the thermochemical conversion of solar energy; Decarbonation of CaCO₃. *Sol. Energy* 24, 385–395. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(80\)90301-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(80)90301-1)
- Grasa, G.S., Abanades, J.C., 2006. CO₂ Capture Capacity of CaO in Long Series of Carbonation/Calcination Cycles. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45, 8846–8851. <https://doi.org/10.1021/ie0606946>

- Ho, C., Christian, J., Gill, D., Moya, A., Jeter, S., Abdel-Khalik, S., Sadowski, D., Siegel, N., Al-Ansary, H., Amsbeck, L., Gobereit, B., Buck, R., 2013. Technology advancements for next generation falling particle receivers. *Energy Procedia* 49, 398–407. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.043>
- Jordison, N., Rozendaal, N.A., Huang, P.X.D., 2007. Indirect-heat thermal processing of particulate material.
- Kyaw, K., Kubota, M., Watanabe, F., Matsuda, H., Hasatani, M., 1998. Study of Carbonation of CaO for High Temperature Thermal Energy Storage. *J. Chem. Eng. JAPAN* 31, 281–284. <https://doi.org/10.1252/jcej.31.281>
- Meier, A., Bonaldi, E., Cella, G.M., Lipinski, W., Wuillemin, D., Palumbo, R., 2004. Design and experimental investigation of a horizontal rotary reactor for the solar thermal production of lime. *Energy* 29, 811–821. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(03\)00187-7](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(03)00187-7)
- Ortiz, C., Chacartegui, R., Valverde, J.M., Alovísio, A., Becerra, J.A., 2017. Power cycles integration in concentrated solar power plants with energy storage based on calcium looping. *Energy Convers. Manag.* 149, 815–829. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.029>
- Ortiz, C., Romano, M.C., Valverde, J.M., Binotti, M., Chacartegui, R., 2018. Process integration of Calcium-Looping thermochemical energy storage system in concentrating solar power plants. *Energy* 155, 535–551. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.180>
- Ortiz, C., Valverde, J.M., Chacartegui, R., Perez-Maqueda, L.A., 2018. Carbonation of Limestone Derived CaO for Thermochemical Energy Storage: From Kinetics to Process Integration in Concentrating Solar Plants. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 6, 6404–6417. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b00199>
- Perejón, A., Romeo, L.M., Lara, Y., Lisbona, P., Martínez, A., Valverde, J.M., 2016. The Calcium-Looping technology for CO₂ capture: On the important roles of energy integration and sorbent behavior. *Appl. Energy* 162, 787–807. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.121>
- Sarrion, B., Valverde, J.M., Perejon, A., Perez-maqueda, L.A., Sanchez-jimenez, P.E., 2016. On the multicycle activity of natural limestone/dolomite for cheap, efficient and non-toxic Thermochemical Energy Storage of Concentrated Solar Power. *Energy Technol.* <https://doi.org/10.1002/ente.201600068>
- Schorcht, F., Kourti, I., Scalet, B.M., Roudier, S., Sancho, L.D., 2015. Best Available Techniques (BAT). Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide. <https://doi.org/10.2788/12850>
- Shimizu, T., Hiramata, T., Hosoda, H., Kitano, K., Inagaki, M., Tejima, K., 1999. A Twin Fluid-Bed Reactor for Removal of CO₂ from Combustion Processes. *Chem. Eng. Res. Des.* 77, 62–68. <https://doi.org/10.1205/026387699525882>
- Valverde, J.M., Medina, S., 2016. Reduction of Calcination Temperature in the Calcium Looping Process for CO₂ Capture by Using Helium: In Situ XRD Analysis. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 4, 7090–7097. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b01966>
- Wentworth, W.E., Chen, E., 1976. Simple Thermal Decomposition Reactions for Storage of Solar Thermal Energy. *Sol. Energy* 18, 205–214. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(76\)90019-0](https://doi.org/10.1016/0038-092X(76)90019-0)
- Zhao, M., Minnett, A.I., Harris, A.T., 2013. A review of techno-economic models for the retrofitting of conventional pulverised-coal power plants for post-combustion capture (PCC) of CO₂. *Energy Environ. Sci.* 6, 25–40. <https://doi.org/10.1039/C2EE22890D>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

COMPORTAMIENTO ANUAL DE CONFIGURACIONES DE CICLOS COMBINADOS DE GAS ACOPLADOS CON COLECTORES SOLARES LINEALES

Muñoz-Antón J.*, Valdés M.*, Valencia-Chapi R.* y **, Arévalo R.*, González-Portillo L.F.*, Abánades A.***

* Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrezz Abascal 2, 28006, Madrid, España,
javier.munoz.anton@upm.es

**Universidad Técnica del Norte, Avenida 17 de Julio 5-21, 100105, Ibarra, Ecuador,
rmvalencia@utn.edu.ec

***Universidad Nacional Experimental del Táchira, Avenida Universidad, Sector
Paramillo, 5001, San Cristóbal, Táchira, Venezuela, rarevalo@unet.edu.ve

RESUMEN/RESUMO

Desde el comienzo del Siglo XXI los ciclos combinados de gas han experimentado un gran crecimiento en cuanto a potencia instalada. De forma no tan notable, las plantas de producción de energía eléctrica a partir de energía solar concentrada han ido incrementando también su contribución al mix energético en algunos países como España, con un recurso solar apreciable. Ambas tecnologías se complementan mejorando sus prestaciones en la época del año en que la otra las empeora. Este trabajo analiza varias posibilidades de hibridación en búsqueda de la mayor sinergia entre ambas. De forma más concreta, este trabajo analiza la sinergia del acoplamiento entre solar concentrada y ciclos combinados de gas en diferentes puntos del ciclo Rankine del ciclo combinado.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar Concentrada, Hibridación, Ciclo Combinado

ABSTRACT

From the beginning of the XXI Century, gas combined cycles have been developed a lot attending to the installed value. In some countries with adequate solar resources like Spain, Concentrated Solar Power Plants (CSP) have also increased their installed power and consequently their contribution to the power mix, although at a lower rate. In some countries with an adequate solar resource, as Spain, the solar power plants contribution to the power mix is not negligible. Both technologies, when coupled, can improve their behavior because on the period of the year one technology works worst the behavior of the other is the best. This work analyzes some hybridization possibilities looking for the better way of coupling CSP and gas turbine combined cycles (CCGT) in different points of the steam turbine CCGT cycle.

KEYWORDS: Concentrated Solar Energy, Hybridization, Combined Cycle

INTRODUCCIÓN

La demanda energética ha crecido exponencialmente durante el último siglo. Las previsiones de aumento de la población mundial, así como el auge de algunos países en vías de desarrollo como China o India, apuntan a un futuro donde la demanda energética sobrepasará la capacidad de producción actual.

Entre los métodos de producción de energía predominantes de la actualidad no parece haber ninguno que consiga satisfacer las necesidades de la sociedad en cuanto a lo que los preceptos del desarrollo sostenible constituyen, además de estar muy limitados al ritmo de consumo actual:

- Nuclear: La continua percepción de inseguridad de la sociedad con esta forma de producción de energía, unido al reciente desastre de Fukushima y a los problemas que plantean sus residuos supone una importante barrera para su expansión.
- Combustibles fósiles: Las emisiones de CO₂, sobre todo las procedentes del carbón, junto a los limitados avances en la técnica en ciernes de captura de dicho efluente, así como la constante inestabilidad en los países productores tanto de gas natural como de petróleo, conducen a una constante variabilidad en los precios de dichos combustibles que afectan a las economías más dependientes de estas fuentes energéticas.

Por otro lado, entre las energías renovables que están despegando, aparece un inconveniente común, sus elevados costes, ya sea por falta de desarrollo o por la necesidad de una ubicación de características muy determinadas que limitan su capacidad de incursión en el mix energético:

- Biomasa: Su densidad energética es demasiado baja como para ser una alternativa eficaz para abastecer un sistema eléctrico de tamaño importante, por lo que su área de actuación se reduce a entornos locales.
- Eólica: Parece tener un futuro prometedor, principalmente en su vertiente de emplazamientos marinos, donde se espera que sus costes disminuyan.

En la energía solar, la fotovoltaica posee un rendimiento bajo actualmente (en el entorno del 10%), aunque las investigaciones actuales con fotovoltaica de concentración apuntan a incrementos de rendimiento significativos (dependiendo de la tecnología de concentración se puede alcanzar más de un 20% en condiciones de operación), aunque actualmente con costes mucho más elevados.

La tecnología termosolar parece tener posibilidades muy interesantes de desarrollo, teniendo la ventaja respecto a la eólica y solar fotovoltaica, de que el calor obtenido por la radiación solar puede ser almacenado y usado sólo cuando sea necesario en sistemas más sencillos que discos de inercia (eólica) o baterías (eólica y fotovoltaica). Dichos sistemas van desde lechos de rocas, a tecnologías más complejas que han alcanzado la comercialización en plantas comerciales como las sales fundidas: un claro ejemplo es la planta ANDASOL, con 12 horas de almacenamiento térmico en sales fundidas binarias. Incluso a pesar de todos estos avances, los costes aún son elevados, lo que frena su desarrollo (Pelay et al, 2017).

No obstante, la energía solar térmica produce un efluente que se puede utilizar en multitud de ámbitos, como es el calor de proceso, además del más habitual: producción de energía

eléctrica. En forma de calor de proceso, se pueden complementar procesos industriales o cualquier necesidad térmica cuya temperatura sea compatible con el sistema de captación solar utilizado (Muñoz et al, 2011). Un caso relativamente habitual de uso de energía solar sin concentración es el calentamiento de agua, y con concentración, se puede seguir haciendo lo mismo a niveles térmicos muy superiores (McGovern y Smith, 2012).

Es perfectamente conocido que la época del año en que mayores prestaciones se obtienen de la energía solar es en verano, precisamente la época del año en que otras tecnologías, como por ejemplo, los ciclos combinados de turbinas de gas y vapor funcionan peor. Ese peor funcionamiento se debe a que con la mayor temperatura ambiental la densidad del aire disminuye, por lo que el compresor del ciclo mueve el mismo caudal volumétrico pero un menor caudal másico. Esa menor masa de aire conlleva una menor inyección de combustible (gas natural) para poder mantener la temperatura de entrada a la turbina en un valor admisible, por lo que la potencia que se puede llegar a obtener en verano disminuye frente al invierno (Montes et al, 2011).

A la vista de estas dos tecnologías, y de que cuando una funciona peor la otra funciona mejor, surge la idea de su posible acoplamiento: la energía solar podría llegar a aportar en el ciclo Rankine del ciclo combinado de gas la potencia que deja de producir por la disminución de consumo de combustible, debido a la menor densidad del aire en la época estival.

Con esta base, surge la necesidad de estudiar esos posibles acoplamientos, analizando cual sería el más adecuado para obtener un sistema lo más rentable posible, que por un lado ayudará a mejorar las prestaciones anualizadas de los ciclos combinados de gas, pero que por otro lado también será útil para potenciar el desarrollo de las plantas termosolares al estar inyectando potencia térmica de origen solar en ciclos de potencia de mayor tamaño, y por lo normal, de mejor rendimiento (Li y Zheng, 2017).

Atendiendo a estos fundamentos, la motivación de estudiar centrales que hibriden combustible fósil y energía solar se justifica de forma inherente a las características de los ciclos combinados de gas, lo que también se reporta en la bibliografía disponible (Montes et al, 2011).

A pesar de los análisis referidos en la bibliografía disponible, no se ha encontrado información sobre la hibridación en diferentes puntos del ciclo Rankine, si bien algunos trabajos (Mabrouk, 2018) recomiendan hibridar en los niveles de temperatura más bajos, puesto que es en ellos en los que los sistemas de concentración solar alcanzan unos rendimientos más elevados (Muñoz et al, 2011).

En este trabajo se busca determinar las prestaciones de hibridación en varias de las extracciones del ciclo Rankine del ciclo combinado de gas con diferentes tipos de receptores solares, a saber, Fresnel y colectores cilindro-parabólicos. Estas evaluaciones se realizarán mediante el software Thermoflex®, el cual ya ha sido validado en la precisión de su funcionamiento en multitud de publicaciones (Ravelli et al, 2018, Adams y Macdowel, 2016).

METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el estudio propuesto, se ha seleccionado una planta de ciclo combinado hibridada con energía solar de concentración para proceder a la validación de los modelos con los que se trabaja en Thermoflex®. A continuación se plantean varios escenarios a analizar en los que el aporte solar se inyecta en el ciclo Rankine en diferentes puntos y con diferentes sistemas solares de concentración, para finalmente comparar los resultados provenientes de simulaciones anuales, las cuales se han realizado hora a hora.

La base del trabajo a realizar se fundamenta en trabajos disponibles en la bibliografía consultada y ya referidos en el epígrafe introductorio (Montes et al, 2011). Con dichos trabajos como base se detecta en qué escenarios su análisis puede ser de interés para la comunidad científica, y a partir de ellos y a través de Thermoflex®, se procede a simular y obtener resultados que posteriormente serán analizados. Estas simulaciones se realizarán para la ubicación de Almería, donde los trabajos tomados como referencia realizan sus evaluaciones.

PLANTA DE REFERENCIA

La planta considerada como referencia se basa en la Central Térmica de Barranco de Tirajana, en Gran Canaria, España, ya utilizada por otros autores (Montes et al, 2011) en sistemas hibridados ciclo combinado de gas / solar térmica de concentración y que este trabajo pretende continuar. En la figura 1 se muestra un esquema de esta planta, que posee una configuración de ciclo combinado 2x1 con unas turbinas de gas de 75MW_e cada una, ambas Ansaldo AE64.3A, y un ciclo de vapor con dos niveles de presión de 90 y 5 bar, respectivamente, otorgando una potencia total a la central cercana a los 220 MW_e, ambos acoplados por las calderas de recuperación cuyas características aparecen en la tabla 2.

Tabla 1. Características Principales de la Planta de Referencia

Parámetro	Valor
Relación de compresión	16,7
Caudal másico de aire (kg/s)	209
Temperatura de entrada a la turbina (°C)	1.421
Temperatura de salida de la turbina (°C)	574
Régimen de giro (RPM)	5.413
Potencia (MW _e)	75.000
Rendimiento	35,9%

Tabla 2. Parámetros de Diseño de las Calderas de Recuperación de Calor

Parámetro	Valor
Temperatura vapor alta presión (°C)	545
Presión alta presión (bar)	90
Pinch point alta presión (°C)	5
Temperatura vapor baja presión (°C)	223
Presión baja presión (bar)	5
Pinch point baja presión (°C)	5

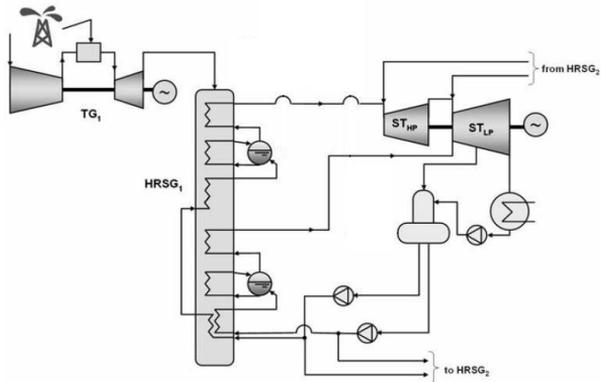


Fig. 1: Esquema de la planta de ciclo combinado de Barranco de Tirajana (Montes et al, 2011)

En la figura 2 se muestra el esquema de simulación con el que se ha trabajado la planta de Barranco de Tirajana con el software Thermoflex®.

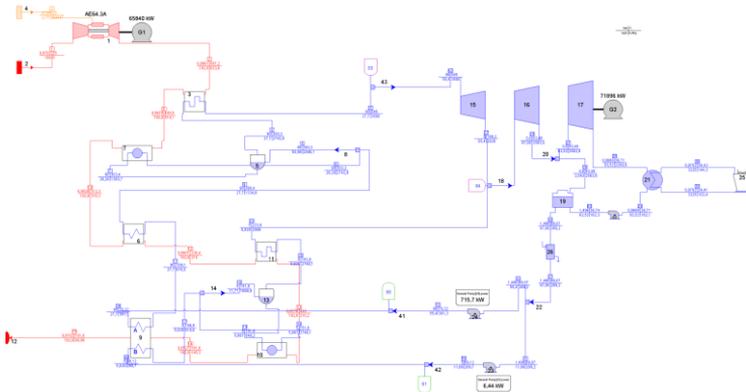


Fig. 2. Esquema de la planta de ciclo combinado de Barranco de Tirajana (Montes et al, 2011) simulada en Thermoflex®

La simulación anual llevada a cabo para la planta definida en las tablas y figuras anteriores da lugar a una producción anual de 1838 GWhe, lo que es validado por el trabajo referenciado (Montes et al, 2011). Analizando el comportamiento mensual de la central (Fig. 3), se puede observar cómo durante los meses de verano, la central produce menos energía, ya que se puede observar cómo, durante los meses de verano, la central produce menos energía debido al menor caudal de aire admitido por la turbina de gas, tal como se explicó en la introducción.

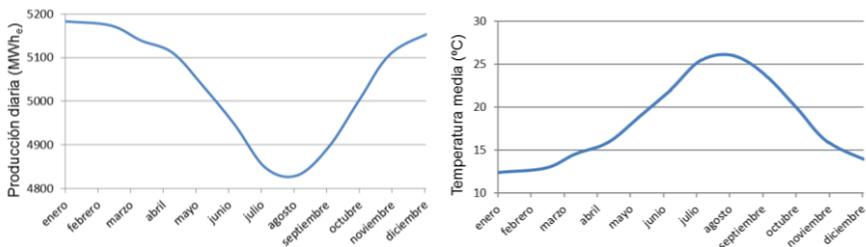


Fig. 3. Producción diaria de la central de ciclo combinado de gas (izquierda) y temperatura media mensual (derecha)

CONFIGURACIONES HÍBRIDAS

A partir de la revisión del estado de la técnica se ha optado por el estudio de varias configuraciones, limitando la aportación térmica de los receptores solares para evitar problemas de sobredimensionamiento de los equipos relacionados con el ciclo Rankine.

Las configuraciones seleccionadas han sido las siguientes, entre otras también analizadas:

- GDV CCP Zona alta presión 14MW_{th}
- GDV CCP Zona alta presión 42MW_{th}

Los resultados principales son los asociados a la variación en la producción de la planta con y sin hibridación termosolar durante los meses de verano, como puede verse en la Fig. 4, donde también se aprecian ciertas variaciones en los meses invernales, pero prácticamente despreciable frente a la variación de la época estival.

Los valores anualizados son también representativos, mostrándose los que se han considerado más relevantes en la tabla 3. Puede observarse como el incremento de la energía anual producida no es lineal ni tampoco proporcional a la potencia térmica solar hibridada, dadas las horas de sol, mucho menores que las de funcionamiento de la central de ciclo combinado.

Tabla 3. Comparativa de la producción anual de diversas configuraciones estudiadas

Configuración	Producción anual (GWh _a)	Incremento (%)
Ciclo combinado sin hibridar	1838	0.0
GDV CCP 14 MW _{th}	1845	0.4
GDV CCP 42 MW _{th}	1857	1.0

La aproximación al problema considerada en este trabajo no pretende obtener un diseño óptimo de planta híbrida, pero sí aportar ideas interesantes sobre el comportamiento de este tipo de tecnología.

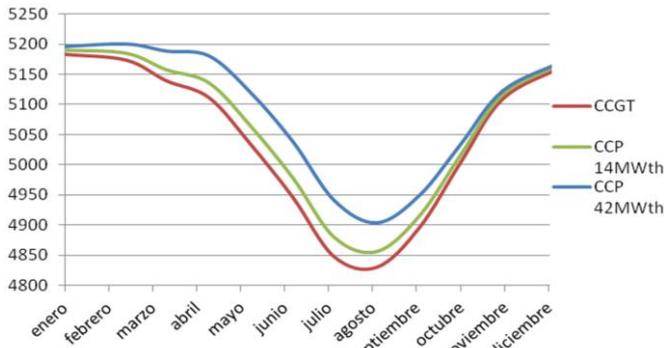


Fig. 4. Comparativa de la producción diaria de la central de ciclo combinado de gas con y sin hibridación

La Fig. 4 muestra unas tendencias claras en cuanto a la mejora de la producción del ciclo combinado de gas cuando más falta hace, que es en verano, puesto que actualmente la demanda de aire acondicionado hace especialmente atractivo el coste de la electricidad vendida por los productores de energía eléctrica en las horas de más calor durante el verano, por lo que pese a que el beneficio en términos energéticos no parece muy elevado, en términos económicos puede ser representativo y de gran interés para ayudar a cubrir la demanda.

CONCLUSIONES

El presente trabajo ha planteado y desarrollado el análisis de diversas configuraciones de plantas híbridas de ciclo combinado de gas con aporte solar de concentración. Se ha concretado el estudio para unas configuraciones determinadas de hibridación en uno de los dos niveles de presión del ciclo Rankine considerado obteniendo, tal y como se esperaba, que la producción energética aumenta apreciablemente respecto a la producción sin hibridación durante los meses de verano, en que la temperatura y la irradiación solar son mayores, y en los que el ciclo de gas del ciclo combinado funciona con peores prestaciones.

Además, como trabajos futuros se plantean varias líneas que pueden ser de gran interés para el desarrollo de la tecnología híbrida:

- Analizar la viabilidad en diferentes localizaciones geográficas.
- Analizar la viabilidad de diferentes configuraciones híbridas.
- Investigar un modelo económico que permita la comparación entre diferentes tecnologías.

AGRADECIMIENTOS

Discusiones con otros miembros del Grupo de Investigaciones Termoenergéticas (GIT-UPM) han sido fundamentales para este trabajo. Este trabajo ha sido financiado por el 'Programa estatal de investigación, desarrollo e innovación orientada a los retos de la sociedad' con la referencia ENE2015-70515-C2-2-R.

REFERENCIAS

- Adams T., MacDowell N. (2016), Off-design point modelling of a 420MW CCGT power plant integrated with an amine-based post-combustion CO₂ capture and compression process, *Applied Energy*, Volume 178, 681-702
- Li Z., Zheng X. (2017), Review of design optimization methods for turbomachinery aerodynamics, *Progress in Aerospace Sciences*, 93,1-23
- Mabrouk M.T., Kheiri A., Feidt M. (2018Ç), A systematic procedure to optimize Integrated Solar Combined Cycle power plants (ISCCs), *Applied Thermal Engineering*, 136, 97-107
- McGovern R.K., Smith W.J. (2012), Optimal concentration and temperatures of solar thermal power plants, *Energy Conversion and Management*, 60, 226-232
- Montes M.J., Rovira A., Muñoz M., Martínez-Val J.M.(2011), Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors, *Applied Energy*, 88 (9), 3228-3238
- Muñoz J., Martínez-Val J.M., Ramos A. (2011), Thermal regimes in solar-thermal linear collectors, *Solar Energy*, 85 (5), 857-870
- Pelay U., Luo L., Fan Y., Stitou D., Rood M. (2017), Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 82-100
- Ravelli S., Franchini G., Perdichizzi A. (2018), Comparison of different CSP technologies for combined power and cooling production, *Renewable Energy*, 121, 712-721
- Thermoflex®, <http://www.thermoflow.com/>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

MEDICIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA DE UN COLECTOR SOLAR DE TUBOS EVACUADOS PARA AIRE DE SECADO

Flores M.N.A., Bringas G.A.G., Cabanillas L.R.E.

Departamento de Ingeniería Química y Metalurgia, Universidad de Sonora, Blvd. Luis Encinas y Rosales S/N, Hermosillo, 83000, (Sonora) México, noeflores12@gmail.com; alebringaas@gmail.com; rcabani@iq.uson.mx.

RESUMEN

Se realizó un estudio para evaluar la eficiencia térmica instantánea de un calentador de aire que funciona con tubos evacuados para calentar aire para usarlo en procesos de secado. Se midieron las temperaturas del aire de entrada y de salida del colector, el flujo másico y la irradiancia a lo largo del día, después con estos datos se calculó la eficiencia instantánea. El estudio se realizó durante varios días para obtener las curvas de comportamiento térmico del colector bajo diversos flujos de aire. Se observaron incrementos de temperatura entre la entrada y la salida del colector de 30°C a 50°C alcanzando temperaturas máximas de salida de hasta 90°C, se calcularon eficiencias de 40% para las altas temperaturas de operación y valores de 60% para incrementos pequeños. Dadas las respuestas lineales del incremento de temperatura es posible configurar fácilmente sistemas de control de temperatura para secadores instrumentados.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Térmica, Secador Solar, Tubos Evacuados, Eficiencia Térmica

ABSTRACT

A study was conducted to evaluate the instantaneous thermal efficiency of an air heater that works with evacuated tubes to heat air for use in drying processes. Inlet and outlet air temperatures of the collector, mass flow and irradiance were measured throughout the day, then instantaneous efficiency was calculated with these data. The study was conducted over several days to obtain the thermal behavior curves of the collector under various air flows. Temperature increases were observed between the inlet and the outlet of the collector from 30°C to 50°C reaching maximum outlet temperatures of up to 90°C, efficiencies of 40% were calculated for the high operating temperatures and values of 60% for small increments. Given the linear responses of the temperature increase it is possible to easily configure temperature control systems for instrumented dryers.

KEYWORDS: Solar Thermal Energy, Solar Dryer, Evacuated Pipes, Thermal Efficiency

INTRODUCCIÓN

La gran demanda energética nos ha llevado a buscar alternativas para suplir esa necesidad. Las energías renovables han surgido como una opción viable de obtener energía de una manera limpia aprovechando los múltiples recursos naturales que tenemos en nuestro planeta.

La energía solar se caracteriza por ser constante, diariamente tenemos horas de sol que nos brindan energía.

El secado es el proceso en el que se extrae la humedad de un sólido (Treybal, 1980). El secado solar aprovecha la radiación del sol para llevar a cabo la evaporación del agua contenida en una sustancia. Los alimentos como las frutas, las verduras y los granos son los que comúnmente se someten más a procesos de secado.

El funcionamiento de los secadores solares puede ser clasificados en dos tipos principales; por convección natural o pasivo y el otro de convección forzada o activo (Fudholi et al., 2010). El primero se basa en el movimiento natural del aire caliente por convección, lo que los hace más sencillos y baratos. El secador activo utiliza una turbina para forzar el movimiento de aire, el cual es precalentado y resultan ser más costosos al necesitar más equipo (Sharma et al., 2009).

La industria alimentaria es una de las que más se ve beneficiada de la industria del secado, dado que es una forma rápida de preservar alimentos de una manera eficiente y saludable. Sharma y colaboradores (2009) muestran en su revisión de sistemas de secado solar algunos alimentos y su temperatura máxima de secado siendo el promedio de 60°C.

Hay algunos materiales que requieren temperaturas mayores. Como el caso de los granos que requieren temperaturas de alrededor de 90°C (Maier y Bakker-Arkena, 2002). La madera necesita de un pre-secado con temperaturas entre 24°C y 38°C. A partir de ahí con un contenido menor de humedad se lleva el proceso final de secado con temperaturas entre 80°C y hasta 115°C (Reeb, 1997).

El área de interés para esta investigación se basa en los secadores solares indirectos buscando la forma de como calentar el aire. Por ello se consideran los tubos evacuados como el equipo adecuado para lograrlo. Kumar et al. (2013) desarrollaron un equipo para calentamiento de aire utilizando 15 tubos evacuados. Tienen un sistema de tuberías que inyecta el aire hasta el interior de los tubos evacuados. Encontraron que el utilizar una superficie reflectiva debajo de los tubos evacuados aumenta el rendimiento del equipo, alcanzando un máximo de temperatura de 97.4°C con la superficie reflectiva y 79.9°C sin ella.

Yadav y Bajpai (2011) crearon un sistema de calentamiento indirecto para el aire. El equipo desarrollado por ellos consta de 40 tubos evacuados conectados a un intercambiador de calor, el cual es un conducto cuadrado aislado que en su interior se encuentra una tubería por donde pasa el aire. El interior del conducto está lleno de agua que es calentada con los tubos evacuados funcionando en un sistema cerrado. La transferencia de calor se lleva a cabo por convección y conducción desde el agua a el aire. Con este equipo pudieron elevar la temperatura del aire hasta 60°C alcanzando gradientes de temperatura de hasta 20°C.

Algunas ventajas del uso de los tubos evacuados en colectores solares para el calentamiento de aire son: las bajas pérdidas de calor al ambiente en el colector, la posibilidad de mantener una buena eficiencia térmica en un amplio rango de operación y la capacidad de poder controlar la temperatura de secado (al controlar el flujo másico del aire caliente), lo que a su vez permite desarrollar aplicaciones para una gran diversidad de productos a secar. Finalmente se puede dimensionar de una forma más precisa los equipos para una determinada aplicación ya que los tubos evacuados tienden a mantener sus propiedades ópticas y térmicas reportadas por sus fabricantes por más tiempo que otros tipos de colectores.

OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es evaluar la eficiencia térmica instantánea de un calentador de aire que funciona con tubos evacuados con diferentes flujos másicos.

CONFIGURACIÓN EXPERIMENTAL

El colector solar (Fig.1.) está constituido por un tubo de polipropileno de 0.70 m. de largo, en el que están colocados 5 tubos evacuados, cuyas dimensiones son de 1.80 m. de largo, el diámetro exterior del tubo de vidrio es de 0.0582 m y del tubo absorbedor en el interior es de 0.0451 m. Mediante una estructura en el interior se inyecta el aire al sistema a través de una tubería de acero inoxidable en la cual están colocados tubos de pared delgada que están introducidos 1.40 m dentro de cada uno de los tubos evacuados. El aire es suministrado por una turbina con capacidad de 1/35 hp que funciona con una fuente de potencia variable. El colector está soportado con una estructura de madera de 0.50 m de alto, reforzada con varillas de acero. Se tienen dos tramos de tubería de acero con una superficie reflectante de color blanco en donde se apoyan los tubos evacuados con una inclinación de 16 grados con respecto a la horizontal. La figura 1 muestra un diagrama con las partes principales del colector solar.

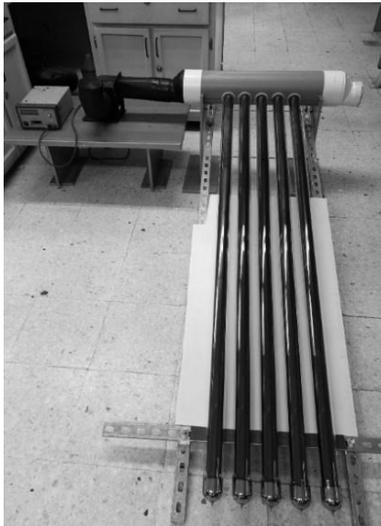


Fig.1. Configuración experimental del secador solar.

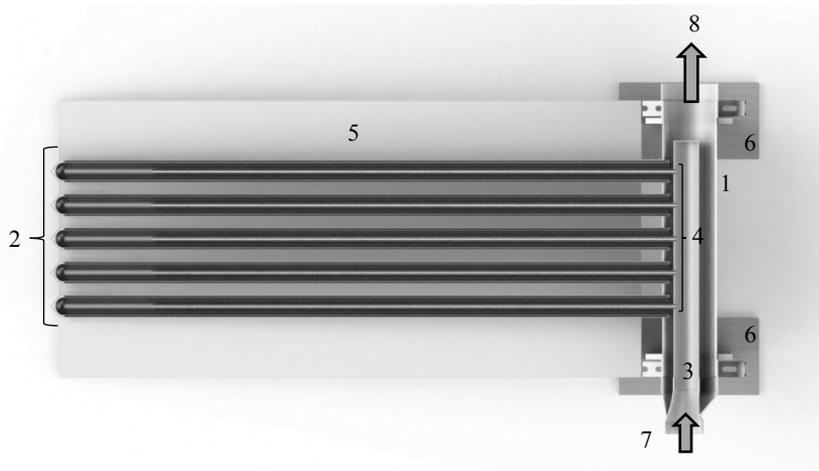


Fig. 2. Diseño del secador: 1) Tubo de polipropileno; 2) Tubos evacuados; 3) Tubo de acero inoxidable; 4) Tubos de pared delgada; 5) Superficie reflectante; 6) Soportes; 7) Entrada de aire; 8) Salida de aire

Instrumentos de Medición

En la experimentación se midieron puntualmente tres parámetros principales que son la temperatura del aire de entrada y de salida y la irradiancia. La medición del flujo másico de aire fue caracterizada con un anemómetro con una exactitud de 0.1 m/s para diferentes voltajes a los que se puso a operar la turbina yendo desde 14.3 kg/h hasta 32.9 kg/h.

Las temperaturas de entrada y de salida se miden con termopares tipo K, con una resolución de 0.01°C. La radiación solar es medida por un piranómetro CMP11 inclinado 16 grados al igual que los tubos evacuados. La información de todos estos sensores es recopilada por un compilador CR10 tomando muestras cada minuto por un total de 11 horas al día.

Cálculo de Parámetros de Evaluación

Para un análisis completo del funcionamiento del colector solar se requiere conocer parámetros como la energía total recibida, calor útil total (Q_u) y por último la eficiencia.

Para el cálculo del calor útil total ganado, primero se obtuvieron los valores de calor puntual, que se calcula con la siguiente ecuación:

$$Q = mC_p\Delta T$$

Donde:

m = flujo másico (kg/s)

C_p = calor específico (J/kg K)

ΔT = Diferencia de temperatura de salida y entrada (°C)

Q = flujo de calor (J/s)

Integrando la ec. (1) con respecto al tiempo donde se realizó la experimentación, se tiene:

$$Qu = \int_{t_1}^{t_2} Q dt$$

De la misma forma se calcula la energía total recibida mediante la integral de la radiación instantánea multiplicada por el área expuesta de los tubos evacuados.

$$E = \int_{t_1}^{t_2} I A dt$$

Donde:

E = Energía total recibida (J)

I = Irradiación solar recibida (J/m²)

A = Área (m²)

La eficiencia es el cociente de la división entre el calor útil total y la energía total recibida multiplicada por cien.

$$\eta = \frac{Qu}{E} \times 100$$

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Con la experimentación a diferentes flujos se obtuvieron resultados variados, los cuales se presentan en la tabla 1. Los datos mostrados son un promedio de 30 minutos después de las 13:00 horas donde se tuvieron los valores máximos. Se encontró que se pueden obtener temperaturas en un amplio rango y que pueden ser aprovechables. En los flujos más bajos, de 14.3 kg/h, se alcanzaron temperaturas de salida considerablemente altas arriba de 90°C que pueden ser útiles en secado de madera o de granos. Para los flujos más altos, de 32.9 kg/h, la temperatura fue de 65°C, con diferencia de temperatura entre la entrada y la salida de 53.5°C y 30.2°C.

Tabla 1. Temperaturas de Entrada, de Salida, Temperatura Promedio de Operación, Gradiente de Temperatura, Calor Útil Absorbido y Eficiencia a Diferentes Flujos de Aire.

Flujo másico (kg/h)	T _{in} (°C)	T _{out} (°C)	T _{prom} (°C)	ΔT (°C)	Q (W)	I (W/m ²)	Eficiencia
14.339	38.004	91.577	64.790	53.573	217.485	937.733	45.028
17.612	20.883	59.556	40.219	38.673	192.396	999.067	37.388
21.353	35.843	81.403	58.623	45.560	275.346	969.267	55.153
26.964	40.073	78.220	59.147	38.147	291.284	943.867	59.916
30.081	38.520	71.030	54.775	32.510	276.882	883.867	60.819
32.960	34.903	65.175	50.039	30.271	282.352	864.973	63.375

En la Fig. 3. se observa el comportamiento del calentador de aire a lo largo del día operando con el flujo másico más bajo que corresponde a 14.3 kg/h. Como entrada se presentaron temperaturas que van desde los 30°C hasta los 40°C. Las temperaturas máximas de salida mayores a 90°C se dieron alrededor de 3 horas en donde se presentó una mayor radiación con valores cercanos a los 1000 W/m². De igual manera las mayores diferencias de temperatura siendo mayores a 50°C se dieron en el mismo tiempo.

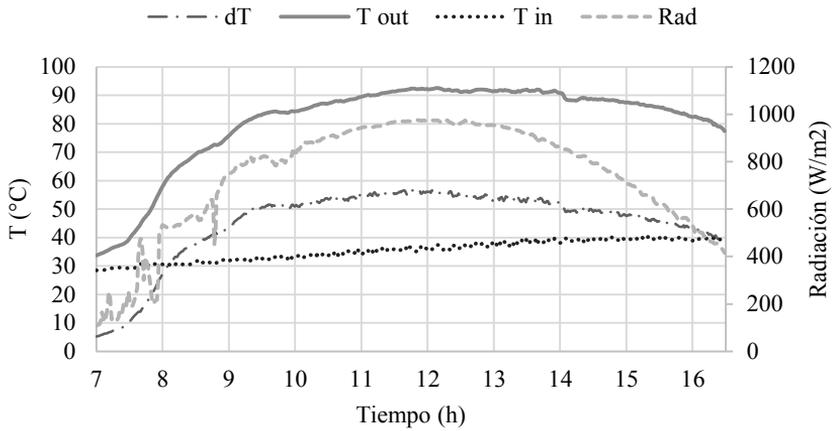


Fig.3. Temperaturas de entrada, salida, diferencia de temperaturas y radiación a 14.3 kg/h

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

Con los resultados presentados en la tabla 1 podemos ver que hay un cambio de las temperaturas de salida de acuerdo con el flujo de operación. En la Fig.4. se aprecia que se sigue una tendencia lineal, conforme aumenta el flujo másico la temperatura de salida disminuye. Esto se debe a que el tiempo de residencia del aire es mayor a flujos menores y le permite aumentar más su temperatura que a flujos más altos. Si seguimos esta tendencia aumentando y disminuyendo el flujo a 45.7 kg/h y 8.3 kg/h se llegaría a tener temperaturas de 50°C y 100°C respectivamente.

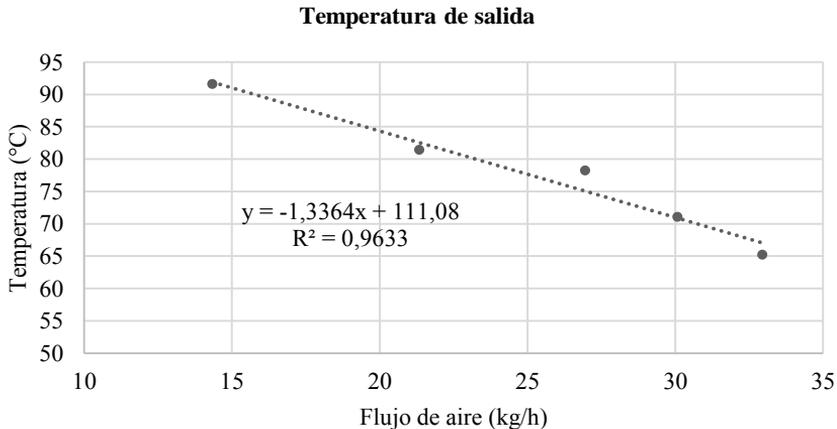


Fig.4. Temperaturas de salida a diferentes flujos másicos.

Al analizar cómo cambia la eficiencia con la variación del flujo másico encontramos que la razón de cambio es directamente proporcional siguiendo una tendencia lineal. Se observa que con los flujos más bajos las eficiencias son más bajas con valores arriba del 40% y en los flujos más altos se superó el 60%. Esto nos indica que se aprovecha en promedio la mitad de la energía recibida. A flujos más bajos se alcanzan diferencias de temperatura mayores lo que propicia la facilidad de pérdidas de calor. En el caso contrario con flujos más altos la transferencia de calor al ambiente es menor.

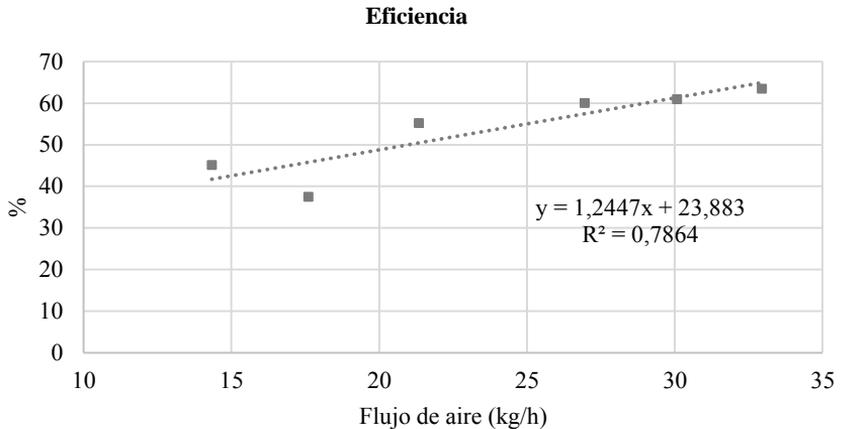


Fig.5. Eficiencia del colector solar a diferentes flujos másicos

CONCLUSIONES

El uso de tubos evacuados en colectores solares para secado solar permite lograr temperaturas de operación cercanas a 100°C lo que no se puede lograr con otros tipos de colectores solares.

Esto permite secar una amplia gama de productos, como granos, madera o incluso cerámicas que requieren temperaturas de secado no comunes en secadores solares convencionales.

Se encontró que la eficiencia térmica instantánea del equipo tiene valores de 40% a pesar de estar operando a temperaturas superiores a 90°C y de hasta 60% para temperaturas de 60°C valores que son muy superiores a los alcanzados por colectores solares tradicionales.

El incremento de la temperatura del aire de secado puede ser controlado variando el flujo másico de alimentación al colector, lo que a su vez se controla con el voltaje aplicado al motor del impulsor. Esto permitirá diseñar secadores que puedan optimizar el proceso de secado con simples (y baratos) circuitos electrónicos de control.

Con las relaciones matemáticas de correlación numérica se concluye que en el rango analizado la respuesta es lineal tanto para la eficiencia como para la temperatura simplificando en gran medida el algoritmo de control.

REFERENCIAS

- El-Sebaï A.A. and Shalaby S.M. (2012). Solar drying of agricultural products: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16, 37-43.
- Kumar A., Sanjeev K., Utkarsh N., and Avadhesh Y. (2013). Experimental Study of Thermal Performance of One-Ended Evacuated Tubes for Producing Hot Air. *Journal of Solar Energy*. 2013, 1-7.
- Fudholi A., Sopian K., Ruslan M.H., Alghoul M.A., and Sulaiman M.Y. (2010). Review of solar dryers for agricultural and marine products. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 14, 1-15.
- Maier D. and Bakker-Arkema F. (2002). Grain Drying Systems. *Grain Elevator & Processing Society*. 7-12.
- Reeb J.E. (1997). Drying Wood. *Cooperative Extension Service University of Kentucky*. 1-5.
- Sharma, A., Chen, C.R., and Vu Lan, N. (2009). Solar-energy drying systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 13, 1185-1190.
- Treybal R. (1980) *Operaciones de Transferencia de Masa*, 2^{da} ed. pp. McGraw Hill. México D.F.
- Yadav A. and Bajpai V.K. (2011). An Experimental Study on Evacuated Tube Solar Collector for Heating of Air in India. *International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering*. 5, 1188-1193.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE PLANTA HÍBRIDA DE CONCENTRACIÓN TERMOSOLAR DE DISCO PARABÓLICO CON CICLO BRAYTON PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

**Heras I., Santos M. J., Merchán R. P., García-Ferrero J., Medina A., Calvo-
Hernández A.**

Departamento de Física Aplicada, Universidad de Salamanca, Plaza de la Merced s/n,
Salamanca, 37008, (Salamanca) España, iheras@usal.es, smjesus@usal.es,
rpmmerchan@usal.es, jgferrero@usal.es, amd385@usal.es, anca@usal.es

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo termodinámico que reproduce el funcionamiento de una planta termosolar de disco parabólico híbrido tipo Brayton que incluye recuperación. Este sistema puede operar ininterrumpidamente, ya que la energía necesaria para su funcionamiento proviene de dos fuentes diferentes: una renovable e inagotable, la energía solar, y otra convencional, que es la combustión de un combustible. La gran ventaja de este tipo de planta es que puede trabajar de manera autónoma y descentralizada, permitiendo su instalación en cualquier parte del mundo con alta irradiación solar, dando energía accesible a toda la población. El modelo analiza el rendimiento de cada subsistema y el global de la planta termosolar de manera dinámica en cualquier condición ambiental y ubicación geográfica, pudiendo así evaluar y optimizar cada componente.

PALABRAS CLAVE: Disco Parabólico Termosolar, Ciclo Brayton, Planta híbrida

ABSTRACT

In this work we present a thermodynamic model that describes the performance of a power plant based on a hybrid recuperative Brayton-type parabolic dish. One of the characteristics of parabolic dishes operating in hybrid mode is that they can work uninterruptedly, since the energy necessary for their operation comes from two different sources: a renewable one, the solar system, and a conventional one, the combustion of a fuel. The idea that motivates the development and optimization of these systems is the distributed generation of electrical energy, that is, the installation of electricity producing sources near where it is going to be used. The model analyses the efficiency of each subsystem and the overall termosolar plant performance in a dynamic way, in any geographical location and environmental condition, allowing the evaluation and optimization of the different components of the plant.

KEYWORDS: Thermosolar Parabolic Dish, Brayton cycle, Hybrid plant

INTRODUCCIÓN

Debido al incremento en la demanda energética asociado con el aumento de la población mundial, los últimos tratados internacionales (como el acuerdo de París de 2016) promueven el uso de energía procedente de fuentes renovables, como paso fundamental en la investigación para el desarrollo sostenible.

Este estudio se enfoca en la energía de concentración termosolar, debido a que el sol es la fuente renovable más abundante, y España es uno de los países más propicios para utilizar este tipo de energía. Con el claro objetivo de evitar fluctuaciones en la potencia de salida debido a la variabilidad de las condiciones meteorológicas estacionales y diarias, en este trabajo se ha analizado una planta termosolar híbrida de disco parabólico tipo Brayton que incluye regeneración (Aichmayer et al., 2015; Wang et al., 2015). Este tipo de planta aprovecha las condiciones de radiación solar más favorables, y cuando no son suficientes, utilizará calor proveniente de una cámara de combustión para asegurar una operación fiable. Además, la escalabilidad de la planta de disco parabólico permite su operación individual en cualquier situación geográfica, con consumo muy reducido de agua, pudiendo producir energía autónoma independiente de la red de manera ininterrumpida.

El objetivo principal de este trabajo es presentar un modelo termodinámico general de un sistema híbrido formado por una micro-turbina de gas tipo Brayton situada en el punto focal del colector solar. El algoritmo se ha desarrollado mediante *Mathematica*® y está basado en trabajos previos desarrollados por el grupo (Merchán et al., 2017; Olivenza-León et al., 2015). Este modelo nos permitirá un diseño dinámico para una planta situada en cualquier localización geográfica y para cualquier condición meteorológica y la estimación del consumo de combustible y la emisión de gases contaminantes.

MODELO DE LA PLANTA TERMOSOLAR HÍBRIDA

Modelo termodinámico

El esquema de la planta termosolar híbrida considerada para el modelo está representado en la Fig. 2. La planta está formado por tres subsistemas principales: el colector solar, la cámara de combustión y el bloque de potencia, consistente en un ciclo tipo Brayton con micro turbina de gas y recuperador. La radiación solar (G) es reflejada en el espejo parabólico o colector y concentrada hacia el receptor solar, situado en el punto focal de la parábola. Durante este proceso, se consideran unas pérdidas de la parte solar, definidas mediante la eficiencia óptica (η_o), que incluyen la falta de reflexión y suciedad de los espejos (Affandi et al., 2015) y otros efectos como la falta de alineación del colector respecto al sol o la humedad del aire. En el receptor hay otras pérdidas adicionales debidas a la falta de absorción del material (Wang and Laumert, 2017) y pérdidas de calor por radiación térmica y convección (Duffie and Beckman, 2005). Esta energía solar concentrada en el receptor se transfiere hacia el fluido de trabajo del ciclo termodinámico. La eficacia del receptor como intercambiador de calor (ε_{HS}) se define como el ratio entre el flujo de calor real transferido (\dot{Q}_{HS}) respecto al que se hubiera transferido un intercambiador ideal (\dot{Q}'_{HS}). Por otra parte, la cámara de combustión puede llegar a liberar un flujo de energía total con valor $\dot{m}_f \cdot Q_{LHV}$, que se determina por el flujo del combustible (\dot{m}_f) y el poder calorífico inferior del combustible (Q_{LHV}).

El flujo de combustible necesario para que se mantenga una potencia de salida (P) constante, variará en función de las condiciones meteorológicas en cada instante (temperatura ambiente (T_L) y radiación solar (G)), ya que la función de la cámara de

combustión es corregir estas oscilaciones. En la cámara de combustión se consideran pérdidas debidas a la incompleta combustión del gas natural y las disipaciones de calor por las paredes de la cámara (η_C). Tras la combustión de gas natural, un flujo de calor \dot{Q}_{HC} es transferido al fluido de trabajo a través del intercambiador de calor con eficiencia ε_{HC} . De este modo el calor total recibido procedente de las dos fuentes es la suma $\dot{Q}_{HS} + \dot{Q}_{HC}$.

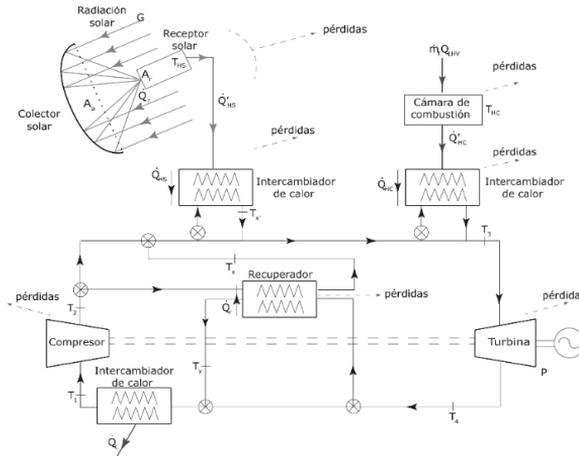


Fig. 1. Esquema de la Planta Híbrida Termosolar de micro Turbina de Gas.

El ciclo termodinámico de tipo Brayton desarrollado por el fluido de trabajo es cerrado, evitando así la degradación de los álabes de la turbina. En este modelo se ha considerado aire presurizado como fluido de trabajo con capacidad calorífica c_w y coeficiente adiabático γ (Santos et al., 2016).

Las diferentes etapas del ciclo termodinámico de tipo Brayton irreversible incluyen los diferentes procesos de cesión y absorción de calor, así como la compresión y expansión de gas. Inicialmente, el aire que se encuentra a temperatura ambiente T_1 y es comprimido mediante un compresor centrífugo (con eficiencia isentrópica ε_C), aumentando su temperatura hasta T_2 . A continuación, la temperatura del aire sigue aumentando mediante diferentes entradas de flujo de calor: i) procedente del recuperador (cuyo intercambiador de calor tiene una eficiencia de ε_R) que aprovecha el calor residual tras la expansión en la turbina, aumenta la temperatura hasta T_x ; ii) procedente del receptor solar, el aire alcanza la temperatura T_x' ; y iii) sólo en caso necesario, hay un aporte de calor adicional procedente de la cámara de combustión, y el aire se calienta hasta T_3 .

Idealmente la planta trabajaría sólo en modo solar, pero debido a las oscilaciones de irradiancia, se utiliza este sistema híbrido para mantener una temperatura constante (T_3) en la entrada a la turbina, de modo que la potencia de salida sea aproximadamente constante. En este proceso consideramos una caída de presión Δp_H , que cuantificamos en el modelo con el parámetro ρ_H para simplificar el tratamiento de irreversibilidades internas.

Después, el fluido de pasa por la turbina, con una eficiencia isentrópica ε_T . El aire se expande, generando energía mecánica que es transformada en energía eléctrica mediante un generador. A la salida de la turbina, la temperatura del aire habrá descendido hasta T_4 . Para cerrar el ciclo, y conseguir que el aire alcance la temperatura inicial, parte de este exceso de calor pasa al recuperador reduciendo la temperatura a T_y . Adicionalmente, hay otra

transferencia de calor al ambiente mediante otro intercambiador con eficiencia ε_L . La caída de presión en este proceso (Δp_L) se representa mediante el parámetro ρ_L .

Durante todo el proceso se han tenido en cuenta las principales irreversibilidades, tanto pérdidas externas (debidas a los diferentes intercambiadores de calor que conectan el ciclo con las entradas y salidas de calor), como internas del ciclo termodinámico al considerar las pérdidas como caídas de presión y los dispositivos como no isentrópicos ideales. La potencia final que va generar la micro-turbina de gas es $|\dot{Q}_H| - |\dot{Q}_L|$.

Eficiencias globales de la planta híbrida termosolar

A continuación se resumen los principales indicadores considerados para el estudio de la planta. Los detalles del modelo completo se pueden consultar en las publicaciones del Santos *et al.* (Olivenza-León et al., 2015; Santos et al., 2018). La cuota solar (o solar share), definida en la Ec. 1, es la fracción energía absorbida por el fluido de trabajo procedente únicamente del subsistema solar. Tendrá un valor de $f=1$ cuando el funcionamiento de la planta sea puramente solar, y nulo cuando no haya aporte solar.

$$f = \frac{|\dot{Q}_{HS}|}{|\dot{Q}_{HS}| + |\dot{Q}_{HC}|} \quad (1)$$

Las eficiencias de cada subsistema de la planta: concentrador solar (η_s), cámara de combustión (η_c) y máquina térmica (η_h), se definen en la Ec. (2). En este trabajo se considera además la tasa de conversión de combustible (η_e) o eficiencia económica con el objetivo de evaluar una relación entre la potencia del sistema, frente al aporte de combustible utilizado para obtenerla, expresado también en la Ec. 2.

$$\eta_s = \frac{|\dot{Q}'_{HS}|}{GA_a}; \eta_c = \frac{|\dot{Q}'_{HC}|}{\dot{m}_f \cdot Q_{LHV}}; \eta_h = \frac{P}{|\dot{Q}_{HS}| + |\dot{Q}_{HC}|}; \eta_e = \frac{P}{\dot{m}_f Q_{LHV}} \quad (2)$$

La eficiencia global de la planta (Ec. 3) se define como el ratio entre la potencia neta de salida y el calor total de entrada. Otra forma de expresarlo es a través de la cuota solar (Ec. 1), las eficiencias de los diferentes intercambiadores de calor y de las eficiencias de cada subsistema descritas en la Ec. (2).

$$\eta = \frac{P}{GA_a + \dot{m}_f Q_{LHV}} = \eta_h \eta_s \eta_c \left[\frac{\varepsilon_{HS} \varepsilon_{HC}}{\eta_c f \varepsilon_{HC} + \eta_s (1-f) \varepsilon_{HS}} \right] \quad (3)$$

IMPLEMENTACIÓN NUMÉRICA Y VALIDACIÓN

Una vez definido el modelo termodinámico, se procede a validar el modelo. Para ello, y debido a la escasez de datos reales disponibles, se ha partido de los parámetros de diseño definidos por Semprini *et al.* (Semprini et al., 2016) para un sistema de disco parabólico similar, pero funcionando en modo solar puro (sin cámara de combustión) con cuatro potencias de salida diferentes (30, 23, 15 and 7 kWe). Los resultados obtenidos se han comparado con los obtenidos con el modelo aquí descrito. Los parámetros utilizados en la validación están resumidos en la Tabla 1, agrupados por subsistemas de la planta termosolar. También se ha incluido en la tabla las irreversibilidades expresadas como pérdidas de presión y el flujo de masa de aire, para cada potencia de salida considerada.

Durante el proceso de validación del modelo, se ha considerado un único valor para la temperatura ambiente de 25°C (298.15 K) y una radiación solar de 780 W/m². Para obtener

una potencia de salida constante, se fija una temperatura de entrada a la turbina de 900°C para garantizar la durabilidad de los materiales de la planta. Además se considera un valor fijo para la emitancia (ε) del receptor solar de 0.1 % y un coeficiente de pérdidas por conducción y convección \bar{U}_L de 5 W/m²K (Wu et al., 2010; Zhang et al., 2007).

Tabla 1. Parámetros extraídos de la publicación de Semprini *et al* (Semprini et al., 2016) para la validación inicial del modelo teórico y para el posterior estudio de la planta en modo híbrido con los cuatro valores de potencias de salida

Subsistema			Potencia de salida (kWe)			
			30	23	15	7
Parte solar	Colector solar	$A_a(\text{m}^2)$	211.8	169.4	109.6	52.80
		η_0	0.9083	0.9087	0.9092	0.9086
	Receptor solar	$A_r(\text{m}^2)$	0.1182	0.0951	0.0620	0.0296
		Interc. calor	ε_{HS}	0.795	0.794	0.793
Parte de combustión	Cámara	η_c	0.97	0.97	0.97	0.97
	Interc. calor	ε_{HC}	0.97	0.97	0.97	0.97
	Turbina	ε_t	0.76	0.76	0.75	0.74
Máquina térmica	Compresor	ε_c	0.77	0.76	0.76	0.76
	Recuperador	ε_r	0.85	0.85	0.85	0.85
	Interc. calor	ε_L	1	1	1	1
	Flujo de masa	$\dot{m}(\text{kg/s})$	0.3379	0.2762	0.1808	0.0881
Caidas de presión	Proceso 2→3	ρ_h	0.98	0.98	0.98	0.98
	Proceso 4→1	ρ_c	1	1	1	1

La variación en la eficiencia global calculada respecto al valor de referencia es como máximo del 7.87% en el caso de la planta con potencia de salida de 7 kWe y se reduce a 6.74% para el modelo con $P=30$ kWe. Todas las variaciones respecto al modelo de referencia son inferiores al 10% por lo que se considera el modelo válido, con una interesante reducción en el número de parámetros de entrada y con valores promedio de las propiedades caloríficas del fluido de trabajo.

RESULTADOS PRINCIPALES

Estudio comparativo por estaciones del año

Tomando como válida la aproximación inicial, se mejora el modelo introduciendo valores reales de T_L y G . En concreto, se han escogido cuatro días representativos del año (uno por estación) de Sevilla (MeteoSevilla, 2018) cuyos valores se indican en la Tabla 2. Para comparar los diferentes modos de funcionamiento de la planta se han seleccionado dos horas cada día: mediodía, en el que la planta tendrá un funcionamiento híbrido o solo solar, y medianoche cuando todo el aporte de calor provenga de la cámara de combustión.

Las eficiencias de cada subsistema, la global y la tasa de conversión de combustible se representan en la Fig. 2, para cada una de las condiciones ambientales mencionadas anteriormente y para cuatro potencias de salida (7, 15, 23 y 30 kWe).

En lo que se refiere a la eficiencia de la parte solar (Fig 2 (a)), se observa una ligera variación en función de la potencia de salida, obteniendo un máximo para 17 kWe. La variación por estaciones del año es muy pequeña, pero como era de esperar, los mayores valores se obtienen para verano y primavera ($\eta_s \approx 0.896$), con una oscilación de sólo el

0.2% respecto a invierno. Por la noche, con $G \approx 0$, no se ha representado el eficiencia solar ya que se considera nula.

Tabla 2. Temperatura ambiente (T_L) y radiación solar directa (G) de cuatro días del año en Sevilla a medianoche (0 h) y a mediodía (12 h)

Estación	Invierno		Primavera		Verano		Otoño	
Día	21 diciembre		21 marzo		20 junio		21 septiembre	
Hora	0 h	12 h	0 h	12 h	0 h	12 h	0 h	12 h
T_L (K)	280.3	282.9	284.5	287.7	294.0	296.5	299.9	299.3
G (W/m^2)	0	418	0	741	0	760	0	586

En lo que se refiere a la eficiencia del ciclo termodinámico de tipo Brayton, en la Fig. 2 (b) se puede observar la tendencia creciente con la potencia de salida para todos los casos analizados, alcanzando un máximo de $\eta_h \approx 0.298$ para la planta de 30 kWe por la noche de invierno. En 1 intervalo de potencia simulado, la variación de la eficiencia del motor térmico varía hasta en un 7.5 % respecto a la mínima potencia.

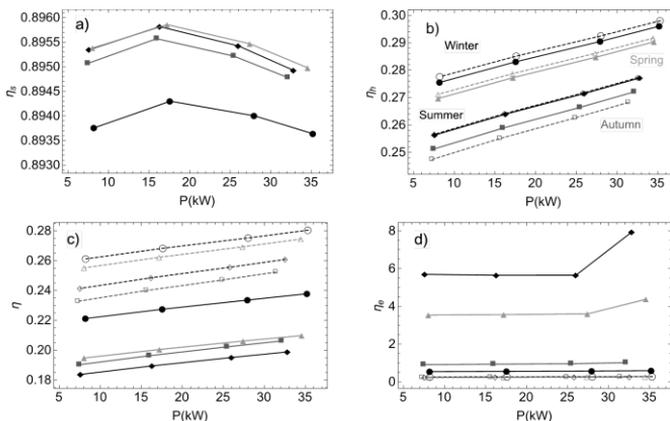


Fig. 2. Eficiencias térmicas de los subsistemas en función de P : a) colector solar (η_s), b) máquina térmica (η_h) c) global del sistema (η) y d) tasa de conversión de combustible (η_e), para los 4 días del año seleccionados (verano-rhombos, primavera-triángulos, otoño-cuadrados e invierno-círculos), para mediodía (símbolos rellenos), y medianoche (símbolos sin relleno).

La eficiencia global de la planta muestra un comportamiento similar que el del ciclo termodinámico (Fig. 2 (c)). Los valores máximos también se obtienen en el día de invierno por la noche con una variación $\Delta\eta = 5.2\%$ para el mismo día con diferentes potencias de salida. Los valores mínimos obtenidos son para el día de verano, con $\eta = 0.182$ a 0.195 .

Por último, el rendimiento económico está representado en la Fig 2 (d). Se puede observar que η_e no es afectado por P cuando opera en modo híbrido, siendo prácticamente constante para los días y noches de invierno y otoño ($\eta_e < 1$) debido a la insuficiente radiación solar. Sin embargo, se dvierte un notable incremento de η_e en modo híbrido en verano y en primavera, donde alcanza $\eta_e = 8$ en el día de verano con $P = 30$ kWe.

El consumo de combustible empleado para cada uno de los cuatro días estudiados se ha representado en la Fig. 3 (a). Durante las noches (líneas de puntos) su consumo aumenta en

función de la potencia de salida. Sin embargo, a mediodía, el consumo será máximo en los meses de otoño e invierno debido a que la radiación solar es inferior. El ahorro de consumo de combustible del día respecto a la noche es de 52% en invierno, 74% en otoño, 93% en primavera y alcanza un 96% en verano.

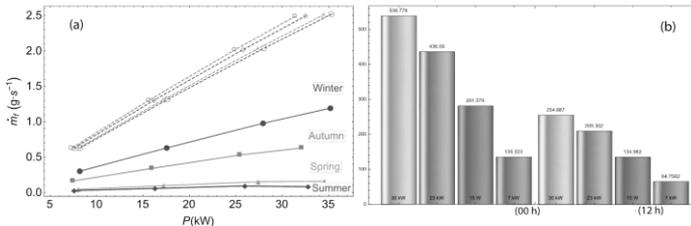


Fig. 3. a) Consumo de gas natural en función de la potencia de salida para los 4 días estudiados. b) Histograma de las emisiones de CO₂ para cada una de las cuatro potencias de salida en el 21 de diciembre a mediodía (12h) y a medianoche (00 h).

A pesar de que el gas natural se considera un combustible “limpio” ya que no emite derivados del azufre, durante su combustión, sí se producen emisiones de gases de efecto invernadero tales como CO₂, CH₄ ó N₂O. En la Fig. 3 (b) se ha representado la emisión CO₂ por el día y por la noche, para el día de invierno con las cuatro potencias de salida. Se observa una reducción de hasta el 50% de emisión de CO₂, siendo incluso mayor la reducción para los otros días del año estudiados.

Estudio dinámico

A modo de mejorar el modelo y obtener información completa de las eficiencias de cada subsistema y de consumo de combustible, se hace un estudio análogo al anterior pero de manera dinámica. Para ello, se considera la variación de los valores de T_L y G cada 30 minutos en Sevilla. Algunos de los resultados más importantes observados son: la potencia de salida es prácticamente constante a lo largo del día ($P \approx 35 \pm 2$ kWe), con lo que sí satisface el primer requisito de diseño y no hay grandes oscilaciones; en las eficiencias parciales y la global del sistema se observan pocas variaciones a lo largo del día; y por último, el consumo de combustible es máximo y constante durante la noche, mientras que durante el día es inversamente proporcional a la contribución solar, siendo mínimo el consumo en las horas centrales del día cuando la radiación es máxima.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha desarrollado un modelo termodinámico mediante ecuaciones analíticas de una planta termosolar basada en la hibridación de un colector solar parabólico y una micro-turbina tipo Brayton operando en un ciclo cerrado. Se ha descrito el modelo con un número reducido de parámetros, teniendo cada uno de ellos un claro significado físico. Se ha llevado a cabo un estudio estático y dinámico de la potencia de salida y las eficiencias de cada subsistema mediante valores reales de G y T_L en función del tiempo. El consumo de combustible y la emisión de gases de efecto invernadero se ve drásticamente reducido en las horas centrales del día, haciendo que este tipo de plantas sean competitivas en localizaciones aisladas con alta radiación solar y recursos de agua limitados, como pueden ser explotaciones agropecuarias en terrenos rurales.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto ha sido financiado parcialmente por la Junta de Castilla y León mediante el programa de apoyo a proyectos de investigación cofinanciadas por el Fondo Social Europeo de Desarrollo Regional (proyecto SA017P17)

REFERENCIAS

- Affandi, R., Ghani, M.R.A., Ghan, C.K., Pheng, L.G., (2015). The Impact of the Solar Irradiation, Collector and the Receiver to the Receiver Losses in Parabolic Dish System. *Procedia - Soc. Behav. Sci.* 195, 2382–2390
- Aichmayer, L., Spelling, J., Laumert, B., (2015). Thermoeconomic Analysis of a Solar Dish Micro Gas-turbine Combined-cycle Power Plant. *Energy Procedia* 69, 1089–1099.
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., (2005). Solar engineering of thermal processes, 3rd ed. pp 55 John Wiley & Sons, New York.
- Merchán, R.P., Santos, M.J., Reyes-Ramírez, I., Medina, A., Calvo Hernández, A., (2017). Modelling hybrid solar gas-turbine power plants: Thermodynamic projection of annual performance and emissions. *Energy Convers. Manag.* 134, 314–326.
- MeteoSevilla, 2018. <http://www.meteosevilla.com/inicio.html> (accessed 1.21.18).
- Olivenza-León, D., Medina, A., Calvo Hernández, A., (2015). Thermodynamic modelling of a hybrid solar gas-turbine power plant. *Energy Convers. Manag.* 93, 435–447.
- Santos, M.J., Merchán, R.P., Medina, A., Calvo Hernández, A., (2016). Seasonal thermodynamic prediction of the performance of a hybrid solar gas-turbine power plant. *Energy Convers. Manag.* 115, 89–102.
- Santos, M.J., Miguel-Barbero, C., Merchán, R.P., Medina, A., Calvo Hernández, A., (2018). Roads to improve the performance of hybrid thermosolar gas turbine power plants: Working fluids and multi-stage configurations. *Energy Convers. Manag.* 165, 578–592.
- Semprini, S., Sánchez, D., De Pascale, A., (2016). Performance analysis of a micro gas turbine and solar dish integrated system under different solar-only and hybrid operating conditions. *Sol. Energy* 132, 279–293.
- Wang, W., Laumert, B., (2017). Effect of cavity surface material on the concentrated solar flux distribution for an impinging receiver. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 161, 177–182.
- Wang, W., Ragnolo, G., Aichmayer, L., Strand, T., Laumert, B., (2015). Integrated Design of a Hybrid Gas Turbine-receiver Unit for a Solar Dish System. *Energy Procedia* 69, 583–592.
- Wu, L., Lin, G., Chen, J., (2010). Parametric optimization of a solar-driven Braysson heat engine with variable heat capacity of the working fluid and radiation-convection heat losses. *Renew. Energy* 35, 95–100.
- Zhang, Y., Lin, B., Chen, J., (2007). Optimum performance characteristics of an irreversible solar-driven Brayton heat engine at the maximum overall efficiency. *Renew. Energy* 32, 856–867

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

RECONCENTRADOR DE RAYOS SOLARES PARA UNA CAVIDAD DE DISCO STIRLING

Monné C., Soriano J., Muñoz M. Moreno F.

Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Zaragoza, C/ María de Luna 3,
Zaragoza, 50018, (Zaragoza) España, cmmb@unizar.es

RESUMEN/RESUMO

La Universidad de Zaragoza posee una instalación de energía solar de concentración (CSP) basada en un disco Stirling. Durante los periodos de experimentación con el equipo (2015, 2016 y 2017) se ha observado que el solar tracker origina algún error de posicionamiento del disco. El fallo del seguimiento del Sol provoca que en algunos momentos del día la mancha solar no incida plenamente sobre el absorbedor provocando deterioros en la cavidad. Para paliar estos problemas se ha investigado con una nueva cavidad que incorpora un optimizado reconcentrador de rayos cónico. En el presente artículo se muestra las características de la cavidad diseñada y los resultados experimentales de su funcionamiento. La nueva cavidad ha conseguido mejorar un 12% la producción de energía del disco Stirling.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Disco Stirling,
Concentración Solar, CSP, Seguidor Solar

ABSTRACT

The University of Zaragoza has a concentration solar power (CSP) installation based on a Dish Stirling. During the experimentation periods with the system (2015, 2016 and 2017), we observed that the solar tracker originates some positioning error. The failure of the solar tracking causes that at certain times of the day the concentrated solar flux does not fully affect the absorber causing deteriorations in the cavity. To alleviate these problems has designated a new cavity that focus the sunrays on the receptor. The present article shows the characteristics of the designed cavity and the experimental results of its operation. The new cavity has managed to improve the production of energy of the Dish Stirling system by 12%.

KEYWORDS: Solar Energy, Dish Stirling, Concentrating Solar Power, CSP, Solar Tracker

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La universidad de Zaragoza posee una instalación de energía solar basada en un disco Stirling Trinum (Fig. 1). Éste fue diseñado por la empresa Innova Energy Solutions S.p.a. (Innova Energy Solutions S.p.A., 2015) (ANEST, 2018). Es una máquina térmica de cogeneración capaz de generar hasta 1 kW de energía eléctrica y 3 kW de energía térmica a través de la concentración de energía solar. Está concebido como un sistema modular y está diseñado para satisfacer la demanda energética de una familia.

El sistema se basa en la captación solar con concentración (ratio de concentración de 166) con seguimiento a dos ejes (azimut y altura solar), con focalización al receptor (foco caliente del motor Stirling desarrollado por Microgen Engine Co.). (Microgen Engine Corporation, 2018)

El Solar tracker se realiza por medio de un sistema de control incorporado, el cual mediante las coordenadas GPS de la localización y un algoritmo, es capaz de predecir la posición del sol y orientar el concentrador hasta esa posición.

Durante los periodos de funcionamiento de esta instalación se ha observado una desfocalización de la mancha solar durante algunos periodos del día. El fallo de seguimiento del Sol provoca que la radiación concentrada no incida plenamente sobre el receptor y que parte de la mancha solar impacte sobre la carcasa. Este problema reduce la energía generada por la instalación y provoca considerables daños en el armazón exterior. Para paliar estas complicaciones se ha diseñado una nueva cavidad para el receptor que mejore su comportamiento. (Ali, 2010)



Fig. 1. Sistema de disco Stirling Trinum de 1 kWe instalado en Zaragoza.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA: DESFOCALIZACIÓN

El sistema de disco Stirling Trinum basa su sistema de seguimiento en un algoritmo que calcula la posición del Sol, azimut y elevación, con la hora, la fecha y la posición GPS de la instalación.

En el proceso de puesta en marcha del sistema, el disco precisa una focalización inicial (referencia) de forma manual (INNOVA, 2012). Se ha observado que si ésta se realiza a las 12 h. TSV el problema de la desfocalización aparece a las primeras y últimas horas del día. Si la orientación inicial del sistema es a primeras horas del día el desenfoque aparece hacia el mediodía.

En la figura 2 se puede observar un esquema de la concentración solar (funcionamiento correcto del sistema) desde la parábola reflectora hacia la cavidad cuando el disco está bien orientado. Los rayos reflejados se juntan en el foco de la parábola reflectora incidiendo plenamente en el absorbedor (Reinalter, 2008).

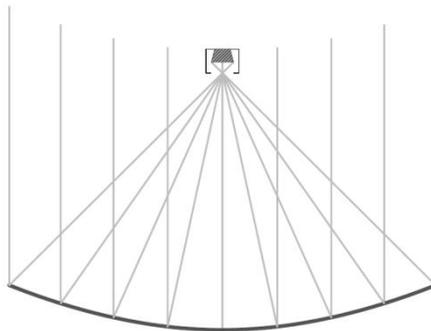


Fig. 2. Esquema de la reflexión de los rayos solares cuando el disco está bien orientado.

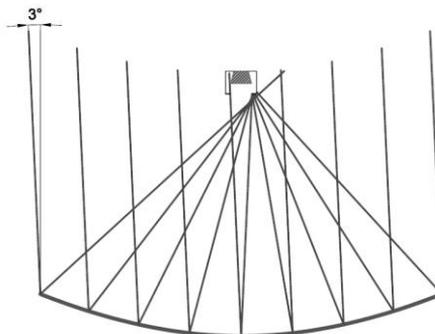


Fig. 3. Esquema de la reflexión de los rayos solares cuando el disco tiene una desviación de 3° en la orientación hacia el Sol.

Cuando el disco tiene una pequeña desviación de 3° en la orientación (Fig. 3) los rayos reflejados desde la parábola no llegan al absorbedor e impactan contra la carcasa, concentrando el punto de impacto en un área pequeña de la misma. Al no estar refrigerada esa zona, en la parte exterior de la carcasa se producen unas temperaturas lo suficientemente altas como para fundir el acero con la que está fabricada (espesor 5 mm.) (Silva, 2006). En la Fig. 4 se pueden ver los efectos del impacto de la mancha solar sobre la carcasa.



Fig. 4. Efectos el impacto de la mancha solar sobre la carcasa.

SOLUCIÓN DISEÑADA: RECONCENTRADOR

Con la ayuda de la aplicación COMSOL Multiphysics 5.1 (COMSOL Inc, 2018) se ha diseñado una solución para reducir los efectos de la desfocalización. Consiste en modificar la carcasa del absorbedor añadiendo un reconcentrador de rayos (Fig. 5). A la cavidad se le ha añadido un parte cónica sobre la que incidirán los rayos y los reflejará hacia el receptor (Daabo, 2016). La nueva carcasa se ha realizado con acero inoxidable pulido para aumentar sus propiedades reflectoras (Li, 2016).



Fig. 5. Nuevo diseño de reconcentrador para la cavidad del Trinum.

Con el nuevo diseño instalado, si el disco Stirling Trinum se encuentra perfectamente orientado hacia el Sol, ningún rayo incidirá sobre el cono reconcentrador (Fig. 6), todos lo harán sobre el absorbedor. Si el seguidor solar produce un pequeño desenfoque los rayos reflejados por la parábola incidirán en parte sobre el cono y estos serán reflejados hacia el receptor (Fig 7).

En la Fig. 8 puede verse el reconcentrador cónico instalado en la cavidad y una fotografía del disco Stirling funcionando con el nuevo sistema

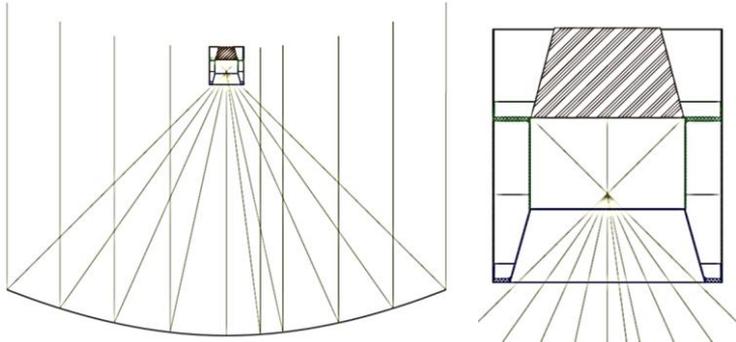


Fig. 6. Esquema de la reflexión de los rayos solares cuando el disco con la nueva carcasa está bien orientado hacia el Sol.

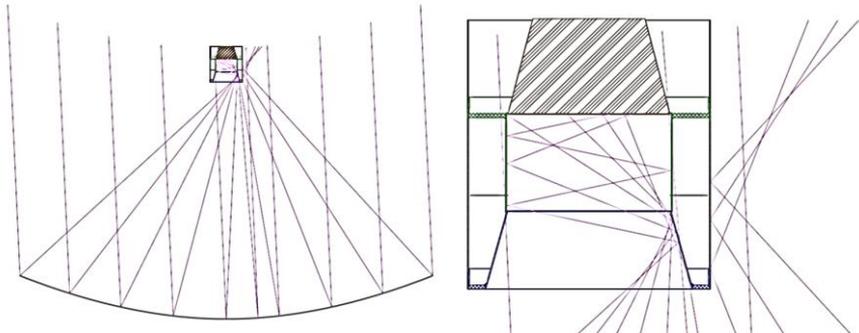


Fig. 7. Esquema de la reflexión de los rayos solares cuando el disco con la nueva carcasa tiene una desviación de 3° en la orientación hacia el Sol.



Fig. 8. Carcasa del absorbente con el reconcentrador cónico instalado.

RESULTADOS DE FUNCIONAMIENTO

Para analizar el comportamiento del nuevo reconcentrador frente al sistema si él, se han realizado los siguientes experimentos:

- Disco Stirling funcionando con la cavidad original (enfocado y desenfocado)
- Disco Stirling funcionando con el reconcentrador (enfocado y desenfocado)

Disco Stirling funcionando desenfocado utilizando la cavidad original o el reconcentrador

Las figuras 9 y 10 muestran días tipo del comportamiento que tiene el disco Stirling cuando se encuentra desenfocado. La característica general es la disminución generalizada de la radiación incidente sobre el receptor y particularmente en las horas centrales del día, con el efecto directo que tiene en la temperatura del absorbedor y en la producción eléctrica del sistema y por ende en el rendimiento eléctrico del sistema.

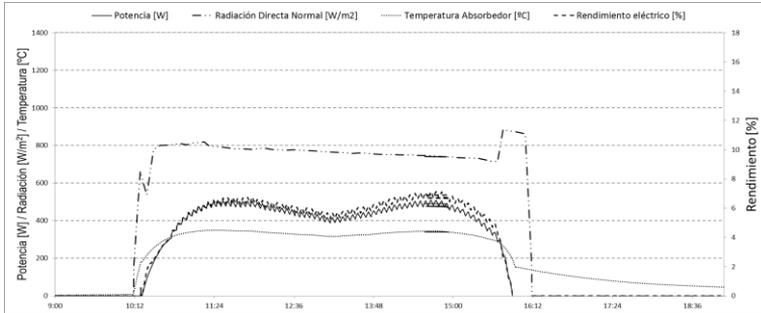


Fig. 9. Funcionamiento del disco Stirling Trinum desenfocado con la cavidad original el 26/02/2017.

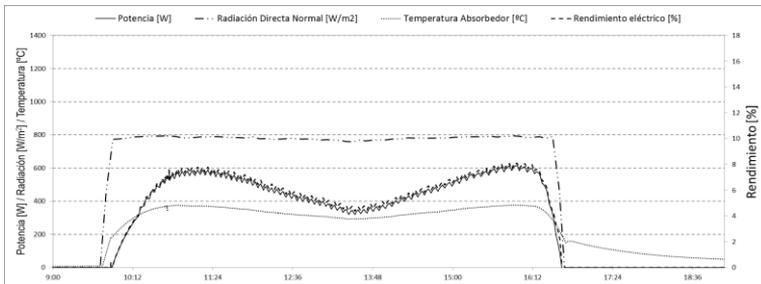


Fig. 10. Funcionamiento del disco Stirling Trinum desenfocado con el reconcentrador cónico el 16/03/2017.

Al comparar las figuras 9 y 10 se observa que, para una radiación directa normal sobre el plano de apertura de la parábola muy similar, en torno a los 800 W/m^2 , el disco no produce su potencia nominal de 1 kW eléctrico. La instalación con el reconcentrador genera unos 600 W frente a los 500 W que produce con la cavidad original, lo que supone una mejora en la potencia generada de en torno a un 12%. Al comparar los valores de rendimiento se puede ver que la instalación con el reconcentrador alcanza un rendimiento del 8% frente al rendimiento alcanzado por la instalación sin él que es del 7%, es decir el rendimiento mejora 1 punto. La instalación en condiciones nominales alcanza rendimientos superiores al 15%.

Disco Stirling funcionando enfocado utilizando la cavidad original o el reconcentrador

Para sistema enfocado no se aprecia diferencia significativa de funcionamiento entre la cavidad original y la que lleva incorporada el reconcentrador. Esto era de esperar, porque

como se ha señalado, el reconcentrador está diseñado para no trabajar cuando el sistema de disco Stirling Trinum está bien orientado hacia el Sol.

En las figuras 11 y 12 se muestran días típicos de funcionamiento en ambos casos de estudio. Al comparar las figuras se observa que para una radiación directa normal sobre el plano de la parábola muy similar, en torno a los 800 W/m^2 , la instalación con y sin reconcentrador genera la potencia nominal, unos 1070 W , alcanzando rendimientos eléctricos en la producción del 16%.

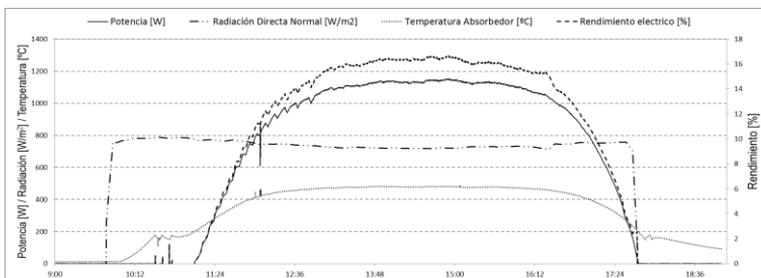


Fig. 11. Funcionamiento del disco Stirling Trinum enfocado el 11/04/2017.

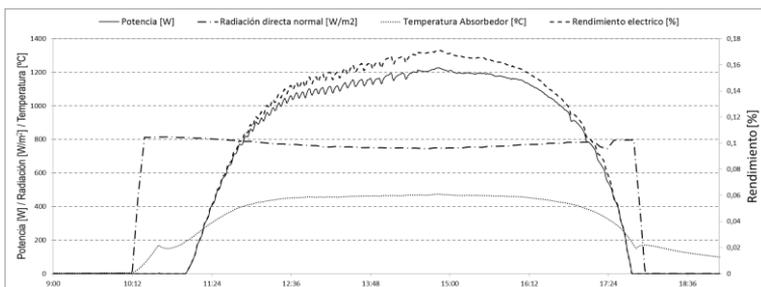


Fig. 12. Funcionamiento del disco Stirling Trinum enfocado con el reconcentrador cónico el 03/04/2017.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

El montaje del reconcentrador cónico en la carcasa protege a la carcasa del absorbedor de la radiación que incide sobre ella cuando el sistema de disco Stirling Trinum no se encuentra bien alineado.

Además, tal y como se ha visto en las pruebas realizadas, el reconcentrador mejora en un 12% la generación eléctrica de la instalación cuando ésta no se encuentra bien enfocada.

Por estas razones se piensa que la nueva carcasa con el reconcentrador cónico es una solución aceptable para el problema de la desfocalización de la instalación porque la protege de sufrir daños y mejora sus resultados cuando se da este problema.

El reconcentrador se ha diseñado en acero inoxidable y se ha observado que sufre daños tras periodos amplios de funcionamiento (ver Fig. 13), por lo que se debería estudiar buscar otro material con mayor reflectividad y mayor resistencia a la temperatura.



Fig. 13. Cono del reconcentrador después de las pruebas.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Ali, I. M. (2010). Optical performance evaluation of a 2-D and 3-D novel hyperboloid solar concentrator. World Renewable Energy Congress XI. Abu Dhabi.

ANEST. (08 de mayo de 2018). Innova Company Profile. Obtenido de http://anest-italia.it/wp-content/uploads/2011/11/Profilo_Aziendale_INNOVA_V10.pdf

COMSOL Inc. (23 de 05 de 2018). COMSOL Multiphysics® 5.1 Release Highlights. Obtenido de <https://www.comsol.com/release/5.1>

Daabo, A. M. (2016). The effect of receiver geometry on the optical performance of a smallscale. Energy, 513-525.

INNOVA. (2012). TRINUM Control Manual. Chieti (Italia): INNOVA SOLAR ENERGY S.r.l.

Innova Energy Solutions S.p.A. (10 de mayo de 2015). Innova Energy Solutions. Obtenido de <http://www.innova.co.it/>

Li, S. (2016). Optical performance of a solar dish concentrator/receiver system. Energy, 95-107.

Microgen Engine Corporation. (08 de mayo de 2018). Microgen's Free Piston Stirling Engine. Obtenido de <http://www.microgen-engine.com/>

Reinalter, W. (2008). Detailed Performance Analysis of a 10 kW Dish/Stirling System. Journal of Solar Energy Engineering.

Silva, M. (2006). Routine operation of the ENVIRODISH unit at the Engineering School University of Seville. 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies. Sevilla.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

SISTEMA DE COGENERACIÓN BASADO EN DISCO STIRLING

Soriano J., Monné C., Moreno F., Muñoz M

Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Zaragoza, C/ María de Luna 3,
Zaragoza, 50018, (Zaragoza) España, cmmb@unizar.es

RESUMEN/RESUMO

Los discos Stirling son una tecnología minoritaria en el sector de la energía solar. La Universidad de Zaragoza tiene uno de estos equipos para desarrollar tareas de investigación. El disco Stirling instalado es un sistema de cogeneración capaz de suministrar 1kW de energía eléctrica, en base a un motor Stirling lineal, y 3 kW de energía térmica en baja temperatura. Con el sistema se ha estado investigando durante los años 2015, 2016 y 2017, registrando valores experimentales durante las tres campañas, lo que ha permitido analizar completamente el comportamiento del disco Stirling.

En el estudio se ha obtenido que el sistema llega a alcanzar rendimientos eléctricos y térmicos del 15,14% y 48,25% respectivamente (global del sistema 62,53%). Con DNI de 750 W/m² y temperaturas de absorbedor de 450°C.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Disco Stirling, Cogeneración, Concentración Solar, CSP.

ABSTRACT

Dish-Stirling is a minority technology in the solar energy field. The University of Zaragoza has one of these systems to develop research tasks. The Dish-Stirling installed is a cogeneration system be able to generate 1kW of electrical energy, based on a linear Stirling engine, and 3 kW of thermal energy at low temperature. The system has researched during the years 2015, 2016 and 2017, recording experimental values during the three campaigns, which has allowed to fully analyzing the behavior of the Dish-Stirling.

In the study it has obtained that, the efficiency of the system electrical and thermal reaches 15,14% and 48,25% respectively (global efficiency 62,53%). With DNI of 750 W/m² and absorber temperatures of 450°C.

KEYWORDS: Solar Energy, Dish-Stirling, Cogeneration, CSP

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

En la actualidad la contaminación y la sobreexplotación de los recursos naturales se han convertido en un problema que ha provocado la búsqueda de fuentes de energía más limpias y sostenibles, como la energía solar.

En los últimos años han aparecido una serie de tecnologías para la generación de energía eléctrica a partir del sol las cuales se han desarrollado e implantado de manera desigual.

Los discos Stirling son una tecnología minoritaria en el sector de la energía solar.

En septiembre de 2010 apareció en el mercado el Disco Stirling Trinum fabricado por la empresa italiana Innova Energy Solutions S.p.a. (Innova Energy Solutions S.p.A., 2015) (ANEST, 2018). Este disco Stirling se presenta como un sistema doméstico de generación energética pensado para satisfacer la demanda de energía eléctrica y de energía térmica de ACS de una familia.

En el año 2015 la Universidad de Zaragoza instaló en la ciudad española de Zaragoza un sistema de disco Stirling Trinum para estudiar el funcionamiento de esta tecnología. En la fig. 1 se muestran unas imágenes de la instalación llevada a cabo.



Fig. 1. Disco Stirling instalado en la Universidad de Zaragoza.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema de Disco Stirling Trinum es una máquina térmica de cogeneración capaz de generar hasta 1 kW de energía eléctrica y 3 kW de energía térmica a través de energía solar. Está diseñado para satisfacer la demanda energética de una familia pero está concebido como un sistema modular, es decir, la instalación de varias unidades juntas permite su uso en pequeñas aplicaciones, como bloques de viviendas, gimnasios, piscinas, edificios docentes, edificios públicos y aplicaciones industriales donde exista una demanda de energía térmica de baja temperatura.

Su funcionamiento se basa en la captación solar de concentración con seguimiento a dos ejes. El seguimiento se realiza por medio de un sistema de control el cual mediante las coordenadas GPS de la localización y un algoritmo capaz de predecir la posición del sol y

orientar el concentrador hasta esa posición. Las características del disco Stirling instalado se recogen en la tabla 1.

Características	Valor	Unidades
Generales		
Viento máximo en operación	50	km/h
Viento máximo en posición de seguridad	150	km/h
Temperatura mínima de operación	-10	°C
Seguimiento Solar		
Seguimiento Solar	2 ejes	-
Ángulo de Azimut mínimo	-110	°
Ángulo de Azimut máximo	110	°
Ángulo de Altura solar mínimo	-90	°
Ángulo de Altura solar máximo	90	°
Ópticas		
Diámetro de Reflector	3750	mm
Superficie Bruta de reflexión	11,23	m ²
Superficie neta de reflexión	9,58	m ²
Eficiencia óptica	89	%
Eléctricas		
Generación máxima	1	kWe
Consumo Pico	400	W
Fuente eléctrica	230/50	V/Hz
Térmicas		
Generación máxima	3	kWt
Fluido caloportador	Mezcla agua- glicol	-
Caudal Mínimo	7	l/min
Caudal Máximo	19	l/min
Temperatura máxima del absorbedor en operación	525	°C
Temperatura máxima del absorbedor	585	°C
Temperatura máxima del fluido caloportador que entra al	70	°C
Temperatura mínima del fluido caloportador que entra al Stirling	6	°C
Presión máxima del circuito hidráulico	6	bar

Tabla 1. Las características del Disco Stirling (con DNI media de 725 w/m²).

El sistema de disco Stirling está compuesto por los siguientes subsistemas:

Disco concentrador

El concentrador es un paraboloide formado por una estructura de acero galvanizado sobre la que están montados los reflectores. Estos reflectores están formados por un panel sándwich recubierto por una lámina de aluminio de alta reflectividad que tiene un rendimiento óptico del 89%. El disco concentrador tiene 3,75 m de diámetro que se traduce en un área neta de concentrador de 9,58 m² lo que le da un ratio de concentración al sistema de 166. Este elemento está montado sobre dos ejes giratorios movidos mediante motores eléctricos que le permiten girar en dos ejes, azimut y elevación, para seguir al sol. Su función es concentrar la radiación solar que incide sobre él y reflejarla hacia el receptor.

Receptor

El receptor está constituido por dos elementos, la cavidad y el generador Stirling.

La cavidad contiene un absorbedor de cobre y una placa de acero inoxidable enarenada y ennegrecida con barniz selectivo. Este elemento va montado sobre el generador Stirling (fig. 2). Su función es absorber la radiación reflejada por el disco concentrador y transformarla en energía térmica.

El generador está compuesto por un motor Stirling de pistón libre de 1 kWe (a 3000 r.p.m) diseñado por Sunpower para misiones espaciales para la NASA y producido por Microgen Engine Corporation (Microgen Engine Corporation, 2018) que tiene acoplado un generador lineal eléctrico, de forma que este generador transforma directamente la energía térmica en energía eléctrica.



Fig. 2. Motor Stirling, absorbedor y cavidad.

Sistema eléctrico

El sistema eléctrico (fig. 3) está compuesto básicamente por tres elementos: la centralita de control, la placa de control del generador Stirling y la unidad auxiliar de potencia.



Fig. 3. Sistema eléctrico e hidráulico del disco.

Sistema hidráulico

El sistema hidráulico (fig. 3) está compuesto por un sistema de disipación (aerotermino), una válvula de tres vías y un vaso de expansión. La función del sistema hidráulico es evacuar el calor del generador Stirling cuando sea necesario.

MONITORIZACIÓN DEL DISCO STIRLING

El sistema se ha estado registrando valores experimentales durante tres campañas (2015, 2016 y 2017), lo que ha permitido caracterizar completamente el comportamiento del disco Stirling.

El disco está programado para orientarse hacia el Sol cuando este alcanza una altura mínima de 35°. Al incidir la radiación sobre el absorbedor, éste se calienta. Cuando alcanza una temperatura de 180°C el generador Stirling arranca y comienza a producir energía

eléctrica. Durante el periodo de arranque el generador consume una potencia eléctrica no superior a los 150W. Conforme el absorbedor se va calentando se aumenta la generación eléctrica de la instalación. La temperatura del absorbedor en el punto de trabajo (430°C) se regula con la refrigeración del generador Stirling.

En la fig. 4 se muestra el funcionamiento del sistema durante un día claro. Los parámetros que aparecen en ella son la radiación directa normal (DNI) sobre la apertura del disco [W/m^2], la potencia eléctrica y térmica generada por el motor Stirling [W] y la temperatura del absorbedor [°C].

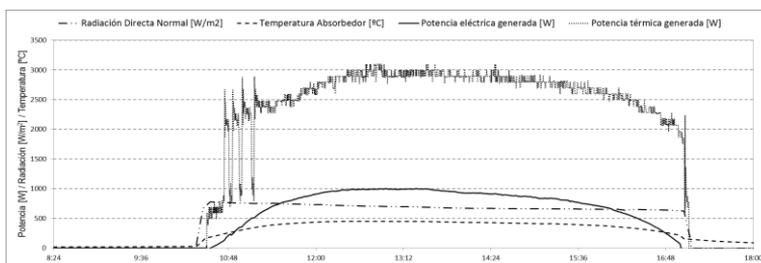


Fig. 4. Comportamiento del disco Stirling en un día claro (6/08/2015).

La instalación alcanza la generación de 1,002 kW eléctricos y 2,992 kW térmicos, para una DNI de $700 \text{ W}/\text{m}^2$ y una temperatura del absorbedor de $449,5^\circ\text{C}$. El disco Stirling mantiene la generación cercana al valor nominal durante gran parte de las horas de funcionamiento de la instalación. Un comportamiento ligeramente inferior se ha obtenido en el proyecto europeo DIDSOLIT liderado por la Universidad Autónoma de Barcelona (UAB) (Sabé, 2016).

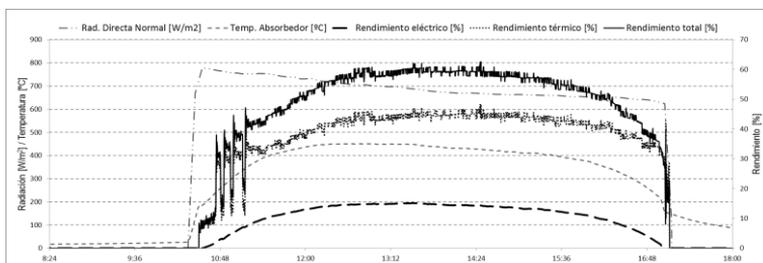


Fig. 5. Comportamiento del disco Stirling en un día claro (6/08/2015).

El rendimiento global máximo alcanzado por el disco Stirling en un día claro es del 62,53% (fig. 5) Se alcanza con una producción conjunta de calor (agua de refrigeración) y de electricidad (alternador) con unos rendimientos máximos en el día del 48,25%, para la producción térmica, y el 15,14% para la eléctrica. Los valores alcanzados son ligeramente superiores a los obtenidos por la Universidad de Calabria (DeltaE, 2014), por la UAB (Sabé, 2016) y el Politécnico de Milano (Langone, 2015).

PROBLEMAS DETECTADOS EN EL FUNCIONAMIENTO DEL DISCO STIRLING

Durante el proceso de monitorización del Disco Stirling se han detectado varias situaciones que afectan de forma importante al rendimiento de la instalación. Los más significativos son: la imprecisión del sistema de seguimiento solar, que provoca desenfoques parciales de la mancha solar, y el ensuciamiento de la parábola debido a las condiciones ambientales.

Efecto del desenfoque en el funcionamiento de la instalación

En la fig. 6 se observa claramente el efecto que tiene sobre la generación eléctrica la imprecisión del sistema de seguimiento que posee el Trinum, provocando una sensible disminución en la potencia generada en la instalación durante las horas centrales del día. El desenfoque parcial induce que la mancha solar no incida plenamente sobre la apertura de la cavidad, provocando su deterioro (fig. 7).

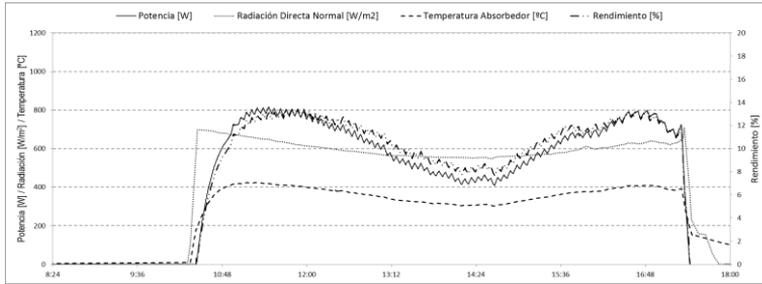


Fig. 6. Efecto del desenfoque en el funcionamiento del disco Stirling (02/05/2016).

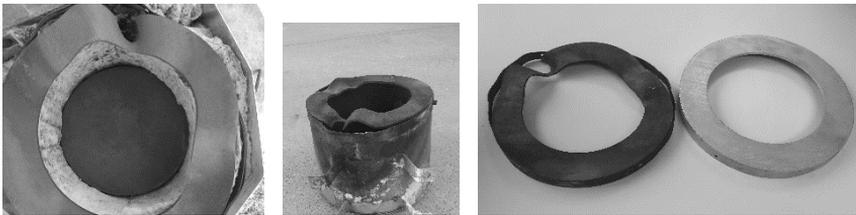


Fig. 7. Efectos del desenfoque en la apertura de la cavidad.

Efecto del ensuciamiento de la parábola.

El rendimiento en la generación eléctrica del disco Stirling se ve afectado por el ensuciamiento de su parábola de reflexión. Esto produce que para día despejados (con niveles de radiación como los mostrados en la fig. 8), el rendimiento eléctrico máximo alcanzado sea de 12,31%, 2,83 puntos menos que el señalado en la fig. 5.

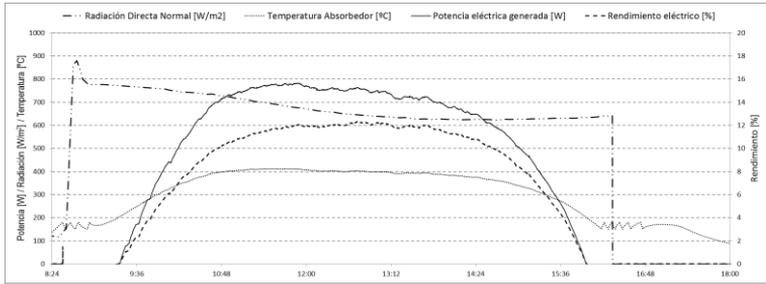


Fig. 8. Efecto de la suciedad en el funcionamiento del disco Stirling (22/06/2016).

Porcentualmente supone una disminución del 18,69% en la producción eléctrica.

POTENCIA GENERADA POR EL DISCO STIRLING

En el análisis de la producción de energía del sistema de cogeneración Trinum ha quedado de manifiesto que la potencia eléctrica generada por el disco Stirling es proporcional a la temperatura del absorbedor (fig. 9) y a la radiación directa. El mismo comportamiento tiene la generación de energía térmica, como puede observarse en la fig. 10, donde se han incluido ambas variables de generación para su comparación.

Es de remarcar que la instalación no se comporta igual por la mañana que por la tarde. Genera más potencia por la tarde que por la mañana. Este hecho, consideramos que es debido a que por la mañana parte de la energía de la radiación incidente se invierte en calentar el sistema, y por la tarde simplemente se invierte en que el absorbedor mantenga la temperatura. Además cabe destacar que esta diferencia de generación entre la mañana y la tarde es más grande que la observada en el funcionamiento de otras instalaciones (Heller, 2012) (Sabé, 2016), esto se atribuye a que la instalación del presente artículo no comienza a generar cuando amanece si no que comienza cuando el Sol tienen una elevación de 35° y para ese momento la radiación ya es bastante alta, como se puede observar en la figura 4.

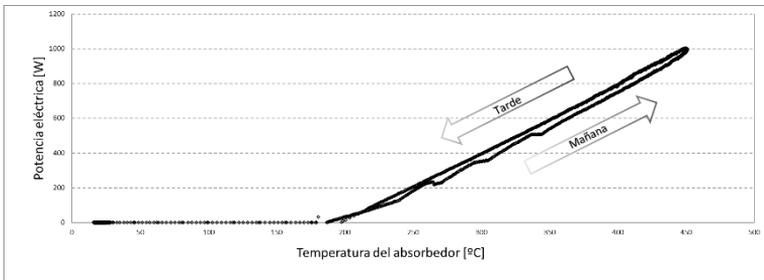


Fig. 9. Potencia eléctrica frente a temperatura del absorbedor

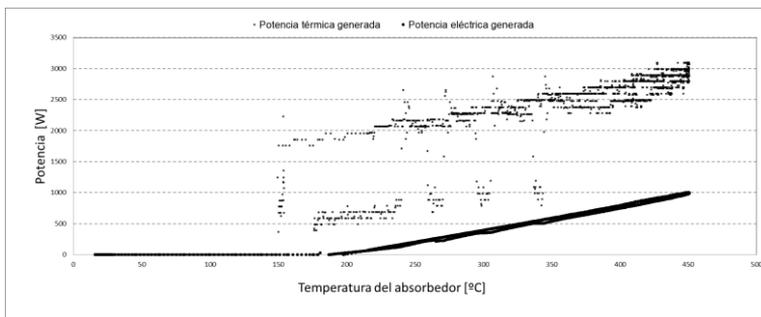


Fig. 10. Potencia eléctrica y térmica frente a temperatura del absorbedor

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Los rendimientos alcanzados por el sistema de cogeneración basado en disco Stirling son elevados, consiguiendo la instalación experimental valores del 62,53%.

Para la parte de generación eléctrica se han alcanzado valores máximos de rendimiento del 15,14% y para la térmica del 48,25%.

La producción eléctrica y térmica del sistema ha tenido un comportamiento lineal con la temperatura del absorbedor y con la radiación incidente, mostrando pequeñas diferencias entre los periodos matinales y de tarde, como puede verse en la fig. 9.

Aunque el sistema de disco Stirling Trinum funciona de manera satisfactoria durante la mayoría de las horas de operación se han detectado algunos puntos de mejora. El sistema tiene un fallo en el seguimiento solar durante las primeras y las últimas horas del día provocando que cada día se pierdan horas de operación y causando daños en la carcasa del absorbedor del sistema. Además se ha visto que mantener limpios los reflectores es crucial para el funcionamiento a pleno rendimiento de la instalación.

Pese a estos inconvenientes se considera que el sistema funciona de manera eficiente.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- ANEST. (08 de mayo de 2018). *Innova Company Profile*. Obtenido de http://anest-italia.it/wp-content/uploads/2011/11/Profilo_Aziendale_INNOVA_V10.pdf
- DeltaE. (2014). *Solar Cogenerator System Production*. Rende (italia): Università della Calabria.
- Heller, P. (25 de Octubre de 2012). *Parabolic Dishes*. Madrid, Madrid, España.
- Innova Energy Solutions S.p.A. (10 de mayo de 2015). *Innova Energy Solutions*. Obtenido de <http://www.innova.co.it/>
- Langone, N. (2015). *Analisi sperimentale di un sistema microgenerativo Dish Stirling*. Milán (Italia): Politecnico di Milano.
- Microgen Engine Corporation. (08 de mayo de 2018). *Microgen's Free Piston Stirling Engine*. Obtenido de <http://www.microgen-engine.com/>
- Sabé, E. (2016). *TFG. Anàlisis d'un sistema d'energia renovable basat en un dish Stirling*. Barcelona: UPC.

ESTUDIO DE DIFERENTES ÓXIDOS NO ESTEQUIOMÉTRICOS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE CICLOS TERMOQUÍMICOS

Orfila M.*, Linares M.**, Molina R.*, Botas J.A.**, Marugán J.*, Sanz R.*

* Departamento de Tecnología Química y Ambiental, Universidad Rey Juan Carlos,
C/ Tulipán s/n, 28933, Móstoles, España, maria.orfila@urjc.es

**Departamento de Tecnología Química, Energética y Mecánica,
Universidad Rey Juan Carlos, C/Tulipán s/n, 28933, Móstoles, España

RESUMEN

En este trabajo se han evaluado diferentes óxidos de cerio ($Ce_{0,9}Me_{0,1}O_{2\pm\delta}$, Me = Fe, Co, Mn) y perovskitas tipo $La_{1-x}Sr_xMeO_{3-\delta}$ (Me = Fe, Co, Mn; $0,2 < x < 0,4$) para la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos. Los resultados obtenidos mostraron que las perovskitas necesitan menores temperaturas de reducción que los materiales basados en óxido de cerio, pero producen una menor cantidad de H_2 por unidad de masa. Los materiales más prometedores de todos los estudiados fueron la perovskita de cobalto y el óxido de cerio modificado con hierro, con producciones de hidrógeno de 6 y 9 $Ncm^3/g_{material}$ respectivamente, a temperaturas de operación de 1000 y 1300 °C. Finalmente, se calculó el rendimiento de conversión de energía solar a H_2 y la eficiencia exérgica del proceso, obteniéndose valores superiores a otros encontrados en bibliografía.

PALABRAS CLAVE hidrógeno, ciclos termoquímicos, energía solar.

ABSTRACT

Different oxides based on ceria ($Ce_{0,9}Me_{0,1}O_{2\pm\delta}$, Me = Fe, Co, Mn) and perovskites ($La_{1-x}Sr_xMeO_{3-\delta}$, Me = Fe, Co, Mn; $0,2 < x < 0,4$) have been evaluated for hydrogen production by thermochemical cycles. The results showed that perovskites could be reduced at lower temperatures as compared to the ceria-based materials although their hydrogen production was lower. Among all the studied materials, the most promising ones were the cobalt-perovskite and ceria modified with iron, with hydrogen productions of 6 and 9 $cm^3STP/g_{material}$ respectively at a reoperational temperature of 1000 and 1300 °C. Finally, the solar to fuel and exergy efficiencies were calculated showing that thermochemical cycles based on these materials showed higher efficiencies than other materials commonly reported in literature.

KEYWORDS: hydrogen, thermochemical cycles, solar energy

INTRODUCCIÓN

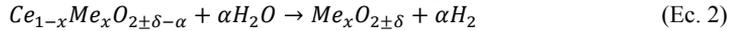
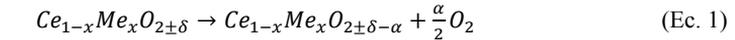
La demanda energética mundial crece año tras año, pero más de un 80 % de la demanda total se cubre con combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural. Esta dependencia de los combustibles fósiles tiene importantes implicaciones económicas y ambientales. Desde el punto de vista económico, su producción está centralizada en algunos países con inestabilidad política, lo que provoca una gran volatilidad en los precios que además se ve influenciada por el agotamiento de estos recursos. Desde el punto de vista ambiental, la quema de combustibles fósiles constituye el principal causante de la emisión de gases de efecto invernadero, principalmente CO_2 responsable del calentamiento global del planeta (BP, 2017).

Estos problemas hacen que la situación no resulte sostenible a medio plazo y que sea necesario buscar otras alternativas energéticas. Entre las diferentes posibilidades, el hidrógeno se ha presentado tradicionalmente como un vector energético alternativo muy prometedor (Roeb et al., 2013). Sin embargo, el 96 % de su producción actual proviene de los combustibles fósiles, siendo necesario un cambio hacia fuentes renovables con vistas a una producción a gran escala que suponga una alternativa real a los combustibles actuales (Nikolaidis y Poullikas, 2017).

De todos los procesos renovables de producción de hidrógeno, uno de los que resulta más limpio y conceptualmente más sencillo es la termólisis directa del agua para producir hidrógeno y oxígeno. Desafortunadamente, la temperatura necesaria es tan elevada ($> 4000 \text{ C}$) que es imposible alcanzarla con la tecnología solar actual (Perkins and Weimer, 2004; Xiao et al., 2012). Como alternativa, los ciclos termoquímicos para la producción de hidrógeno consisten en el empleo de energía solar concentrada para disociar la molécula de agua gracias a diferentes reacciones de reducción y oxidación, que son sucesivas y complementarias, y permiten obtener hidrógeno y oxígeno de forma separada (Agrafiotis et al., 2015).

En los últimos años, las investigaciones se han centrado en los ciclos termoquímicos de alta temperatura ($1500\text{-}2000 \text{ C}$) basados en el uso de óxidos metálicos (ZnO , SnO_2 , Fe_3O_4), con elevadas eficiencias y procesos de separación relativamente sencillos (Yadav and Banerjee, 2016). Con el objetivo de reducir la temperatura de operación se ha propuesto el uso de óxidos no estequiométricos, cuyas propiedades, altos grados de reducción a moderadas temperaturas, rápidas cinéticas de reducción y oxidación y estabilidad a altas temperaturas, los hacen muy atractivos para esta aplicación (Scheffe et al., 2013).

Uno de los materiales más estudiados es el óxido de cerio (CeO_2) ya que además de poseer buenas propiedades redox, gracias a la elevada movilidad del oxígeno en su estructura cristalina, es un material muy estable a elevadas temperaturas de operación. El problema es, precisamente, que necesita temperaturas muy altas, superiores a 2000 C , para reducirse completamente a Ce_2O_3 (Bulfin et al., 2013). Sin embargo, se ha demostrado que parte de los átomos de Ce en el óxido pueden ser sustituidos por otros metales formando óxidos no estequiométricos ($\text{Ce}_{1-x}\text{Me}_x\text{O}_{2\pm\delta}$) que son capaces de reducirse a menor temperatura sin alterar la estructura de tipo fluorita del CeO_2 (Gokon et al., 2015), siguiendo el ciclo descrito en las Ec. (1) y (2):



En este ámbito, un tipo de óxidos no estequiométricos que están cobrando importancia en el campo de los ciclos termoquímicos son las perovskitas. Estos materiales tienen una estructura tipo ABO_3 o A_2BO_4 en la cual el catión situado en la posición A o B puede ser reemplazado por otros sin alterar la estructura de la perovskita, permitiendo la creación de vacantes de oxígeno (δ) para mantener la electroneutralidad del material. En la Fig. 1 se muestra un esquema de una perovskita sustituida y en las Ec. (3) y (4) se resumen las ecuaciones del ciclo termoquímico de producción de hidrógeno.

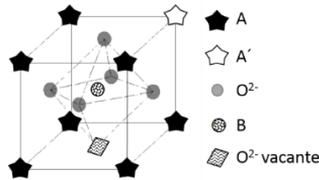
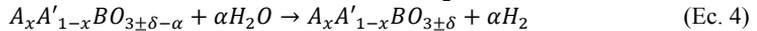
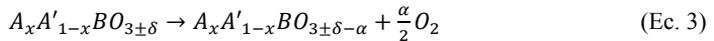


Fig. 1. Esquema de la estructura ortorrómbica de un óxido metálico de tipo perovskita con estructura $A_{1-x}A'_xBO_{3\pm\delta}$.



Así, la necesidad de desarrollar ciclos termoquímicos compatibles con la tecnología solar térmica de concentración actualmente disponible, y que permitan una producción de hidrógeno estable con el tiempo motiva el desarrollo y estudio de materiales que posibiliten esta aplicación de forma óptima. Para ello se han estudiado dos tipos de materiales diferentes debido a sus características redox: i) materiales de tipo perovskita con la fórmula $La_{1-x}Sr_xMeO_{3\pm\delta}$ (siendo $Me = Mn, Fe, Co$, y $0,2 \leq x \leq 0,4$) y ii) materiales basados en óxido de cerio con la fórmula $Ce_{1-x}Me_xO_{2\pm\delta}$ (siendo $Me = Fe, Co, Mn$ y $x = 0,1$).

METODOLOGÍA

Materiales

Perovskitas. Las perovskitas seleccionadas para este estudio son las denominadas LSM-20 ($La_{0,8}Sr_{0,2}MnO_{3-\delta}$), LSM-35 ($La_{0,65}Sr_{0,35}MnO_{3-\delta}$), LSF ($La_{0,6}Sr_{0,4}FeO_{3-\delta}$) y LSC ($La_{0,8}Sr_{0,2}CoO_{3-\delta}$), todas ellas disponibles comercialmente y adquiridas a *Sigma Aldrich*.

Óxidos de cerio modificado. Los materiales basados en óxido de cerio ($Ce_{1-x}Me_xO_{2\pm\delta}$, siendo $Me = Fe, Co, Mn$ y $x = 0,1$) fueron sintetizados mediante co-precipitación de los respectivos precursores metálicos siguiendo el procedimiento descrito en bibliografía (Gokon et al., 2015).

Caracterización

Los materiales se han caracterizado mediante las siguientes técnicas. La composición elemental de los óxidos se determinó mediante espectroscopia de emisión atómica en plasma de acoplamiento inductivo (ICP-AES) utilizando un equipo *Varian Vista AX*, y la estructura cristalina se determinó mediante difracción de rayos X (XRD) empleando un equipo *PW3040/00 X'Pert MPD/MRD (PHILIPS)*. La morfología de los materiales se observó mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) empleando un microscopio *XL30 ESEM FEG (PHILIPS)*.

Ensayos termogravimétricos

Los ensayos termogravimétricos (TGA) se llevaron a cabo para evaluar la capacidad redox y la ciclabilidad de los materiales. Para ello se realizaron ensayos en flujo de aire empleando una termobalanza *TGA/ DSCI STARe System (Mettler, Toledo)* con una temperatura máxima de operación de 1600 °C.

Ensayos de producción de hidrógeno en horno tubular

La evaluación de la producción de hidrógeno se realizó en un horno tubular capaz de alcanzar temperaturas de operación de 1500 °C, acoplado a un analizador de gases para medir las cantidades reales de oxígeno e hidrógeno producidos durante los procesos de reducción y oxidación, respectivamente. Para estos ensayos se usó un caudal de N₂ (gas portador) de 50 L/h y una masa de óxido metálico de 1,15 g. En la etapa de oxidación, el gas portador se saturó en agua a 80 °C antes de su entrada al sistema de reacción.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caracterización de los materiales

La caracterización de los materiales de tipo perovskita mediante ICP-AES permitió calcular las vacantes de oxígeno presentes, demostrando que todos ellos poseían un defecto de oxígeno debido a la sustitución parcial de La³⁺ por Sr²⁺. Por su parte, la caracterización mediante XRD permitió confirmar que todas las muestras presentan una fase cristalina de tipo perovskita con estructura ortorrómbica aunque con ligeras diferencias en los picos de difracción característicos. Este hecho se debe al distinto tamaño de los elementos situados en la posición B (Figura 1), que provoca pequeñas distorsiones de la estructura cristalina.

Por otra parte, en el caso de los materiales de cerio modificado con un 10 % de Fe, Co, Mn y Zr, su análisis mediante ICP-AES permitió determinar el contenido metálico exacto, confirmando la correcta síntesis de los mismos. Además, la caracterización mediante XRD confirmó que los átomos de Fe, Co, Mn o Zr se habían introducido en la estructura cristalina de tipo fluorita del CeO₂ sustituyendo parcialmente a los átomos de Ce.

Evaluación de la reducibilidad mediante ensayos termogravimétricos

Las muestras de óxidos metálicos han sido sometidas a una rampa de calentamiento de 10 °C/min hasta una temperatura máxima de 1400 °C en atmósfera de aire. Durante este proceso los materiales se reducen, liberando oxígeno al medio y como consecuencia de ello

se detecta una pérdida de peso. Posteriormente, los materiales son enfriados hasta temperatura ambiente en el mismo caudal de aire. En este caso, las muestras se reoxidan con el oxígeno presente en la corriente de aire, detectándose un aumento de peso.

Los resultados de los ensayos termogravimétricos obtenidos con los materiales de tipo perovskita indicaron que los materiales que presentan mayores variaciones de masa y por tanto el mayor potencial para la producción de hidrógeno son la perovskita de hierro (LSF) y la de cobalto (LSC), con una variación del 1 y 1,5 %, respectivamente.

Por su parte, los óxidos de cerio modificados presentaron comportamientos muy diferentes según el metal incorporado. Los óxidos con Fe y Co mostraron variaciones de masa del 0,5 y 0,75 %, respectivamente, mientras que los materiales con Mn y Zr no mostraron actividad. Esto indica que las perovskitas son capaces de alcanzar mayores grados de reducción gracias a la mayor presencia de vacantes de oxígeno en su estructura, lo que facilita la movilidad del oxígeno favoreciendo, por tanto, los fenómenos redox.

Evaluación de la producción de H₂ en horno tubular

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los ensayos termogravimétricos sólo las perovskitas de Fe y Co, y los óxidos de cerio modificados con Fe y Co fueron analizados en el horno tubular para evaluar su viabilidad en la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos de 2 etapas. Los resultados se muestran en la Tabla 1. Como se puede observar, los materiales de cerio producen mayores cantidades de hidrógeno que los materiales de tipo perovskita, en contraposición con los resultados de los ensayos termogravimétricos. Esta diferencia puede ser debida al distinto tipo de agente oxidante empleado en cada caso, agua o aire.

Tabla 1. Producción de oxígeno e hidrógeno.

Material	O ₂ (cm ³ /g _{material} ·ciclo)	H ₂ (cm ³ /g _{material} ·ciclo)
Ce _{0,9} Fe _{0,1} O _{2,8}	9,8	36,7
Ce _{0,9} Co _{0,1} O _{2,8}	5,1	8,6
LSF	8,0	3,0
LSC	20,5	6,9

Teniendo en cuenta la baja producción de H₂ por parte de la perovskita LSF ésta fue descartada para los tests de ciclabilidad. Con el resto de muestras se realizaron tres ciclos consecutivos. Los resultados se muestran en la Fig. 2. Como se puede observar, todos los materiales presentan una elevada producción de O₂ e H₂ en el primer ciclo aunque posteriormente dicha producción se reduce de forma apreciable. Este comportamiento diferente entre el primer ciclo y el resto se debe a que el primer ciclo se puede considerar como una etapa de activación del material. En lo que respecta a la etapa de reducción (producción de oxígeno), la perovskita de cobalto (LSC) muestra mayores producciones de oxígeno debido al mayor número de vacantes de oxígeno en su estructura, lo que facilita la movilidad del mismo mejorando el proceso de reducción. Sin embargo, este material no muestra un comportamiento estable a lo largo de los sucesivos ciclos, en contraposición con los materiales de cerio. Por otra parte, al observar los resultados de producción de hidrógeno, Figura 2 b, se puede comprobar que el material que presenta mayores

producciones de hidrógeno es el $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$, mostrando además un comportamiento estable, mientras que la LSC no sólo produce menos hidrógeno del esperado teniendo en cuenta la estequiometría de la reacción de oxidación, sino que además dicha producción no es estable. La caracterización de estos materiales mediante SEM (Fig. 3) mostró que el material $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ sufre un cambio morfológico debido a procesos de sinterización, aunque no se observa la aparición de nuevas fases. Sin embargo, en las muestras con cobalto ($\text{Ce}_{0,9}\text{Co}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ y LSC) se observa la aparición de nuevas fases, asignadas a la formación de Co_3O_4 segregado. Estos resultados fueron confirmados mediante difracción de rayos X de estas muestras.

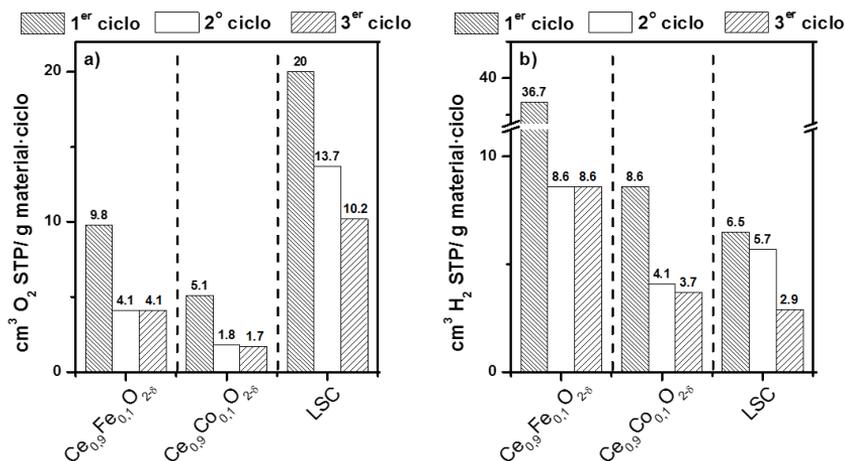


Fig. 2. Producción de a) oxígeno y b) hidrógeno durante tres ciclos consecutivos en un horno tubular de alta temperatura.

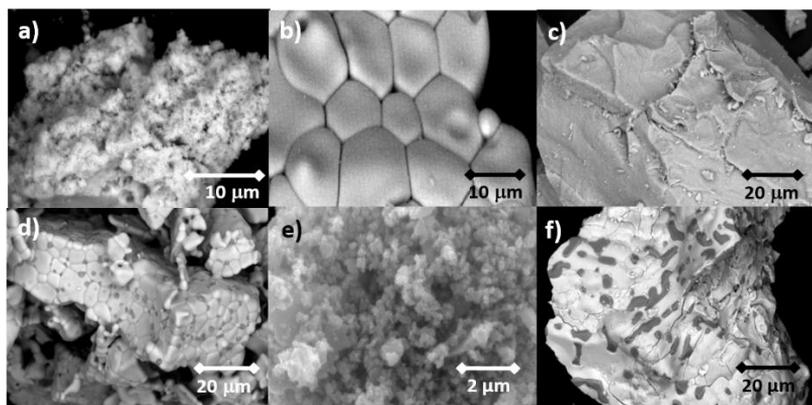


Fig. 3. Micrografías SEM de los materiales: a) $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ fresco, b) $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ usado, c) $\text{Ce}_{0,9}\text{Co}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ fresco, d) $\text{Ce}_{0,9}\text{Co}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$ usado, e) LSC fresco y f) LSC usado.

Por último, se realizó un estudio teórico evaluando la eficiencia en la conversión de energía solar a combustible ($\eta_{\text{sol a combustible}}$) y exergética (ϵ_{exer}) de un ciclo basado en el material $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$. Se siguió un procedimiento descrito en bibliografía (Schieber et al., 2017) y los resultados obtenidos se compararon con otros previamente publicados. Los resultados se muestran en la Fig. 4.

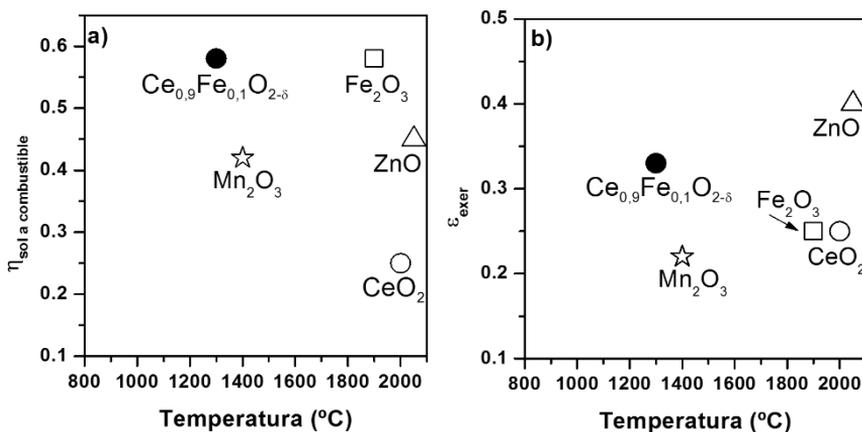


Fig. 4. Eficiencia en la conversión de energía solar a combustible (a), y eficiencia exergética (b) de ciclos termoquímicos basados en diferentes materiales (datos bibliográficos tomados de Yadav et al., 2016)

Como se puede observar, la eficiencia en la conversión de energía solar a combustible tiene un valor del 60 %, y la eficiencia exergética un valor del 35 %, siendo ambas muy superiores a las encontradas en bibliografía para el ciclo basado en el CeO_2 (30 % y 15 % superior para la eficiencia en la conversión de energía solar a combustible y eficiencia exergética, respectivamente). Estas eficiencias son similares o incluso superiores a las de otros materiales encontrados en bibliografía, demostrando la viabilidad de este material para la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos a temperaturas compatibles con la tecnología solar actual, abriendo nuevas perspectivas para la aplicación industrial.

CONCLUSIONES

La caracterización de los materiales de tipo perovskita mostró que presentan una estructura cristalina ortorrómbica con vacantes de oxígeno, mientras que la caracterización de los materiales de cerio demostró que poseen la estructura de tipo fluorita del CeO_2 .

Los resultados obtenidos en termobalanza indicaron que los materiales más prometedores para la producción de hidrógeno mediante ciclos termoquímicos eran $\text{Ce}_{0,9}\text{Fe}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$, $\text{Ce}_{0,9}\text{Co}_{0,1}\text{O}_{2-\delta}$, $\text{La}_{0,65}\text{Sr}_{0,35}\text{FeO}_{3\pm\delta}$ y $\text{La}_{0,8}\text{Sr}_{0,2}\text{CoO}_{3\pm\delta}$, con temperaturas de operación máximas de 1300 C, muy inferiores a las necesarias por otros óxidos encontrados en bibliografía ($\text{CeO}_2 = 2000 \text{ C}$). Las perovskitas alcanzaron un mayor grado de reducción

gracias a la mayor presencia de vacantes de oxígeno en su estructura. Sin embargo, los materiales basados en óxido de cerio condujeron a una mayor producción de hidrógeno en los ensayos en el horno tubular.

Los resultados de eficiencia de conversión de energía solar a combustible y de eficiencia exergética indicaron que el material en el que un 10 % de los átomos de cerio se habían sustituido por átomos de hierro proporciona mejores resultados que los encontrados en la bibliografía disponible hasta la fecha. Esto es debido a las menores temperaturas de operación requeridas, lo que disminuye las pérdidas energéticas del sistema mejorando la eficiencia global del ciclo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta publicación agradecen a los Fondos Estructurales Europeos y a la Comunidad de Madrid por la financiación al proyecto ALCCONES (S2013/MAE-2985).

REFERENCIAS

- Agrafiotis, C., Roeb, M., Sattler, C., (2015). A review on solar thermal syngas production via redox pair-based water/carbon dioxide splitting thermochemical cycles. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 254–285.
- BP, (2017). BP Statistical Review of World Energy, BP Statistical Review of World Energy.
- Bulfin, B., Lowe, A.J., Keogh, K.A., Murphy, B.E., Lübben, O., Krasnikov, S.A., Shvets, I. V., 2013. Analytical model of CeO₂ oxidation and reduction. *J. Phys. Chem. C* 117, 24129–24137.
- Gokon, N., Suda, T., Kodama, T., (2015). Thermochemical reactivity of 5-15 mol% Fe, Co, Ni, Mn-doped cerium oxides in two-step water-splitting cycle for solar hydrogen production. *Thermochim. Acta* 617, 179–190.
- Nikolaidis, P., Poullikkas, A., (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67, 597–611.
- Perkins, C., Weimer, A.W., (2004). Likely near-term solar-thermal water splitting technologies. *Int. J. Hydrogen Energy* 29, 1587–1599.
- Roeb, M., Monnerie, N., Houaijia, A., Thomey, D., Sattler, C., (2013). Chapter 4 - Solar Thermal Water Splitting, *Renewable Hydrogen Technologies*. Elsevier.
- Scheffe, J.R., Weibel, D., Steinfeld, A., (2013). Lanthanum–Strontium–Manganese Perovskites as Redox Materials for Solar Thermochemical Splitting of H₂ and CO₂. *Energy & Fuels* 27, 4250–4257.
- Schieber, G.L., Stechel, E.B., Ambrosini, A., Miller, J.E., Peter, G., (2016). H₂O splitting via a two-step solar thermoelectrolytic cycle based on non-stoichiometric ceria redox reactions: Thermodynamic analysis, *Int. J. Hydrogen Energy* 42, 18785–18793.
- Xiao, L., Wu, S.Y., Li, Y.R., (2012). Advances in solar hydrogen production via two-step water-splitting thermochemical cycles based on metal redox reactions. *Renew. Energy* 41, 1–12.
- Yadav, D., Banerjee, R., (2016). A review of solar thermochemical processes. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 54, 497–532.

ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE ABSORBEDORES VOLUMÉTRICOS CON MALLA METÁLICA

Avila-Marin, A.L.*, FernandezReche, J.**

* CIEMAT-Plataforma Solar de Almeria (PSA), Avda. Complutense 40, Madrid, E-28040, Spain, antonio.avila@ciemat.es

** CIEMAT-Plataforma Solar de Almeria (PSA), P.O. Box 22, Tabernas-Almeria, E-04200, Spain, jesus.fernandez@psa.es

RESUMEN

En contraste con la primera generación de sistemas termosolares de receptor central, basados en diseños tecnológicos que usan receptores tipo cavidad o externos con agua o sales fundidas como fluido de trabajo, aparece la tecnología de receptores volumétricos. Esta tecnología que en principio presenta algunos inconvenientes, tiene un gran potencial técnico por el que se pueden conseguir mayores eficiencias de planta ya que por un lado, el efecto volumétrico reduce las pérdidas térmicas y, por otro lado, la eficiencia global de la planta se incrementa al aumentar la temperatura de trabajo del fluido caloportador. Estas características junto a las propiedades de los materiales porosos usados en los absorbedores: alta porosidad, alta superficie específica y características cambiantes en la circulación del fluido, ha hecho resucitar un interés por la tecnología. Este trabajo presenta un modelo homogéneo equivalente para el estudio de absorbedores volumétricos con malla metálica, analizando los principales intercambios térmicos dentro del absorbedor así como su validación con datos experimentales.

PALABRAS CLAVE: receptor central, volumétrico, simulación CFD, aire

ABSTRACT

In contrast to first generation of central receiver systems technology based on technological developments using cavity or external tube receivers with saturated or superheated steam and molten salts schemes, the open volumetric air receiver (OVR) technology appears to be a more complex technology but with the potential to achieve higher plant efficiencies; because on the one hand, the volumetric effect that is characteristic of OVR reduces the frontal heat losses and, on the other hand, the overall plant efficiency is enhanced because the steam turbine can be operated with higher temperatures. Moreover, due to the unique properties of volumetric absorbers: highly porous, large specific surface area and with a highly tortuous and winding flow path, they are receiving a renovated research interest with lot of contributions. This study simulates the performance of OVR made with dense metallic wire mesh screens, it studies the thermal exchange inside the volumetric absorber and compares to experimental literature data.

KEYWORDS: Central receiver systems, volumetric, CFD simulation, air

INTRODUCCIÓN

La primera generación de Sistemas de Receptor Central (SRC) utilizados comercialmente emplean receptores tipo cavidad o externos con vapor saturado o sobre-calentado y sales fundidas de nitrato (Avila-Marin et al. 2013). En contraste, los receptores volumétricos abiertos aparecen como una opción tecnológica más compleja pero con mayor potencial para aumentar la eficiencia global de la planta y de reducir costes. El efecto volumétrico, que implica que la temperatura del absorbedor en la entrada es menor que la temperatura del aire a la salida, reduce las pérdidas térmicas. Además, la configuración morfológica de los receptores volumétricos con una alta porosidad y superficie específica permite un flujo turbulento para una alta tasa de transferencia de calor. Por todo ello, los receptores volumétricos están recibiendo un renovado interés con muchas contribuciones novedosas (Avila-Marin 2011; Cagnoli et al. 2017; Du et al. 2017; Pabst et al. 2017).

Entre los dos tipos de materiales posibles para el desarrollo del absorbedor, los materiales cerámicos (Capuano et al. 2017; Mey-Cloutier et al. 2016; Wang et al. 2017) son la opción más investigada, ya que soportan mayores temperaturas, que a su vez permiten obtener un fluido con mayor temperatura. Por otro lado, los materiales metálicos no han recibido tanto interés a pesar de sus ventajas: oportunidad de construir diferentes configuraciones y geometrías con materiales asequibles, estructuras ligeras y sus menores pérdidas térmicas por las menores temperaturas de operación. Recientemente, Livshits et al. (Livshits et al. 2017) presento que los volumétricos fabricados con mallas metálicas son una opción para alcanzar eficiencias superiores al 90%. Se ha detectado un gran potencial para la tecnología con el uso de absorbedores volumétricos metálicos y una falta de trabajos en este campo.

Este trabajo presenta las simulaciones numéricas en CFD de un absorbedor volumétrico abierto fabricado con mallas metálicas apiladas y lo compara con los datos experimentales presentes en la literatura (Avila-Marin et al. 2014; Avila-Marin et al. 2018). El objetivo es analizar numéricamente el flujo de fluidos, la transferencia de calor y los perfiles de temperatura de la matriz sólida y del fluido resolviendo las ecuaciones acopladas volumétricas usando un modelo de no-equilibrio térmico local. La ecuación de transferencia radiativa es resuelta usando la aproximación P1.

El trabajo sigue la estructura presentada continuación: 1) Se presentará el modelo y los parámetros necesarios para el mismo; 2) El modelo se usará para analizar los principales mecanismos de transferencia de calor en; 3) El modelo es validado con datos experimentales; 4) Finalmente se presentarán las conclusiones.

DESCRIPCIÓN DEL ABSORBEDOR SOLAR

El absorbedor solar estudiado en este trabajo consiste en una tubería cilíndrica con una profundidad variable según el absorbedor estudiado. Para el trabajo se van a estudiar 6 mallas metálicas de aleación 310 disponibles comercialmente con un diámetro de 50 mm. La Tabla 1 presenta las propiedades geométricas de las 6 mallas usadas para la simulación numérica así como el número de mallas necesarias para la construcción del absorbedor. El tipo de malla se seleccionó con la premisa de tener parejas con porosidad similar pero distintas características geométricas. El espesor de los absorbedores utilizados en las simulaciones numéricas se determinó experimentalmente, de manera que se asegurara la extinción total de la radiación solar incidente a través del absorbedor. Referente a la disposición de las mallas metálicas en el absorbedor, la literatura muestra dos disposiciones: mallas en línea, donde las mallas se sitúan una sobre la otra alineadas y

disposición escalonada, donde las mallas pares se desplazan $0.5 \cdot M^{-1}$ en dos direcciones respecto a las mallas impares, donde M es el tamaño de la malla. En este trabajo se adopta la disposición escalonada.

Tabla 1. Características de las mallas tejidas comerciales de aleación 310

Mesh type		A	B	C	D	E	F
Diámetro del hilo	mm	1.00	0.70	0.50	0.16	0.63	0.13
Tamaño de malla	mm ⁻¹	0.20	0.31	0.53	1.79	0.61	3.03
Porosidad	%	70	68	62	62	48	47
Superficie específica	m ⁻¹	1194	1849	3044	9552	3322	16330
Mallas	nº	10	9	8	8	5	6

MODELO MATEMÁTICO

Para la simulación de un medio poroso, existen en la literatura dos métodos principales: (i) la simulación detallada de la geometría, que es la opción más precisa, pero con unos tiempos y recursos computacionales prohibitivos y, (ii) la aproximación del medio poroso, aquí llamado, modelo homogéneo equivalente (MHE), que toma propiedades homogeneizadas del medio poroso que han sido obtenidas bien experimentalmente bien mediante simulación detallada.

En el trabajo aquí presentado, se utilizara un MHE en condiciones de no-equilibrio térmico local entre el fluido y la matriz sólida y para la resolución de la ecuación de transferencia radiativa se usará el método P1.

El modelo matemático que analiza el flujo de aire a través del absorbedor así como los mecanismos de transferencia de calor incorpora algunas simplificaciones que son aplicadas usualmente: (a) el aire se comporta como un gas ideal, (b) el flujo de fluidos se considera laminar (Reynolds < 200), (c) las simulaciones se efectúan en estado estacionario, (d) las propiedades del fluido y del material sólido se consideran variables con la temperatura, (e) el medio absorbedor se considera gris, y con propiedades radiativas isotrópicas, y (f) los extremos del absorbedor se consideran aislados.

Ecuación de cantidad de movimiento

El flujo en un medio poroso puede describirse por la ley de Darcy con la extensión de Brinkman-Forchheimer:

$$\frac{1}{\phi} \cdot \nabla \cdot (\rho_f \cdot v_D \cdot v_D) = -\phi \cdot \nabla (P_f)^f + \nabla^2 \cdot (\mu_f \cdot v_D) - \frac{\mu_f}{K_1} \cdot \phi \cdot v_D - \frac{\rho_f}{K_2} \cdot \phi \cdot |v_D| \cdot v_D \quad (1)$$

Donde μ_f (Pa · s) es la viscosidad dinámica del fluido, ϕ es la porosidad, P_f (Pa) es la presión del fluido, K_1 (m²) y K_2 (m) son los coeficientes de permeabilidad inercial y viscosas respectivamente y v_D (m/s) es la velocidad de Darcy.

Ecuación de energía de la fase fluida y sólida

Este trabajo adopta el modelo de no-equilibrio térmico local entre la fase sólida y el fluido. Estas dos ecuaciones están acopladas por el coeficiente de transferencia de calor. Las ecuaciones que explican la transferencia de energía en ambas fases son:

$$\nabla(\langle \rho_f \cdot c_f \cdot T_f \rangle^f \cdot v_D) = \nabla(k_{eff,f} \cdot \nabla \langle T_f \rangle^f) + h_v \cdot (\langle T_s \rangle^f - \langle T_f \rangle^f) \quad (2)$$

$$0 = \nabla(k_{eff,s} \cdot \nabla \langle T_s \rangle^s) + h_v \cdot (\langle T_f \rangle^s - \langle T_s \rangle^s) - \nabla q_r \quad (3)$$

Donde $T_f(K)$ y $T_s(K)$ representan la temperatura de la fase fluida y sólida respectivamente, $k_{eff,f}(W/(m \cdot K))$ y $k_{eff,s}(W/(m \cdot K))$ representan la conductividad térmica efectiva de la fase fluida y sólida respectivamente, $h_v(W/(m^3 \cdot K))$ es el coeficiente volumétrico de transferencia de calor, $q_r(W/m^2)$ es la fuente radiativa de transferencia de calor, $\rho_f(kg/m^3)$, $c_f(J/(kg \cdot K))$ representan la densidad y la capacidad calorífica del fluido y los símbolos $\langle \rangle$ representa las ecuaciones volumétricas ponderadas.

Ecuaciones del método P1

Las ecuaciones de transferencia radiativa representadas por el modelo P1 dividiendo la radiación incidente en colimada (G_c) y difusa (G_s) son:

$$-\nabla \left(\frac{1}{(3 \cdot (a + \sigma_s))} \cdot \nabla G_s \right) = a \cdot (4 \cdot \sigma \cdot T_s^4 - G_s) + \sigma_s \cdot I_0 \cdot e^{-\beta \cdot z} \quad (4)$$

$$\nabla q_r = a \cdot (4 \cdot \pi \cdot i_b - G_c - G_s) \quad (5)$$

Donde $a(1/m)$ es el coeficiente de absorción, $\sigma_s(1/m)$ es el coeficiente de dispersión, $G_c(W/m^2)$ es la radiación colimada, $G_s(W/m^2)$ es la radiación difusa, $I_0(W/m^2)$ es la radiación incidente a la entrada del absorbedor, $\beta(1/m)$ es el coeficiente de extinción, $i_b(W/m^2)$ es la intensidad de la radiación de un cuerpo negro.

Una vez resuelta la Ec. (4) de transporte, obtenemos el divergente de flujo radiativo mediante la Ec. (5) que es incorporado en la ecuación de energía de la fase sólida, Ec. (3).

Propiedades efectivas

El MHE resuelve ecuaciones macroscópicas y evita el uso de una geometría detallada, reduciendo el tiempo de simulación y los recursos necesarios con un nivel aceptable de precisión. Para el correcto funcionamiento del modelo, la Tabla 2 muestra los coeficientes necesarios que han sido obtenidos experimentalmente y mediante simulación detallada.

Tabla 2. Variables necesarias para el MHE

Ecuación	Variable	Descripción
Cantidad de movimiento	K_1	Coefficiente de permeabilidad viscosa
	K_2	Coefficiente de permeabilidad inercial
	\emptyset	Porosidad
Energía	h_{lv}	Coefficiente volumétrico de transferencia de calor
	$k_{eff,f} / k_{eff,s}$	Conductividad efectiva del fluido / sólido
Radiativa	a	Coefficiente de absorción
	σ_s	Coefficiente de dispersión
	β	Coefficiente de dispersión

RESULTADOS

En este trabajo, se adoptan las siguientes condiciones de contorno: velocidad de 1m/s, flujo solar incidente de 600kW/m^2 y, temperatura ambiente de 300K. Con el modelo desarrollado se puede acceder a múltiples variables que permiten una visión detallada de los fenómenos que ocurren en el interior del absorbedor.

La Fig. 1 muestra los perfiles de temperatura de la fase fluida y sólida para 6 absorbedores volumétricos metálicos y apilamiento escalonado. Además, la Tabla 3 presenta un resumen de los datos más representativos de las simulaciones. Según el análisis, se puede decir que:

- (1) Los absorbedores tipo C y B son los que presentan una mayor eficiencia (85.5% y 85.4%) y una mayor temperatura del aire a la salida del absorbedor (716K y 715.5K).
- (2) Los absorbedores tipo F y D presentan una peor eficiencia térmica (69.8% y 77.6%) y una menor temperatura del aire a la salida del absorbedor (640.3K y 678.0K).
- (3) Los absorbedores tipo A y E, se comportan de una manera similar entre ellos y tienen unos valores de eficiencia y temperatura intermedios entre los 6 absorbedores estudiados.

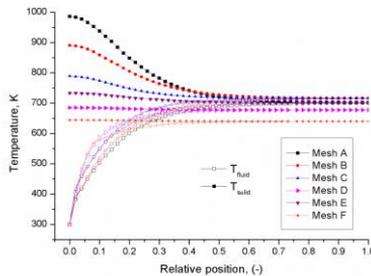


Fig. 1. Perfiles de temperatura de la fase sólida y fluida

La Fig. 2 muestra la divergencia del flujo de calor radiativo en función de la profundidad relativa del absorbedor para los 6 absorbedores estudiados. La divergencia alcanza su valor máximo para el absorbedor con malla F debido a su mayor valor de absorción y extinción (β), mientras que el absorbedor con malla tipo A tiene el menor valor de divergencia. Es destacable que la divergencia de flujo radiativo de cada absorbedor está en línea con el valor del coeficiente de extinción (β) de cada absorbedor como se muestra en la Tabla 3. De manera que cuanto mayor es el coeficiente de extinción, menor es la penetrabilidad solar y mayor es la absorción solar cerca de la superficie, o lo que es lo mismo, se produce una absorción solar en los primeros milímetros del absorbedor. Por lo tanto, el coeficiente de extinción solar (β) y/o el coeficiente de absorción determinan el comportamiento del absorbedor en términos de penetrabilidad solar a través del absorbedor.

La Fig. 3 presenta el coeficiente local volumétrico de transferencia de calor en función de la profundidad relativa. Este coeficiente es el que acopla las ecuaciones de energía de la fase fluida (Ec.(2)) y sólida (Ec.(3)). Según el análisis de los resultados, el coeficiente de transferencia de calor es el parámetro que determina la temperatura frontal de la matriz porosa (ver T_{s-in} en Tabla 3), de manera que a mayor superficie específica (Tabla 1) y mayor transferencia de calor (Fig. 3), menor temperatura frontal de la matriz sólida.

Tabla 3. Resumen de los datos principales

Malla	β m^{-1}	T_{s-in} K	T_{s-out} K	T_{f-out} K	η_{abs} %
A	760	985.0	702.2	701.0	82.4
B	1177	890.5	716.3	715.5	85.4
C	1938	789.3	716.2	716.0	85.5
D	6081	684.8	678.0	678.0	77.6
E	2115	733.4	701.4	701.2	82.4
F	10396	644.3	640.3	640.3	69.8

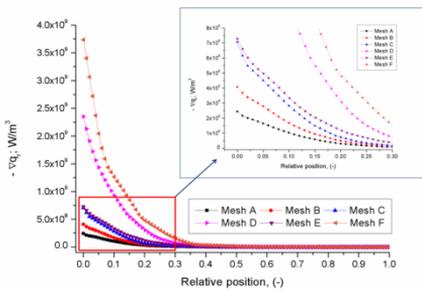


Fig. 2. Divergencia de flujo de calor radiativo

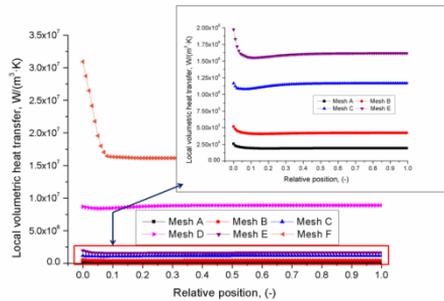


Fig. 3. Coeficiente local volumétrico de transferencia de calor

De manera general, se puede afirmar que la eficiencia de un absorbedor volumétrico está influida, principalmente, por dos parámetros: a) el coeficiente volumétrico de transferencia de calor (h_{iv}) y, b) la penetrabilidad solar ($1/\beta$). En base a estas hipótesis se concluye que:

- (1) Aumentar el coeficiente convectivo (h_{iv}) resulta en una mayor transferencia de calor entre la matriz porosa y la fase fluida, disminuyendo la temperatura frontal de la fase sólida.
- (2) Aumentar la penetrabilidad solar ($1/\beta$) provoca una mayor absorción de la radiación solar concentrada en la profundidad del absorbedor.

Ambos parámetros (h_{iv} y $1/\beta$) están relacionados con la geometría y morfología del absorbedor y muestran tendencias opuestas, de manera que aumentar la transferencia de calor (h_{iv}), disminuye la penetrabilidad solar ($1/\beta$) y viceversa. Por lo tanto, tras el análisis de los resultados y a falta de un proceso de optimización, se puede concluir lo siguiente:

- (1) La temperatura frontal de la matriz sólida está directamente ligada a la superficie específica (a su vez está ligada a la transferencia de calor). De manera que a mayor superficie específica, menor temperatura frontal de la matriz sólida.
- (2) El peor comportamiento termodinámico se produce para aquellas mallas que presentan el mayor coeficiente de extinción, como ocurre con los absorbedores con mallas tipo D y F, a pesar de tener la mayor superficie específica.
- (3) El mejor comportamiento termodinámico ocurre para propiedades geométricas intermedias (tanto para la superficie específica como para el coeficiente de extinción) con una alta porosidad, como ocurre con los absorbedores con malla tipo B y C.

(4) El resto de absorbedores presentan un buen valor de los dos mencionados (valor medio-alto de superficie específica y valor bajo del coeficiente de extinción) que proporcionan eficiencias térmicas intermedias, como ocurre con los absorbedores con malla tipo E y A.

Para la validación experimental se utilizaron 3 absorbedores (malla tipo C, D y E), ya que para el resto de mallas no se pudo medir con precisión la temperatura frontal de la matriz sólida debido a su alto valor de luz de paso (tipo A y B) (Avila-Marin et al. 2017) o por deformaciones geométricas (tipo F). A continuación se presentan los valores principales de la validación:

Tabla 4. Comparativa de los resultados experimentales y numéricos para 7 m³/h

Mesh	Numerical results			Experimental results		
	$T_{s-max-in}$	T_{s-out}	T_{f-out}	$T_{s-max-in}$	T_{s-out}	T_{f-out}
C	1127	595	595	1203	na	595
D	1017	559	559	1004	na	578
E	1027	581	581	1064	na	589

Con estos resultados observamos una desviación máxima para la temperatura del aire de un 3.4% y la desviación máxima para la máxima temperatura de la matriz sólida en la superficie frontal es de un 6.7%. Ambos resultados se consideran aceptables y dentro de los márgenes de precisión de un modelo homogéneo equivalente. Por todo ello, el modelo se considera validado para realizar futuros estudios y optimizaciones.

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un modelo numérico describiendo la metodología y los parámetros necesarios usando un modelo homogéneo equivalente. Además, el trabajo investiga la opción de un absorbedor volumétrico metálico con disposición escalonada.

El estudio térmico de los absorbedores con malla metálica muestran que: (1) el mejor comportamiento aparece cuando las propiedades (coeficiente de extinción y superficie específica) toman valores intermedios, (2) el peor comportamiento aparece para aquellas mallas que tienen un alto coeficiente de extinción, (3) la temperatura frontal de la fase sólida está directamente relacionada con la superficie específica, (4) la temperatura de salida del aire está directamente ligada al coeficiente de extinción.

Además, el tres de los absorbedores (C; D; E) modelados se ha validado con datos de la literatura mostrando un buen ajuste: la desviación máxima para la temperatura del aire es de un 3.4% (malla D) y la desviación máxima para la máxima temperatura de la matriz sólida en la superficie frontal es de un 6.7% (malla C).

En el futuro se realizará un trabajo de optimización para analizar la mejor combinación de parámetros.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la “Comunidad de Madrid” y “European Social Fund” por su ayuda económica en el Proyecto ALCCONES a través del programa de Actividades entre grupos de investigación (S2013/MAE-2985) y al Proyecto “DETECSOL” financiado por el

Gobierno Español con fondos europeos (ERDF) con número de referencia ENE2014-56079-R.

Referencias

- Avila-Marin A, Fernandez-Reche J, and Tellez F. 2013. Evaluation of the potential of central receiver solar power plants: Configuration, optimization and trends. *Applied Energy*, Volume 112, Pages 274-288.
- Avila-Marin AL. 2011. Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review. *Solar Energy*, Volume 85, Pages 891-910.
- Avila-Marin AL, Alvarez-Lara M, and Fernandez-Reche J. 2014. Experimental Results of Gradual Porosity Wire Mesh Absorber for Volumetric Receivers. *Energy Procedia*, Volume 49, Pages 275-283.
- Avila-Marin AL, Alvarez de Lara M, and Fernandez-Reche J. 2018. Experimental results of gradual porosity volumetric air receivers with wire meshes. *Renewable Energy*, Volume 122, Pages 339-353.
- Avila-Marin AL, Fernandez-Reche J, Casanova M, Caliot C, and Flamant G. 2017. Numerical simulation of convective heat transfer for inline and stagger stacked plain-weave wire mesh screens and comparison with a local thermal non-equilibrium model. *AIP Conference Proceedings* 1850, 030003 (2017); doi: <http://dxdoi.org/101063/14984346>.
- Cagnoli M, Savoldi L, Zanino R, and Zaversky F. 2017. Coupled optical and CFD parametric analysis of an open volumetric air receiver of honeycomb type for central tower CSP plants. *Solar Energy*, Volume 155, Pages 523-536.
- Capuano R, Fend T, Stadler H, Hoffschmidt B, and Pitz-Paal R. 2017. Optimized volumetric solar receiver: Thermal performance prediction and experimental validation. *Renewable Energy*, Volume 114, Pages 556-566.
- Du S, Li M-J, Ren Q, Liang Q, and He Y-L. 2017. Pore-scale numerical simulation of fully coupled heat transfer process in porous volumetric solar receiver. *Energy*, Volume 140, Pages 1267-1275.
- Livshits M, Avivi L, and Kribus A. 2017. Dense wire mesh as a high-efficiency solar volumetric absorber. *ASME Summer Heat Transfer Conference*, Bellevue, Washington, USA, paper HT-2017-5080.
- Mey-Cloutier S, Caliot C, Kribus A, Gray Y, and Flamant G. 2016. Experimental study of ceramic foams used as high temperature volumetric solar absorber. *Solar Energy*, Volume 136, Pages 226-235.
- Pabst C, Feckler G, Schmitz S, Smirnova O, Capuano R, Hirth P, and Fend T. 2017. Experimental performance of an advanced metal volumetric air receiver for Solar Towers. *Renewable Energy* 106:91-98.
- Wang P, Li JB, Vafai K, Zhao L, and Zhou L. 2017. Thermo-Fluid Optimization of a Solar Porous Absorber With a Variable Pore Structure. *Journal of Solar Energy Engineering*, ASME, Volume 139, Issue 5, Pages 051012-051012-5.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

LAZOS HÍBRIDOS DE COLECTORES FRESNEL PARA LA OBTENCIÓN DE CALOR DE PROCESO

Montes M.J.*, Abbas R., Barbero R.*, Martínez-Val, J.M.****

* Dpnto. Ingeniería Energética, Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED),
C/ Juan del Rosal 12, Madrid, 28040, España, mjmontes@ind.uned.es,
rbarbero@ind.uned.es

** Dpnto. Ingeniería Energética, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), C/ José
Gutiérrez Abascal 2, Madrid, 28006, España, rubenabbas@etsii.upm.es, mval@etsii.upm.es

RESUMEN

En este trabajo se presenta una aplicación para la cual los colectores Fresnel resultan especialmente atractivos, que es la obtención de calor para procesos industriales, en el rango de temperatura 100°C-400°C. En concreto, el estudio se ha centrado en el análisis de un nuevo diseño de receptor Fresnel, que permite reducir costes sin disminuir prácticamente el rendimiento. Para ello, se propone un lazo híbrido en el que los primeros módulos, con temperaturas de trabajo menores empleen receptores con tubos no evacuados y los restantes módulos del lazo, a mayor temperatura media, utilicen receptores evacuados. Se han considerado diferentes fluidos de trabajo y diferentes temperaturas medias. Para cada una de estas configuraciones, se ha obtenido la hibridación óptima que minimiza el coste del calor producido, basándose en cálculos económicos y en simulaciones anuales.

PALABRAS CLAVE: colectores lineales Fresnel, calor solar para procesos industriales, tubo evacuado, tubo no evacuado, lazo híbrido

ABSTRACT

This paper presents an application for which Fresnel collectors are particularly attractive, which is to generate heat for industrial thermal processes, in the temperature range 100°C-400°C. Specifically, the study is focused on the analysis of a new Fresnel receiver design, which allows costs to be reduced without practically reducing thermal performance. For that, an hybrid Fresnel loop is proposed, in which, the first modules, at lower working temperature, use non-evacuated receivers, and the remaining, at greater temperature, use evacuated receivers. It has been considered different working fluids and temperatures. For each of these configurations, it is obtained the optimal hybridization that minimizes the cost of the heat produced, based on economic calculations and annual simulations.

KEYWORDS: linear Fresnel collectors, solar industrial process heating, evacuated tube, non-evacuated tube, hybrid loop

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han hecho numerosos estudios comparativos entre los colectores cilindro-parabólicos y los colectores lineales Fresnel, ambos aplicados a la producción de electricidad, mediante un ciclo de potencia (Morin *et al.*, 2012). Aunque la comparativa no establecía una ventaja excesiva del primero sobre el segundo, lo cierto es que el Fresnel precisaba una reducción adicional del coste para resultar competitivo.

En este trabajo se presenta otra aplicación para la cual los colectores Fresnel resultan especialmente atractivos, que es la obtención de calor para procesos industriales, en el rango de temperatura 100°C-400°C. De acuerdo con los datos que aparecen en (Farjana *et al.*, 2018), aproximadamente 2/3 del consumo final de energía en la industria es energía térmica. Aunque el rango de temperaturas para el calor de proceso está aproximadamente entre 20°C y 400°C, los colectores Fresnel son particularmente adecuados para temperaturas entre 100°C y 400°C. Para el estudio que se expone a continuación, se han tomado como referencia plantas comerciales, de acuerdo con la información que aparece en la base de datos SHIP (Solar Heat for Industrial Process, 2018), aunque han sido adaptados para extraer conclusiones generales.

PROPUESTA DE UN LAZO HÍBRIDO FRESNEL PARA LA OBTENCIÓN DE CALOR DE PROCESO

El estudio se ha centrado en el análisis de un nuevo diseño de receptor Fresnel, que permite reducir costes sin disminuir prácticamente el rendimiento. Para ello, se propone un lazo híbrido en el que los primeros módulos, con temperaturas de trabajo menores empleen receptores con tubos no evacuados con menores prestaciones térmicas y los restantes módulos del lazo, a mayor temperatura media, utilicen receptores evacuados, de mayor rendimiento. El receptor no evacuado consiste en un tubo de pyromark dentro de una cavidad provista de reflector secundario tipo CPC (*Compound Parabolic Concentrator*), que está abierta al ambiente. El receptor evacuado se basa en un doble tubo concéntrico, similar al de los colectores cilindroparabólicos, que se encuentra también en una cavidad abierta al ambiente con reflector secundario. En la Fig. 1 se muestra un esquema de la configuración propuesta.

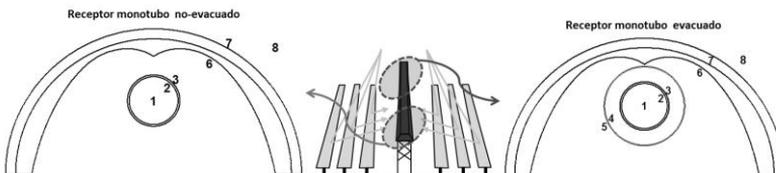


Fig.1. Esquema de un colector Fresnel de lazo híbrido y de los dos tipos de receptores empleados: No-Evacuado y Evacuado

Este diseño ya ha sido presentado en otros artículos, pero enfocado a la producción de electricidad (Montes *et al.*, 2017a, 2017b). Los resultados muestran que este tipo de lazos

tienen sentido para temperaturas de trabajo no muy elevadas. De aquí el interés en su aplicación para calor de proceso.

Los Colectores Lineales Fresnel (CLF) que se utilizan en las aplicaciones de calor de proceso, tienen normalmente una razón de concentración menor que los que se utilizan para generar electricidad. Para este trabajo, se ha tomado como referencia el colector LF-11 de la empresa Industrial-Solar (2018). Las características principales de dicho colector aparecen en la Tabla 1.

Parámetros geométricos y ópticos	Valor
Longitud de un módulo (m)	4.06
Número de filas de espejos primarios	11
Anchura total del campo de espejos (m)	7.5
Ancho de un espejo (m)	0.5
Altura del receptor sobre el campo de espejos (m)	4
Reflectividad de los espejos primarios	95%
Receptor SCHOTT PTR 70 con una emitancia térmica a 380°C:	9%
Absortancia solar directa	95%

Tabla 1. Parámetros Geométricos y Ópticos del Colector Fresnel LF-11

Para el análisis anual es necesario realizar una caracterización óptica y térmica del colector Fresnel utilizado, extrayendo correlaciones sencillas en función de la posición del sol y de las condiciones ambiente en cada instante determinado.

Para caracterizar desde el punto de vista óptico el colector Fresnel LF-11, se ha obtenido una matriz que calcula el valor de la concentración en el plano medio del tubo receptor, en función de la posición relativa del sol respecto del colector (ángulos de incidencia longitudinal y transversal). En la Fig. 2 se ha hecho una representación gráfica de dicha matriz, en la que se puede observar que los valores máximos de concentración sobre el plano (60 aproximadamente) son inferiores a los que se suelen utilizar para producción de electricidad.

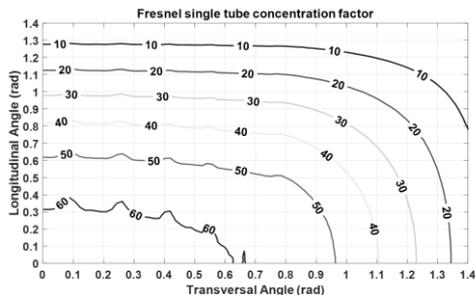


Fig.2. Concentración en el plano medio del receptor para el colector Fresnel LF-11

Los valores de concentración que aparecen en la Fig. 2 han sido obtenidos mediante un programa de trazado de rayos propio, que ya ha sido explicado y validado en otros trabajos

(Abbas et al., 2012, 2013). A partir de dichos valores, es inmediato calcular la concentración sobre el perímetro del tubo, simplemente hay que dividir por un factor π .

La caracterización térmica de cada receptor (evacuado y no-evacuado) se ha realizado mediante un modelo de resistencias térmicas. A partir de las simulaciones realizadas con dicho modelo se han obtenido las siguientes regresiones lineales, tanto para receptor no-evacuado como para receptor evacuado, Ecs. (1) y (2):

$$\begin{aligned} \dot{q}_{l, \text{evacuado}} (W/m) &= \\ &= (0.014 \cdot v_{\text{wind}} - 1.09) \cdot \Delta T + 0.01716 \cdot q_i + 0.004657 \cdot \Delta T^2 - 1.276 \cdot 10^{-6} \cdot q_i \cdot \Delta T - 1.177 \cdot 10^{-7} \cdot q_i^2 \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \dot{q}_{l, \text{non-evac}} (W/m) &= \\ &= (0.117 \cdot v_{\text{wind}} - 1.1053) \cdot \Delta T + 0.0141 \cdot q_i + 0.01005 \cdot \Delta T^2 - 1.192 \cdot 10^{-6} \cdot q_i \cdot \Delta T - 1.947 \cdot 10^{-8} \cdot q_i^2 \end{aligned} \quad (2)$$

En las ecuaciones anteriores, v_{wind} (m/s) es la velocidad del viento, ΔT (°C) es la diferencia de temperatura entre la pared del tubo absorbedor y el ambiente, y q_i (W/m²) es el flujo concentrado sobre el tubo absorbedor, afectado por la reflectividad de los espejos primarios y del CPC. Estas ecuaciones han sido correctamente validadas en (Montes et al., 2017a).

Una vez realizada la caracterización óptica y térmica, se puede proceder a la simulación anual de lazos de CLF para calor de proceso, tal y como se explica en el apartado siguiente.

CONDICIONES DE CONTORNO PARA EL PUNTO DE DISEÑO Y SIMULACIÓN ANUAL

Como paso previo a la simulación anual, es necesario establecer las características principales de las plantas que se van a analizar. Estas características deben fijarse en el punto de diseño, que en este caso es: 12:00 hora solar, 21 de junio, Túnez (latitud=33°53'12.9" N; longitud=9°32'15" E).

Dentro de los posibles fluidos utilizados para calor de proceso, se han elegido aceite sintético (VP1) y agua presurizada. El aceite se suele emplear a temperaturas más altas que el agua. Puesto que las Ecs. (1) y (2) no dependen del fluido térmico, al ser función de la temperatura del tubo, para cubrir un rango de temperaturas y de casos analizados amplio, se han supuesto saltos térmicos en el campo solar de 50°C y diferentes para el aceite y para el agua. Para cada uno de los casos se ha calculado la longitud de lazo y el caudal másico de fluido en las condiciones de diseño, siempre para el caso evacuado. En la tabla 2 se resumen dichos cálculos.

Fluido	Número de módulos (longitud lazo)	Salto térmico (°C)	Caudal (kg/s)	Presión entrada (bar)
Aceite	46	100-150	7.5	15
	56	200-250	7.5	15
	74	300-350	7.5	15
Agua	70	50-100	5	10
	76	150-200	5	30

Tabla 2. Casos analizados: salto térmico, longitud del lazo y caudal másico en condiciones de diseño (caso evacuado)

La longitud de los lazos que se han calculado para el caso evacuado se mantiene para cada uno de los lazos híbridos. Lo que ocurre en estos casos es que, al tener un funcionamiento térmico peor, el caudal másico será también ligeramente menor, y eso se traduce en una disminución de la energía térmica útil.

Una vez establecido el punto de diseño y todas las características del lazo, se ha realizado la simulación anual de plantas para calor de proceso con 10 lazos en paralelo. La disminución en la energía térmica útil, al emplear lazos híbridos en lugar de evacuados, queda todavía más de manifiesto en este caso, como puede verse en la siguiente Fig. 3, para aceite. El resto de los casos sería muy similar.

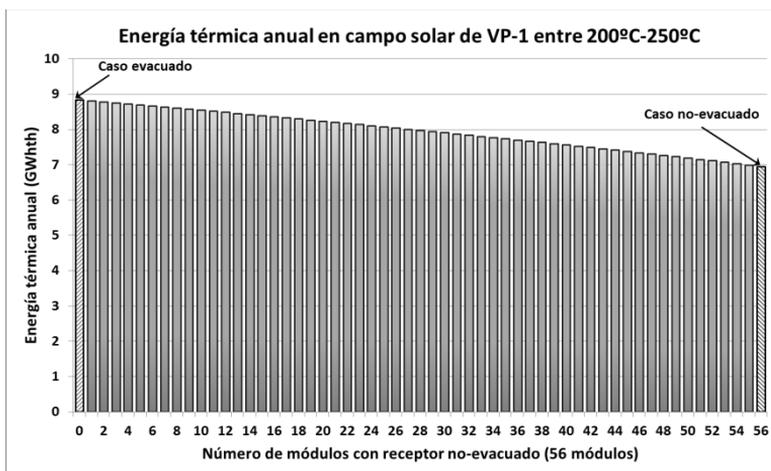


Fig.3. Energía térmica anual, en función de la hibridación, para una planta de 10 lazos. con aceite VP-1 entre 200-250°C y lazos de 56 módulos

En el siguiente apartado se estudiará si la disminución del rendimiento térmico, y consecuentemente de la energía térmica útil, al adoptar una configuración de lazo híbrido puede compensarse con un menor coste al emplear receptores no-evacuados, de menor coste que los evacuados.

ANÁLISIS ECONÓMICO Y OBTENCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ÓPTIMA

El análisis económico se ha hecho mediante el cálculo del coste nivelado del calor (LCOH, *Levelized Cost Of Heat*), que es el coste del calor generado en una instalación particular con una temperatura determinada del fluido de trabajo. De manera simplificada, para una planta de colectores Fresnel de pequeña concentración, sin acoplamiento a un sistema auxiliar fósil y sin almacenamiento térmico, el LCOH se define mediante la ecuación Ec. 3:

$$LCOH = \frac{IC \cdot CRF + OMC}{E_{th}} \quad (3)$$

En la ecuación anterior, IC (Mio.\$) es el coste de inversión; CRF es la tasa de retorno de capital; OMC son los costes fijos de operación y mantenimiento (Mio.\$) y E_{th} (MWh_{th}) es la energía térmica anual producida.

Los datos económicos que se han utilizado se muestran en la tabla 3 y han sido tomados de referencias bibliográficas actuales (Kurup and Turchi, 2015; Gabrielli *et al.*, 2014).

Acondicionamiento del emplazamiento (\$/m ²)	20
Campo solar (\$/m ²)	100
Receptor evacuado (\$/m ²)	22
Receptor no-evacuado (% Receptor evacuado)	10%
Sistema del fluido térmico (\$/m ²)	47
Imprevistos (% IC)	7%
Ingeniería y construcción (% IC)	10%
OMC (% IC)	1% (no-evacuados) 2% (evacuados)
CRF	0.08

Tabla 3. Datos económicos para CLF aplicado a calor de proceso (Año de referencia: 2015)

Como se ve en la tabla 3, el coste del campo solar se ha estimado en 100\$/m², incluyendo el coste del receptor evacuado, que se ha estimado en 22\$/m². Este valor corresponde al tubo absorbedor del colector cilindro parabólico Ultimate Trough, y se ha adoptado también como una cota superior para el colector Fresnel (Kurup and Turchi, 2015). Se ha asumido que el coste del receptor no-evacuado es un 10% del coste del evacuado, aunque sería necesario hacer un análisis de sensibilidad para ver la influencia de este parámetro. Respecto a los costes de operación y mantenimiento, de acuerdo con U.S. Energy Information Administration (2013), una buena estimación para energías renovables es considerar que este valor es entre 1% y 2% de la inversión inicial. En este caso, se ha considerado que es 1% para módulos no-evacuados, por su simplicidad y robustez, y un 2% para módulos evacuados. De esta forma, el coste de O&M del lazo híbrido siempre está entre 1% y 2%. También en este caso sería preciso hacer un análisis de sensibilidad variando este parámetro, que se deja para cálculos futuros.

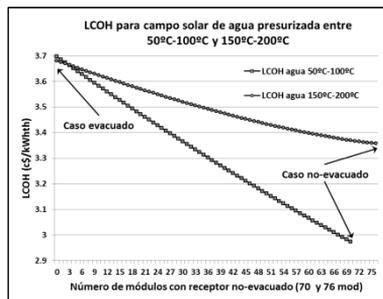


Fig.4. Variación del LCOH para una planta Fresnel híbrida, en función del salto térmico y de la configuración del lazo híbrido (Fluido: agua)

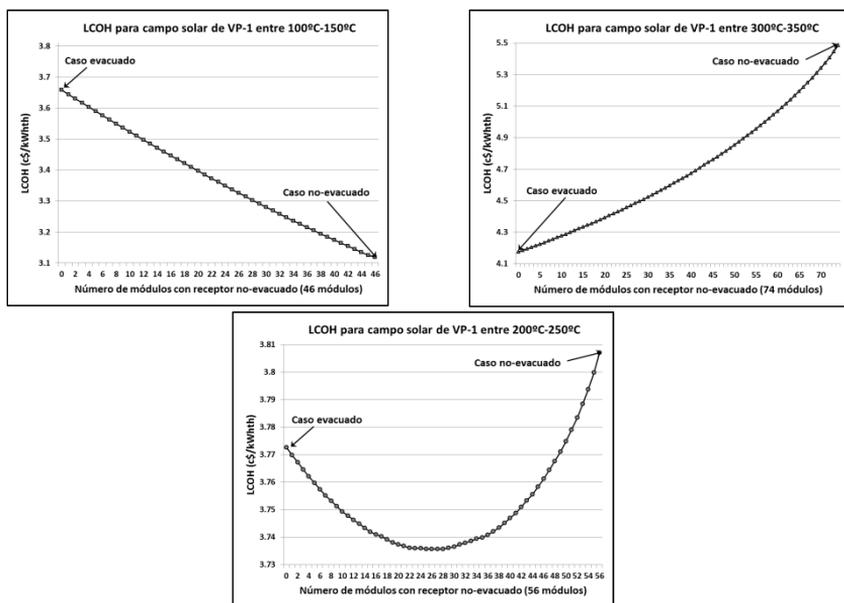


Fig.5. Variación del LCOH para una planta Fresnel híbrida, en función del salto térmico y de la configuración del lazo híbrido (Fluido: VP-1)

En la Fig. 4 se ha representado el LCOH para los dos casos considerados de agua presurizada (50°C-100°C; 150°C-200°C). En la Fig. 5 se ha representado la variación del LCOH al ir variando la proporción de módulos evacuados/no-evacuados, para el caso de aceite VP1 y para los 3 saltos térmicos considerados (100°C-150°C; 200°C-250°C; 300°C-350°C). A temperaturas bajas, resulta más económico trabajar con módulos no-evacuados, aunque el rendimiento térmico sea peor. Tal es el caso del aceite entre 100°C-150°C y el agua entre 50°C-100°C y entre 150°C-200°C. En el caso del agua presurizada, para ambos saltos térmicos compensa irse a tubo no-evacuado. Sin embargo, se observa que la ventaja del uso de no-evacuados es mayor en el caso de agua a temperaturas más bajas (50°C-100°C) que altas (150°C-200°C). A temperaturas medias de trabajo altas, como es el caso del aceite con un salto térmico 300°C 350°C, el óptimo económico es trabajar con lazos evacuados, puesto que las pérdidas térmicas a estas temperaturas son mayores, y la disminución en el rendimiento, asociada al uso de no-evacuados no compensa, aunque la inversión sea menor. Por último, existe una zona de temperaturas intermedias en la que sí se puede observar que hay una configuración híbrida óptima, con un número de módulos no evacuados al principio, siendo el resto de los módulos evacuados. Éste es el caso del VP-1 trabajando entre 200°C-250°C.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha demostrado la viabilidad económica de un nuevo diseño de lazo de colector Fresnel, que combina receptores de tubo no-evacuado con receptores de tubo evacuado. La aplicación concreta a la que va acoplado el campo solar de lazos híbridos es

la obtención de calor de proceso, para la que se requieren temperaturas moderadas, por lo que el uso de Fresnel está especialmente indicado.

El análisis económico, realizado en base a simulaciones anuales, muestra que sí que puede existir una configuración óptima, dependiendo del salto térmico del fluido de trabajo en el campo solar. Se extrae también como conclusión que a temperaturas bajas (entre 50°C y 150°C, aproximadamente), el óptimo económico es el lazo no híbrido de tubos no-evacuados; de igual manera, a temperaturas altas (a partir de 300°C), compensa económicamente trabajar con tubos evacuados. Todos estos resultados dependen del escenario económico que se considere.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), a través del proyecto *Independent Thinking 2017*.

REFERENCIAS

- Abbas R., Montes M.J., Piera M. and Martínez-Val J.M. (2012). Solar radiation concentration features in Linear Fresnel Reflector arrays. *Energy Convers. and Manag.* 54 (1):133-44.
- Abbas R., Muñoz-Antón J., Valdés M., Martínez-Val J.M. (2013). High concentration linear Fresnel reflectors. *Energy Convers. and Manag.* 72:60-8.
- Database for applications of solar heat integration in industrial processes (2018) <http://ship-plants.info/>
- Farjana S.H., Huda N., Mahmud M.A.P., Saidur R. (2018). Solar process heat in industrial systems – A global review. *Renew. and sustainable Energy Reviews* 82, 2270-2286.
- Gabbrielli R., Castrataro P., Del Medico F., Palo M. Di, Lenzo B. (2014). Levelized cost of heat for linear Fresnel concentrated solar systems. *Energy Procedia* 49 (1340-1349)
- Industrial-Solar (2018) <https://www.industrial-solar.de/>
- Kurup P. and Turchi C. S. (2015). Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM). Tech Rep NREL/TP-6A20-65228 Natl Renew Energy Lab 2015:1–40.
- Montes M.J., Abbas R., Muñoz M., Muñoz-Antón J., Martínez-Val J.M. (2017a). Advances in the linear Fresnel single-tube receivers: Hybrid loops with non-evacuated and evacuated receivers. *Energy Convers. and Manag.* 149, 318–333.
- Montes M.J., Abbas R., Rovira A., Muñoz J., Martínez-Val J.M. (2017b). Thermo-economic analysis of an advanced Linear Fresnel Collector plant coupled to an Organic Rankine Cycle. *Proceedings of the 23rd SolarPACES conference*, 26-29 September, Chile.
- Morin G., Dersch J., Platzer W., Eck M., Häberle A. (2012). Comparison of linear Fresnel and parabolic trough collector power plants. *Sol. Energy* 86, 1-12.
- U.S. Energy Information Administration EIA (2013). Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity. Methodology Supplement. Available from: <http://www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ENERGYISIS: DESARROLLO DE UN SISTEMA TRANSPORTABLE DE ISLA ENERGÉTICA PARA ESTRUCTURAS MODULARES DE BAJA DEMANDA Y ALTA EFICIENCIA

Castellanos A.*, Heras M^a.R.*, Ferrer J.A.**

*Unidad de Eficiencia Energética en los Edificios, CIEMAT, Avda, Complutense nº40, Madrid, 28040, España, alberto.castellanos@ciemat.es

**Unidad de Eficiencia Energética en los Edificios, CIEMAT, Avda, Complutense nº40, Madrid, 28040, España, ponente del Máster ERMA ja.ferrer@ciemat.es

RESUMEN

El proyecto Energyisis se concibe para dar una solución integral a las necesidades energéticas, a través de energías renovables y autónomas, que se puedan requerir en situaciones de crisis o en áreas con dificultad de suministro tales como las que se ocasionan en pueblos aislados, campos de refugiados, catástrofes naturales o campamentos militares. Dentro de las necesidades energéticas requeridas, tanto térmicas como eléctricas, el centro de investigaciones medioambientales y tecnológicas (CIEMAT) está desarrollando un sistema de suministro energético que integre tecnologías con alto contenido innovador y diseños que se adecuen al rasgo de portabilidad que define el proyecto. Para esta parte nos centramos en utilizar la energía solar térmica obtenida en sistemas de cogeneración y equipos de frío solar para crear una isla energética.

PALABRAS CLAVE: Isla Energética, Energía Solar, Concentración Solar Fresnel, Motor Stirling, ORC.

ABSTRACT

The Energyisis project will provide a solution to the energy needs that may arise in emergency situations or areas of difficult access such as refugee camps, natural catastrophes or military camps. CIEMAT assumes, within the project, the development of a hybrid thermal and electric energy supply system with high innovative content and a design that adheres to the concept of portability. To achieve these objectives we focused on using the solar thermal energy obtained in cogeneration systems and solar cooling equipment to create an energetic island.

KEYWORDS: Energetic Island, Solar Energy, Instructions, Fresnel Solar Concentration, Stirling engine, ORC.

INTRODUCCIÓN

Energysis (“Desarrollo de un sistema transportable de módulos habitacionales, terciarios u hospitalarios de alta eficiencia con suministro energético renovable autónomo en modo isla.” 2018) es un proyecto englobado dentro del programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad (RTC-2016-5306-3). Con el objetivo de fomentar la cooperación entre empresas y organismos de investigación. Los socios del proyecto cofinanciado con fondos nacionales y FEDER son los que se muestran a continuación



Fig. 1. Socios componentes del proyecto Energysis

Su objetivo principal es el de proveer una solución integral a las necesidades energéticas, a través de energías renovables y autónomas, que se puedan requerir en situaciones de crisis o en áreas con dificultad de suministro, como en localidades aisladas, campos de refugiados, catástrofes naturales o campamentos militares. Para lo cual todos los sistemas se han ideado para obtener una Isla Energética Transportable. Las necesidades habitacionales se cubren mediante módulos habitables de estructura ligera o ultra-ligera. Toda la infraestructura está monitorizada, de tal forma que se pueda realizar un análisis energético de las mismas.

El suministro energético global para el conglomerado de los módulos habitacionales e infraestructuras se realiza desde tres contenedores marítimos adaptados.

El contenedor eléctrico C1 soporta el transporte y la infraestructura para las conexiones eléctricas generales y para generación y almacenamiento de energía eléctrica fotovoltaicas.

El contenedor geotérmico C2 soporta el transporte e integra las infraestructuras para la generación y distribución de climatización de los módulos habitacionales mediante bombas geotérmicas, captadores solares planos y la interconexión con el módulo C3

El contenedor Stirling/Fresnel C3, en desarrollo por CIEMAT, que soporta el transporte y la infraestructura de un sistema híbrido de energía térmica y eléctrica.

SISTEMA DE GENERACIÓN TÉRMICA Y ELÉCTRICA

El contenedor Stirling/Fresnel C3 está dotado de diversos equipos para proveer tanto energía térmica como eléctrica a través de cogeneración. La diversidad de tecnologías es debido al estudio de su rendimiento y comportamiento frente a distintos tipos de clima. Realizando este estudio se puede diseñar un baremo de tecnologías que mejor se adapten al tipo de clima donde se van a ubicar los contenedores y seguir una estrategia, o bien para el diseño de contenedores específicos para cada clima, o bien de selección de tecnologías a transportar en el momento que sea necesario.

Para el estudio climático de Soria se han empleado los datos proporcionados en el Código Técnico de la Edificación (“CTE,” 2018). De los análisis realizados por el CIEMAT se

desprende que, según la clasificación climática de Köppen (Köppen, 1936), Soria representa un clima oceánico de tipo Cfb. Los inviernos son largos y fríos con nevadas frecuentes. Los veranos son cálidos pero el calor estival se ve suavizado por unas noches frescas. Las precipitaciones son moderadas, siendo la primavera la estación más lluviosa.

A partir del análisis climático y de las propiedades termofísicas del prototipo proporcionado por Gaptex (GAPTEK, 2018) se obtienen los picos de demanda energética en calefacción y refrigeración. Para ello, se ha implementado un modelo estacionario de transferencia de calor, con unas temperaturas de consigna de 20°C para calefacción y 26°C para refrigeración. La tabla 1 muestra dichos valores.

Soria		
	LOW	HIGH
Pico Calefacción (kW)	14.84	15.85
Pico Refrigeración (kW)	5.13	5.48

Tabla 1. Demanda Térmica Base del prototipo de Módulo Habitacional

Partiendo de estas premisas se han realizado las infraestructuras de climatización y se han determinado las necesidades de demanda eléctrica del conglomerado final, que serán cubiertas por los distintos elementos de cogeneración y fotovoltaica para obtener la isla energética.

GEOTERMIA	Demanda eléctrica (kW)	%
Bomba de calor geotérmica	5,80	69,94
Bomba de absorción	0,05	0,58
Aerotermos	0,54	6,51
Bombas de circulación	1,50	18,09
Fancoils	0,40	4,88
TOTAL	8,29	100,00

Tabla 2. Demanda Eléctrica del contenedor C2 de Geotermia

La demanda de potencia eléctrica máxima del sistema geotérmico, integrando los equipos de C2 y los de los módulos habitacionales, está en torno a los 8,3 kW tal como se muestra en la tabla 2.

STIRLING/ORC	Demanda eléctrica (kW)	Generación eléctrica (kW)	Generación térmica (kW)	Demanda eléctrica %
BioGen Woodlog	0,40	0,90	18,00	10,39
Whispergen	0,25	1,00	8,00	6,49
ORC HRU-5	0,75	3,15	-1,05	19,48
Aerotermino ORC	1,35	0,00	26,85	35,06
Fresnel	0,60	0,00	30,00	15,58
Bombas de circulación	0,50	0,00	0,00	12,99
TOTAL	3,85	5,05	81,80	100,00

Tabla 3. Demanda y Generación Eléctrica y Térmica del Contenedor C3

La demanda exigida por el C3 debido a autoconsumos de los equipos de cogeneración y de las bombas de circulación alcanza los 3,9 kW de potencia máxima.

La demanda eléctrica no cubierta está contemplada dentro de C1 que gestiona una instalación fotovoltaica de 9 kW de potencia pico y un generador diésel de alto rendimiento de 50 kVA

TECNOLOGIAS PRESENTES EN C3

Investigando sobre instalaciones similares en concepto como *Alsolen* (Rodat et al., 2015) o con estudios de optimización de plantas con colectores lineales Fresnel y ORC (Boyaghchi and Sohatloo, 2018) y comparativas económicas entre ORC y motores Stirling (Cotana et al., 2014), se selecciona la tecnología enumerada en la tabla 3 para el C3 considerando que estas como la mejor opción para maximizar el conjunto de tecnologías a evaluar en su integración de en el conjunto multi-estrategia de isla energética.

Los motores Stirling serán analizados para comprobar su rendimiento frente al límite teórico del ciclo de Carnot (Carnot, 1824) y la posibilidad de adaptarlos para su funcionamiento a baja temperatura. Los motores elegidos son un motor Stirling de pistón libre alimentado, en su foco caliente, mediante una caldera gasificadora de biomasa, BioGen Woodlog y un motor de cuatro pistones dobles en configuración Siemens-Rinia correspondiente a la caldera Whispergen alimentada por gas.

La herramienta principal del C3 está formada por el binomio *concentrador solar Fresnel y máquina de ciclo Rankine orgánico (ORC)*.

El concentrador solar nos permite disponer de una temperatura lo suficientemente elevada para poder realizar cogeneración con diversas tecnologías y disponer de suficiente energía térmica que nos permita participar en la climatización de los módulos habitacionales. El concentrador fabricado por la empresa Fresnex GmbH (“Fresnex GmbH,” 2018) debido a su sencillez y su fabricación en estructura modular preensamblada se adapta perfectamente con la filosofía de transportabilidad del proyecto.

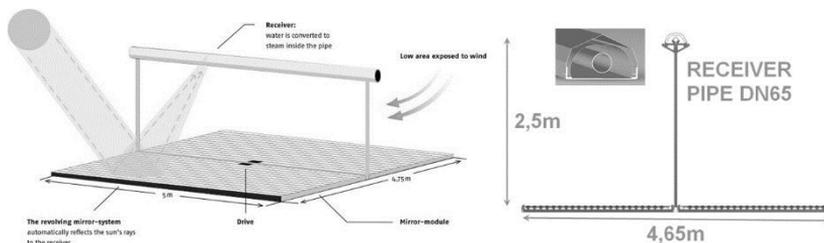


Fig. 2. Estructura módulo de Espejos Fresnel

La estructura del concentrador está formada por seis módulos de espejos, similares al que se muestra en la Fig.2, con un concentrador central de 15m de longitud cubierto por un reflector parabólico. Los módulos están compuestos por tiras de espejos, cada una montada sobre un pivote flexible en toda su longitud, aportando mayor estabilidad al conjunto. Cada

módulo está controlado por un motor actuador que orienta las tiras de espejos hacia el concentrador solar.

La modularidad y sencillez del sistema de concentración nos permite realizar su montaje encima del C3, que a su vez es su contenedor de transporte.

Según los datos proporcionados por la empresa en el estudio realizado para el proyecto dispondremos de una energía diaria de 280 kWh en verano y de 50 kWh en invierno, tal como se muestra en la Fig. 3. con un total de aproximadamente 30 MWh anuales.

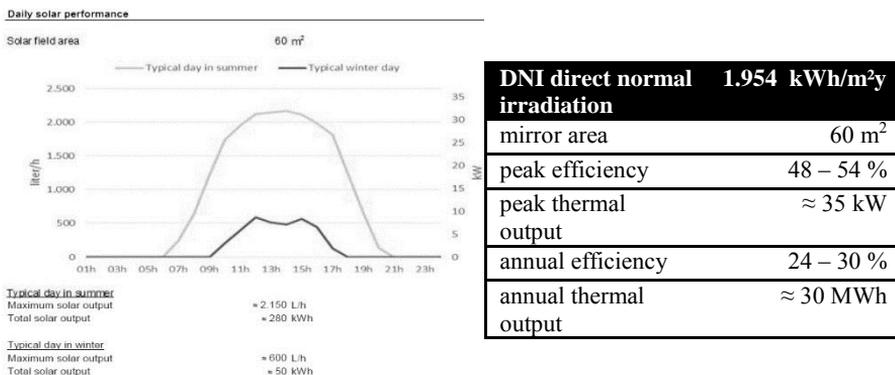


Fig. 3. Estudio del Concentrador Solar Fresnel por la empresa Fresnex

La energía térmica obtenida se destina a su aprovechamiento para realizar cogeneración en una máquina ORC diseñada a tal efecto por la empresa Enerbasque (“Enerbasque,” 2018) y basada en su modelo HRU-5.

La tecnología utilizada en la HRU (Heat Recovery Unit) es una máquina térmica basada en el ciclo Rankine (Rankine, 1859) cuyo objetivo es convertir energías térmicas residuales y excedentarias de distintos procesos en energía mecánica y eléctrica que superen los 85°C. Para realizar la generación eléctrica se dispone de un motor/generador asíncrono trifásico para una mejor sincronización a la red, que será generada por el contenedor C1 con los módulos fotovoltaicos.

El motor/generador asíncrono tiene un rendimiento del 87,8 %, está unido mecánicamente al eje del sistema de expansión donde transformamos la energía térmica en energía mecánica a través del *Twin Screw Expander*, Fig.4., de diseño propio realizado sobre la base de una máquina de desplazamiento positivo con funcionamiento de un compresor de tornillo para aire, donde se ha invertido el sentido de giro de los lóbulos, convirtiendo el compresor en expansor.

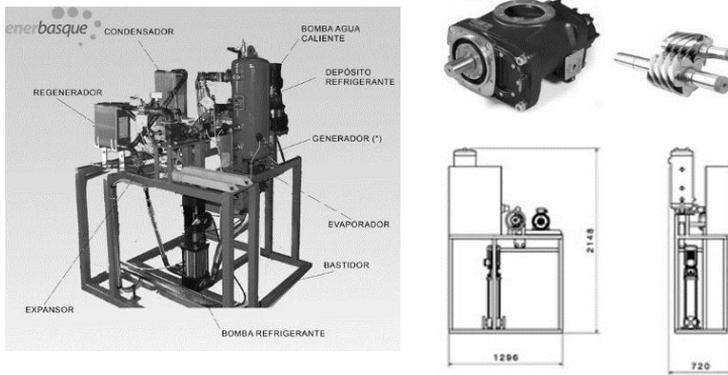


Fig. 4. Estructura del sistema ORC máquina HRU-5 y expansor de Enerbasque

El expansor es uno de los puntos de funcionamiento del ciclo termodinámico que sigue la HRU, siendo este un Ciclo Rankine Orgánico, porque utiliza un fluido orgánico (con alta masa molecular) cuyo cambio de fase líquido/vapor sucede a una temperatura más baja que en el agua.

Según los estudios realizados por la empresa el rendimiento del equipo HRU es de 10,5% con la temperatura del foco caliente (evaporador) a 150 °C y la temperatura del foco frío (condensador) a 25 °C. Lo cual, si se considera 30 kW de potencia térmica en los días de verano, se obtienen 3,15 kW de potencia eléctrica.

INTERCONEXION Y MODOS DE FUNCIONAMIENTO

Observando los datos de las tablas 2 y 3 y teniendo en cuenta que la potencia pico del campo fotovoltaico es de 9,1 kW, en el caso en que se encuentren todos los equipos funcionando en C2 y C3 solo se dispondrá de un margen de 2 kW de potencia eléctrica sobrante para cubrir las necesidades eléctricas de los módulos habitacionales.

Sin embargo, la realidad del proyecto es otra, ya que, como se ha indicado, uno de los objetivos de Energysis es evaluar las tecnologías y obtener la combinación óptima de las mismas para diseñar los contenedores transportables que configuraran la isla energética dependiendo de las necesidades del complejo, según su ubicación y climatología. Por lo cual las infraestructuras del contenedor C3 están sobredimensionadas con el objeto de realizar ensayos sobre cada tecnología sin tener que depender de las demás infraestructuras.

El modo de funcionamiento de los equipos del contenedor C3 es conjunto a los del C2, estando los contenedores interconectados hidráulicamente, a través del circuito de ACS. A su vez C3 tiene interconectado el anillo de ACS con el anillo de aceite térmico del concentrador Fresnel.

Estas interconexiones nos permiten distribuir la energía térmica a los distintos equipos aumentando así su rendimiento y disminuyendo su demanda eléctrica. Este es el caso de la máquina ORC que necesita disipar al ambiente la energía sobrante a través de un aerotermo

con demanda de potencia eléctrica de 1,35 kW según tabla 3. El diseño de las infraestructuras nos permite redirigir la energía sobrante hacia la bomba de calor geotérmica o la máquina de absorción, no siendo necesaria la utilización del aerotermo por lo cual no demandará energía eléctrica.

Por lo tanto, hay distintas posibilidades de trabajo de las que se describen las dos principales:

Modo funcionamiento FRESNEL/ORC

En este modo solo utilizaremos el equipo Fresnel con cogeneración mediante ORC y se disipa hacia C2 la energía térmica sobrante. Como se puede ver en la gráfica *FRESNEL/oRC* de la Fig.5. la potencia térmica generada por C3 cubre casi íntegramente la demanda teórica máxima de los módulos habitacionales, por lo tanto, la bomba geotérmica no entra en funcionamiento o de hacerlo será en un porcentaje muy reducido por lo que la demanda eléctrica de C2 se reduce.

Modo funcionamiento STIRLING

En este modo de funcionamiento utilizaremos únicamente las calderas con cogeneración mediante motores Stirling y el calor generado es vertido al circuito de ACS. Igual que antes el comportamiento de la bomba de calor geotérmica será similar ya que se está cubriendo casi íntegramente las necesidades de los módulos habitacionales, tal como se puede observar en la gráfica *STIRLING* de la Fig.5.

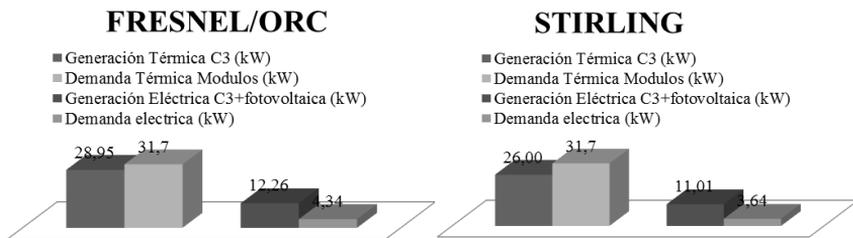


Fig. 5. Gráfica comparativa de demanda y generación en los dos modos de funcionamiento

CONCLUSIONES

Con las referencias de los estudios teóricos de las tecnologías seleccionadas y su ensayo y evaluación, se están optimizando, tanto los módulos habitacionales, en su método constructivo y en sus materiales, como las infraestructuras energéticas y sus modos de funcionamiento. Pudiendo de esta manera maximizar la utilización de las energías renovables y reducir al mínimo las exigencias logísticas del conglomerado de Isla Energética Transportable, cumpliendo así los objetivos del proyecto Energysis.

REFERENCIAS

- Boyaghchi, F.A., Sohbatloo, A., 2018. Assessment and optimization of a novel solar driven natural gas liquefaction based on cascade ORC integrated with linear Fresnel collectors. *Energy Convers. Manag.* 162, 77–89. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2018.02.013>
- Carnot, N.L.S., 1824. Ciclo de Carnot.
- Cotana, F., Messineo, A., Petrozzi, A., Coccia, V., Cavalaglio, G., Aquino, A., 2014. Comparison of ORC Turbine and Stirling Engine to Produce Electricity from Gasified Poultry Waste. *Sustainability* 6, 5714–5729. <https://doi.org/10.3390/su6095714>
- CTE [WWW Document], 2018. URL www.codigotecnico.org (accessed 5.24.18).
- Desarrollo de un sistema transportable de módulos habitacionales, terciarios u hospitalarios de alta eficiencia con suministro energético renovable autónomo en modo isla. [WWW Document], 2018. URL www.proyectoenergysis.net (accessed 5.24.18).
- Enerbasque [WWW Document], 2018. URL enerbasque.com (accessed 5.23.18).
- Fresnex GmbH [WWW Document], 2018. URL www.fresnex.com (accessed 5.23.18).
- GAPTEK, 2018. Módulos Habitacionales [WWW Document]. URL www.gaptek.eu (accessed 5.21.18).
- Köppen, W., 1936. *Das geographische System der Klimate, Allgemeine Klimalehre.* Borntraeger.
- Rankine, W.J.M., 1859. Ciclo Rankine.
- Rodat, S., Bruch, A., Dupassieux, N., Mouchid, N. El, 2015. Unique Fresnel Demonstrator Including ORC and Thermocline Direct Thermal Storage: Operating Experience. *Energy Procedia* 69, 1667–1675. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2015.03.127>

PRODUCCIÓN SOLAR DE H₂ CON NiFe₂O₄ EN UN LECHO FLUIDIZADO DIRECTAMENTE IRRADIADO

Arribas L.*, González-Aguilar J.*, Romero M.***

* Instituto IMDEA Energía, Parque Tecnológico de Móstoles, Avda. Ramón de la Sagra 3,
28935 Móstoles (Madrid) España, manuel.romero@imdea.org

** Departamento de Tecnología Química y Energética, ESCET, Universidad Rey Juan
Carlos, c/Tulipán s/n, 28933 Móstoles (Madrid) España

RESUMEN

La intermitencia de la energía solar se puede resolver mediante su almacenamiento. Este trabajo propone su transformación en un vector energético, hidrógeno, para almacenar la energía solar concentrada y garantizar así su disponibilidad. Para ello se emplean ferritas de níquel comerciales en un reactor de lecho fluidizado directamente irradiado. La radiación luminosa es proporcionada por un simulador solar de alto flujo de 7 kWe. Para optimizar la producción de hidrógeno, se modifican las condiciones de operación en sucesivos ensayos: irradiación (209 – 1020 kW m⁻²), caudal, tamaños de partícula, y distribuidor. El control de la temperatura del lecho, con calentamientos más lentos y el empleo de partículas de alúmina, son factores claves para evitar la sinterización de las ferritas y garantizar la producción de hidrógeno en varios ciclos.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Hidrógeno, Lecho fluidizado, Simulador solar

ABSTRACT

The solar energy intermittence can be solved by means of storage. This work proposes its transformation into an energy carrier, hydrogen, in order to store concentrated solar energy and ensure its dispatchability. To achieve that goal, commercial nickel ferrites are used in a directly irradiated fluidized bed reactor. A 7 kWe high flux solar simulator provides incoming radiation. To optimized hydrogen production, the operation conditions are modified in successive tests: irradiation (209 – 1020 kW m⁻²), flow, particle sizes, and distributor. Temperature control, with slowly heating, and the use of alumina particles, are key factor to avoid sintering of ferrites and to ensure hydrogen production in several cycles.

KEYWORDS: Solar Energy, Hydrogen, Fluidized bed, High flux solar simulator

INTRODUCCIÓN

La situación energética actual, con una alta dependencia energética, y preocupación por aspectos medioambientales, hace necesario un mayor esfuerzo para aumentar la proporción de energías renovables en el mix energético. Este hecho genera nuevos retos relacionados con el acoplamiento entre la intermitencia del recurso solar y la demanda energética cuando se hace uso de estas tecnologías. En el caso de la tecnología termosolar de concentración, una de las áreas bajo investigación es su conversión en un vector energético, como el hidrógeno.

La energía solar de concentración se basa en el uso de reflectores que redirigen y concentran la radiación solar sobre un receptor. Entre las tecnologías existentes de energía solar de concentración, este trabajo se centra en las centrales de torre o de receptor central ya que en ellas se alcanzan mayores concentraciones y temperaturas que en las tecnologías de foco lineal (cilindro-parabólicos y Fresnel).

Con los diseños comerciales actuales (cilindro-parabólicos o sistemas de torres con receptor central y un fluido térmico a temperaturas moderadas), se alcanzan eficiencias del 20% nominal en la conversión de radiación solar directa a electricidad. Por lo que estas tecnologías necesitan acelerar sus curvas de aprendizaje para llegar a ser más competitivas frente a otras tecnologías de energía renovable, como fotovoltaica, que han contado con una drástica reducción de costes, además, de la necesidad de optimización del suministro de energía y la integración en la red para mercados con alta penetración de solar y eólica (Romero y González-Aguilar, 2016). Para incrementar su eficiencia térmica y hacerla competitiva, se deben desarrollar nuevos conceptos de receptores solares que sean capaces de operar a mayores flujos de radiación, alcanzando mayores temperaturas (mayores a 1000 °C). La última hoja de ruta publicada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE.UU (National Renewable Energy Laboratory, NREL), denomina a las próximas tecnologías a implantar en CSP como Generación 3 (Mehos et al., 2017). Entre las tecnologías propuestas como Generación 3 está la de receptores/reactores de partículas. Además de aumentar la eficiencia térmica, temperaturas superiores a 1000 °C permiten llevar a cabo procesos de producción de hidrógeno en el receptor. El hidrógeno es considerado actualmente un vector energético ya que puede ser almacenado y transportado, y se puede obtener energía a partir de su uso por distintas vías (combustión, pilas de combustible).

La producción de hidrógeno mediante energía solar se puede realizar mediante varias rutas: termólisis, ciclos termoquímicos, y descarbonización de materiales carbonosos. Este estudio se centra en los ciclos termoquímicos que se basan en la ruptura de la molécula de agua mediante su descomposición en hidrógeno y oxígeno a través de una serie de reacciones químicas endotérmicas y exotérmicas utilizando para ello una serie de reactivos intermedios y una fuente de calor. El reactivo intermedio es un óxido metálico que sufre reacciones de oxidación y reducción (Romero y Steinfeld, 2012). Todos estos reactivos intermedios son reciclados dentro del proceso. La suma de todas las reacciones del ciclo es equivalente a la disociación directa del agua (Alonso, 2014; Xiao et al., 2012). En un ciclo termoquímico de dos etapas, la reacción inicial corresponde a la etapa de reducción. En esta reacción endotérmica, el óxido inicial es reducido a altas temperaturas produciendo oxígeno proveniente del óxido. Luego, en la segunda etapa, el óxido reducido reacciona con agua

(reacción exotérmica) para producir hidrógeno y el óxido inicial que es reciclado a la etapa de reducción.

Actualmente, diversos ciclos se consideran aptos para su futura aplicación industrial (Xiao et al., 2012). De entre ellos, en este trabajo se emplean ferritas metálicas, en concreto la de níquel ya que estudios previos del grupo CIEMAT determinaron que, de entre las ferritas comerciales, es la más activa en cuanto a producción de hidrógeno y ciclabilidad en ciclos termoquímicos (Fresno et al., 2009). El hecho de que sea comercial facilita la estandarización de los estudios con un producto de referencia. Su activación o reducción se produce entre 1300 y 1400 °C (reacción 1), mientras que la oxidación o hidrólisis se produce en un amplio rango entre 650 y 950 °C (reacción 2).

Activación: $\text{NiFe}_2\text{O}_4 \rightarrow \text{NiFe}_2\text{O}_{4-\delta} + \delta/2 \text{O}_2$, 1570 – 1670 K, Reacción 1

Hidrólisis: $\text{NiFe}_2\text{O}_{4-\delta} + \delta \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NiFe}_2\text{O}_4 + \delta \text{H}_2$, 920 – 1220 K, Reacción 2

Se han propuesto múltiples conceptos de reactores de partículas, clasificándose principalmente en directos o indirectos según las partículas son directamente irradiadas o no (Alonso y Romero, 2015). Entre los conceptos estudiados se encuentran: reactores de lecho fijo o empaquetado; rotativos; de lecho fluidizado; de “caída libre” de partículas “obstruidas”; de flujo de partículas, entre otros (Alonso y Romero, 2015; Ho, 2016; Tan y Chen, 2010).

El concepto seleccionado para este trabajo es el de lecho fluidizado. Las principales ventajas que presenta son: el movimiento promueve el contacto entre el gas y el sólido, mejorando la transferencia de calor y materia; temperatura homogénea, incluso a gran escala; bueno para operación en modo discontinuo, con rendimientos de producto uniformes; el movimiento evita sinterización y aglomeraciones. Sin embargo, sus inconvenientes son: erosión de los recipientes y tuberías; atrición de partículas; arrastre de partículas y separación de finos de la corriente fluida a altas velocidades; con altas pérdidas de carga en el lecho, se consume mayor energía; difícil medir temperatura en el lecho.

Existen varios estudios que emplean reactores solarizados de lecho fluidizado (Benoit, 2015; Flamant et al., 1988; Kodama et al., 2002, 2001, 2000; Nikulshina et al., 2009; Steinfeld et al., 1995; Tregambi et al., 2015; Zedtwitz y Steinfeld, 2005). Empleando ferritas de níquel en lecho fluidizado, se destacan los trabajos de Gokon et al. (Gokon et al., 2011, 2008), en los que empleaban un reactor irradiado por la parte superior, formado por un tubo de acero inoxidable con un diámetro interno de 45 mm y 40 mm de altura, que incorpora en su interior una sección anular, para crear un lecho con circulación interna, y una ventana de cuarzo que deja pasar la radiación, manteniendo cerrada la atmósfera interior del reactor. El reactor es iluminado por una lámpara de arco de xenón de 6 kW para simular la radiación solar. La ferrita de níquel empleada es NiFe_2O_4 con un soporte de ZrO_2 para evitar la sinterización de la muestra. Posteriormente, usando la misma configuración, realizaron otra serie de ensayos aumentando la potencia, teniendo así 2,6 kW en la etapa de reducción y 1,6 kW en la etapa de disociación (Gokon et al. 2011). En este caso, se consiguió una correcta configuración del ciclo sin etapas intermedias, consiguiendo una conversión del 35% para la ferrita soportada y del 5% para la ferrita sin soporte.

En este trabajo se va a emplear un reactor de lecho fluidizado directamente irradiado por un simulador solar de altos flujos para producir hidrógeno mediante el ciclo termoquímico de

la ferrita de níquel (NiFe_2O_4). Se estudiará el proceso y las condiciones de fluidización, y la conversión de la reacción.

METODOLOGÍA

Para realizar los ensayos con energía solar simulada, se cuenta con una instalación formada por un simulador solar de alto flujo de 7 kW_e y el reactor solar de lecho fluidizado. El simulador solar consta de una lámpara de arco de xenón y un reflector elipsoidal truncado que refleja y concentra la radiación emitida por la lámpara. La radiación horizontal procedente del simulador solar es reflejada verticalmente hacia la cavidad del reactor mediante un espejo colocado a 45°, de manera que se irradia la muestra directamente. El reactor vertical está formado por una cavidad cónica cerrada con una ventana de cuarzo, una zona de fluidización delimitada por un tubo de alúmina de 0,045 m de alto y 0,02 m de diámetro interior, un filtro cerámico poroso que soporta la muestra y un aislamiento cerámico, todo ello cerrado por una carcasa de acero inoxidable que mantiene atmósfera controlada en el reactor y actúa como soporte de los diferentes dispositivos de medida.

El aislamiento cerámico configura la forma de la cavidad del reactor. Se fabrica en ladrillo JM-25 y está formado por 4 ladrillos cerámicos: una parte cónica que cuenta con un corte vertical en el final de la diagonal para ubicar el tubo de alúmina, la pieza en la que se va a colocar el soporte poroso del lecho, una sobre la que se va apoyar este y que presenta un orificio cónico para distribuir la entrada del gas en el reactor a través del soporte, y, por último, un pieza con el orificio para el paso del gas.

Se colocan 7 termopares tipo-k para registrar la temperatura de la muestra y de distintas zonas del reactor. Un pirómetro mide la temperatura de la superficie de la muestra y una cámara infrarroja facilita el seguimiento de los ensayos. En la fig. 1. se muestra un diagrama de la instalación experimental.

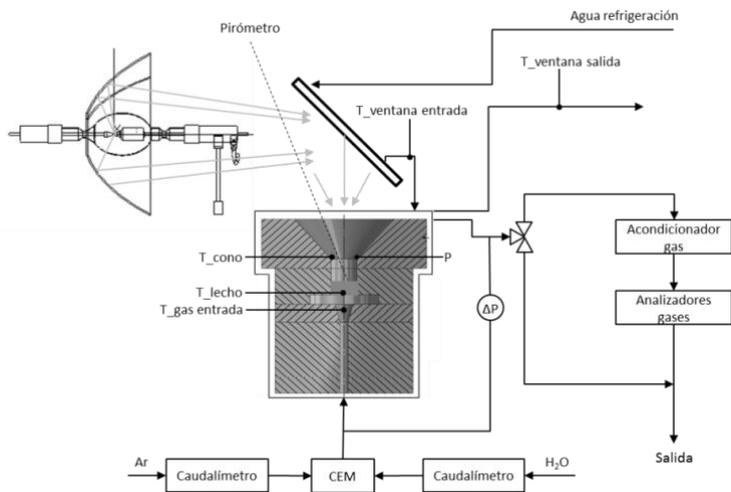


Fig. 1. Diagrama de la instalación experimental.

Para la alimentación del gas de entrada se cuenta con 2 caudalímetros: uno de gas para argón y el de líquido para agua. Posteriormente, los fluidos pasan por un evaporador para formar vapor de agua, y de ahí al reactor por su parte inferior. El gas atraviesa el reactor, pasando por el soporte poroso, el lecho de partículas y en la parte cónica superior se divide para salir por las 4 salidas disponibles, de manera que el paso de gas sea homogéneo por el reactor. Después, las 4 salidas se unen, parte del gas se conduce a un acondicionador de gases para pasar posteriormente por los analizadores, y el resto se lleva a extracción. La medida de presión diferencial se realiza entre la corriente de entrada y la de salida del reactor.

Como material reactivo se emplean ferritas de níquel (NiFe_2O_4) de Sigma Aldrich (Iron nickel oxide nanopowder, <50 nm particle size (APS), $\geq 98\%$ trace metals basis, CAS: 12168-54-6) previamente tratadas para aumentar su tamaño de partícula mediante la aplicación de presión.

La irradiancia máxima del simulador solar en la superficie del lecho es de 1020 kW/m^2 , lo que equivale a una potencia acumulada de 492 W en la superficie de $0,02 \text{ m}$ de diámetro del lecho. La irradiancia y potencia se modificarán durante los ensayos mediante el empleo de atenuadores. Los atenuadores empleados son mallas metálicas con diferente diámetro de hilo y tamaño de luz para cada atenuación.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para determinar las condiciones óptimas de operación de manera que se maximice la producción de hidrógeno, se realizan varios ensayos modificando las condiciones de irradiación, caudal, porosidad del distribuidor y tamaño de partícula de la muestra.

En el primer ensayo, se carga una muestra con un tamaño de partícula entre $25\text{-}200 \mu\text{m}$. El distribuidor empleado tiene un tamaño de poro de $50 \mu\text{m}$ y porosidad del 40%. Se calienta la muestra con una irradiación del 50% del total nominal del simulador solar, es decir, 510 kW m^{-2} y 246 W. La muestra adquiere movimiento al comenzar el calentamiento, formándose una nube por el arrastre de parte de la muestra. Por lo que es necesario bajar el caudal lo que provoca que la muestra se pare. En este caso es difícil controlar la fluidización ya que si se aumenta el caudal hay arrastre y si se baja ligeramente se detiene la fluidización. Cuando la temperatura tiende a estabilizarse, se retira el atenuador irradiando la muestra al 100% durante 1 minuto (1020 kW m^{-2} , 492 W). No se detecta producción de oxígeno, pero se aprecia el comienzo de la sinterización, por lo que se alimenta vapor y se apaga el simulador para enfriar la muestra y realizar la hidrólisis. Se detecta producción de hidrógeno. Es decir, en este ensayo se consigue temperatura suficiente para activar las ferritas (1650 K) y producir hidrógeno en el enfriamiento, pero la temperatura ha producido la sinterización de la muestra, por lo que no se ha conseguido mantener la fluidización durante el ensayo.

En un segundo ensayo, se emplea una muestra de NiFe_2O_4 con un tamaño de partícula entre $100\text{-}200 \mu\text{m}$ mezclada con partículas de alúmina de $500 \mu\text{m}$ para que eviten la sinterización del material y así lograr mantener la fluidización a alta temperatura. El distribuidor empleado en este caso tiene un tamaño de poro de $525 \mu\text{m}$ y una porosidad del 40%. Además, para evitar sinterización se realiza un calentamiento más suave de la muestra

empleando doble atenuación, irradiando la muestra con un 20,5% del total (209,1 kW m⁻², 100,9 W) hasta que la muestra alcanza 1020 K, y después con un 50% (510 kW m⁻², 246 W). A una temperatura de 1350 K en la muestra, las ferritas comienzan a adherirse a las paredes del tubo. Por ello se incrementa el caudal y las partículas de alúmina comienzan a fluidizar haciendo que se muevan las ferritas que se estaban deteniendo y adhiriendo. A 1370 K se observa una fluidización estable por lo que se retira el último atenuador, irradiando la muestra al 100% para reducirla y activarla. No se detecta oxígeno, pero por las altas temperaturas (1670 K), se considera que la muestra se ha reducido. Se disminuye la potencia del simulador y se alimenta vapor de agua. Se detecta producción de hidrógeno en dos momentos: durante el primer calentamiento a pesar de no alimentar vapor, por lo que debe haber agua en alguna parte del reactor; y al enfriar y alimentar vapor. La primera producción indica que antes de llegar a la temperatura de reducción, parte de la muestra ya se ha reducido.

En el tercer ensayo, cuyos resultados se muestran en la fig. 2., se emplea una muestra con tamaño de partícula entre 50-100 μm mezclada con partículas de alúmina de 500 μm, y el distribuidor empleado en el ensayo anterior. En este caso, se comienza la alimentación de vapor en el primer calentamiento para oxidar la muestra completamente. Este calentamiento se realiza irradiando la muestra con un 20,5% y después con un 50%. Para evitar afectar a la medida de hidrógeno, el caudal no se varía durante la producción de hidrógeno. No se mueve toda la muestra, pero se evita arrastre de los finos. Cuando la producción de hidrógeno se agota, se deja de alimentar vapor y se calienta más la muestra (con el 100% de irradiancia) para reducirla. Se observan partes en las que se produce fusión. Después del calentamiento y activación de la muestra, se enfría (irradiando al 50%) y se vuelve a alimentar vapor. De nuevo se produce hidrógeno, pero menos que en el ciclo anterior por lo que no se ha activado toda la muestra o la parte que comenzó a fundir no reacciona con el vapor de agua. En este ensayo se obtiene una conversión de 13,5% en la primera parte y de 2,9% en la segunda, produciendo en total 16 ml de hidrógeno por gramo de muestra, aproximadamente.

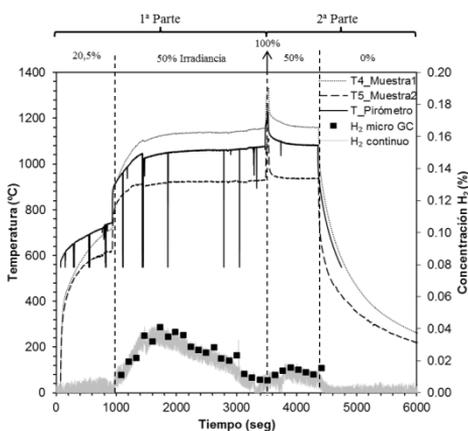


Fig. 2. Resultados del tercer ensayo de producción de hidrógeno con NiFe₂O₄.

CONCLUSIONES

Durante este trabajo, se ha producido hidrógeno mediante ferritas de níquel directamente irradiadas que reaccionan con el vapor en las condiciones de operación. Para evitar la sinterización que sufren las ferritas a altas temperaturas, se emplean partículas de alúmina. Estas partículas adquieren movimiento a altas temperaturas evitando la formación de bloques de ferritas sinterizadas. Además de evitar la sinterización, es necesario garantizar la fluidización para que la producción de hidrógeno no se vea afectada con el paso de los ciclos. De hecho, una ancha distribución de tamaños de partículas penaliza la estabilidad del régimen fluidizado: los finos se arrastran a los caudales necesarios para que el resto del lecho se mueva. Asimismo, para garantizar la fluidización, un aspecto relevante en la optimización de la operación es el control de la temperatura del lecho, siendo necesario un calentamiento más lento para que las condiciones de fluidización se puedan ir adaptando a los cambios que sucedan en el lecho.

La metodología empleada en este artículo puede extenderse al desarrollo de ensayos con varios ciclos consecutivos de reducción/oxidación. Además, sirve para comenzar ensayos con otros materiales, siendo necesario optimizar las condiciones de operación, principalmente caudal y temperatura, en cada caso.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Comunidad de Madrid y a los Fondos Estructurales de la Unión Europea por la financiación del Proyecto ALCCONES (S2013/MAE-2985). Arribas L. agradece al Ministerio Español de Educación, Cultura y Deporte por la financiación a través de la beca FPU (FPU14/01657).

REFERENCIAS

- Alonso, E., 2014. Desarrollo de un reactor solar para el estudio de la etapa de reducción de ciclos termoquímicos basados en óxidos metálicos no volátiles. Universidad Rey Juan Carlos.
- Alonso, E., Romero, M., 2015. Review of experimental investigation on directly irradiated particles solar reactors. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 41, 53–67. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.027>
- Benoit, H., 2015. Récepteur solaire tubulaire a suspension dense de particules en écoulement ascendant. Université de Perpignan Via Domitia.
- Flamant, G., Gauthier, D., Boudhari, C., Flitris, Y., 1988. A 50 kW Fluidized Bed High Temperature Solar Receiver: Heat Transfer Analysis. *J. Sol. Energy Eng.* 110, 313. <https://doi.org/10.1115/1.3268273>
- Fresno, F., Fernández-Saavedra, R., Belén Gómez-Mancebo, M., Vidal, A., Sánchez, M., Isabel Rucandio, M., Quejido, A.J., Romero, M., 2009. Solar hydrogen production by two-step thermochemical cycles: Evaluation of the activity of commercial ferrites. *Int. J. Hydrogen Energy* 34, 2918–2924. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.020>
- Gokon, N., Mataga, T., Kondo, N., Kodama, T., 2011. Thermochemical two-step water splitting by internally circulating fluidized bed of NiFe₂O₄ particles: Successive reaction of thermal-reduction and water-decomposition steps. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 4757–4767. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.01.076>
- Gokon, N., Takahashi, S., Yamamoto, H., Kodama, T., 2008. Thermochemical two-step water-splitting reactor with internally circulating fluidized bed for thermal reduction

- of ferrite particles. *Int. J. Hydrogen Energy* 33, 2189–2199.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.02.044>
- Ho, C.K., 2016. A review of high-temperature particle receivers for concentrating solar power. *Appl. Therm. Eng.* 109, 958–969.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.04.103>
- Kodama, T., Funatoh, A., Shimizu, K., Kitayama, Y., 2001. Kinetics of Metal Oxide-Catalyzed CO₂ Gasification of Coal in a Fluidized-Bed Reactor for Solar Thermochemical Process 1200–1206.
- Kodama, T., Funatoh, A., Shimizu, T., Kitayama, Y., 2000. Metal-Oxide-Catalyzed CO₂ Gasification of Coal Using a Solar Furnace Simulator 1323–1330.
- Kodama, T., Kondoh, Y., Tamagawa, T., Funatoh, A., Shimizu, K., Kitayama, Y., 2002. Fluidized Bed Coal Gasification with CO₂ under Direct Irradiation with Concentrated Visible Light 1264–1270.
- Mehos, M., Turchi, C., Vidal, J., Wagner, M., Ma, Z., Ho, C., Kolb, W., Andraka, C., Kruiženga, A., 2017. Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap. *Nrel/Tp-5500-67464* 1–140. <https://doi.org/10.2172/1338899>
- Nikulshina, V., Gebald, C., Steinfeld, a., 2009. CO₂ capture from atmospheric air via consecutive CaO-carbonation and CaCO₃-calcination cycles in a fluidized-bed solar reactor. *Chem. Eng. J.* 146, 244–248. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2008.06.005>
- Romero, M., González-Aguilar, J., 2016. High-flux/high-temperature solar thermal conversion: technology development and advanced applications. *Renew. Energy Environ. Sustain.* 1, 26. <https://doi.org/10.1051/rees/2016011>
- Romero, M., Steinfeld, A., 2012. Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels. *Energy Environ. Sci.* 5, 9234–9245. <https://doi.org/10.1039/c2ee21275g>
- Steinfeld, A., Frei, A., Kuhn, P., Wüillemin, D., 1995. Solar thermal production of zinc and syngas via combined ZnO-reduction and CH₄-reforming processes. *Int. J. Hydrogen Energy* 20, 793–804. [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(95\)00016-7](https://doi.org/10.1016/0360-3199(95)00016-7)
- Tan, T., Chen, Y., 2010. Review of study on solid particle solar receivers. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 265–276. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.05.012>
- Tregambi, C., Montagnaro, F., Salatino, P., Solimene, R., 2015. A model of integrated calcium looping for CO₂ capture and concentrated solar power. *Sol. Energy* 120, 208–220. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.07.017>
- Xiao, L., Wu, S.-Y., Li, Y.-R., 2012. Advances in solar hydrogen production via two-step water-splitting thermochemical cycles based on metal redox reactions. *Renew. Energy* 41, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.023>
- Zedtwitz, P. Von, Steinfeld, A., 2005. Steam-Gasification of Coal in a Fluidized-Bed / Packed-Bed Reactor Exposed to Concentrated Thermal Radiation s Modeling and Experimental Validation 3852–3861.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

CARACTERIZACIÓN ÓPTICO-ENERGÉTICA DE HELIÓSTATOS DE PEQUEÑAS DIMENSIONES PARA SISTEMAS SOLARES DE MUY ALTA CONCENTRACIÓN

**Martínez-Hernández A. *, Sánchez M. *, Luque S. *, González-Aguilar J. *,
Romero. M***

*Unidad de Procesos a Alta Temperatura. Instituto IMDEA Energía. Ramón de la Sagra, 3.
28935 Móstoles, Madrid, España. manuel.romero@imdea.org

RESUMEN

En este trabajo se presenta la caracterización óptico-energética de dos heliostatos de 3 m² y 20 m y 30 m de distancia focal. La caracterización se ha llevado a cabo mediante el análisis de sus mapas de irradiancia, obtenidos tanto a mediodía solar como fuera de las horas centrales del día. En los mapas de irradiancia obtenidos a mediodía solar se ha calculado el semieje mayor de la elipse que definen, y se ha ajustado la irradiancia a lo largo de dicho eje a una gaussiana. De tales ajustes se obtiene la calidad óptica del haz. Los mapas obtenidos fuera del mediodía solar se han comparado con simulaciones realizadas con TracePro para discernir si la deformación que sufre el foco fuera de las horas centrales se debe exclusivamente al astigmatismo o, si por el contrario, una deformación de la faceta inducida por gravedad podría también estar contribuyendo.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, campo solar de torre central, heliostato, irradiancia

ABSTRACT

In this paper the optical and energetic characterization of two heliostats of 3 m² and 20 m and 30 m of focal length is presented. The characterization has been done through the analysis of flux maps acquired at solar noon and outside the central hours of the day. The semi-major axis of the ellipse defined by the flux maps has been calculated for those acquired at solar noon, and the irradiance distribution along this direction has been fitted to a Gaussian curve. The beam quality is obtained from these fittings. Flux maps acquired outside the central hours of the day have been compared with ray-tracing simulations conducted with TracePro. The aim is to determine if spot deformations outside central hours are exclusively due to astigmatism, or if gravity-induced facet deformations could be also contributing.

KEYWORDS: Solar energy, central receiver solar field, heliostat, irradiance

INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto europeo H2020 S2L (Sun-to-Liquid) se ha construido un campo solar de torre central en el Instituto IMDEA Energía, Móstoles, España. La instalación, denominada ACES/VHCST (Alta Concentración de Energía Solar/Very High Concentration Solar Tower), se compone de 169 heliostatos de 3 m² con una potencia térmica nominal de 250 kW, y permite alcanzar picos de irradiancia por encima de los 3000 kW/m². Tan alta concentración solar es posible gracias a la pequeña distancia focal de sus heliostatos. Los situados en las 8 filas más próximas a la torre tienen una distancia focal nominal de 20 m, mientras que los de las 6 filas más alejadas tienen una focal nominal de 30 m. El objetivo del proyecto S2L es la producción de combustibles líquidos para el sector de la aviación a partir de CO₂, H₂O y energía solar concentrada. Para ello se emplea un reactor con una apertura de 16 cm de diámetro operando a temperaturas de hasta 1400 °C, sobre el que se suministran 50 kW de radiación solar concentrada. El reactor contiene una estructura reticulada de espuma de cerámica porosa hecha de CeO₂ que convierte termocatalíticamente el H₂O y el CO₂ en gas de síntesis, el cual, mediante un proceso Fischer-Tropsch, es a su vez transformado en queroseno (Romero *et al.*, 2017). Con el proyecto europeo S2L se pretende lograr una demostración experimental a escala piloto del proceso completo de generación de hidrocarburos líquidos. Combinado con el uso de técnicas de captura de CO₂ atmosférico, el balance global del proceso de generación y quemado del combustible sería neutro en emisiones de carbono.

En este trabajo se presenta la caracterización óptico-energética de dos heliostatos de las dos distancias focales del campo solar. El análisis de la calidad de los haces reflejados y su caracterización se han realizado mediante la adquisición de mapas de irradiancia de los heliostatos por método indirecto. Un radiómetro, un receptor plano o diana y una cámara CCD enfocada sobre el anterior han sido utilizados para ello. Los heliostatos reflejan la luz solar sobre el receptor, el radiómetro mide la irradiancia en su centro y la cámara registra la radiación luminosa reflejada por la diana. De este modo se conoce la relación existente entre la intensidad registrada por el píxel situado en el centro del receptor y la irradiancia en dicho punto. Dado que la cámara registra la intensidad de todo el receptor, podemos obtener el valor de la irradiancia en cada punto, obteniendo así los correspondientes mapas. El procedimiento completo se describe en (Thelen *et al.*, 2017). Estos mapas han sido adquiridos a mediodía solar y cuatro horas y media antes del mediodía solar, y han sido comparados con simulaciones realizadas con TracePro (TracePro 2018).

DESCRIPCIÓN DE LOS HELIOSTATOS

Los 169 heliostatos de la instalación ACES se encuentran distribuidos en 14 filas tal y como se muestra en la Figura 1. Los heliostatos presentan como base un seguidor solar de la empresa SatControl, con movimiento en alabeo-cabeceo, sobre el que se han montado facetas de 1,6 m x 1,9 m de superficie, 3 mm de espesor y 94,3% de reflectividad. Las facetas están fijadas a la parte superior del seguidor mediante un bastidor consistente en varias costillas de metal. Éstas poseen la curvatura correspondiente para dotar al espejo de la respectiva distancia focal (20 m ó 30 m). La faceta adquiere dicha curvatura debido a la deformación inducida por gravedad que surge al apoyarla sobre el bastidor, y es fijada a éste mediante el empleo de una silicona bicomponente de curado rápido. El grado de curvatura de las facetas es aproximadamente un orden de magnitud mayor que el utilizado tradicionalmente en plantas de este tipo, lo que permite obtener concentraciones solares

muy superiores, y se encuentra en el límite teórico al cual se puede deformar un espejo de tales dimensiones. Medidas experimentales de deflectometría realizadas sobre varios espejos elegidos aleatoriamente han mostrado que las facetas se relajan ligeramente tras su instalación, adoptando distancias focales efectivas entre un 10% y un 20% mayores que la nominal (generalmente existe una mayor relajación en los heliostatos de focal corta). Los dos heliostatos caracterizados son, acorde a la Fig. 1, el 7-7 (heliostato 7 de la fila 7), con distancia focal nominal de 20 m, y el 13-7 (heliostato 7 de la fila 13), con distancia focal nominal de 30 m. La motivación para caracterizar estos heliostatos y no otros es que su distancia al receptor es similar a su distancia focal efectiva.

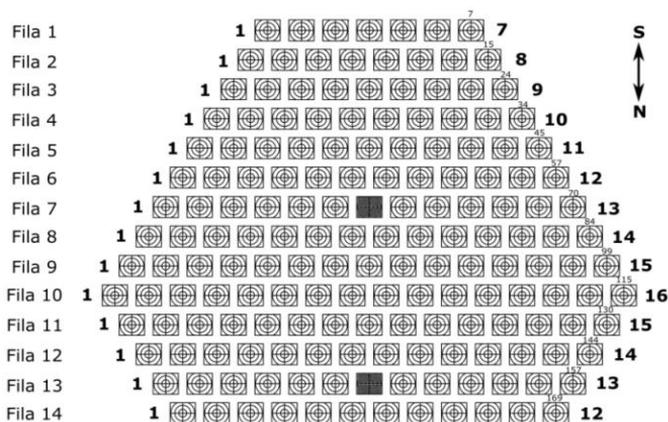


Fig. 1. Plano de la instalación ACES. La torre se encuentra situada al sur del campo. Los heliostatos marcados son los que han sido caracterizados.

CARACTERIZACIÓN ÓPTICO-ENERGÉTICA DE LOS HELIOSTATOS

Los mapas de irradiancia obtenidos a mediodía solar se registraron proyectando la imagen sobre un blanco Lambertiano de 0,34 m x 0,34 m situado en la torre a 16.7 m de altura y a una distancia respecto de las facetas de 23.1 m para el heliostato 7-7 y de 34.5 m para el 13-7. Los mapas obtenidos cuatro horas y media antes del mediodía solar se registraron de manera análoga pero proyectando la imagen sobre otro blanco Lambertiano de 0.54 m x 0.54 m situado en el mismo sitio que el anterior. Dicho blanco no dispone de radiómetro, por lo que estos mapas son solo cualitativos. El uso de un blanco de dimensiones superiores es debido a que la deformación del foco provocada por el astigmatismo hace que el tamaño de éste sea muy superior al que se obtiene durante las horas centrales del día (Igel y Hughes, 1979).

Mediodía solar

En los mapas de irradiancia adquiridos a mediodía solar se ha calculado el semieje mayor de la elipse que definen, y los perfiles de irradiancia a lo largo de sus semiejes mayores han sido ajustados a gaussianas de la forma:

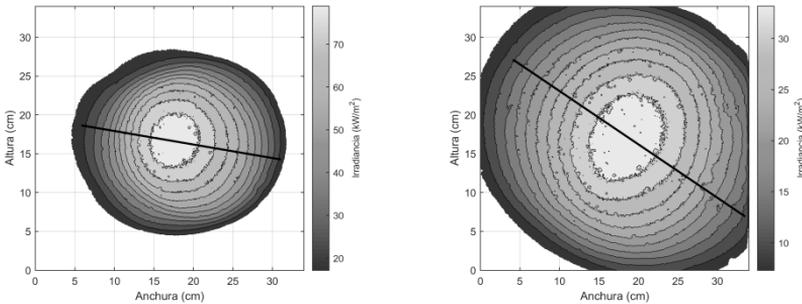
$$I = I_{MAX} e^{-\frac{(\rho - \rho_0)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

El método empleado para calcular el semieje mayor se basa en el siguiente algoritmo implementado en Matlab (Matlab R2018a). Se divide el mapa de irradiancia en sectores cuya irradiancia esté comprendida entre un porcentaje mínimo y máximo respecto de la irradiancia máxima. Esto devuelve un mapa de irradiancia con multitud de anillos concéntricos, con mayor número de anillos cuanto más pequeño sea el rango de porcentaje empleado. Posteriormente, para cada anillo se calculan las distancias entre todos los pares de puntos contenidos en él, y se selecciona aquel par de puntos que más disten. Por último, con cada par de puntos de cada anillo, junto con el punto asociado a la irradiancia máxima, se realiza un ajuste lineal, el cual se corresponde con el semieje mayor. Tras calcular el semieje mayor se hace una interpolación lineal del mapa de irradiancia, y se evalúa ésta para aquellos puntos contenidos en el semieje mayor. Éstos son los valores de irradiancia que se emplean para hacer el ajuste a la Ec. (1). Con estos ajustes la calidad óptica del haz, BQ (*beam quality*), se determina mediante las siguientes expresiones (Romero *et al.*, 2016; Röger, 2017):

$$\sigma_T^2 = \sigma_{T,X}^2 + \sigma_{T,Y}^2 \quad (2)$$

$$BQ = \sqrt{\sigma_T^2 - \sigma_{SOL}^2 - \sigma_{ASTIG}^2} \quad (3)$$

En la Ec. (2), $\sigma_{T,X}$ es la desviación típica de la gaussiana, σ , dividida entre la distancia faceta-receptor, d , y representa el error óptico a lo largo del semieje mayor; $\sigma_{T,Y}$ es el error óptico a lo largo del semieje menor, y tendría un valor ligeramente inferior a $\sigma_{T,X}$. Se hace la aproximación $\sigma_{T,Y} \approx \sigma_{T,X}$, por lo que el error óptico total calculado, σ_T , sería una cota superior del mismo. En la Ec. (3), σ_{SOL} representa el error óptico asociado a la forma del sol, 2.19 mrad (Romero *et al.*, 2016), y σ_{ASTIG} representa el error óptico asociado al astigmatismo. En este caso, para el día y para la hora en que se adquirieron los mapas de irradiancia, mediodía solar del 17 de abril de 2018, el factor coseno vale 0.96 para el heliostato 13-7 y 0.99 para el heliostato 7-7, por lo que la aproximación paraxial es aplicable y se puede despreciar el término σ_{ASTIG} . En la Fig. 2 pueden verse ambos mapas de irradiancia con sus correspondientes ajustes. Los coeficientes de éstos últimos y los errores ópticos se presentan en la Tabla 1.



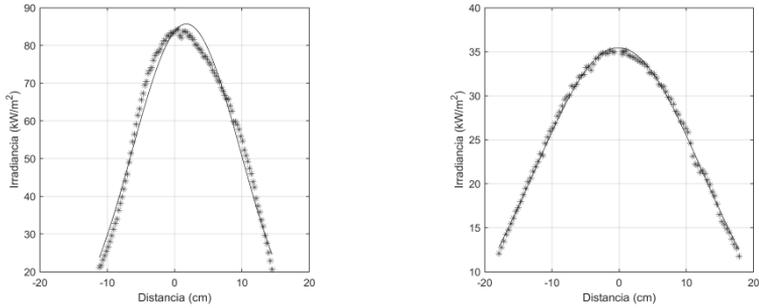


Fig. 2. Mapas de irradiancia de ambos heliostatos con su semieje mayor y gráficas con el ajuste a la gaussiana. Se representan los puntos con una irradiancia superior al 20% de la máxima. Las gráficas de la izquierda corresponden al heliostato 7-7 y las de la derecha al 13-7.

Tabla 1. Coeficientes de ajuste y valor de los errores ópticos

Heliostato	I_{MAX} (kW/m ²)	ρ_0 (cm)	σ (cm)	d(m)	$\sigma_{T,x}$ (mrad)	BQ (mrad)
7-7	84.6	1.73	8.1	23.1	3.49	4.41
13-7	35.5	-0.13	12.5	34.5	3.58	4.61

Tomando como referencia los mapas de la Fig. 2 se realizó una simulación mediante trazado de rayos basada en el método de Montecarlo. Se fueron variando las distancias focales y los errores ópticos hasta conseguir que los mapas de irradiancia concordasen con los experimentales. Las distancias focales que se probaron fueron distancias comprendidas entre la nominal y un valor un 20% mayor que ésta. En la Fig. 3 pueden verse los resultados obtenidos. En las Tablas 2 y 3 se resumen los datos de potencia, irradiancia, distancias focales y errores ópticos.

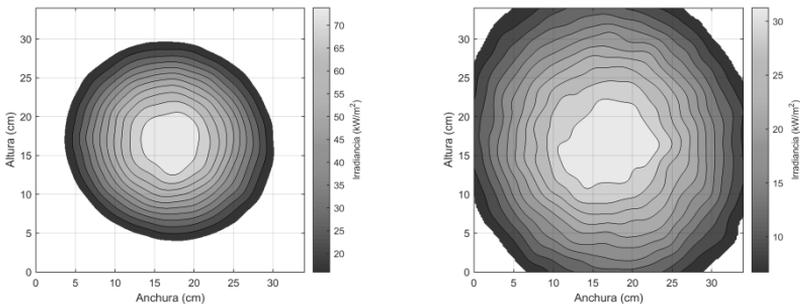


Fig. 2. Mapas de irradiancia de ambos heliostatos obtenidos mediante simulación. Se representan los puntos con una irradiancia superior al 20% de la máxima. La gráfica de la izquierda corresponde al heliostato 7-7 y la de la derecha al 13-7.

Tabla 2. Potencia e irradiancia máxima sobre el receptor obtenida experimentalmente y mediante simulación

Heliostato	P_{EXP} (kW)	P_{SIM} (kW)	$I_{MAX,EXP}$ (kW/m ²)	$I_{MAX,SIM}$ (kW/m ²)
7-7	2.9	2.7	85	81
13-7	2.4	2.2	36	34

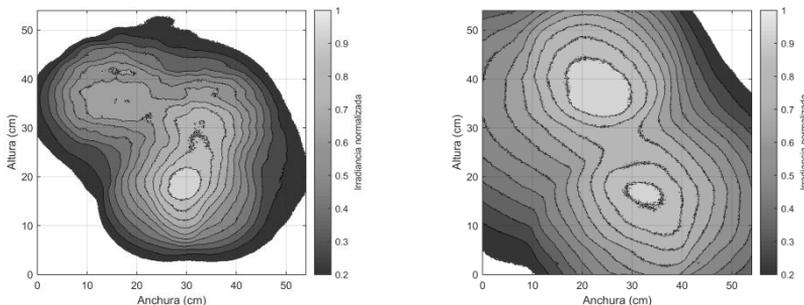
Tabla 3. Distancia focal y errores ópticos empleados en la simulación

Heliostato	f (m)	$\sigma_{T,X}/\sigma_{T,Y}$ (mrad)
7-7	24	3
13-7	33	3

Las distancias focales y errores ópticos mostrados en la Tabla 3 proporcionan unos mapas de irradiancia muy similares a los obtenidos experimentalmente. Nótese cómo el error óptico depende de la distancia faceta-receptor, d . Si ésta no es igual a la distancia focal del heliostato, el error óptico, además de dar cuenta de las imperfecciones de la faceta, da cuenta de la divergencia del haz por no haberse registrado el mapa en el punto de máxima concentración. Al no conocer el valor exacto de la distancia focal, no existe un único par de valores σ, f capaz de reproducir dichos mapas. Por este mismo motivo los errores ópticos obtenidos experimentalmente no son directamente comparables con los empleados en la simulación.

Fuera de mediodía solar

Los mapas adquiridos fuera de las horas centrales se registraron el 22 de mayo de 2018 a las 9:45 AM hora local, aproximadamente cuatro horas y media antes del mediodía solar. Estos mapas han sido comparados con simulaciones con el objetivo de discernir si la deformación que sufre el foco fuera de las horas centrales es debida exclusivamente al astigmatismo o, si por el contrario, una deformación de la faceta inducida por gravedad, debida a la alta inclinación de la misma a dichas horas, podría estar contribuyendo (Strachan y Houser, 1993). En la Fig. 4 pueden verse los cuatro mapas.



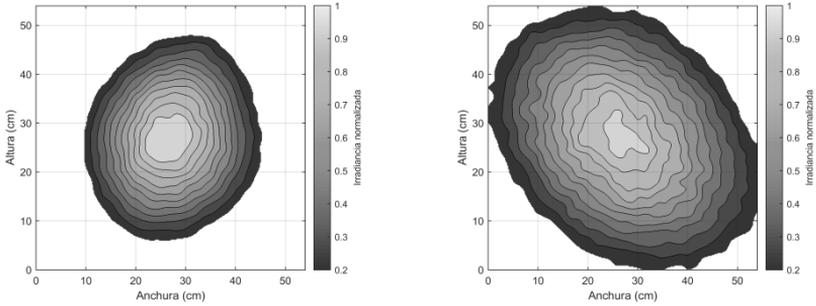


Fig. 4. Mapas de irradiancia obtenidos cuatro horas y media antes del mediodía solar. Se representan normalizados mostrando los puntos con una irradiancia superior al 20% de la máxima. Arriba, mapas obtenidos experimentalmente, abajo, mapas obtenidos mediante simulación empleando las distancias focales y los errores ópticos de la Tabla 3. Las gráficas de la izquierda corresponden al heliostato 7-7 y las de la derecha al 13-7.

La comparativa entre los resultados teóricos y experimentales muestra que la faceta sufre cierta deformación por efecto de la gravedad. Los mapas obtenidos experimentalmente presentan una distribución bimodal, causada posiblemente por la divergencia de los rayos reflejados por la parte izquierda y derecha de la faceta, mientras que los teóricos, que solo dan cuenta del astigmatismo, presentan un foco bastante deformado, pero que no se desdobra. En efecto, es posible calcular la deformación que sufriría el foco debido al astigmatismo mediante las siguientes ecuaciones (Igel y Hughes, 1979):

$$h = 2D_s \sin^2\left(\frac{\phi}{2}\right) + \beta f \quad (4)$$

$$w = 2D_t \sin^2\left(\frac{\phi}{2}\right) + \beta f \quad (5)$$

La Ec. (4) da la dimensión del foco en altura y la Ec. (5) en anchura. En ellas D_s es el diámetro de la faceta a lo largo del plano sagital, D_t el diámetro a lo largo del plano tangencial, ϕ es el ángulo entre el vector solar y el vector normal a la faceta, β es el ángulo subtendido por el sol, 9.3 mrad (Romero *et al.*, 2016), y f es la distancia focal del heliostato. Al ser la faceta rectangular, D_s y D_t dependen de la orientación relativa sol-heliostato-receptor. A modo de aproximación se toma $D_s = D_t = 1.75$ m, que es el valor medio de las longitudes de los lados de la faceta. Con estos valores se obtiene que las dimensiones del foco son 0.49 m para el heliostato 7-7 y 0.65 m para el 13-7, lo que concuerda muy bien con las medidas experimentales.

Mapas adquiridos a lo largo de todo el día revelan que la distribución bimodal desaparece tres horas y media antes del mediodía solar, y vuelve a aparecer tres horas y media después. Este intervalo temporal podría variar ligeramente dependiendo del heliostato, ya que, para un mismo instante de tiempo, cada heliostato debe adquirir una inclinación distinta, en función de su posición respecto de la torre, para reflejar correctamente la radiación. En cualquier caso, se asegura una ventana temporal de al menos seis horas para el correcto funcionamiento del campo, en base a errores de astigmatismo y deformaciones debidas al peso de las facetas.

CONCLUSIONES

En este trabajo se recogen los resultados de la caracterización óptico-energética de dos heliostatos de 3 m² y 20 m y 30 m de distancia focal a mediodía solar y fuera de las horas centrales del día. Se ha propuesto un método para calcular los errores ópticos a partir de sus mapas de irradiancia y se ha evaluado la influencia del astigmatismo fuera de las horas centrales. Todos los resultados han sido contrastados con simulaciones numéricas por trazado de rayos.

Los resultados reflejan la importancia de la distancia focal en el cálculo de los errores ópticos. Resulta imposible determinar el error óptico con precisión si no se conoce de antemano la distancia focal. Este hecho resulta de mayor importancia en heliostatos como los aquí estudiados, donde su pequeña distancia focal juega un papel crítico. De especial interés es la gran concentración solar que se alcanza gracias a estas distancias focales, en torno a un orden de magnitud mayor que las alcanzadas en plantas convencionales.

El estudio realizado fuera del mediodía solar demuestra que no solo el astigmatismo influye en la deformación del foco. Mejoras en la rigidez de la estructura del heliostato permitirían obtener una mayor concentración fuera de las horas centrales, lo que supondría tanto una mayor eficiencia como una ventana temporal de operación del campo superior.

REFERENCIAS

Igel, E. A., & Hughes, R. L. (1979). Optical analysis of solar facility heliostats. *Solar Energy*, 22(3), 283-295.

Marc Röger, M. (2017). SolarPACES Guideline for Heliostat Performance Testing.

Matlab (Matlab R2018a). www.mathworks.com

Romero, M., Gonzalez-Aguilar, J., & Zarza, E. (2016). Concentrating solar thermal power. In *Energy efficiency and renewable energy handbook* (Vol. 1237, No. 1345, pp. 1237-1345). ROUTLEDGE in association with GSE Research.

Romero, M., González-Aguilar, J., & Luque, S. (2017, June). Ultra-modular 500 m² heliostat field for high flux/high temperature solar-driven processes. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 030044). AIP Publishing.

Strachan, J. W., & Houser, R. M. (1993). Testing and evaluation of large-area heliostats for solar thermal applications (No. SAND--92-1381). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (United States).

Thelen, M., Raeder, C., Willsch, C., & Dibowski, G. (2017, June). A high-resolution optical measurement system for rapid acquisition of radiation flux density maps. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 150005). AIP Publishing.

TracePro (2018). www.lambdares.com

PRODUCCIÓN SOLAR DIRECTA DE AIRE A MEDIA TEMPERATURA

Lecuona Neumann, A.*, Famiglietti, A.*, Nogueira Goriba, J.I.*

* Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid,
Avda. de la Universidad 30, 28911 Leganés, Madrid, España, lecuona@ing.uc3m.es ,
antonio_famiglietti@live.it, goriba@ing.uc3m.es

RESUMEN

Las necesidades de la industria de secado intensivo y otros procesos que necesitan aire entre unos 250 y 300 °C son muy elevadas. La producción de aire caliente con energía solar de forma convencional es complicada y costosa por el uso de un líquido caloportador, necesitando cambiadores de calor, con riesgo de fugas, y necesitando la sustitución del mismo. Ello sugiere explorar el uso de gases y particularmente al aire. Sin embargo, el trabajo de impulsión es elevado y pobre resulta la transferencia de calor al flujo desde el tubo receptor de un colector lineal de concentración. El empleo de un grupo turbo alivia estos inconvenientes y ofrece nuevas posibilidades, dando lugar a un nuevo esquema original del uso de concentradores solares para aplicaciones industriales que necesiten aire caliente, incluido el precalentamiento de aire de combustión. Este artículo informa acerca de esta propuesta a través de un modelo 1D variándose los parámetros básicos para buscar óptimos.

PALABRAS CLAVE: Energía solar térmica, Aire caliente comprimido directo.

ABSTRACT

The industrial needs of intensive drying as well as other processes that use hot air between around 250 to 350 °C are very high. Producing hot air with solar energy in a conventional way is complex and costly because of the use of a heat transfer liquid, requiring a heat exchanger with the risk of liquid leakage, and its replacement at the end of its useful life. This suggest exploring the use of gases and particularly air. But the impulsion power is high and the heat transfer between gas and the enclosing receiver tube of a linear concentrating collector is poor. Implementing a turbo group to increase density alleviates these drawbacks and offers new possibilities yielding an innovative and original layout of thermal solar production of hot air for many industrial applications, including preheating combustion air. This article informs about this proposal through a 1D numerical model varying basic design parameters to search optimum values.

KEYWORDS: Thermal solar energy, Compressed hot air Direct production.

1. INTRODUCCIÓN

El calor solar para procesos industriales es un sector en incipiente expansión y de gran potencial para reducir las emisiones y aumentar la sostenibilidad, p. e. (Schmitt 2016) y (Farjana, y otros 2018)

El calentamiento de gases directamente con energía solar; esto es, fluyendo el gas directamente por el colector solar. Sin embargo se tropieza con la baja capacidad térmica del gas por unidad de volumen ρc_p que hace que las altas velocidades medias V necesarias para dar un caudal másico apreciable $\dot{m} = \rho V A_f$ a través del área libre al paso del flujo A_f en el captador originen una caída de presión p excesiva, que con coeficiente de fricción f en un tubo receptor de longitud L_r y diámetro hidráulico D_h resulta $\Delta p = \frac{1}{2} \rho V^2 f \frac{L_r}{D_h}$.

Puede incluso superar el calor recibido del sol bajo una irradiancia G_{bT} sobre el área de apertura A_a : $\dot{Q}_f = G_{bT} A_a \eta_{op} F_R [1 - U_L A_{re} (T_{fin} - T_{atm})]$, Ec (1) para más definiciones. Sin embargo, existen salidas a este impedimento.

- I. Por un lado se encuentran colectores solares planos para calentar aire atmosférico apenas una decena de grados a velocidades del orden de 1 m/s para acondicionamiento de aire interior o para secaderos, p. e. (Prakash, et al. 2016).
- II. Por otro lado, se encuentran colectores de concentración (PTCs o LFC) a presiones muy elevadas para sobrecalentar vapor de agua o no tan elevadas para alimentar con un gas ciclos tipo Brayton para la producción de electricidad, requiriéndose respectivamente temperaturas de salida de unos 500 °C y unos 800 °C.
- III. No se encuentra prácticamente nada en una región operativa intermedia. Sin embargo, la industria es consumidora de aire caliente (u otros gases) a temperaturas asimismo intermedias. Las operaciones típicas son el secado, la deshidratación, el curado de pinturas y polímeros y el precalentamiento de aire, p. e. de combustión.

La tecnología del punto II es la más documentada, especialmente con colectores de canal parabólico (PTCs). (Muñoz-Anton, y otros 2014) justifica el uso de gases para centrales eléctricas termosolares. Las velocidades usadas fueron $V < 10 \frac{m}{s}$. Ilustrativamente:

En (Bellos, et al. 2016) se realiza un modelado detallado del colector Eurotrough ET150 PTC comparando las eficiencias energéticas y exergéticas con distintos gases, agregando como figuras de mérito el coeficiente de transferencia de calor fluido-tubo h y Δp . Se hace uso de correlaciones convencionales para h y se usa la media aritmética de temperatura entre la entrada ($_{in}$) y la salida ($_{ou}$) $T_f = \frac{(T_{fin} + T_{fou})}{2}$ para su evaluación.

(Too and Benito 2013) explora el uso de mejoradores internos (enhanced) de h en tubos receptores inicialmente lisos (plain), en el intervalo T_{fou} de 400 °C a 800 °C, usando He y CO₂ para alimentar un ciclo Brayton. Se corrobora el interés de bajas V . Se usa el parámetro de calidad clásico $\frac{Nu_{enhanced}}{Nu_{plain}} / \left(\frac{f_{enhanced}}{f_{plain}} \right)^{1/3}$, de acuerdo a (Wang and Sunden 2002) a falta de un estudio de su efecto en la eficiencia del ciclo.

Sobrecalentar vapor de agua es una mejora prometidora para centrales eléctricas termosolares. En (Roldán, Valenzuela and Zarza 2013) se investiga Δp y h en este proceso a través de un modelo 3D-CFD de un PTC, lo cual permite evaluar las diferencias periféricas de temperatura. Resultaron ser entre 30 y 45 °C para T_{fou} de 282 °C a 400 °C.

Centrando la atención en colectores tipo Fresnel, nos ilustran los siguientes trabajos.

En (Montes, et al. 2016) se modelan varios diseños y fluidos de trabajo usando la analogía de circuitos térmicos empleando correlaciones convencionales para h . Se ofrecen eficiencias energéticas y exergéticas para el sobrecalentamiento de vapor para la producción de electricidad. El efecto de la presión en las pérdidas de presión a lo largo de los tubos receptores se estudia en (Muñoz-Anton, y otros 2014). Hay circunstancias donde la presión de entrada va ligada a la temperatura, como en los ciclos Brayton (Wilson y Korakianitis 1998). Por otro lado, la eficiencia de los ciclos Brayton es muy sensible al rendimiento de los componentes y en particular a las pérdidas de presión en todo el circuito.

1.1 Propuesta para la producción directa de aire caliente

El problema del escaso flujo de capacidad térmica a través del colector $\dot{c} = \rho c_p V$ a velocidades V bajas puede ser aliviado eligiendo un gas de elevado c_p , que por ser distinto al aire comporta problemas de coste inasumibles en muchos casos. La alternativa es aumentar la densidad ρ . Con ello aumenta h al ser $h \propto \rho^{0,8}$, como indica la correlación de Dittus-Boelter $Nu_f = 0,023 Re_{D_h}^{0,8} Pr^{0,4}$, con $Re_{D_h} = D_h V \rho / \mu > 10.000$; (Incropera, et al. 2007).

La idea de suministrar aire caliente para procesos industriales puede ser como indica la Fig. 1 tomando aire de la atmósfera (a) tras un posible filtrado (punto 0, tomado como referencia) un compresor c aumenta la densidad del aire (proceso 1-2) el cual, tras ser transportado (2-2') y calentado en el tubo receptor de los colectores solares r (proceso 2'-3), lo expande una turbina e y se suministra en circuito abierto al proceso industrial de interés (punto 4), resultando en un sistema de gran sencillez. La potencia de compresión \dot{W}_c llama a tratar de recuperarla con un expansor o turbina e aprovechando el mayor salto entálpico 3h-4, expresando el proceso 3-3h la posible pérdida de calor y de presión en los tubos u otros dispositivos. Esto configura al conjunto como un ciclo Brayton solar especial, pues su producto útil no es la potencia en el eje común compresor/turbina \dot{W} , sino el flujo de aire caliente a la salida de la turbina, punto 4 de la Fig. 1. En el eje, pudiera resultar potencia mecánica $\dot{W} > 0$ hacia el exterior, ser ésta nula, o necesitarse potencia, situación que es en principio indeseada. $\dot{W} > 0$ puede quedar sustituida por $\dot{W} = 0$ y a cambio tener una relación de expansión en la turbina π_e menor y quedar la corriente de salida con sobrepresión para vencer la pérdida de presión de remanso en los tubos de suministro al proceso. Cabe esperar que en ciertas operaciones, como arranque, sea necesario aportar trabajo al eje por medio de un motor eléctrico conectado al eje del grupo turbo, o alternativamente proporcionando un salto de presión auxiliar con un compresor π_{ca} en serie $\dot{W}_{ca} = \dot{W} = \dot{W}_c - \dot{W}_e$ que haga que el eje libre del grupo turbo (compresor + turbina) gire a velocidad constante.

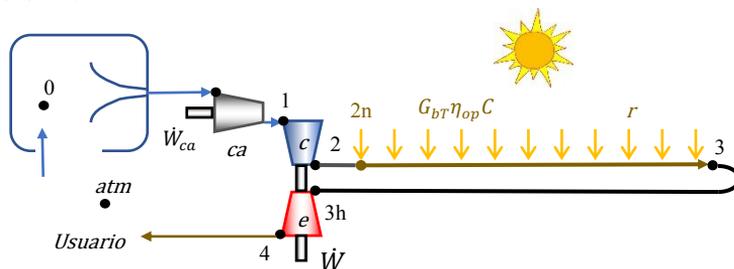


Fig. 1. Esquema de la disposición para la producción solar directa de aire caliente, punto 4.

Si bien el ciclo Brayton de potencia está muy bien documentado, no ocurre lo mismo con el esquema aquí planteado, patentado en (Lecuona-Neumann 2016). El presente trabajo introduce a los procesos básicos de esta propuesta, determina su rango operativo y ofrece información acerca de sus prestaciones haciendo uso de modelos, primero uno analítico y a continuación uno numérico, ambos 1D estacionarios, y en el punto de diseño.

En primer lugar se analiza en efecto de la densidad media ρ sobre las prestaciones del tubo receptor solar exclusivamente, para continuar con el análisis del sistema al completo, prescindiendo de peculiaridades, al objeto de ofrecer un cuadro de las prestaciones básicas.

2. EFECTO DE LA DENSIDAD EN EL COLECTOR

Se consideran variables medias en un único colector. El calor recibido \dot{Q}_f resulta de la integración a lo largo de un tubo de diámetro interior D_{ri} (Duffie and Beckman 1991), que para simplificar, en este apartado se considera $T_{fin} = T_{atm}$, permitiendo la obtención del aumento de temperatura a lo largo del tubo $\Delta T_f = T_{fou} - T_{fin}$, con un área de apertura rectangular A_a , que cocentra sobre su diámetro exterior D_{re} , e indicando definición con \doteq :

$$\dot{Q}_f = \overbrace{\rho V A_f}^{\dot{m}} c_p \Delta T_f = F_R G_{bT} \eta_{op} A_a \rightarrow \frac{\Delta T_f}{T_0} = \frac{F_R G_{bT} \eta_{op} A_a}{\rho V c_p A_f}; \frac{A_a}{A_f} = \frac{L W_a}{\pi D_{ri}^2 / 4} = \frac{\overset{\doteq C}{\widehat{W}_a} D_{re} 4 L_r L}{\pi D_{re} D_{ri} D_{ri} L_r} \quad (1)$$

F_R coincide en este caso con el rendimiento del colector η descontado el rendimiento óptico $\eta_S = \eta_{op} \eta$. Definiendo un parámetro de pérdidas λ , resulta:

$$F_R \doteq \frac{F'}{\lambda} [1 - \exp(-\lambda)]; \lambda = \frac{F' U_L A_a}{\rho V c_p A_f}; F' = \frac{U_o}{U_L} = \left(1 + \frac{U_L}{h_f}\right)^{-1} \quad (2)$$

Por simplicidad, en este primer estudio se considera una conductancia térmica del tubo receptor al ambiente $U_L = 6 \text{ W/m}^2\text{K}$. Ello permite obtener la influencia de ρ , ceteris paribus, Fig. 2, dentro del rango de interés, haciendo uso de la correlación de Dittus-Boelter para $h_f = Nu_f k / D_{hr}$ de resultado muy similar a la correlación de Gnielinski. Puede observarse que se obtienen valores razonables del rendimiento del colector η_r . Resulta un efecto beneficioso en F_R el aumentar ρ y por lo tanto en ΔT también, así como en aumentar \dot{Q}_f y reducir la temperatura del tubo a través de reducir $\Delta T_w \propto F_R / h_f$, tal y como indica la Ec. (3):

$$\dot{Q}_f = h_f A_{ri} \Delta T_w = 0,023 \pi k \alpha^2 \left(\frac{D_{ri} V \rho}{\mu}\right)^{0,8} Pr^{0,4} L_r \Delta T_w \left\{ \Delta T_w = \frac{F_R G_{bT} \eta_{op}}{h_f} C \frac{L}{L_r} \right. \quad (3)$$

$$A_{ri} = P_{ri} L_r; P_{ri} = \pi D_{ri} \alpha; \text{ Ec. (1)}$$

$\alpha \geq 1$ tiene en cuenta la posible existencia de superficies extendidas internas, las cuales se asume que aumentan P_r y no reducen el área de paso al flujo A_f por su esbeltez.

Un aumento de la densidad media aumenta la potencia de impulsión a través del tubo \dot{W}_t , Ec. (4), donde se añade la expresión de f para tubos lisos en régimen totalmente desarrollado de Blasius (Kays y Perkins 1972) [2], de resultado muy similar al de (Gnielinski 1976).

$$f\langle Re_{D_h} \rangle = 0,316 Re_{D_h}^{-1/4}, D_h = \frac{4A_f}{P_{ri}} = \frac{D_{ri}}{\alpha} \left. \vphantom{f\langle Re_{D_h} \rangle} \right\} \dot{W}_i = \frac{0,316}{8} \pi \alpha^{1,25} \rho^{0,75} V^{2,75} \mu^{0,25} L_r D_{ri}^{0,75} \quad (4)$$

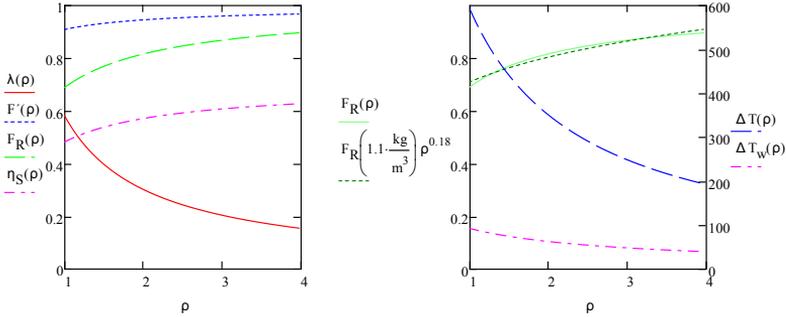


Figura 2. Prestaciones del colector con aire para $T_i = T_{atm}$ como función de la densidad media en kg/m^3 . $V = 15 \text{ m s}^{-1}$; $D_{ri} = 66 \text{ mm}$; $L = L_r = 18 \text{ m}$; $\eta_{op} = 0,7$; aletas internas con $\alpha = 1,5$; $G_{bT} = 600 \text{ W m}^{-2}$. Propiedades, aire a $285 \text{ }^\circ\text{C}$. $p_{atm} = 1 \text{ atm}$; $T_{atm} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

El cociente entre la potencia de impulsión y el calor recibido indica un parámetro interesante:

$$\frac{\dot{W}_i}{\dot{Q}_f} = \frac{0,316\pi\alpha^{1,25}\rho^{0,75}V^{2,75}\mu^{0,25}L_rD_{ri}^{0,75}}{8G_{bT}A\alpha\eta_{op}F_R} \quad (5)$$

El efecto de ρ en F_R no es explícito, sino a través de la Ec. (2). Al ser, ceteris paribus, \dot{m} , f y h_f solo función de ρ , despreciándose en este estudio el efecto de T en μ , c_p , k y U_L en el rango de interés, puede efectuarse un ajuste de una función potencial a $F_R = F_R(\rho)$, cuyo resultado es $F_R = F_R\langle 1,1 \text{ kg/m}^3 \rangle \left(\frac{\rho}{1 \text{ kg/m}^3} \right)^{0,18}$, explicitando el efecto de ρ . La introducción de esta aproximación en la Ec. (5) nos indica que un aumento de ρ aumenta el valor de \dot{W}_i/\dot{Q}_f . La Ec. (3) nos indica que un aumento de ρ permite aumentar \dot{Q}_f y con ello disminuir ΔT_w , lo cual es favorable. Además, aumentar T_{fou} es crucial para disminuir \dot{W} para un ciclo Brayton (tender hacia trabajo positivo e incluso lograrlo); por lo tanto, el deterioro en \dot{W}_i ha de venir con aumentos ulteriores de ρ . El efecto de α , ceteris paribus, se nota especialmente en una reducción de ΔT_w . La limitación de haber introducido $U_L = cte$. Solo puede ser superada con un modelado detallado que permita calcularlo como función de las temperaturas del colector.

3. MODELO 1D DEL SISTEMA COMPLETO

Se considera aquí inyección directa a la turbina $3 \equiv 3h$ de eficiencia isentrópica η'_e incluyendo el rendimiento mecánico del turbo $\eta_e = \eta'_e \eta_m = 0,7$. La salida del compresor, de eficiencia razonable $\eta_c = 0,7$ requiere un tubo aislado n , Fig. 1. Se prescinde en este estudio del compresor auxiliar ca . Propiedades invariables: $\gamma = c_p/c_v \rightarrow \gamma_c = \gamma_{ca} = \gamma_e$; $c_p =$

$c_{p,ca} = c_{p,c} = c_{p,e} = c_{p0}$. Las potencias específicas \dot{w} de compresor (c) y turbina (e) se expresan en la Ecs. (6) y (7) usando la evolución isentrópica entre iguales presiones (s):

$$\dot{w}_c \doteq \frac{W_c}{\dot{m}c_p T_0} = \frac{T_1}{T_0} \overbrace{\left(\theta_{cs} - 1 \right)}^{\doteq \theta_c - 1} \eta_c^{-1}; \theta_{cs} = \frac{T_{2s}}{T_1} = \pi_c \frac{\gamma_c - 1}{\gamma_c}; \pi_{ca} = 1 \rightarrow \frac{T_1}{T_0} = 1 \quad (6)$$

$$\dot{w}_e \doteq \frac{W_e}{\dot{m}c_p T_0} = \overbrace{\left(\frac{T_3}{T_{23}} \frac{T_{2n}}{T_2} \frac{T_2}{T_3} \right)}^{T_3/T_0} \overbrace{\left(1 - \theta_{es}^{-1} \right)}^{\doteq 1 - \theta_e^{-1}} \eta_e \quad (7)$$

$\doteq \theta_r \geq 1 \doteq \theta_n \leq 1 \doteq \theta_c \geq 1$

$$\theta_{es} = \frac{T_3}{T_{4s}} = \left(\frac{p_3/p_4}{\doteq \pi_e} \right)^{\frac{\gamma_e - 1}{\gamma_e}} = \left(\frac{p_3/p_{2n}}{\doteq \pi_r \leq 1} \frac{p_{2n}/p_2}{\doteq \pi_n \leq 1} \frac{p_2/p_1}{\doteq \pi_c \geq 1} \right)^{\frac{\gamma_e - 1}{\gamma_e}} \quad (8)$$

La Ec. (9) formula la potencia neta específica, tomándose en este estudio $\theta_n = 1$.

$$\dot{w} = \dot{w}_e - \dot{w}_c = \frac{\dot{W}}{\dot{m}c_p T_0} = \theta_r \theta_c \left[1 - (\pi_r \pi_n \pi_c)^{\frac{1 - \gamma_e}{\gamma_e}} \right] \eta_e - (\theta_c - 1) \quad (9)$$

Las pérdidas de presión incluyen la posibilidad de pérdidas localizadas, aquí aplicándose $K_n = 2$, $L_n = 22$ m, $D_{ni} = D_{hn} = D_{ri}$:

$$\pi_r = 1 - \frac{2\dot{m}^2 L_r}{\pi D_{ri}^3} f \langle Re_{D_{hr}} \rangle p_{2n}^{-1}; \pi_n = 1 - \frac{2\dot{m}^2}{\pi D_{ni}^2} \left(f \langle Re_{D_{hn}} \rangle \frac{L_r}{D_{hn}} + K_n \right) p_2^{-1} \quad (10)$$

Una incidencia lateral $\theta_l = 15,5^\circ$ en el solsticio de verano hace $G_{bT} = G_{bn} \cos(\theta_l) = 771 \text{ W m}^{-2}$ sin pérdidas de final de tubo con $W_a = 4,4$ m. U_L se modela según las Ecs. (11) y (12) denotando (c) el tubo de vidrio coaxial y con h_r y h_c respectivamente las conductancias de radiación y convección, formulando según (Forristall 2003), (Incropera, et al. 2007) y (Duffie e Beckman 1991), usándose para k_{eff} un vacío de $p_{rc} = 0,01$ Pa. $D_{re} = 70$ mm, $D_{ce} = 125$ mm y un espesor del tubo de vidrio exterior $e_c = 3$ mm:

$$U_L = \frac{\dot{Q}_L}{(T_{re} - T_{atm}) A_{re}} = \left(\frac{1}{U_{rc}} + \frac{1}{U_c} + \frac{1}{U_{catm}} \right)^{-1} \quad (11)$$

$$U_{rc} = \frac{2\pi k_{eff}}{\ln(D_{ci}/D_{re}) P_{re}} + \frac{\pi D_{re} h_{rr}}{P_{re}}; U_c = \frac{2\pi k_c}{\ln(D_{ce}/D_{ci}) P_{re}}; U_{catm} = \frac{\pi D_{ce} (h_{catm} + h_{cr})}{P_{re}} \quad (12)$$

$U_L \langle T_{re} \rangle$ se determina discretizando L_r en n_r tramos finitos $\Delta z = L_r/n_r$ y resolviendo el conjunto de ecuaciones simultáneas de balances térmicos. Para ello se emplean valores locales de F' y F_R . Resulta $\eta_r = \sum_{j=1}^{n_r} \dot{Q}_{fj} / (L_a W_a G_{bT})$.

4. RESULTADOS DEL MODELO DEL SISTEMA COMPLETO

Considerando las limitaciones operativas y térmicas, se definen los límites siguientes:

- I. Turbo operando en estado estacionario: $\dot{w} \geq 0$.

- II. Máxima temperatura en la pared: $T_{re} \leq T_{re,m\acute{a}x} = 600 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow \theta_{re} = T_{re3}/T_{2n} \leq \theta_{re,m\acute{a}x} = T_{re,m\acute{a}x}/T_{2n}$.

La Fig.3a muestra el parámetro de carga térmica en el tubo, adimensional $\Lambda = \dot{m}c_p T_0 / (G_{bT} W_a L_r)$ que resulta límite para las condiciones I y II, como función de la ahora variable primaria π_c en lugar de ρ del estudio anterior. La condición I es de máximo Λ , mientras que la condición II es de mínimo Λ , resultando posible el funcionamiento con $\Lambda_{\theta_{re,m\acute{a}x}} < \Lambda < \Lambda_{\dot{w}=0}$. T_{re3} alcanza su límite $\pi_c \approx 3.3$, indicando que resultan apropiadas moderadas presiones y temperaturas de entrada al tubo. Un mayor rango operativo es posible con un tubo receptor de altas prestaciones, bajando $\Lambda_{\theta_{re,m\acute{a}x}}$, y con un turbo mas eficiente, subiendo $\Lambda_{\dot{w}=0}$.

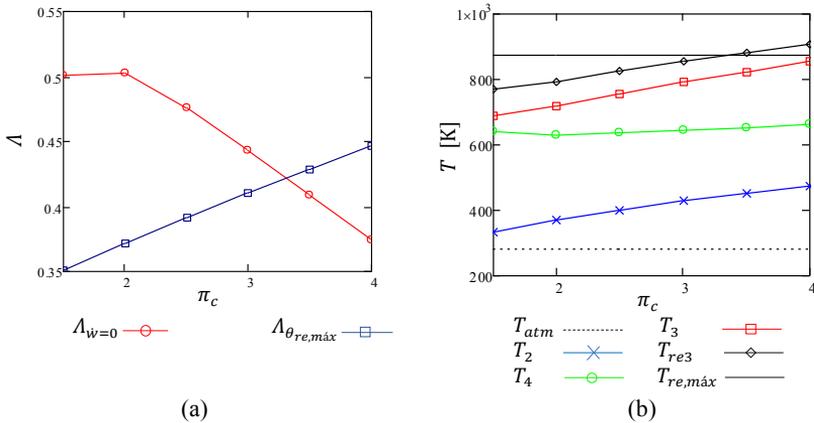


Figura 3. (a) Límites I y II al parámetro de carga térmica Λ y (b) Temperaturas con $\dot{w} = 0$. Expresados como función de la relación de presiones en el compresor π_c , con límite de temperatura $T_{re,m\acute{a}x}$. $\alpha = 1$. $T_{atm} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$.

5. CONCLUSIONES

Se presentan dos estudios para la producción solar directa de aire caliente a temperaturas medias, avalando su viabilidad con colector lineal de concentración Fresnel. El primero analiza el tubo receptor solamente, con el propósito de mostrar la influencia de ρ de forma simple. El segundo estudio es un modelo detallado de todo el sistema. Este estudio muestra que las π_c plausibles resultan compatibles con un grupo turbo para sobrealimentación de motores de combustión interna. Asimismo muestra que se logra con el diseño analizado una temperatura de suministro de aire casi constante $T_4 > 300 \text{ }^\circ\text{C}$ al variar π_c .

6. AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación parcial del proyecto “Producción directa de aire a alta temperatura y a presión turboalimentada en colectores solares de concentración” BOCM (10/01/2018), Orden 4586/2017, de 13 de diciembre, proyecto IND2017/AMB7769.

REFERENCIAS

- Bellos, E., Tzivanidis, C., Antonopoulos, K., & Daniil, I. (2016). The use of gas working fluids in parabolic trough collectors – An energetic and exergetic analysis. *Applied Thermal Engineering*, 109, 1-14. doi:10.1016/J.APPLTHERMALENG.2016.08.043
- Benoit, H., Spreafico, V., Gauthier, D., & Flamant, G. (2016). Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: Properties and heat transfer coefficients. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 298-315. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.059
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons.
- Farjana, S., Huda, N., Mahmud, M., & Saidur, R. (2018). Solar process heat in industrial systems – A global review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(3), 2270-2286. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.065
- Forristall, R. (2003). *Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in engineering equation solver*. National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US).
- Gnielinski, V. (1976). New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe flow and channel flow. *International Chemical Engineering*, 2(16), 359-368.
- Good, P., Zanganeh, G., Ambrosetti, G., Barbato, M., Pedretti, A., & Steinfeld, A. (2014). Towards a commercial parabolic trough CSP system using air as heat transfer fluid. *Energy Procedia*, 49, 381 – 385.
- Incropera, F. P., Dewitt, D. P., Bergman, T. L., & Lavine, A. S. (2007). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (6 ed.). New York, USA: John Wiley & Sons.
- Kays, W. M., & Perkins, H. G. (1972). *Handbook of Heat Transfer*. Boston: McGraw-Hill.
- Lecuona-Neumann, A. (21 de 1 de 2016). *España Patente n° P201630068*.
- Montes, M., Barbero, R., Abbas, R., & Rovira, A. (2016). Performance model and thermal comparison of different alternatives for the Fresnel single-tube receiver. *Applied Thermal Engineering*, 104, 162-175. doi:https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.015
- Muñoz-Anton, J., Biencinto, M., Zarza, E., & Díez, L. E. (2014). Theoretical basis and experimental facility for parabolic trough collectors at high temperature using gas as heat transfer fluid. *Applied Energy*, 135, 373–381. doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.099
- Prakash, O., Laguri, V., Pandey, A., Kumar, A., & Kumar, A. (2016). Review on various modelling techniques for the solar dryers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 396-417. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.028
- Roldán, M., Valenzuela, L., & Zarza, E. (2013). Thermal analysis of solar receiver pipes with superheated steam. *Applied Energy*, 103, 73-84. doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.021
- Schmitt, B. (2016). Classification of Industrial Heat Consumers for Integration of Solar Heat. *Energy Procedia*, 91, 650-660. doi:https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.225
- Too, Y. C., & Benito, R. (2013). Enhancing heat transfer in air tubular absorbers for concentrated solar thermal applications. *Applied Thermal Engineering*, 50(1), 1076-1083. doi:https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.06.025
- Wang, L., & Sunden, B. (2002). Performance comparison of some tube inserts. *Int. Comm. Heat Mass Transfer*, 29, 45-56.
- Wilson, D., & Korakianitis, T. (1998). *The design of high-efficiency turbomachinery and gas turbines* (2 ed.). Cambridge, Massachussets, USA: MIT Press.

MEDIDAS EXPERIMENTALES EN UN LAZO DE SALES FUNDIDAS BAJO UN FLUJO DE CALOR NO UNIFORME

Fernández-Torrijos M.*, Marugan-Cruz C.*, Sobrino C.*, Santana, D.*

* Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid,
Avenida de la Universidad, 30, Leganés, 28911, España, ftorrijo@ing.uc3m.es

RESUMEN

En este trabajo se describe una instalación experimental de circulación de sales solares fundidas para estudiar el proceso de transferencia de calor en receptores de torre externos. La instalación experimental está compuesta de un tanque cilíndrico para fundir las sales, una bomba para hacer circular las sales por un tubo y un calentador de inducción para generar el flujo de calor, que se aplica en una pequeña región rectangular de la superficie del tubo. En las plantas de torre central, se considera que el tubo receptor externo está sometido a radiación solar concentrada unilateral, ya que sólo un lado del tubo recibe un alto flujo de calor. La principal ventaja de usar un calentador de inducción es el control del calentamiento en diferentes áreas del tubo y la capacidad de generar altos flujos de calor. Para estudiar los efectos de un flujo de calor no uniforme sobre la distribución de la temperatura de la pared se han soldado 15 termopares tipo K en diferentes posiciones azimutales y axiales de la tubería. Se han llevado a cabo diferentes experimentos variando la velocidad de la sal en el lazo para estudiar su influencia en el proceso de transferencia de calor. Además, se han grabado vídeos de los experimentos con una cámara de infrarrojos, en los que se puede apreciar la deflexión del tubo a consecuencia del flujo de calor no uniforme aplicado.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: receptor exterior, flujo de calor no uniforme, deflexión

ABSTRACT

In this work, a molten salt test loop to study the heat transfer process in external molten salt receivers is described. The experimental installation is formed by a cylindrical molten salt tank, a pump to circulate the molten salt through a pipe and an induction heater to generate the heat flux, which is applied in a small rectangular region of the tube surface. In central tower plants, the external receiver pipe is considered to be under unilateral concentrated solar radiation, because only one side of the pipe receives high heat flux. The main advantage of using an induction heater is the control of heating in different areas of the tube and the ability to generate a high heat flux. In order to study the effects of a non-homogenous heat flux on the wall temperature distribution 15 K-type thermocouples have been welded at different azimuthal and axial positions of the pipe. Different temperature measurements have been made varying molten-salt velocity to study their effects on the heat transfer process. Besides, the tube bending due to the non-homogenous heat flux is shown, since the experiments were recorded by means of an infrared camera.

INTRODUCCIÓN

Las centrales de torre central son una de las tecnologías de energía solar de concentración más eficientes. Con el objetivo de reducir el coste de la energía es necesario aumentar la eficiencia de los diferentes componentes de estas centrales. El receptor central es uno de los componentes clave y está expuesto a condiciones extremas, con un flujo solar en el receptor que puede alcanzar hasta 1.0 MW/m^2 , siendo su distribución no uniforme [1]. Esto provoca una distribución de temperaturas no uniforme en la dirección circunferencial, lo que da lugar a tensiones térmicas y deflexión en los tubos del receptor que pueden reducir su vida útil.

Las instalaciones experimentales son esenciales para probar nuevos diseños de receptores y para generar los datos necesarios para las simulaciones de los diferentes componentes de la central. Aparte de la experiencia adquirida con las plantas de demostración Solar Two[2], Gemasolar [3,4] y Targasonne [5], existen muy pocas instalaciones experimentales que permitan estudiar la transferencia de calor en los tubos receptores de las centrales de torre de sales fundidas. Por ejemplo, los coeficientes de transferencia de calor de la sal en régimen laminar-turbulento [6] y en régimen turbulento [7] se midieron en un intercambiador de calor de tubos concéntricos donde la sal fundida intercambiaba calor con un aceite mineral. Se pueden encontrar en la literatura los resultados numéricos de las temperaturas de la sal fundida y de la pared de un tubo expuesto a una distribución de flujo de calor característica de una planta solar de torre (un lado del tubo adiabático y el otro lado con un perfil de flujo de calor en forma de coseno) [8]. Estas simulaciones se compararon con experimentos en los que la sal fundida era calentada en la sección de prueba con un calentador eléctrico con una potencia máxima de 40 kW [8], pero el flujo de calor al que estaba expuesto el tubo era uniforme. También existen trabajos en los que se midió el número de Nusselt del flujo interno para sales fundidas ternarias ($\text{KNO}_3\text{-NaNO}_2\text{-NaNO}_3$) bajo condiciones de flujo de calor no uniforme. En ese caso se usó un calentador eléctrico con una potencia máxima de 40 kW para calentar el tubo, pero al usar un revestimiento de cobre que cubría la mitad del tubo, el flujo de calor era superior en ese lado [9]. El número experimental de Nusselt medido para el lado del recubrimiento de cobre fue menor que el valor calculado aplicando la correlación Sieder-Tate. Se han publicado varios trabajos experimentales que estudian el estrés y la deformación en los tubos de centrales cilindro-parabólicas [10,11], para temperaturas máximas en el tubo de $150 \text{ }^\circ\text{C}$, y diferencias circunferenciales de temperatura de $30 \text{ }^\circ\text{C}$ como máximo. Otros autores llevaron a cabo estudios numéricos de las tensiones térmicas de los tubos de centrales cilindro-parabólicas para diferentes materiales, con el objetivo de minimizar la deflexión del tubo, alargando así su vida útil [12].

Existen muy pocas simulaciones dinámicas de receptores de sales fundidas, verificadas con experimentos, la mayoría de ellas concernientes a receptores de cavidad [13]. Sin embargo, estos modelos y su validación experimental son importantes para predecir las características dinámicas de los receptores de sales fundidas para diversas condiciones climáticas y para diseñar la estrategia de operación.

DESCRIPCION DE LA INSTALACION

La instalación (Fig.1) consta de un depósito cilíndrico de sal fundida, una bomba, un sensor de presión, la sección de medición y un caudalímetro. La longitud total del lazo es de más de 12 m. El depósito de 600 l es de acero inoxidable 316 y se calienta mediante un horno eléctrico. La temperatura de la sal fundida en el tanque es controlada para mantenerla entre $300 \text{ }^\circ\text{C}$ y $500 \text{ }^\circ\text{C}$. Una bomba de alta temperatura sumergida en el depósito y acoplada a un motor eléctrico equipado con un variador de frecuencia permite variar el caudal que circula

por el tubo. El tubo es de acero inoxidable 316L de 5,2 cm de diámetro interior y 4 mm de espesor y la sal fundida circula a números de Reynolds de entre 20000 y 100000. El tubo está envuelto con calentadores eléctricos y recubierto de aislamiento en todo el lazo, excepto en la sección de medición de 1.45 m, donde el tubo está expuesto a un generador de calor por inducción con una potencia de salida de 6 kW y un rango de frecuencia de salida de 270-450 kHz. La bobina inductora está provista de un concentrador de flujo magnético de material compuesto ferromagnético, cuya función principal es concentrar la corriente de la bobina en una pequeña sección del tubo a la que está enfrentada. En este conjunto de experimentos se ha utilizado una bobina de inducción rectangular de 100 mm x 10 mm para calentar una sección de la tubería, alcanzando flujos de calor de 1 MW/m^2 . En las plantas de torre central, se considera que el tubo receptor externo está sometido a radiación solar concentrada unilateral, ya que sólo un lado del tubo recibe un alto flujo de calor. La principal ventaja de utilizar un calentador de inducción es el control del calentamiento en diferentes áreas del tubo y con un alto flujo de calor que reproduce adecuadamente las condiciones de calentamiento del receptor en una planta de torre central. La Figura 2 muestra un esquema de la instalación experimental.



Figura 1. Fotografía de la instalación.

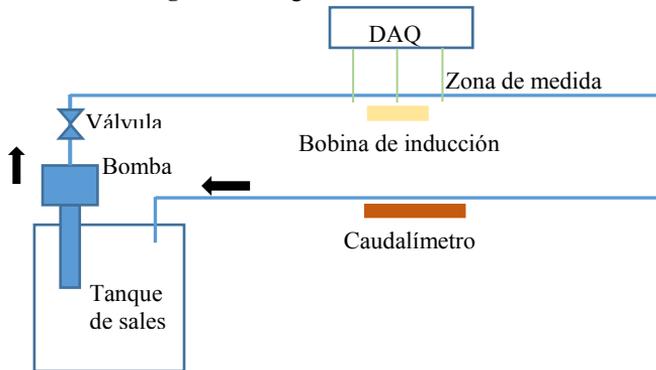


Figura 2. Esquema de la instalación. DAQ hace referencia al sistema de adquisición de datos.

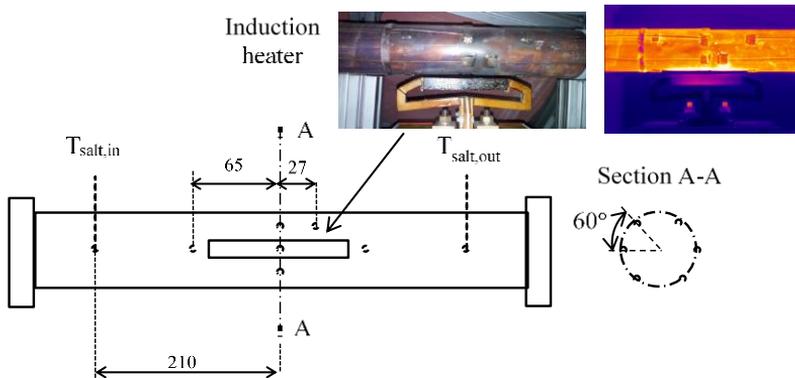


Figura 3. Esquema de la zona de medida, que muestra la posición de los termopares y de la bobina del inductor. La imagen de la derecha ha sido tomada con una cámara de infrarrojos durante la realización de los experimentos. Dimensiones en mm.

En este trabajo, se realizaron una serie de experimentos para estudiar los efectos de un flujo de calor no homogéneo sobre la distribución de la temperatura en la pared. Para medir la temperatura de la superficie externa de la tubería a lo largo de la posición angular y en diferentes posiciones axiales se han utilizado termopares tipo K de vaina, embebidos en una placa de acero para facilitar la soldadura del termopar a la tubería. Se han utilizado en total 15 termopares soldados a la pared: un termopar a la entrada de la zona de medida, otro termopar a la salida de la zona de medida, tres termopares separados 120° , en la posición axial correspondiente a 1.5 cm por delante del inicio de la bobina, tres termopares separados 120° , 1.5 cm detrás del final de la bobina, y un termopar a 60° del plano de la bobina, en la posición axial correspondiente a 2.7 cm después del centro de la bobina. La posición de los termopares en la tubería se muestra en la Figura 3. Además, la instalación cuenta con cuatro termopares tipo K de vaina dentro del tanque, para controlar la temperatura de la sal entre 300°C y 500°C , y un termopar soldado a la pared del tanque con el objetivo de evitar que la dicha temperatura no supere los 550°C . Para la adquisición de datos, se han usado tarjetas de adquisición de entrada analógica universal 9219 de National Instruments. Este módulo tiene 4 canales y presenta la ventaja de tener aislamiento entre canales, de modo que cada canal está aislado de todos los demás canales y otros componentes no aislados, con el fin de rechazar el ruido entre canales y el ruido electromagnético del calentador del inductor.

En las centrales solares, las variaciones en la temperatura de la sal fundida debido a cambios en las condiciones ambientales tales como nubes son típicamente controladas variando la velocidad de la sal. Por tanto, se han realizado una serie de experimentos a velocidades de flujo de 0.78, 1 y 1.21 m/s con el objetivo de estudiar los efectos de un flujo de calor no uniforme de hasta 1 MW/m^2 sobre la distribución de la temperatura en la pared. Estas velocidades corresponden a números de Reynolds de 47000, 60100 y 72700, respectivamente.

Los experimentos se realizaron siguiendo la misma secuencia de calentamiento con el tiempo: durante el primer minuto, el inductor no está calentando el tubo, durante los 5

minutos siguientes, el inductor proporciona 4kW de potencia para el calentamiento del tubo, lo que equivale a un flujo de calor de 1MW/m^2 aproximadamente. Finalmente, durante el último minuto, el inductor se apaga. Los experimentos fueron grabados con la cámara termográfica OPTRIX PI400/OBJ 80°x56° con una distancia focal de 7.7 mm, situada a una distancia de 1 m de la zona de medida, con el objetivo de estudiar la deformación del tubo debido al flujo de calor no uniforme.

RESULTADOS

La figura 4 muestra la evolución de la temperatura de la pared con el tiempo para diferentes posiciones azimutales en la posición axial correspondiente al centro de la bobina para cada experimento: a) $v=0.78$ m/s, b) $v=1$ m/s, c) $v=1.21$ m/s. Además, la secuencia de calentamiento con el tiempo para cada experimento se incluye en la Fig. 4. Todos los casos muestran que la temperatura más alta corresponde a la parte frontal de la tubería situada en el centro del área de influencia de la bobina de inducción, mientras que la parte posterior casi no se ve afectada por el flujo de calor. Se puede observar que se han alcanzado temperaturas en torno a 700 °C en la parte del tubo enfrentada a la bobina, mientras que en la parte posterior se alcanza una temperatura de 400 °C, que es la temperatura a la que se encuentra la sal en el depósito. En la Figura 5 se muestra la evolución de la temperatura de la pared con el tiempo para las posiciones axiales correspondientes a 1.5 cm antes del inductor, y 1.5 cm después del inductor. Para cada posición axial, hay dos termopares, uno en el plano del inductor, y otro desfasado 120 °. En todos los casos se alcanza una temperatura en torno a 520 °C en el área frontal de la posición axial correspondiente a 1.5 cm después del inductor, mientras que en el área frontal de la posición axial correspondiente a 1.5 cm antes del inductor se alcanzan temperaturas en torno a 460 °C. Por tanto, se puede concluir que la parte frontal inmediatamente anterior al área de influencia de la bobina de inducción también se ve afectada por el flujo de calor, aunque en menor medida que la parte frontal inmediatamente posterior a la bobina. Esto se debe a que, al inicio del experimento, el lazo de sales se desplazó ligeramente a la izquierda, de forma que los termopares situados en el área inmediatamente posterior quedaron más próximos a la bobina que aquellos situados en el área inmediatamente anterior.

Marugán-Cruz y colaboradores [14] simularon la transferencia de calor en un tubo circular con un flujo de calor no uniforme. Demostraron que para un alto número de Biot ($Bi = h \cdot e / k_s$, donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección del flujo interno, e es el espesor del tubo y k_s es la conductividad térmica del tubo), el flujo de calor radial es dominante, con gradientes de temperatura más acusados en la dirección radial que en la dirección axial y circunferencial. Los números de biot para el tubo estudiado en este trabajo son del orden de 0.7; sugiriendo que los termopares que están en las zonas inmediatamente anterior y posterior al área de influencia de la bobina miden una temperatura alta porque está en el área directamente calentada por el calentador de inducción, a pesar del uso del concentrador de flujo en la bobina inductora, que reduce la potencia fuera de la zona de la cara de la bobina.

En cuanto a la influencia de la velocidad de la sal, la Fig. 4 (a) para una velocidad de la sal de 0.78 m/s muestra temperaturas ligeramente superiores en la parte delantera del tubo en comparación con las Fig. 4 (b) y 4 (c) para una velocidad de la sal de 1 m/s y 1.21 m/s, ya que el aumento de la velocidad aumenta la transferencia de calor, reduciéndose la temperatura en la pared. Estas mediciones están de acuerdo con los resultados de CFDs obtenidos por Yang y colaboradores [9].

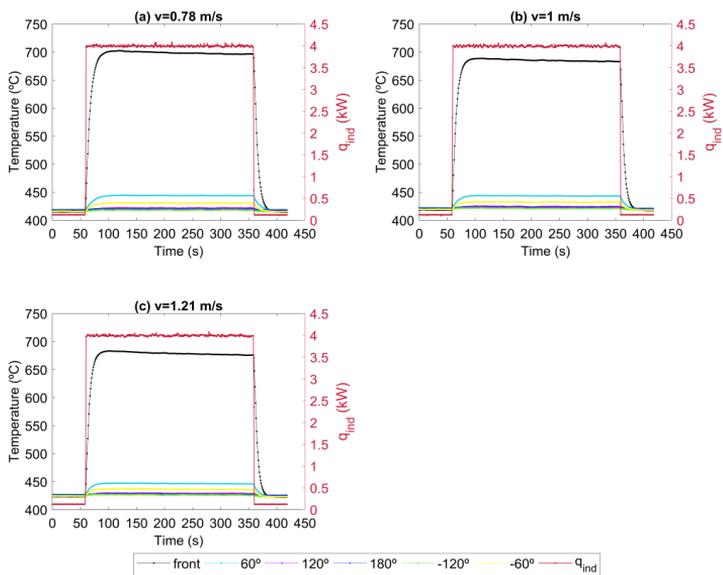


Figura 4. Medidas experimentales de la temperatura de la pared exterior de la tubería para diferentes velocidades, para la posición axial correspondiente al centro de la bobina.

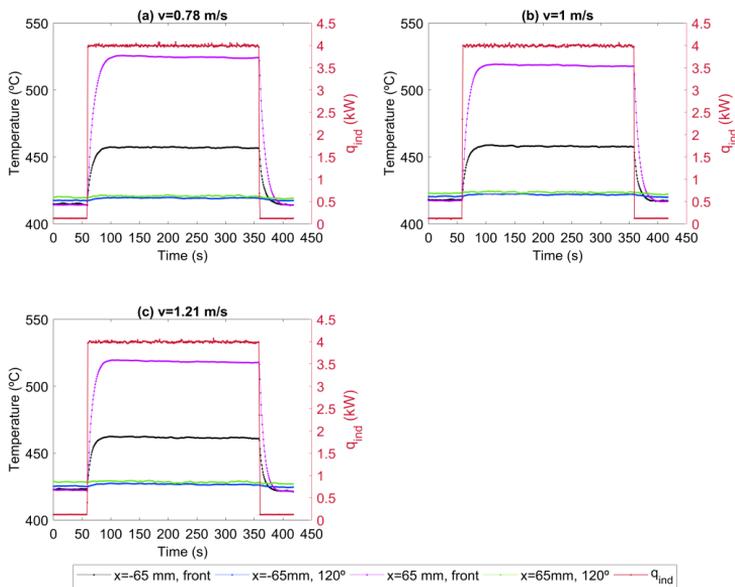


Figura 5. Medidas experimentales de la temperatura de la pared exterior de la tubería para diferentes velocidades, para posiciones axiales correspondientes 1.5 cm ($x=-65\text{mm}$) por delante del inicio de la bobina, y 1.5 cm por detrás del final de la bobina ($x=65\text{mm}$).

La figura 6 muestra las imágenes de la deflexión del tubo a causa del flujo de calor no uniforme aplicado. En trabajos posteriores, se estudiará la curvatura del tubo, y su relación con la distribución no uniforme de temperaturas.

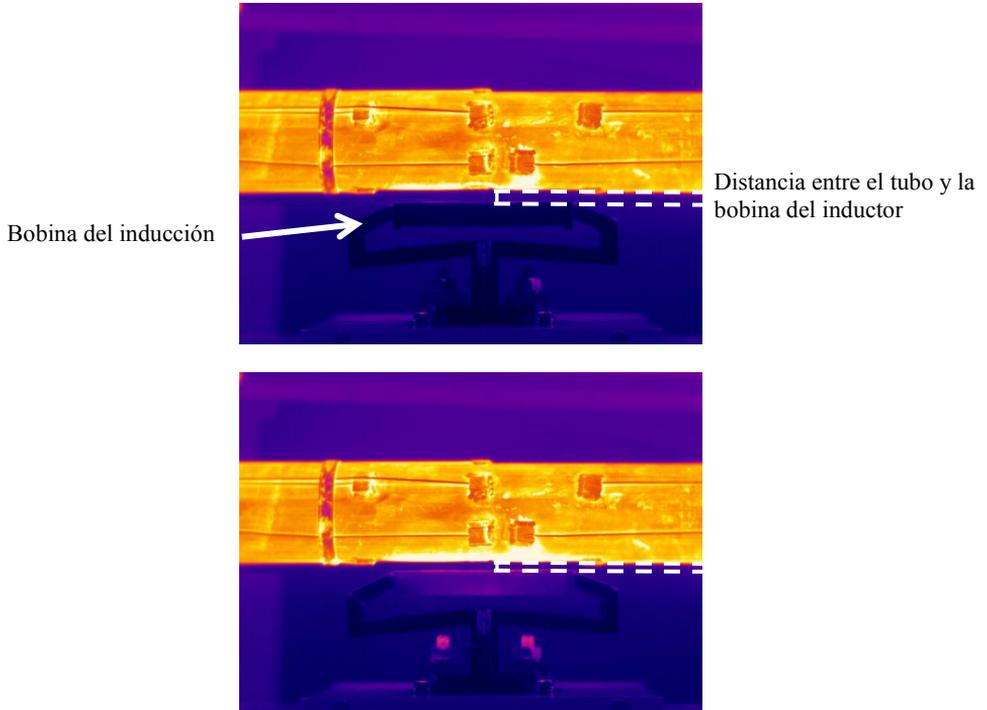


Figura 6. Imágenes de la deflexión del tubo debido al flujo de calor no uniforme tomadas con una cámara de infrarrojos, para el experimento en el que la sal circula a 0.78 m/s. La imagen de arriba corresponde al instante inicial del experimento, cuando no se aplica flujo de calor, mientras que la imagen de abajo corresponde al instante $t=90s$, cuando el inductor proporciona 4 kW de potencia.

CONCLUSIONES

En este trabajo, se estudió el efecto de un flujo de calor no uniforme sobre la distribución de la temperatura de la pared de un tubo receptor de sal fundida, así como sobre la deformación del tubo. Por lo tanto, se han llevado a cabo una serie de experimentos en los que se calentaba la parte frontal del tubo con una bobina de inducción mientras que la sal estaba circulando a velocidad constante. Se han obtenido diferencias de temperatura entre la parte del tubo enfrentada a la bobina y la parte posterior de 300 °C, lo que provoca la aparición de tensiones térmicas que dan lugar a la deformación del tubo. Como era de esperar, velocidades de flujo más altas provocaron temperaturas ligeramente más bajas en la parte delantera del tubo, debido a la mayor transferencia de calor entre la sal y la pared del tubo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo financiero del Ministerio de Economía y Competitividad (Proyectos ENE2012-34255 y ENE2014-54942-R) y del Ministerio de Educación, Cultura y Deporte en el marco del programa Formación del Profesorado Universitario (beca FPU/04941)

REFERENCIAS

- [1] M. Romero, R. Buck, J.E. Pacheco, An update on solar central receiver systems, projects, and technologies, *J Sol Energy Eng*, 124 (2002), 98–108.
- [2] J.E. Pacheco (Editor), Final test and evaluation results from the solar two project, SAND2002-0120, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 2002.
- [3] J. M. Lata, M. Rodríguez. M.A. de Lara, High flux central receivers of molten salts for the new generation of comercial stand-alone solar power plants, *J. Sol En Eng*. 130 (2008), 021002.
- [4] J.I. Ortega, J.I. Burgaleta, F.M. Téllez, Central receiver system solar power plant using molten salt as heat transfer fluid. *J. Solar Energy Eng*, 130 (2008), 024501.
- [5] L.P Drouot, M.J. Hillairet, The Themis program and the 2500-kW themis solar power-station at Targassonne, *J. Solar Energy Eng* 106 (1984), 83-89.
- [6] W. Yu-ting, L. Bin, M. Chaong-fang, G. Hang, Convective heat transfer in the laminar-turbulent transition region with molten salt in a circular tube, *Experimental Thermal and Fluid Science* 33 (2009) 1128-1132.
- [7] L. Bin, W. Yu-ting, M. Chaong-fang, G. Hang, Turbulent convective heat transfer with molten salt in a circular pipe, *International Communications in Heat and Mass Transfer* 36 (2009) 912-916.
- [8] S. Xiangyang, L. Jianfeng, D. Jing, Y. Jianping, Convective heat transfer of molten salt in circular tube with nonuniform heat flux, *Exp. Therm. Fluid. Sci* 55 (2014) 6-11.
- [9] X. Yang, X. Yang, J. Ding, Y. Shao, H. Fan, Numerical simulation study on the heat transfer characteristics of the tube receiver of the solar thermal power tower, *Applied Energy* 90 (2012) 142-147
- [10] J. Lu, Q. Yuan, J. Ding, W. Wang, J. Liang, Experimental studies on nonuniform heat transfer and deformation performances for trough solar receiver, *Applied Thermal Engineering* 109(2016) 497-506.
- [11] S. Khanna, V. Sharma, S. B. Kedare, S. Singh, Experimental investigation of the bending of absorber tube of solar parabolic trough concentrator and comparison with analytical results, *Solar Energy* 125 (2016) 1-11
- [12] A. K. Tripathy, S. Rhay, S. S. Sahoo, S. Chakrabarty, Structural analysis of absorber tube used in parabolic trough solar collector and effect of materials on its bending: a computational study.
- [13] Q. Zhang, X. Li, Z. Wang, J. Zhang, B. El-Hefni, L. Xu, Modeling and simulation of a molten salt cavity receiver with Dymola, *Energy* 93 (2015) 1373-1384.
- [14] C. Marugán-Cruz, O. Flores, D. Santana, M. García-Villalba, Heat transfer and thermal stresses in a circular tube with a non-uniform heat flux, *International Journal of Heat and Mass Transfer* 96 (2016) 256-266.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISE TERMO-ECONÔMICA DE UMA CENTRAL DE CONCENTRAÇÃO SOLAR COM COLETORES CILÍNDRICOS PARABÓLICOS

Starke A.R.*, Cardemil J.M.** , Colle S.*

* LEPTEN - Laboratory of Energy Conversion Engineering and Energy Technology,
Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina (UFSC),
Florianopolis, Santa Catarina, Brazil, allan.starke@lepten.ufsc.br

** Mechanical Engineering Department, Universidad de Chile, Beauchef 851, Santiago, Chile

RESUMO

Nas últimas décadas, as centrais de concentração solar (CSP) têm demonstrado a suas capacidades como uma fonte de energia limpa e segura. Para melhorar a compreensão do desempenho dessas centrais, é importante usar diferentes tipos de análises para verificar como o desempenho da central varia com os parâmetros do projeto. Nesse contexto, o presente trabalho busca realizar uma análise termoeconômica de uma central de concentração solar PTC, com o objetivo de analisar o efeito da economia de escala, e avaliar efeito das variáveis termodinâmicas nos custos e no desempenho térmico da central. A simulação térmica da central é realizada no software TRNSYS, o qual é combinada com um modelo econômico que considerada três fatores de correção: efeito da inflação, efeito da capacidade e efeito dos custos de material, os quais são associados à variáveis termodinâmicas. A análise paramétrica de 12 variáveis independentes mostra a influência dessas no LCOE, e o potencial de redução do LCOE que pode ser determinado através da otimização dessas variáveis.

PALAVRAS CHAVE: Centrais de concentração solar, coletores cilíndricos-parabólicos, termoeconômica.

ABSTRACT

During the last decades, concentrating solar power (CSP) plants have demonstrated its capabilities as a secure and clean energy source. To improve the understanding of the performance of these plants, it is important to use different types of analysis to verify how the performance of the plant varies with the design parameters. In that context, the present work aims to perform a thermoeconomic analysis of a PTC plant, with the objective of analyzing the effects of the economy of scale and assess the effect of thermodynamic variables on the cost and thermal performance of the plant. The thermal simulation of the plants is performed in the TRNSYS software, which is combined with an economic model that considers three correction factors: effect of inflation, effect of capacity and effect of material cost, which the last is associated with thermodynamics parameters. The parametric analysis of 12 independent variables shows the influence of these in the LCOE, and the potential of reducing the LCOE through the optimization of these design parameters.

KEYWORDS: Concentrated solar power, Parabolic trough collectors, thermoeconomic.

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, as centrais de concentração solar (CSP) têm demonstrado a suas capacidades como uma fonte de energia limpa e segura, o que a torna uma tecnologia promissora para mitigar os efeitos das mudanças climáticas (WEO, 2016). Dentre as principais tecnologias CSP, a tecnologia de coletores cilíndrico parabólicos (PTC) representam mais de 90% da capacidade instalada, sendo que mais da metade é localizada no sul da Espanha (Fernández-García et al., 2010; IEA, 2013). A maioria dessas centrais são integradas a sistemas de armazenamento térmico (TES), compostos por um sistema indireto com dois tanques de sais de nitrato fundido (MNS). Devido ao alto nível de adoção dessa tecnologia, as centrais PTC com sistema de armazenamento são consideradas como dominante no mercado e uma tecnologia madura em relação as outras tecnologias CSP (IEA, 2013). Para melhorar a compreensão do desempenho dessas centrais, é importante usar diferentes tipos de análises para verificar como o desempenho da central varia com os parâmetros do projeto. Análises termoeconômicas e exergoeconômicas tem sido cada vez mais utilizada por pesquisadores, demonstrando a utilidade desses métodos para a análise de sistemas térmicos. Nesse contexto, muitos estudos tem sido publicados, principalmente abordando geração de potência e cogeração (Ahmadi et al., 2011). No caso de centrais de concentração solar, os estudos se tem se focado na integração de sistemas de receptor central com ciclos combinado (Spelling et al., 2012). No entanto, não foram encontrados trabalhos que analisam os efeitos dos parâmetros do projeto, tanto no desempenho térmico, como nos indicadores econômicos. Nesse contexto, o presente trabalho busca realizar uma análise termoeconômica de uma central de concentração solar PTC, baseado na aplicação dos conceitos de conservação de massa, energia e princípios econômicos. Dessa forma, pode-se tanto analisar o efeito da economia de escala, quanto avaliar efeito das variáveis termodinâmicas nos custos e no desempenho térmico da central.

METODOLOGIA

No tocante ao desempenho térmico da central PTC, o mesmo foi estimado utilizando a metodologia descrita em (Starke et al., 2016). A central PTC considerada opera com Therminol VP-1 como fluido de transferência de calor (HTF) e uma a temperatura de operação do campo de 393 °C. O campo solar consiste de coletores SkyTrough e o tubo receptor de 80 mm Schott PTR80 (Kurup and Turchi, 2015). Para o sistema de armazenamento térmico, adota-se a mistura de 60% NaNO₃ - 40% KNO₃ como mídia de armazenamento. Para o bloco de potência adota-se uma potência bruta de 110 MW, com pressão de operação de 100 bar e com uma eficiência de 38.1 %. Além disso, adota-se um dispositivo de arrefecimento à seco para o sistema de condensação. Os resultados apresentados neste trabalho, consideram a irradiação solar de Crucero, no norte do Chile (Starke et al., 2016).

Bloco de potência

Para realizar a análise termoeconômica, deve-se também considerar o efeito da temperatura e pressão de operação no desempenho do ciclo Rankine. Para isso, um ciclo Rankine foi simulado no software EES (Klein, 2017), tomando como base o ciclo e condições nominais apresentados por (Kelly and Kearney, 2006). O ciclo apresentado por esses autores foi simplificado, considerando reaquecimento com três extrações, dois recuperadores de calor e um desaerador. Com base nessa simulação, pode-se ajustar curvas no formato $f = f(T, P)$, para a eficiência do

ciclo, tamanho do gerador de vapor (UA) e temperatura de retorno do HTF ao campo de coletores. Além disso, para cada condição de operação, as pressões de extração e temperatura do desaerador foram otimizadas a fim de maximizar a eficiência do ciclo.

Modelo econômico

Para analisar o desempenho econômico da central o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) (IRENA, 2015) foi adotado como variável de interesse. Para proceder como a análise econômica, deve-se definir o custo de aquisição dos equipamentos utilizados na central. Para tal, adotou-se a base de dados de custos desenvolvida pelo NREL (Turchi, 2010). De modo similar a metodologia apresentada por (Turton et al., 2012), foram considerados três fatores de correção: efeito do tempo (inflação), efeito da capacidade (escala) e efeito dos custos de material. Dessa forma, atrelou-se fatores de correção, determinados como funções de variáveis termodinâmicas, à custos de referência.

Os custos específicos adotados nesse trabalho são listados a seguir. Melhorias no sítio e campo solar, ($Ce_{site} = 25 \text{ US\$/m}^2$) e ($Ce_{sfield} = 150 \text{ US\$/m}^2$) (Mehos et al., 2017). No caso do modelo do HTF: tubulações ($Ce_{HTF,pipes,ref} = 32.9 \text{ US\$/m}^2$), fluido ($Ce_{HTF,hf,ref} = 15.0 \text{ US\$/m}^2$), e outros ($Ce_{HTF,others,ref} = 12.1 \text{ US\$/m}^2$) (Kurup and Turchi, 2015; Turchi, 2010). No caso do modelo do TES, têm-se: trocador de calor ($Ce_{TES,HX,ref} = 3.255 \text{ US\$/kWh}$) (Kelly and Kearney, 2006); tanque frio ($Ce_{TES,Tankcold,ref} = 1.326 \text{ US\$/kWh}$), tanque quente ($Ce_{TES,Tankhot,ref} = 3.05 \text{ US\$/kWh}$), mídia ($Ce_{TES,HTF,ref} = 8.869 \text{ US\$/kWh}$), isolamento ($Ce_{TES,insu,ref} = 1.365 \text{ US\$/kWh}$), fundações ($Ce_{TES,found,ref} = 1.014 \text{ US\$/kWh}$), instrumentação ($Ce_{TES,inst,ref} = 0.211 \text{ US\$/kWh}$), sal fundido ($C_{salt} = 800 \text{ US\$/kWh}$) (Mehos et al., 2017; Turchi, 2010). Para o modelo do bloco de potência, têm-se ilha turbina e gerador ($Ce_{PB,turbine,ref} = 391.96 \text{ US\$/kW}$), outros ($Ce_{PB,others,ref} = 529.82 \text{ US\$/kW}$), o balanço de planta ($Ce_{BOP,ref} = 123.83 \text{ US\$/kWh}$) (Kurup and Turchi, 2015; Turchi, 2010); e sistema de resfriamento ($Ce_{PB,cooling,ref} = 226.45 \text{ US\$/kW}$) (Kelly and Kearney, 2006). Esses custos de referência estão associados com os seguintes valores de referência: potência do bloco de potência ($W_{PB,ref} = 110 \text{ MW}$), área de abertura do campo de coletores ($A_{total,ref} = 854000 \text{ m}^2$), pressão do bloco de potência ($P_{ref} = 100 \text{ bar}$), volume de cada tanque ($V_{ref} = 16100 \text{ m}^3$), massa da mídia de armazenamento ($M_{HTF} = 27100 \text{ ton}$), capacidade do tanque de armazenamento, ($TES_{cap,ref} = 2703 \text{ MWh}$), coeficiente de troca térmica do gerador de vapor ($UA_{ref} = 7891 \text{ kW/K}$) e custo do sal ($C_{salt,ref} = 1112 \text{ US\$/ton}$). Outros parâmetros econômicos necessários para realizar a análise econômica foram obtidos de (Starke et al., 2016). Pelo exposto, cada custo específico deve ser calculado a partir das condições de referência pela expressão que segue,

$$Ce_{i,j} = Ce_{i,j,ref} C_{1,i,j} C_{2,i,j} C_I \quad (1)$$

onde $Ce_{i,j}$ é o custo específico do equipamento i e subsistema j (e.g. $i=HTF$, $j=Tubulações$), ajustado para a condição distinta à de referência. $Ce_{i,j,ref}$ é o custo de referência equipamento i e subsistema j . $C_{1,i,j}$ é o fator de correção relativo a escala do equipamento, $C_{2,i,j}$ é o fator de correção relativo a utilização de materiais distintos, e por fim, C_I é o fator de correção que contabiliza a variação dos custos dos equipamentos com inflação (CEPCI - Chemical Engineering Plant Cost Index). Como todos os custos de referência foram atualizados a valores de 2017, $C_I = 1$ para todos os casos. Por fim, destaca-se que custo de cada equipamento é calculado somando os custos de cada subsistema.

Sítio, Campo solar e HTF

No caso do campo solar e HTF, adota-se $C_1 = C_2 = 1$ para praticamente todos os subsistemas, ou seja, não se considera economia de escala e não há correção no custo dos materiais. Já para o custo de melhorias para o sítio e outros componentes do subsistema HTF, tem-se C_1 conforme segue,

$$C_{1,site} = C_{1,HTF,others} = (A_{total}/A_{total,ref})^{(0.9-1)} \quad (2)$$

onde A_{total} é a área de abertura do campo de coletores. O custo das tubulações e isolamento devem ser corrigidos devido ao aumento da temperatura de operação em caso de troca de matérias, caso que não ocorre no presente estudo devido às restrições do HTF.

Bloco de potência

No caso do bloco de potência, por simplificação, os custos dos diversos equipamentos foram combinados em três categorias, a saber, ilha da turbina a vapor, tubulações, válvulas e isolamento; sistema de arrefecimento; e outros. Dessa forma, o fator de escala é dado pela expressão que segue,

$$C_{1,PB,turbine} = C_{1,PB,other} = C_{1,PB,cooling} = (W_{PB}/W_{PB,ref})^{(0.8-1)} \quad (3)$$

onde W_{PB} é a potência bruta do bloco de potência. No caso de o campo solar operar com temperaturas superiores (maiores que 620 °C), deve-se considerar a utilização de matérias mais adequados, e, portanto, corrigir o custo de referência. No caso particular de uma central PTC a temperatura de operação é limitada pelo HTF (393 °C). Dessa forma, no presente caso, adota-se $C_{2,PB,others} = C_{2,PB,turbine} = 1$. Para o sistema de arrefecimento, adotou-se o custo apresentado por (Davis et al., 2002), o qual é função da diferença de temperatura inicial (ITD),

$$C_{2,PB,cooling} = F_{drycooling}(T) = 13.341T_{ITD}^{-0.922} \quad (4)$$

Balanço de planta

O modelo de custos do gerador de vapor (balanço de planta), considera tanto o tamanho do bloco de potência, quanto o tamanho do trocador de calor (UA), o qual varia com a temperatura e pressão de operação do ciclo,

$$C_{1,BOP} = (UA(T,P)/UA_{ref})^{0.8} (W_{PB}/W_{PB,ref})^{(0.8-1)} \quad (5)$$

onde UA é o coeficiente global de transferência de calor para a condição de operação do ciclo. Como mencionado anteriormente para a turbina, em caso de operação com temperaturas elevadas, deve-se considerar um fator de correção devido aos materiais. No entanto, no presente caso não se faz necessário devido as restrições do HTF. Por outro lado, deve-se adicionar um fator de correção devido à pressão de operação (Turton et al., 2012), o qual é dado pela razão entre dois fatores de pressão,

$$C_{2,BOP} = r_{f_p}(P) = f_p(P)/f_{p,design} \quad (6)$$

onde f_p é o fator de correção relacionado a pressão de operação e $f_{p,design}$ é o fator de correção da pressão avaliado na pressão de referência, ambos calculados conforme descrito por (Turton et al., 2012). Esse autor fornece uma expressão para o f_p , juntamente com um conjunto de parâmetros para cada tipo de trocador de calor.

TES

No modelo para o TES, adotou-se a metodologia apresentado por (Mehos et al., 2017), o qual considera os efeitos da diferença de temperatura entre o tanque quente e frio, efeito do tipo de mídia de armazenamento (calor, massa e custo específicos), efeitos do custo de material dos tanques. No caso da economia de escala, tem-se

$$C_{1,TES,Tankcold} = C_{1,TES,Tankhot} = C_{1,TES,insu} = C_{1,TES,found} = C_{1,TES,inst} = (TES_{cap,ref}/TES_{cap})(V/V_{ref})^{0.8} \quad (7)$$

$$C_{1,TES,HTF} = (TES_{cap,ref}/TES_{cap})(M_{HTF}/M_{HTF,ref})^{0.8} \quad (8)$$

$$C_{1,TES,HX} = (TES_{cap}/TES_{cap,ref})^{(0.8-1)} \quad (9)$$

onde, TES_{cap} é a capacidade de armazenamento térmico do tanque, calculada como $TES_{cap} = W_{PB}TES_h/\eta_{PB}$. Sendo TES_h o número de horas equivalente de armazenamento e η_{PB} é a eficiência do ciclo de potência, calculada como função da pressão e temperatura de operação. V é o volume do tanque e M_{HTF} é a massa da mídia de armazenamento. Sendo essa calculada pela expressão que segue,

$$M_{HTF} = \frac{TES_{cap}}{f_{hx}C_p(T_{field,out} - T_{field,in})} \quad (10)$$

onde C_p é o calor específico da mídia de armazenamento. f_{hx} é um fator de correção que contabiliza o decréscimo de temperatura no sistema de armazenamento devido ao trocador de calor, que é calculado por $f_{hx} = 1 - (dT_{hot} - dT_{cold})/(T_{field,out} - T_{field,in})$. Sendo $T_{field,out}$ e $T_{field,in}$ as temperaturas de entrada e saída do campo solar. Enquanto que dT_{hot} e dT_{cold} são as diferenças de temperaturas entre as correntes na entrada e saída do trocador de calor. O volume de cada tanque é calculado por $V = 1.2M_{HTF}/\rho$, onde ρ é a massa específica da mídia, e o valor de 1.2 é utilizado para considerar o volume morto do tanque. Devido às restrições de temperatura do HTF adota-se, $C_{2,TES,Tankcold} = C_{2,TES,Tankhot} = 1$. Contudo, esses fatores de correção são apresentados por (Mehos et al., 2017). No caso do custo da mídia de armazenamento pode-se utilizar a relação $C_{2,TES,HTF} = (C_{salt}/C_{salt,ref})$. Onde C_{salt} é o custo do sal fundido. Para o trocador de calor do sistema de armazenamento térmico aplica-se um fator de correção expresso em função da diferença de temperatura média logarítmica (dT_{ln}), calculada a partir dos valores de dT_{hot} e dT_{cold} , o qual foi obtido a partir dos resultados apresentados por (Kelly and Kearney, 2006),

$$C_{2,TES,HX} = 8.8347dT_{ln}^{(-1.207)} \quad (11)$$

RESULTADOS

Como primeira análise, o *LCOE* foi minimizado em termos do tamanho do campo solar e reservatório térmico (múltiplo solar e horas equivalente de armazenamento). Para isso, o programa GENOPT foi combinado com o TRNSYS. Para realizar a otimização o algoritmo *GPSPSOCCHJ* foi selecionado conforme descrito por (Cardemil et al., 2018). Em relação ao resultados, Starke et al., 2016 apresentam as curvas de nível dos valores de *LCOE* em termos dessas duas variáveis. No presente caso, observa-se o valor mínimo de *LCOE* de 121 US\$/MWh na proximidade de um múltiplo solar de 3 e 11 h de armazenamento equivalente.

Análise paramétrica

Para entender os efeitos dos principais parâmetros de projeto no *LCOE*, conduziu-se uma análise paramétrica, a qual é apresentada na Fig 1. Essa análise considerou as seguintes variáveis independentes: pressão de operação, potência e temperatura mínima de acionamento do bloco de potência (BP), temperatura de saída, de retorno e vazão mínima do campo de coletores, espaçamento entre filas, razão de aspecto do tanque, diferença de temperatura média logarítmica do trocador de calor do sistema de armazenamento, temperatura de *approach* e níveis de operação em carga parcial do sistema de arrefecimento, e número de cabeçotes (formato do campo solar “T”, “H”, etc).

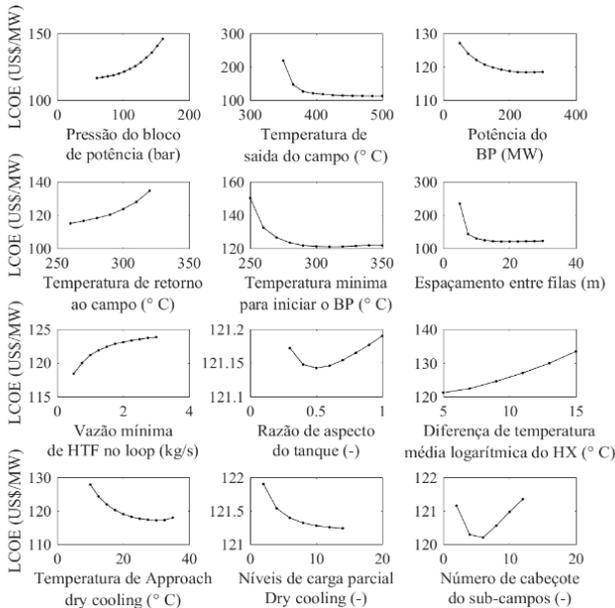


Fig. 1. Resultados da análise paramétrica das 12 variáveis independentes.

Como pode ser observado na Fig 1, a redução da pressão de operação reduz o valor do *LCOE*. Isso ocorre devido à redução na pressão de saturação no gerador de vapor, possibilitando que o HTF retorne com uma menor temperatura ao campo solar. Como o tanque frio pode operar a uma temperatura mais baixa, há uma maior diferença de temperatura entre os tanques, e,

portanto, faz-se necessário uma menor quantidade de massa de sal fundido. No caso do incremento da temperatura de saída do campo solar, observa-se uma redução assintótica no LCOE, contudo, acima da condição de projeto (393 °C) o decrescimento do LCOE é reduzido. O que indica que o aumento da eficiência do ciclo Rankine não compensa o aumento das perdas térmicas no campo solar. Em relação à potência do BP, observa-se que a economia de escala proporciona uma redução significativa no LCOE, atingindo um valor assintótico com 200 MW. Em relação a temperatura de retorno do campo, observa-se o LCOE é reduzido com a diminuição da temperatura, devido ao mesmo motivo descrito na redução da pressão. Apesar disso, a variável foi adicionada à análise para demonstrar o seu efeito, e deve-se lembrar que o seu valor depende do funcionamento do gerador de vapor, e das condições internas do ciclo, portanto não pode ser variada livremente. No caso da temperatura mínima de acionamento do bloco de potência, observa-se um sutil ponto de mínimo para o LCOE nas proximidades de 300 °C. Em relação ao espaçamento entre filas, observa-se que o LCOE diminui assintoticamente com o aumento do espaçamento. Indicando que o aumento da eficiência óptica, menor sombreamento, compensa o maior custo de aquisição de terra. Contudo, isso é consequência do baixo valor custo de aquisição de terras em regiões desérticas. Já para a vazão mínima do HTF, observa-se um aumento assintótico do LCOE com o aumento da vazão, condizente com o aumento do consumo parasítico das bombas de circulação. Destaca-se que ao utilizar um HTF com risco de cristalização, como sais fundidos, o efeito da vazão mínima pode ser diferente, visto que o aumento da vazão diminui a queda de temperatura ao longo do loop do coletor. No caso da razão de aspecto do tanque de armazenamento observa-se um ponto de ótimo nas proximidades de 0.5, contudo a variação nos valores do LCOE é inferior a 1 %. Observando o efeito da diferença de temperatura média logarítmica, constata-se um aumento do LCOE. Embora o custo do trocador de calor do TES diminua com o aumento dT_{ln} , o valor de f_{hx} também diminui, aumentando assim a massa de sal fundido necessária para manter a capacidade de armazenamento constante. No caso da temperatura de *approach* do sistema de arrefecimento, observa-se um mínimo valor de LCOE na proximidade de 30 °C. Para temperaturas inferiores, o aumento da eficiência do BP não compensa o maior custo do sistema de arrefecimento. Por outro lado, para temperaturas superiores à 30 °C, o impacto na eficiência torna-se significativo. Os níveis de carga parcial proporcionam uma diminuição assintótica do LCOE, contudo, a variação é inferior a 1 %. Por fim, observa-se que seis subcampos minimizam o LCOE, entretanto, a variação entre os valores é inferior a 1 %.

COMENTÁRIOS FINAIS

A simulação de sistemas CSP é essencial para apoiar o projeto de uma central e auxiliar nas decisões relacionadas aos investimentos. Nesse contexto, a metodologia apresentada demonstra o efeito das principais variáveis de projeto no desempenho termoeconômico de uma central PTC, indicando as variáveis com maior potencial para reduzir os valores de LCOE. Para ilustrar o potencial da ferramenta, o LCOE foi otimizado com respeito a 9 das 14 variáveis independentes (os valores do múltiplo solar, horas equivalente de TES, potência foram mantidos constantes, com 3, 11 h e 115 MW, enquanto a temperatura de saída do campo é mantida em 393 °C e a temperatura de retorno ao campo não pode ser otimizada, como mencionado anteriormente). Nesse caso, obtém-se um LCOE de 112.4 US\$/MW, uma redução de 7 % em relação ao caso com apenas a otimização do múltiplo solar e tamanho do reservatório. Já no caso hipotético em que um HTF com limite na temperatura de operação superior é empregado, obtém-se um LCOE de 102.12 US\$/MW, uma redução de 16 % em relação ao caso com apenas a otimização do múltiplo solar e tamanho do reservatório. A

metodologia apresentada demonstrou grande potencial, como próximos passos, pretende-se implementar a análise exérgica e proceder com a análise exergoeconômica.

AGRADECIMENTOS

Os autores desejam expressar seus agradecimentos à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) por financiar parcialmente o presente trabalho através de uma bolsa de estudo à Allan R. Starke e ao POSMEC (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) por financiar à participação no evento.

REFERÊNCIAS

- Ahmadi, P., Dincer, I., Rosen, M.A., 2011. Exergy, exergoeconomic and environmental analyses and evolutionary algorithm based multi-objective optimization of combined cycle power plants. *Energy* 36, 5886–5898. doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.034
- Cardemil, J.M., Starke, A.R., Colle, S., 2018. Multi-objective optimization for reducing the auxiliary electric energy peak in low cost solar domestic hot-water heating systems in Brazil. *Sol. Energy* 163, 486–496. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.008
- Davis, G., Selkowitz, S., Brook, M., 2002. Comparison of Alternate Cooling Technologies for California Power Plants Economic, Environmental and Other Tradeoffs, PIER / EPRI TECHNICAL REPORT 500-05-079F. Palo Alto, CA and Sacramento, CA:
- Fernández-García, a., Zarza, E., Valenzuela, L., Pérez, M., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 1695–1721. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012
- IEA, 2013. Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity. Paris, France. https://doi.org/10.1007/SpringerReference_7300
- IRENA, 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014.
- Kelly, B., Kearney, D., 2006. Thermal storage commercial plant design study for a 2-tank indirect molten salt system, Technical Report NREL/SR-550-40166. Golden, CO.
- Klein, S.A., 2017. EES: Engineering Equation Solver V.10.285.
- Kurup, P., Turchi, C.S., 2015. Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM), Technical Report NREL/TP-6A20-65228 National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO (United States). doi.org/10.2172/1227713
- Mehos, M., Turchi, C., Vidal, J., Wagner, M., Ma, Z., Ho, C., Kolb, W., Andraka, C., Kruizenga, A., 2017. Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap, Technical Report NREL/TP-5500-67464. Golden, CO. doi.org/10.2172/1338899
- Spelling, J., Favrat, D., Martin, A., Augsburg, G., 2012. Thermoeconomic optimization of a combined-cycle solar tower power plant. *Energy* 41, 113–120. https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.03.073
- Starke, A.R., Cardemil, J.M., Escobar, R.A., Colle, S., 2016. Assessing the performance of hybrid CSP + PV plants in northern Chile. *Sol. Energy* 138, 88–97. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.09.006
- Turchi, C., 2010. Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM). Golden, Colorado.
- Turton, R., Bailie, R.C., Whiting, W.B., Shaeiwitz, J.A., Bhattacharyya, D., 2012. Analysis, Synthesis and Design of Chemical Processes, Forth. ed, Prentice Hall International Series in the Physical and Chemical Engineering Sciences. Pearson Education, NNY.
- WEO, 2016. World Energy Outlook 2016, International Energy Agency. Paris. https://doi.org/10.1787/weo-2016-en

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

NIXTAMALIZACIÓN DEL MAÍZ MEDIANTE ENERGÍA SOLAR

Ambriz-García Juan José*, Morán-Bañuelos Sara Hirán**

* Departamento de Ingeniería de Procesos e Hidráulica, Universidad Autónoma Metropolitana, Av. San Rafael Atlixco 186, Ciudad de México, CP 09380, México, agj@xanum.uam.mx

**Investigadora de la Universidad Autónoma Chapingo, Km. 38.5 Carretera México – Texcoco
Chapingo, Texcoco, Estado de México CP 56230, México, shimbamb@gmail.com

RESUMEN

La nixtamalización permite transformar maíz en una masa moldeable para elaborar tortillas, el alimento básico de la población mexicana; se lleva a cabo en unidades de producción conocidas como molinos de nixtamal, éstos se caracterizan por usar gas l.p. excesivamente y desechar elevados volúmenes de nejayote. Con el objetivo de generar una propuesta innovadora y sustentable para esta industria, importante en toda la República Mexicana, se caracterizaron molinos de diferentes regiones y se determinó su eficiencia energética, los resultados motivaron el desarrollo tecnológico de un modelo que reduce el uso de combustibles al sustituirlos por energía térmica obtenida con calentadores solares y el re-uso y recirculación de efluentes contaminantes. La propuesta ofrece beneficios económicos y reducción de la contaminación en las áreas de influencia de los molinos de nixtamal.

PALABRAS CLAVE: Cocción alcalina, captadores solares, nejayote

ABSTRACT

The nixtamalización allows to transform corn into a moldable mass to make tortillas, the staple food of the Mexican population; it is carried out in production units known as nixtamal mills, these are characterized by using l.p. excessively and discard high volumes of nejayote. With the aim of generating an innovative and sustainable proposal for this industry, important throughout the Mexican Republic, mills from different regions were characterized and their energy efficiency was determined, the results motivated the technological development of a model that reduces the use of fuels to the replace them with thermal energy obtained with solar heaters and the re-use and recirculation of polluting effluents. The proposal offers economic benefits and reduction of pollution in the areas of influence of the nixtamal mills.

KEYWORDS: Alkaline cooking, solar collectors, nejayote

INTRODUCCIÓN

El sistema alimentario en México y otros países de América Central se basa en el consumo del maíz; éste es indispensable en la alimentación mexicana, ya que representa la primordial fuente de energía. La principal forma de integrarlo a la dieta es en tortilla, una masa extendida en forma circular, delgada y cocida en un comal, cuyo consumo diario por persona en zonas rurales es cercano a 217.9 gramos y en zonas urbanas de 155.4 gramos (CONEVAL 2018). Para poder elaborar tortillas, el grano debe someterse al proceso de nixtamalización, que es poco conocido en el mundo, pero que representa una de las aportaciones a la tecnología alimentaria más antiguas. Su etimología se remonta al náhuatl: *nextli*, cenizas y *tamalli*, masa de maíz y de manera tradicional consiste en poner a "cocer" el maíz en agua con cal por varios minutos a fuego lento cuidando que no hierva y mezclando de vez en cuando, hasta que los granos de maíz se puedan pelar. Una vez que llega a ese punto se retira del fuego, se deja reposar toda la noche. Al día siguiente se lava muy bien el grano cocido (nixtamal) para retirar los residuos de cal, se desecha el agua de cocción (nejayote) y el nixtamal se muele para formar la masa.

Durante cientos de años la nixtamalización la realizaba la mujer al interior de los hogares y a partir de referencias recientes (Calleja y Valenzuela, 2016) a fines del siglo XVIII aparecieron los primeros molinos de nixtamal con fuerza hidráulica y en la última década del XIX ya había 13 patentes de molinos manuales, portátiles, fijos, mecánicos, de muelas de piedra o disco de hierro. Sin embargo, de entonces a la fecha su desarrollo tecnológico ha permanecido estancado, sus costos de producción actuales son elevados y representan una fuerte presión económica para las unidades de producción, donde sus principales insumos: la materia prima y la fuente de energía representan cerca del 74% de dichos costos (SE, 2012).

Dado que la industria mexicana de los molinos de nixtamal, que se contabiliza hasta 80 mil unidades (Villaseñor, 2009), conserva el patrón básico de la nixtamalización con algunas variantes, la presente investigación se planteó como objetivos caracterizar una muestra de los molinos presentes en diferentes regiones del país e identificar sus deficiencias tecnológicas y el impacto ambiental que esta condición pudiera estar provocando. Para ello, en la Universidad Autónoma Metropolitana se integró un equipo multidisciplinario para abordar integralmente la problemática de este eslabón de la cadena y el presente trabajo muestra los resultados de varios años de estudios que condujeron al planteamiento de una alternativa sustentable al proceso de la nixtamalización que integra tecnologías de aprovechamiento de la energía solar y el tratamiento de los efluentes.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO Y SUS VARIANTES REGIONALES

El método de nixtamalización actualmente usado en los molinos mantiene los principios tradicionales y consiste en cocer el grano de maíz en una solución alcalina, utilizando hidróxido de calcio entre 1 y 2 % y agua a 90-92° C. Una vez que se mezclan el maíz, la cal y el agua, se da un periodo de reposo de entre 4 y 24 horas para después desechar el nejayote y enjuagar el nixtamal. En este lapso se ablanda y fractura el pericarpio del grano, el almidón del endospermo se gelatiniza parcialmente, el nixtamal adquiere las propiedades texturales que permiten su molienda para la obtención de masa (Campus-Baypoli *et al.*, 1999; Martínez-Flores *et al.*, 2002; Rosentrater, 2006; Santiago-Ramos *et al.*, 2018). Se estima que, en México el 70% del total del consumo de maíz para uso humano proviene de

la masa producida en los pequeños molinos de nixtamal tradicionales que siguen el proceso descrito en todo el territorio nacional y que se encuentran distribuidos a lo largo de nuestro país, el resto se hace a partir de harina de maíz nixtamalizado industrializado en grandes empresas. No obstante, existen dos problemas fundamentales que afectan a estos pequeños negocios: los elevados costos unitarios de producción por el alto impacto de los energéticos empleados y los problemas derivados de la contaminación por la descarga de las aguas residuales o nejayote, ricas en materia orgánica (Ramírez-Romero *et al.*, 2013).

En un molino de nixtamal típico el proceso inicia con la recepción y almacenado del maíz, posteriormente se hace una operación de limpieza mediante cribas para después depositarlo en la “tina”, un recipiente conteniendo el agua caliente y la cal. Una carga típica de una tina se integra con 700 kilogramos de maíz, 1.000 litros de agua caliente y 9,75 kilogramos de hidróxido de calcio (1%). El agua caliente se alimenta a una temperatura de 90-92°C, para lo cual se emplea una caldereta que utiliza gas l.p.; la mezcla es agitada de 10 a 20 minutos y trasvasada a otros recipientes denominados “tinajas de reposo” donde permanece al menos 4 horas. A continuación, la mezcla se transfiere a un depósito en donde se drena el nejayote para conservar solo el nixtamal, mismo que recibe un enjuague somero con agua y se tritura con ayuda de un molino de piedras volcánicas hasta obtener una masa, lo cual requiere de un motor eléctrico de 30 a 40 hp. Con la masa producida se elaboran las tortillas de maíz. Este procedimiento típico presenta variantes regionales en el territorio mexicano, para poder identificarlas se analizaron 26 molinos ubicados en las áreas urbanas de los estados de Oaxaca y Yucatán, el resto en las zonas metropolitanas de Guadalajara y Valle de México. Los resultados obtenidos permiten identificar las cinco variantes que en adelante se describen.

Variante 1 (V1). Calentamiento del agua de cocimiento en una sola etapa.

El proceso inicia con el calentamiento del agua desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de ebullición, mediante una caldereta o con un quemador atmosférico alimentados por gas l.p. El tiempo de calentamiento va de 40 a 50 minutos. Después se suspende el suministro de calor, por lo que se trata de una única etapa de suministro de energía térmica. Posteriormente se agregan la cal y el maíz. A continuación, da inicio la etapa de reposo que varía de 4 a 12 horas. Para terminar, cuando el nixtamal está listo para la molienda, se extrae de la tina de reposo, se escurre, en algunos molinos se enjuaga y, finalmente, se transporta al banco de molienda para producir la masa de nixtamal. Esta variante se observó únicamente en las zonas metropolitanas.

Variante 2 (V2). Calentamiento de agua en dos etapas, con integración de energía solar.

El desarrollo de este proceso es similar al 1 pero la etapa de calentamiento se hace en dos etapas: en una primera etapa de precalentamiento se usan colectores solares planos o colectores de tubos evacuados y en una segunda etapa se lleva el agua a 90-92°C. El proceso continúa como en el proceso 1. De igual manera, se observó en las ciudades de mayor urbanización, Guadalajara y Valle de México.

Variante 3 (V3). Calentamiento de la mezcla de agua, maíz y cal en una sola etapa.

Consiste en mezclar a temperatura ambiente las cantidades adecuadas de agua, maíz y cal en un recipiente metálico. Con un quemador atmosférico a gas l.p. se proporciona calor durante 50 minutos hasta que la temperatura final del agua en la mezcla es de aproximadamente 82°C. Se deja en reposo, sin suministro de energía, entre 8 y 16 horas. Al finalizar la etapa de reposo, el nixtamal se extrae, se escurre y se lleva al molino para la

molienda. Esta variante está presente en todas las regiones y destaca que predomina en el área urbana de Oaxaca.

Variante 4 (V4). Calentamiento de la mezcla de agua, maíz y cal en dos etapas.

En un recipiente metálico se pone agua y mediante un quemador atmosférico se eleva su temperatura a ebullición. A continuación, añade la cal y el maíz, pero sin suspender el suministro de calor, hasta lograr que el agua alcance de nuevo la temperatura de ebullición. Esta segunda etapa de calentamiento de tiene una duración de 1 a 3 horas. Cuando concluye la etapa de calentamiento, la mezcla se deja en reposo entre 12 y 22 horas. Después, el nixtamal se extrae de la tina o paila, se escurre y se lleva al molino. El nixtamal se enjuaga antes de ser molido. Se observó en el área urbana de Mérida y en la ciudad de Guadalajara.

Variante 5 (V5). Calentamiento de la mezcla en dos etapas, con integración de energía solar.

Inicia con el precalentamiento del agua, ya sea toda la que se utilizará o sólo una parte, por medio de los calentadores solares como en el proceso 2, este volumen de líquido sigue recibiendo energía térmica hasta lograr la temperatura de ebullición, para lo cual se usa gas l.p. por un tiempo aproximado de 50 minutos: Transcurrido este tiempo se hace la mezcla con la cal y el maíz y se sigue suministrando calor por aproximadamente de una hora. Posteriormente, la mezcla permanece en reposo de 12 a 20 horas antes de recibir un enjuague para ser molido. Este proceso fue exclusivo del área urbana de Mérida, Yucatán.

EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

A partir de la identificación de las variantes del proceso se procedió a determinar los Índices de Consumo de Energía Total del Molino (ICETM) como un parámetro que permitiera comparar la demanda energética entre dichas variantes. Para ello, en cada unidad de producción se registró el consumo de energía térmica y eléctrica, así como la cantidad de masa procesada. Posteriormente se calcularon los ICETM a partir de la Ec. (1)

$$ICETM = ICetM + ICeeM \quad (1)$$

Donde:

$ICetM$ = Índice de Consumo de energía térmica del Molino, [MJ/kg]

$ICeeM$ = Índice de Consumo de energía eléctrica del Molino, [MJ/kg]

A su vez, el $ICetM$ se obtiene a partir de la Ec. (2)

$$ICetM = ICetM_{gas} + ICetM_{solar} \quad (2)$$

y corresponde a la energía suministrada con equipos alimentados por combustible gas l.p. y por el suministro de calor por dispositivos solares, respectivamente.

Los resultados obtenidos para cada variante del proceso de nixtamalización se muestran en la Tabla 1. donde se observa que el grado de complejidad de la elaboración del nixtamal es proporcional al ICETM. El valor más bajo se encontró en V1, que es donde se calienta el agua en una sola etapa (0.39 MJ/kg de masa), por lo que puede emplear equipos de combustión más eficientes como es la caldereta. En el extremo opuesto se encuentra V5 con el mayor ICETM total de 0.85 MJ por kilogramo de masa nixtamalizada debido que

consiste en varias etapas de calentamiento y lavado, además de utilizar energía solar en una etapa de precalentamiento.

Tabla 1. Valores promedio de los Índices de consumo de energía térmica (ICetM), de energía eléctrica (ICeeM) y de energía total (ICETM) en cada variante de molinos de nixtamal.

Variante	ICetM _{gas}	ICetM _{solar}	ICetM		ICeeM		ICETM
	MJ/kg masa	MJ/kg masa	MJ/kg masa	%	MJ/kg masa	%	MJ/kg masa
V1	0.26	0.00	0.26	67.5	0.13	32.5	0.39
V2	0.20	0.19	0.39	80.0	0.10	20.0	0.48
V3	0.44	0.00	0.44	88.5	0.06	11.5	0.50
V4	0.41	0.00	0.41	70.5	0.17	29.5	0.58
V5	0.38	0.28	0.66	77.7	0.19	22.3	0.85

Aunque V1 y V2 mostraron similitud en el procedimiento, en términos de ICETM la V2 es superior, porque la eficiencia de conversión de energía solar en energía térmica es menor; no obstante, es importante reflexionar que el consumo de gas pasa de 0.26 MJ/kg de masa en V1 a 0.20 MJ/kg de masa en V2, con lo cual hay un ahorro de 23% del gas l.p. con un efecto ambiental positivo.

Por otro lado, la V3 es la más empleada y muestra un ICETM total de 0.50 MJ por kilogramo de masa nixtamalizada, donde el calentamiento simultáneo de la mezcla de maíz, agua y cal con equipos de combustión de baja eficiencia hace que el valor sea 28% superior al valor mínimo observado para V1; en tanto que V4 también supera este último en cerca de 50%.

Se observó también que, de manera general, la contribución de la energía térmica fue sensiblemente mayor que la energía eléctrica, pues participa entre 67 y 89% del total, lo cual mostró que era imperativo buscar alternativas que disminuyeran su consumo y el gasto que implica para las unidades de producción de masa.

INTEGRACIÓN EFICIENTE DE COLECTORES SOLARES

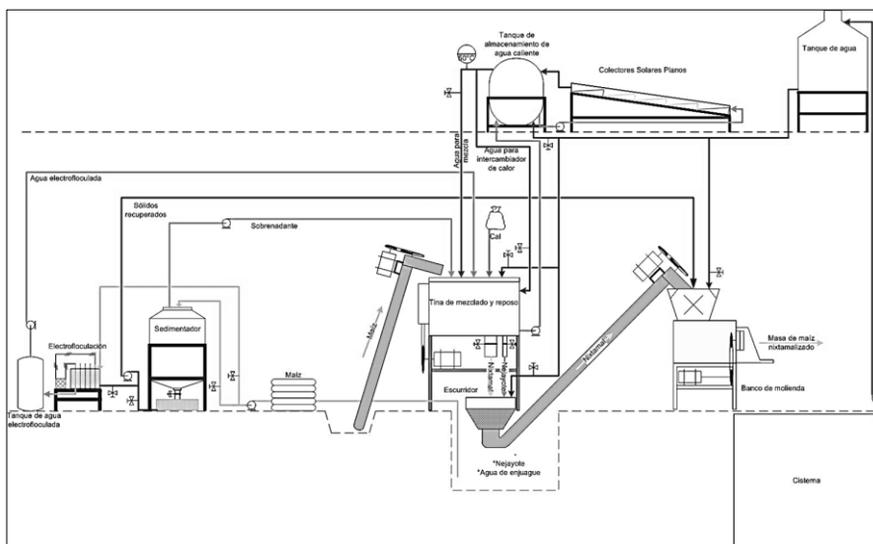
Ante los resultados del consumo de energía en cada variante del proceso, el equipo de trabajo desarrolló un protocolo para mejorar la eficiencia en el uso de energía solar que no implica una inversión económica elevada, ni la disposición de espacios adicionales como tampoco la contratación de nuevo personal o una capacitación especial. La propuesta se publicó en la patente “Proceso de nixtamalización a bajas temperaturas” (Ramírez y Ambriz, 2012) y básicamente propone que el agua de cocimiento se utilice por debajo de los habituales 92°C y manteniendo dos intervalos de temperatura que se ubican en el espectro de operación de la tecnología solar fototérmica.

En el primer caso, una vez que el calentador solar ha elevado la temperatura del agua a 51 °C ±4, se vierte en la tina de cocimiento que está aislada térmicamente y además cuenta con un sistema intercambiador de calor que recircula el agua que proveniente del sistema de calentadores solares planos (Figura 1). Para lograr una nixtamalización adecuada se requiere homogeneizar la mezcla con un sistema mecánico durante 15 minutos y mantener la temperatura durante 3 horas como mínimo y enseguida dejar la mezcla en reposo en un recipiente, también aislado térmicamente, durante un periodo de 8 a 12 horas.

En el segundo caso, si se dispone de agua caliente solar a $62^{\circ}\text{C} \pm 4$, sólo se requiere que la tina de mezclado que contenga el maíz, agua y cal esté térmicamente aislado, tanto en sus paredes laterales como el fondo y tapa, para ello se pueden utilizar materiales como elastómero, poliestireno, lana mineral o cualquier otro de uso alimenticio. Además, se debe integrar a la tina un sistema interno de agitación mecánica que asegure que estas condiciones de temperatura se mantendrán homogéneas en el recipiente durante un mínimo de 12 horas. Para este proceso se recomienda el uso de calentadores con tubos evacuados y no requiere que se recircule el agua caliente por el exterior.

Cabe señalar que ambas variantes eliminan el uso de energéticos no renovables para proporcionar la energía térmica. El ahorro promedio de gas l.p alcanza los 0.029 litros por kg de maíz nixtamalizado y se dejan de emitir 46 kilogramos de carbono equivalente por tonelada de maíz procesado. Se verificó en ambos casos que la calidad de la masa obtenida y de las tortillas elaboradas, así como los rendimientos de conversión maíz-masa y masa-tortilla son similares a los del proceso tradicional que usa temperaturas elevadas.

Figura 1. Diagrama esquemático del molino de nixtamal que integra colectores solares y el tratamiento de los efluentes para lograr un proceso sustentable de producción de masa.



EVALUACIÓN Y PROPUESTA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES

Aunado a la necesidad de eficientizar el uso de energía solar, también se observó que durante la nixtamalización se vierten al drenaje de $0,4$ y $0,7 \text{ m}^3$ de nejayote por cada 1.000 kg de maíz nixtamalizado. Esto provoca contaminación al registrar un pH de 12 a 14, temperaturas de 40 a 50°C , una cantidad elevada de sólidos en suspensión (cascarilla de maíz y granos rotos) y material disuelto producto de la hidrólisis alcalina de los componentes del maíz. En la literatura se reportan algunos estudios para tratar al nejayote

basados en métodos biológicos (González y Marmolejo, 1986; Domínguez y Pacho, 2003), no obstante, ninguna de estas propuestas ha podido integrarse a la línea de producción. En la patente “Eliminación de sólidos suspendidos en el agua del nejayote por electrocoagulación” (Torres *et al.*, 2012) se propone la decantación del nejayote durante 60 minutos enviar el líquido resultante a un equipo de electrocoagulación equipado con electrodos de hierro en el que se lleva a cabo el siguiente procedimiento: se ajusta el pH a 4 agregando ácido fórmico, se hace pasar una corriente eléctrica continua, manteniendo una intensidad de 3 A durante 30 minutos, para una densidad de carga de 37,5 mA/cm² y así precipitar los sólidos suspendidos, enseguida se recuperan los sólidos y se reincorporan al proceso en la etapa de molienda de nixtamal (Figura 1). Siguiendo este protocolo se encontró que el sistema es capaz de remover cerca del 90% de la Demanda Química de Oxígeno (DQO), ya que al inicio de la electrocoagulación presentaba valores de 15.150 ± 318 mg/L y 30 minutos después se registraron valores promedio de 1.823 ± 278 mg/L. Aunado a esto se incrementó la productividad en términos de masa obtenida/maíz y prácticamente se evitó la contaminación de la red de drenaje, incluso se mejoró la textura de la masa y el aporte ya que los sólidos obtenidos son ricos en hierro.

CONCLUSIONES

Los cambios tecnológicos que se proponen buscan que la industria del nixtamal avance hacia la sustentabilidad, con una reducción importante de la contaminación que provocan; por un lado se podría dejar de quemar combustible fósil al aprovechar los beneficios de la energía térmica solar que ha demostrado ser suficiente y eficiente para llegar al producto final, la tortilla y por otro lado, disminuir considerablemente el volumen de descargas a la red de drenaje al reducir, reusar y reciclar el nejayote. Con esta propuesta de molino de nixtamal sustentable es posible modernizar las unidades de producción de masa de maíz, apoyar a la economía del país y, considerando la vasta distribución de los molinos en el territorio mexicano, contribuir con las metas nacionales de reducción de contaminación. Este cambio se puede promover a partir de programas de apoyo y financiamiento a las micro, mini y pequeñas empresas de la industria del nixtamal.

REFERENCIAS

- Calleja P. M. and Valenzuela M. B. (2016) La tortilla como identidad culinaria y producto de consumo global. *Región y sociedad*, 28(66), 161-194.
- Campus-Baypoli, O. N., Rosas-Burgos, E. C., Torres-Chávez, P. I., Ramírez-Wong, B., and Serna-Saldívar, S. O. (1999). Physiochemical changes of starch during maize tortilla production. *Starch-Stärke*, 51(5), 173-177.
- CONEVAL (Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social). (2018) Contenido y valor de las líneas de bienestar: base de datos en línea. <https://www.coneval.org.mx/Medicion/MP/Paginas/Lineas-de-bienestar-y-canasta-basica.aspx> (Consultado: mayo 2018)
- Domínguez E. R. y Pacho C. D. (2003) Efluentes de la industrialización del maíz: ¿contaminante o recurso valioso? *Revista de la Universidad Autónoma de Yucatán*, 227, 54-63.
- González, S. y Marmolejo, C. (1986) Tratamiento de aguas de desecho de la industria de Nixtamal en un reactor anaerobio empacado. *Servicio de Instituto de Ingeniería* (No. 498). UNAM. Instituto de la Ingeniería. México.

Martínez-Flores, H. E., Martínez-Bustos, F., Figueroa, J. D. C., and González-Hernández, J. (2002). Studies and biological assays in corn tortillas made from fresh masa prepared by extrusion and nixtamalization processes. *Journal of food science*, 67(3), 1196-1199.

Ramírez R. G. y Ambriz G. J. J. (2012). Proceso de nixtamalización a bajas temperaturas. Patente con Examen de forma satisfactorio. Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, México, 20 de agosto de 2012.

Ramírez-Romero G., Reyes-Velázquez M. and Cruz-Guerrero, A. (2013) Study of Nejayote as culture medium for probiotics and production of bacteriocins. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 12(3), 463-471.

Rosentrater, K. A. (2006). A review of corn masa processing residues: Generation, properties, and potential utilization. *Waste Management*, 26(3), 284-292.

Santiago-Ramos D., de Dios Figueroa-Cárdenas J., Mariscal-Moreno R. M., Escalante-Aburto A., Ponce-García N., and Véles-Medina J. J. (2018). Physical and chemical changes undergone by pericarp and endosperm during corn nixtamalization-A review. *Journal of Cereal Science*. In Press. DOI:10.1016/j.jcs.2018.04.003

SE (Secretaría de Economía). (2012) Análisis de la cadena de valor maíz-tortilla: situación actual y factores de competencia local. (Consultado: mayo 2018). https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/42983/Analisis_de_la_Cadena_de_valor_Maiz-Tortilla.pdf

Torres M. A., Almazán R. F. J., Cruz D. M., Caballero D. F., Ambriz G. J. J., Ramírez R. G. y González M. I. (2014) Proceso para el tratamiento del nejayote por electrofloculación. Patente Presentada. Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, México, D. F., 17 de enero de 2014.

Villaseñor F. G. (2009) La industria de la masa y la tortilla, diez años después del Tratado de Comercio con América del Norte (TLCAN). Una perspectiva. In: *Temas selectos de la cadena maíz-tortilla*, De Teresa O. A. y Viniegra G. G. (eds), pp. 89-105. Universidad Autónoma Metropolitana, México.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo fue desarrollado bajo el liderazgo del Doctor Gerardo Ramírez Romero, investigador de la Universidad Autónoma Metropolitana, fallecido en enero de 2017. Parte de la financiación de este proyecto fue del Fondo para la Sustentabilidad Energética de la Secretaría de Energía y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

DISEÑO DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS PARA CALENTADORES SOLARES DE AGUA DE USO DOMÉSTICO EN LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE LA CIUDAD DE MÉXICO

Lentz A.E.*, Ovando J.C., López J.A.*, Ramírez N., Romero J.F.**

* Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290,
Del. Benito Juárez, Ciudad de México, 03100, México, allentz7018@gmail.com

**Nombre del Departamento o División, Universidad Autónoma de Campeche, Calle, San
Francisco de Campeche, 00000, Campeche, México, covando@uacam.mx

RESUMEN

El mercado de calentamiento solar de agua en México ha experimentado un crecimiento año con año, esto ha requerido que los equipos sean evaluados para que los consumidores tengan acceso a equipos de calidad, para lo cual se han desarrollado normas mexicanas con la finalidad de evaluar la calidad y desempeño de los mismos. Aunque aún las normas son voluntarias, los industriales e importadores han sometidos sus productos a pruebas para certificar su calidad. Esto les ha permitido acceder a los programas de vivienda de gobierno en los que sí se exige el cumplimiento de las normas. Las normas que actualmente están certificando los equipos son la NMX-ES-001-NORMEX 2005, NMX-ES-004-NORMEX 2007 y DTESTV. Este último obligatorio para participar dentro del programa de hipoteca verde de INFONAVIT. La Universidad Autónoma de la Ciudad de México trabaja actualmente en el proyecto para construcción e instalación de un laboratorio de pruebas para realizar métodos de prueba a los captadores solares con forme a las normas mexicanas y la norma ISO 9806 internacional.

PALABRAS CLAVE: Colectores solares, normatividad, pruebas.

ABSTRACT

The market for solar water heaters in Mexico has grown year after year. The foregoing requires the testing of the equipment, achieving consumers with access to quality equipment, for which Mexican standards have been developed with the purpose of evaluating quality and performance. Although the standards are still voluntary, industrialists and importers have submitted their products to tests to certify their quality. This has allowed them to access government housing programs in which compliance with the standards is required. The standards that are currently certifying equipment are: NMX-ES-001-NORMEX 2005, NMX-ES-004-NORMEX 2007 and DTESTV. The latter is mandatory to participate in the green mortgage program of INFONAVIT. The University of Mexico City is currently working on the project for the construction and installation of a testing laboratory to perform test methods for solar collectors in accordance with Mexican standards and the international ISO 9806 standard.

KEYWORDS: Solar collectors, tests methods, regulations.

INTRODUCCIÓN

En México el gobierno federal y algunos gobiernos estatales están apoyando en los hogares la introducción de Sistemas de Calentamiento Solar de Agua (SCSA), estos apoyos incentivan un crecimiento en la fabricación e importación de dichos equipos, lo que inherentemente requerirá certificar los equipos quieran entrar al mercado mexicano para asegurar su calidad.

La Universidad Autónoma de la Ciudad de México (UACM) tiene dentro de sus objetivos el desarrollo de su infraestructura y por ello ha iniciado el proyecto de construcción de un laboratorio de pruebas que permita evaluar los SCSA conforme a la normatividad vigente en México.

Los elementos principales a diseñar en el laboratorio de pruebas de la UACM son: el edificio de certificación y los bancos de pruebas que permitan desarrollar los métodos de prueba que se describen en la normatividad Mexicana, por lo que se inició con la revisión de las normas mexicanas vigentes que deben cumplir los SCSA para posteriormente obtener los requerimientos y especificaciones que permitan diseñar los métodos de prueba de cada una de las pruebas y con ello diseñar finalmente los bancos de prueba. Para el modelado y desarrollo de este banco, empleamos una metodología basada en un prototipo de parches (breadboarding), en este proceso, se analizaron y clasificaron las características de los métodos de ensayo, para crear así bloques o módulos con función específica, de esta forma el banco de pruebas se ensambla solo con los bloques o módulos que requiera el ensayo según la prueba de la norma que se considere para evaluar en el calentador solar. Finalmente deben de elaborar los manuales para lograr la certificación del laboratorio.

El trabajo que actualmente desarrolla la Universidad Autónoma de la Ciudad de México en colaboración con la Universidad Autónoma de Campeche, es la ejecución de un proyecto que inicio en el 2014 con el propósito de implementar un laboratorio de pruebas que permitiera evaluar la eficiencia de los calentadores solares de agua (CSA) que se comercializan en el mercado nacional.

En México existen diversas barreras que han limitado el aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento de agua, entre las cuales se encuentra la desconfianza de los posibles usuarios y/o compradores en la tecnología. Es por ello que, desde hace varios años, se ha estado trabajado para establecer un marco regulatorio que permita asegurar a los usuarios una adecuada calidad en los sistemas y sus instalaciones.
(CONUEE, 2014)

Con relación a los CSA hasta ahora solo ha habido normas de observancia opcional, pero está a punto de publicarse una norma de observancia obligatoria

NMX-ES-001-NORMEX 2005 (Vigente)
Rendimiento Térmico y Funcionalidad de Colectores Solares para Calentamiento de Agua.
Métodos de Prueba y Etiquetado.

NMX-ES-002-NORMEX 2007 (Vigente)
Definiciones y Terminología.

NMX-ES-003-NORMEX 2007 (Vigente)

Requerimientos Mínimos para la Instalación de Sistemas Solares Térmicos para Calentamiento de Agua

NMX-ES-004-NORMEX 2007 (Vigente)

Evaluación Térmica de Sistemas Solares para Calentamiento de Agua. Método de Prueba.

DTESTV. Dictamen Técnico de Energía Solar Térmica en Vivienda.

Obligatorio para CSA que se instalen dentro del programa de hipoteca verde de INFONAVIT.

EC0325 Instalación de sistema de calentamiento solar de agua termosifónico en vivienda sustentable.

EC0473 Instalación del sistema de calentamiento solar de agua de circulación forzada con termostanque.

NOM027-ENER/SCFI 2016 (Pendiente de publicación Fecha estimada: Marzo 2017)

Rendimiento térmico, ahorro de gas y requisitos de seguridad de los calentadores de agua solares y de los calentadores de agua solares con respaldo de un calentador de agua que utiliza como combustible gas L.P. o gas natural. Especificaciones, métodos de prueba y etiquetado.

Al ser publicada la NOM027-ENER/SCFI 2016 su observancia será obligatoria, lo que impedirá la venta de CSA nacionales o importados que no acrediten su cumplimiento.

(SEMARNAT, 2017, págs. 17-18)

Banco de pruebas

Como una primera etapa, en la planeación de este proyecto fue necesario identificar los requerimientos de infraestructura, espacio físico y competencias del personal que serían necesarios, para la implementación de este laboratorio, por lo tanto, el inicio fue marcado por una revisión minuciosa de la normatividad mencionada anteriormente.

La revisión realizada también permitió identificar condiciones y características específicas a las que se deberá someter los equipos de calentamiento solar de agua para evaluar su eficiencia, dichas condiciones fueron adaptadas en un banco de pruebas que permitirá realizar el método de acuerdo a las condiciones que establece cada una de las normas. Fig.1

Para el diseño de los bancos de prueba uno de los requisitos que se manejó con importancia, fue desarrollar un sistema multi propósito, quiere decir, que un banco de pruebas no se diseñó para una norma en específica, si no que este podrá realizar los métodos de prueba de distintas normas.

Para cumplir con este requerimiento, durante la etapa de revisión de las normas, se realizó una clasificación de los métodos de prueba, identificando las características físicas que definen el método, después, estas condiciones fueron trasladadas a un módulo un técnico,

de tal forma que el banco de pruebas será armado mediante un sistema de bloques según la condición física que se deba desarrollar para la prueba.

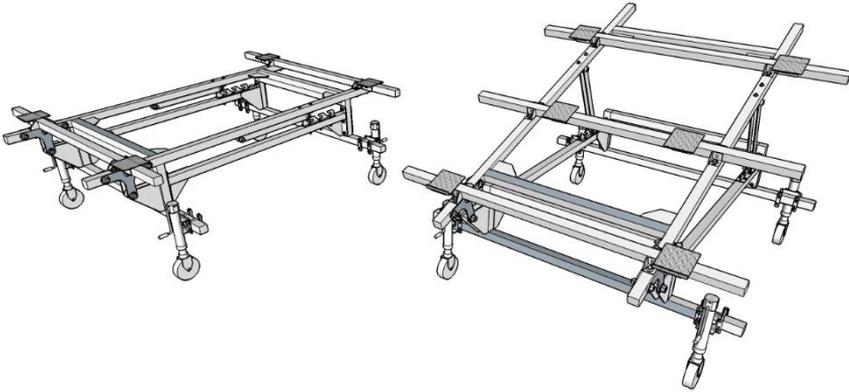


Fig.1. Diseño de bancos de prueba

Equipamiento

Para la implementación del laboratorio de pruebas de la UACM el equipamiento que se está realizando podría clasificarse en 3 categorías de acuerdo a su aplicación.

Categoría 1. Equipos de banco de pruebas.

Corresponde al equipo que se emplea para preparar las condiciones de operación del método de prueba y medir el desempeño del calentador solar.

En esta categoría se encuentran:

- Sensores de presión
- Sensores de temperatura
- Medidores de flujo
- Equipos de bombeo
- Equipo de calentamiento de agua y transferencia de calor.

Categoría 2. Estación meteorológica.

Corresponde al equipo meteorológico que mide las condiciones de la localidad.

En esta categoría se encuentran:

- Dispositivos de medición solar marca Kipp and zonen
- Dispositivos de medición de viento y precipitación marca Vaisala.

Los equipos de esta categoría pueden operar de manera independiente a los equipos de la categoría 1.

Categoría 3. Instrumentos especializados.

Corresponde a los equipos destinados a la calibración de Piranómetros.

En esta categoría se contara con dos equipos de calibración.

El primero es un desarrollo realizado por el Centro Nacional de Metrología,

El segundo equipo es una adquisición realizada al fabricante EKO

Los equipos de esta categoría operan independiente a los equipos de la categoría 1 y 2.

Estado actual de la acreditación y sistemas de evaluación

En México un grupo de laboratorios del grupo LabSolMx (IER, UACM, Universidad de Guanajuato, Mexolab, GIS e IIDEREE) han tomado la iniciativa para prepararse como laboratorios de Ensayos para calentadores solares. Durante el cuarto trimestre del 2014 y primer bimestre de 2015 tomaron un Diplomado, financiado por el PTB y PNUD, para desarrollar sus competencias respecto a los requisitos que deben seguir como Laboratorio de Ensayos, así como sobre la Metrología para la medición de magnitudes críticas que intervienen durante la realización de los ensayos o pruebas.

Se espera que tres laboratorios del grupo puedan obtener su acreditación para asegurar su competencia al desarrollar las pruebas o ensayos indicados en la norma NMX-ES-004-NORMEX-2010 y la futura NOM-027-ENER-2016.

Actualmente la norma NMX-ES-001-NORMEX-2005 (Energía Solar Rendimiento térmico y funcionalidad de colectores solares para calentamiento de agua- Métodos de Prueba y Etiquetado) es referenciada para certificar productos y la NMX-ES-004-NORMEX-2010 (Energía Solar – Evaluación térmica de sistemas solares para calentamiento de agua – Método de ensayo (Prueba) es referenciada para certificar colectores y sistemas respectivamente.

Los organismos de certificación de calentadores solares que se encuentran en operación son NORMEX, ANCE y ONNCCE. Sin embargo al no existir Normas Oficiales aún, otorgan la certificación bajo el siguiente esquema: ()

Norma o documento de referencia/OC	NORMEX	ANCE	ONNCCE
NMX-ES-001-NORMEX-2005	X		En proceso
NMX-ES-004-NORMEX-2010	X	X	En proceso
DTESTV-CONUEE Dictamen Técnico de Energía Solar Térmica en Vivienda	X	X	
DIT (con complemento al DTESTV-CONUEE) Dictamen de Idoneidad Técnica			X

Tabla 1. Esquema de certificación para Calentadores Solares

(Campos, 2016, págs. 26-27)

Inmueble

Para la implementación del Laboratorio de Pruebas de calentadores solares de agua, se ha gestionado mediante el departamento de obras de la UACM, la construcción de un inmueble orientado al sur con superficie de 325.57m², el cual se distribuyen en dos niveles de acuerdo a la siguiente proporción.

	Largo	Ancho	Total
Planta baja	20.00	12.45	249.00 m2
Planta primer nivel	6.15	12.45	76.57 m2
			<u>325.57 m2</u>

En su interior el inmueble no solo contara con instalaciones destinadas a pruebas físicas a, también será equipado con espacios acondicionados donde se brindara capacitación a estudiantes y público en general. Fig. 2

Por su ubicación dentro de las instalaciones de la Universidad y lo suficientemente alejado de los edificios académicos, este laboratorio contara con las condiciones apropiadas de viento y exposición solar que favorecerán el desarrollo de las pruebas en exterior. Fig. 3

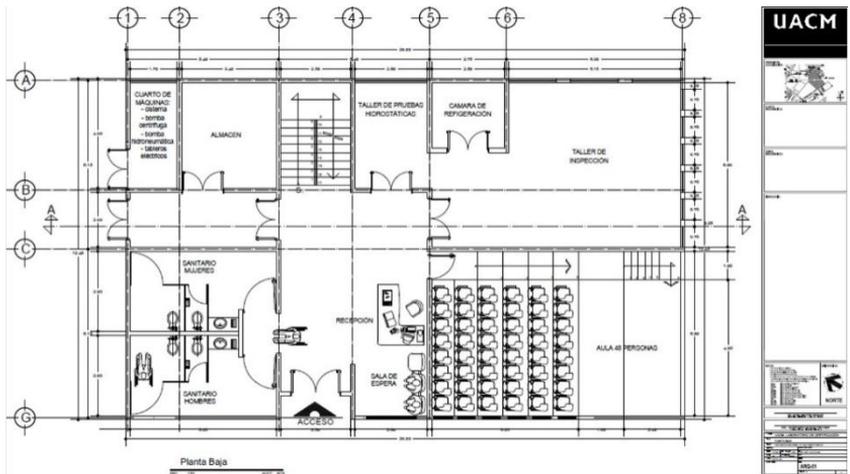


Fig.2. Planta arquitectónica planta baja

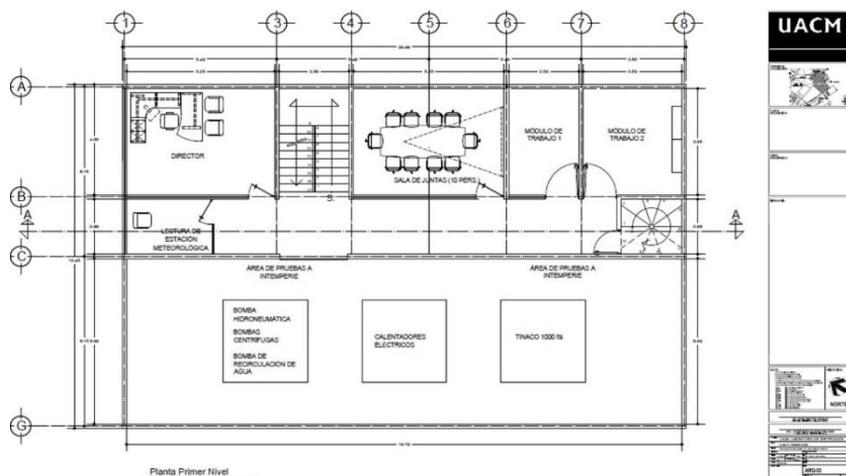


Fig.3. Planta primer nivel

En la tabla siguiente se muestra el detalle de los espacios que se proyectaron para este laboratorio.

Distribución	Área	Primer Nivel	Área
Planta baja			
Aceso	2.30		
Recepción	22.27		
Sala de espera	6.91		
Cuarto de máquinas	6.56		
Almacén	13.09	Director	20.20
Aula	53.40	Sala de juntas	20.60
Cámara de refrigeración	6.24	Módulo de trabajo 1	9.63
Taller de inspección	46.38	Módulo de trabajo 2	13.47
Taller de pruebas hidrostáticas	10.00	Área de pruebas a intemperie	118.18
Sanitarios (hombre y mujer)	31.49	Lectura de estación meteorológica	6.06
Escalera	10.00	Acceso azotea	4.31
Circulaciones	21.29	Circulaciones	28.63
	<u>229.93 m²</u>		<u>221.08 m²</u>

Tabla 2. Distribución de áreas del laboratorio de pruebas UACM

El inmueble proyectado para implementar el laboratorio de pruebas a calentadores solares de la UACM, inicio su construcción en el primer semestre del 2018 y se espera que la obra sea entregada para el 2019. Hasta esta fecha, las pruebas y puesta en operación de los bancos de prueba se realizarán en edificios y otros laboratorios dentro de la universidad.

RESULTADOS

En este momento se cuenta con el diseño de dos bancos de prueba y se está en la etapa de adquisición de equipos, por ejemplo, se cuenta con una estación meteorológica y una estación de medición de radiación solar entre otros equipos; al mismo tiempo se realiza la capacitación para lograr un laboratorio de pruebas certificado.

El esfuerzo realizado en este proyecto ha permitido la vinculación con otras instituciones como es la Universidad Autónoma de Campeche (UACAM) y el Centro Nacional de Metrología (CENAM) con este último la colaboración ha permitido que el laboratorio que la UACM pueda incursionar en México como un laboratorio secundario para la calibración de piranómetros. De igual forma ha permitido la colaboración al interior de la UACM con la Coordinación de Obras de la UACM con quienes se ha trabajado conjuntamente para el diseño del edificio.

CONCLUSIONES

Con la implementación de este laboratorio de ensayo la UACM se integrará a un grupo de laboratorios que fortalecerán la Infraestructura para aseguramiento de calidad en equipos de energía renovable y eficiencia energética en México. Es posible la integración de las pruebas de dos normas en un solo banco, lo que permite la optimización de recursos. Se espera que pronto pueda ser aprobada en México la Norma Oficial para calentadores solares (NOM-027-ENER-2016), previniendo su entrada en vigor, la UACM se encuentra trabajando en la adaptación de los bancos actuales y la elaboración de sus manuales para poder así acreditar dicha norma.

Revisión normativa

BIBLIOGRAFÍA.

Campos, M. F. (2016). Estado de la Infraestructura de la Calidad para Energías Renovables y Eficiencia Energética en México. 38116 Braunschweig, Alemania: Physikalisch-Technische Bundesanstalt.

CONUEE. (20 de marzo de 2014). gob.mx. Obtenido de <https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/calentamiento-solar-de-agua-normatividad>

SEMARNAT. (17 de febrero de 2017). gob.mx. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/294406/Informe_Bimcon_1t_2017.pdf

INFLUENCIA DE LA METODOLOGÍA DE PREPARACIÓN DE PROBETAS DE PASTA DE CEMENTO, PORTLAND Y ALUMINOSO, PARA LA REDUCCIÓN DE LA POROSIDAD

Boquera L.^{1,2}, Castro J.R.², Pisello A.L.^{1,3}, Zsembinszki G.², Cabeza L.F.²

¹ CIRIAF-Interuniversity Research Centre on Pollution and Environment Mauro Felli, Via G. Duranti 63, 06125, Perugia, Italy. anna.pisello@unipg.it

² GREiA Research Group, INSPIRES Research Centre, Universitat de Lleida, Pere de Cabrera s/n, 25001-Lleida, Spain. lcabeza@diei.udl.cat

³ Department of Engineering – University of Perugia, Italy. Via G. Duranti 93– 06125 – Perugia (Italy). anna.pisello@unipg.it

RESUMEN

El propósito de esta investigación es evaluar la influencia del tipo de cemento en sí mismo a altas temperaturas, desestimando el resto de componentes del hormigón. El presente estudio se centra en la comparación del tratamiento de dos tipos de cemento, a saber, cemento Portland (OPC) y cemento aluminoso (cemento de aluminato de calcio, CAC). Se determina las características físicas y resistencias mecánicas a compresión. A pesar de la resistencia a altas temperaturas del CAC y la baja relación agua/cemento (a/c) utilizada, este tipo de pasta de cemento requiere de un curado inminente. Si tal hidratación no se ejecuta en sus primeras edades, la pasta de CAC muestra un comportamiento similar a la pasta de OPC, desaprovechando tanto sus características refractarias como sus altas resistencias mecánicas iniciales.

PALABRAS CLAVE: cemento aluminoso, almacenamiento de energía térmica, pasta de cemento, metodología,

ABSTRACT

The purpose of this investigation is to evaluate the influence of cement type itself, at high temperatures, disregarding the rest of the concrete components. The present study focuses on the treatment comparison of two cement types, known as, ordinary Portland cement (OPC) and calcium aluminate cement (CAC). The physical characteristics and compressive strength are determined. Despite the resistance to high temperatures of the CAC and the low water/cement (w/c) ratio used, this type of cement paste requires an imminent cure at certain temperature. If such hydration is not carried out in its early ages, the CAC paste shows a behavior similar to OPC paste, wasting both its refractory characteristics and its high initial mechanical resistances.

KEYWORDS: calcium aluminate cement, thermal energy storage, cement paste, methodology

INTRODUCCIÓN

El uso de cemento de aluminato de calcio (cemento aluminoso) en aplicaciones estructurales ha caído en desuso, cuando no prohibido por la reglamentación vigente. La única limitación/restricción se encuentra en los hormigones pretensados. Sin embargo, su buen comportamiento frente a la exposición a altas temperaturas ha reactivado el interés de este esencial componente del hormigón; especialmente en el campo del almacenamiento de energía térmica (Ozger et al. 2013; John et al. 2013; Laig et al. 2012; Fu et al. 2015). El uso del hormigón como material de almacenamiento de calor sensible sustituiría al tanque de almacenamiento de sales dentro del sistema de plantas solares térmicas. La implementación de este material es debido a la inestabilidad/fluctuación solar como recurso natural, dependiendo de la previsión meteorológica, de las horas de radiación solar y de la variabilidad de la demanda energética. En este sentido, se debe considerar que la energía solar, pese a ser una energía renovable, tiene una serie de limitaciones a considerar. Almacenar el exceso de energía generado parece una opción razonable, garantizando la demanda continuada pese a que su fuente origen no esté en disposición.

En esta experimentación se destaca la importancia del procedimiento centrado en una adecuada preparación de las muestras y la selección de sus parámetros de estudio. Este procedimiento consiste en realizar una mezcla de pasta de cemento con un buen comportamiento frente a ciclos térmicos, que tendrá a su vez relación con la resistencia a compresión. La metodología utilizada tendrá una influencia decisiva en los resultados obtenidos, tanto es así, que sus valores pueden incluso diferir de otras investigaciones realizadas. A tenor de la influencia de la metodología usada se hace necesario un tratamiento singular para ambos tipos de cemento de características tan diferenciadas. Por un lado, está el cemento Portland (OPC), el cual muestra un mal comportamiento frente a los sulfatos, de ahí surge la necesidad de encontrar un hormigón resistente a los sulfatos en presencia de agua, especialmente al agua de mar. Del estudio realizado en 1898 por J. Bied y la empresa francesa “cementos Lafarge”, aparece el cemento aluminoso (CAC), un conglomerante hidráulico de química diferente, a partir de la hidratación de los aluminatos de calcio. Esto lo hace distinto del cemento Portland el cual basa su comportamiento hidráulico en la hidratación de silicatos de calcio (García, 1997). El cemento aluminoso se distingue por cuatro propiedades: endurecimiento rápido (garantiza altas resistencias iniciales), cualidades refractarias, resistencia al desgaste y uso en tiempo frío. A pesar de sus ventajas, a medida que se promueve su uso en el campo de la edificación, aparecen sus limitaciones. Entre ellas y en situaciones ambientales muy específicas, se produce un cambio en la red cristalográfica dando lugar a la conversión cuya consecuencia es la pérdida/disminución de resistencia mecánica (Capmas, 1991). Para que se desarrolle la conversión y se genere la reacción en cadena, se deben dar las siguientes circunstancias: presencia de agua, porosidad de la mezcla y presencia de álcalis libres y anhídrido carbónico en el interior del hormigón, tener una cantidad de cemento aluminoso menor que 400 kg/m^3 y una relación agua/cemento (a/c) alta. Al desarrollarse simultáneamente cualquier de los anteriores factores, los hidratos cristalizados hexagonales (CAH_{10} , C_2AH_8 y un gel de AH_3) se transforman en un hidrato cúbico (C_3AH_6) y el gel AH_3 en gibsita (Vázquez, 1991).

La finalidad del experimento es sobre seguir las condiciones de todo el proceso de amasado, llenado y curado de probetas. Durante estos pasos es crucial determinar los tiempos y equipos utilizados, para obtener unos resultados contrastados. Así pues, para evaluar si el procedimiento llevado a cabo es el correcto y se han generado todos los productos derivados de la hidratación de los cementos, en especial aquellos que aportan

características mecánicas, se ha determinado la resistencia a compresión del OPC y CAC mediante ensayos a compresión según la normativa europea EN 196-1:2005.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para el presente estudio se han utilizado dos tipos de cementos, el cemento Portland (OPC) y el cemento aluminoso (CAC). El primero es un cemento Portland blanco CEM I /52.5 R, según la terminología de la normativa europea EN 197-1:2000, suministrado por la compañía “COLACEM” (Italia). El segundo corresponde a un cemento de aluminato de calcio, con nombre del producto “Electroland” de la empresa “Ciments Molins Industrial” (España). Este último está sujeto a la normativa europea EN-14647:2006. En la Tabla 1 se muestran las características químicas del cemento aluminoso, observando que su contenido en alúmina (Al_2O_3) es de 41.5%. En este caso, el contenido de alúmina alcanza un valor medio, existiendo cementos aluminosos con un contenido en alúmina de 80%. Por otra parte, en la Tabla 2 se presentan las características física y mecánicas. Dicha información se ha extraído de las fichas técnicas correspondientes de los productos.

Tabla 1. Características químicas del cemento de aluminato de calcio “Electroland”

	Al_2O_3	CaO	Fe_2O_3	FeO	SiO_2	Cl
CAC (%)	41.5	38.1	13.2	1.9	3.7	0.01

Tabla 2. Propiedades físicas y mecánicas de los tipos de cemento

Tipo de cemento	Densidad aparente (g/cm^3)	Peso específico (g/cm^3)	Resistencia compresión 1 día (MPa)	Resistencia compresión 28 días (MPa)	Tiempo inicio de fraguado (min)	Tiempo fin de fraguado (min)
OPC	-	3.03	24	55 (≥ 52.5)	240	-
CAC	1.1	3.20	55 (≥ 40)	75 (≥ 40)	200	220

Para esta experimentación se han empleado dos geometrías de moldes, cúbica y cilíndrica, para cada tipo de cemento. Las dimensiones de las probetas cúbicas son de 40x40x40 mm y las cilíndricas de diámetro 4 cm y altura 4 cm. En la preparación de las muestras de pasta de cemento para realizar los ensayos de compresión se ha seguido la normativa UNE-EN 196-1:1996 utilizando una relación a/c de 0.34. A diferencia de lo establecido en la normativa, el amasado se ha realizado manualmente, vertiendo la mezcla en el molde en tres capas con su picado pertinente por tongada. La duración por amasada ha sido de 5 minutos. Cabe mencionar, que cada muestra (grupo de probetas) de pasta de cemento corresponde a una amasada, es decir, una amasada está formada por cinco probetas de una misma mezcla. Siendo cinco el número de repeticiones por cada tipología de mezcla estudiada. Las propiedades y características de la pasta de cemento se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Propiedades de la mezcla de pasta de cemento

Mezcla	Cemento		Agua		a/c	Asentamiento Cono de Abrams (cm)	Consistencia	Método compactación
	kg/m^3	%	kg/m^3	%				
M1	740.74	74.07	259.26	25.93	0.35	1	Seca	Picado con barra

Por otra parte, es importante recalcar que durante la preparación de probetas la temperatura ambiente fue de 20°C y se mantuvieron en el molde durante 2 días (48 horas) en las mismas condiciones. Trascurrido este tiempo se desmoldaron las probetas y se inició el proceso de curado en agua durante 28 días. Posteriormente se procedió a realizar el ensayo de compresión, llevado a cabo utilizando la máquina universal de la compañía “Controls Advantest” modelo Advantest 9. La prensa tiene una capacidad máxima de 250 kN de fuerza a compresión y en el ensayo se implementaron tres transductores de desplazamiento colocados a 120 grados. La velocidad de prueba fue de 2 μm/s (0.12 mm/min), con un desplazamiento máximo de 5000 μm (5 mm). Los tiempos de ensayo oscilaron entre 5-7 minutos.

De las cinco probetas ensayadas se ha excluido el mayor y el menor valor de la muestra. Obteniendo el resultado a compresión a partir de la media de las tres repeticiones.

Antes de realizar la prueba de compresión, se realizó una inspección visual de las muestras para detectar posibles imperfecciones que pudieran afectar al ensayo de compresión, así como, ver la diferencia antes y después de la prueba.

RESULTADOS

Inspección visual antes del ensayo a compresión

Aunque algunas de las caras de las muestras no eran perfectamente lisas, no se observaron grietas o irregularidades destacables. Durante la preparación y pulido de las muestras, se midieron las mismas para cumplir las tolerancias establecidas por el estándar europeo EN 12390-3:2009.

Resistencia a compresión

En el ensayo de resistencia a compresión, los parámetros evaluados son los cambios originados en la muestra durante la prueba y el resultado de la carga máxima de rotura para determinar la resistencia de cada tipo de pasta de cemento. La resistencia a la compresión se calcula mediante la Ec. (1):

$$f_c = \frac{F}{A_c} \quad \text{Ec. (1)}$$

donde:

f_c es la resistencia a compresión, en MPa (N/mm²);

F es la carga máxima de rotura, en N; y

A_c es el área transversal de la probeta donde se le aplica la carga para el ensayo.

Los valores medios de la resistencia a la compresión de cada muestra de pasta de cemento se presentan en la Fig. 1.

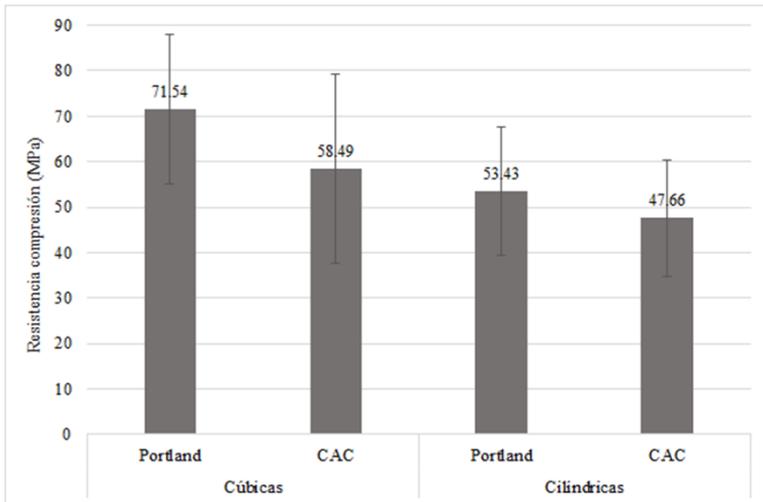


Fig. 1. Resistencia media a compresión de las probetas con ambos cementos y geometrías (cúbica y cilíndrica)

La Fig. 2 muestra la relación fuerza/tiempo de los cuatro grupos de probetas estudiadas. Incluir el tiempo de ensayo tiene interés ya que una vez alcanza la carga máxima, en la gráfica se muestran unas "mesetas", es decir, determinadas probetas mantienen su carga máxima durante un tiempo en lugar de romper instantáneamente al alcanzar el pico de tensión.

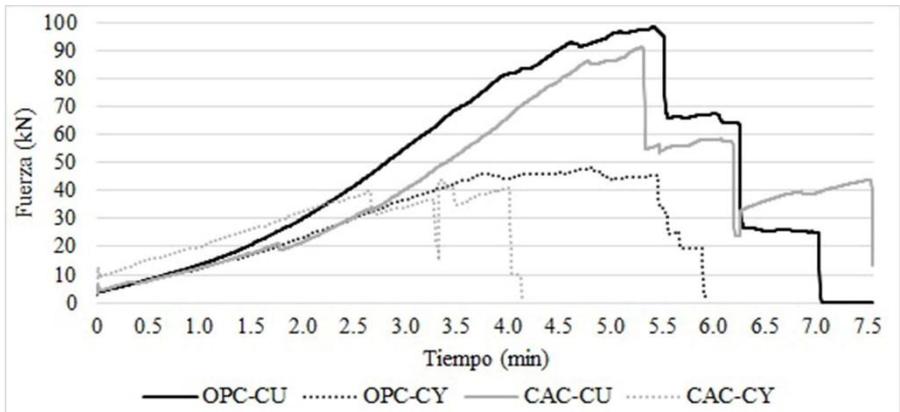


Fig. 2. Relación fuerza/tiempo de cada muestra. OPC (cemento Portland), CAC (cemento aluminoso), probetas cúbicas (CU) y probetas cilíndricas (CY)

Después de la precarga, todas las probetas muestran una rama lineal con diferentes picos de carga. Si la pendiente de la gráfica cae suavemente, se debe a pequeñas grietas o fisuras en la probeta. En cambio, si el cambio de pendiente es brusco, responde a una rotura parcial o total de las muestras. La altura de caída en la gráfica determina la diferenciación entre fisura y grieta.

En líneas generales, se pueden observar dos comportamientos mecánicos relacionados con los dos tipos de pasta de cemento y geometrías. El primero de ellos alcanza el pico de carga y su colapso es instantáneo. En este caso el material no redistribuye esfuerzos internos. En el segundo caso, se llega al pico de carga y el material es capaz de mantenerlo, mostrando una fase de cierta plasticidad. Las secciones menos agotadas ayudan a las secciones más solicitadas, hasta que finalmente la probeta colapsa. No obstante, decir que el comportamiento tenso deformacional de las pastas de cemento ensayadas es la de un material frágil. De la comparación de las muestras cúbicas de ambos cementos se observa una mayor resistencia de las muestras de cemento Portland. La resistencia a compresión de la pasta de cemento aluminoso es de 10 MPa inferior a la pasta de OPC.

Inspección visual después del ensayo a compresión

Según los modelos de rotura expuestos en la normativa europea EN 12390-3:2009, ambas pastas de cemento han presentado tipos de rotura insatisfactorias, siendo el CAC el que preserva la parte central más intacta. En la Fig. 3 se observan ejemplos de rotura de las probetas de pasta de cemento después del ensayo a compresión. El proceso de rotura de las probetas se inició desde el exterior hacia el interior mediante una deslaminación más acusada en las secciones centrales. En ningún caso se observó la forma en reloj de arena.

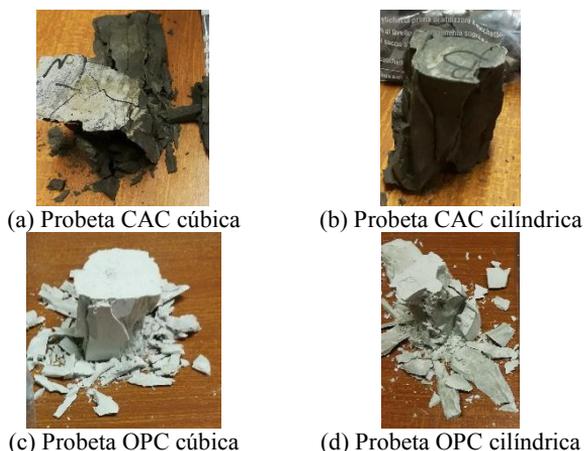


Fig. 3. Probetas de pasta de cemento después del ensayo a compresión.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en las muestras de pasta de cemento Portland coinciden con los resultados de investigaciones anteriores. Además, la baja relación agua cemento contribuye a un aumento notable de la resistencia a compresión. Amahjoura et al. (2002) obtuvo

valores de 66.2 MPa con pasta de cemento Portland ($a/c = 0.44$) frente a los valores promedio del presente estudio de 71.6 MPa con una relación $a/c = 0.34$. De este modo, la obtención de una resistencia mecánica mayor puede ser debido a una menor porosidad en la pasta de cemento. Con todo, y pese a los resultados satisfactorios obtenidos en las probetas de pasta de cemento Portland, los valores que muestran las probetas de pasta de cemento aluminoso no cumplen con los resultados mínimos previstos tanto en la literatura como en la normativa. Se cree que el motivo es el uso de una relación agua/cemento tan baja que no es suficiente para la generación de componentes hidratados. A su vez, el hecho de no realizar un curado inminente también es un factor que influye tanto en la resistencia a la compresión de la muestra de pasta de cemento, como en la porosidad. Otro factor que puede haber afectado es el amasado manual, ya que mediante una amasadora se tiene un control más preciso del tiempo y velocidad de amasado. Una solución para tener una mejor trabajabilidad de la pasta de cemento, tal vez, es el uso de superplastificante que hubiera permitido un mejor amasado conservando una baja relación agua/cemento. Por otra parte, el efecto de la temperatura por encima de los 20°C durante el periodo de endurecimiento puede conllevar una aceleración del fenómeno de conversión. Esto se produce por la rápida evaporación de una parte de agua de la mezcla, la cual es necesaria para garantizar el endurecimiento del cemento. Por lo tanto, se aconseja no tener una temperatura ambiente superior a la comentada.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo fue parcialmente financiado por el gobierno español ENE2015-64117-C5-1-R (MINECO/FEDER). Los autores desean agradecer al Gobierno de Cataluña por la acreditación de calidad otorgada a su grupo de investigación (2017 SGR 1537). GREA dispone de certificado TECNIO en la categoría de desarrolladores de tecnología de la Generalitat de Catalunya.

REFERENCIAS

- Amahjoura F., Payá J., Pardo P., Borrachero M.V. Propiedades de lechadas de cemento fabricadas con cementos de tipo I y mezclas con cenizas volantes (CV) y humo de sílice (HS). VIII Congreso Nacional de Propiedades Mecánicas de Sólidos, pág. 729-737, Gandia 2002.
- Capmas A. “Característiques del ciment aluminós. El ciment aluminós i els seus prefabricats” Col·legi d’aparelladors i arquitectes tècnics de Barcelona. 24 al 27 d’abril del 1991.
- Fu Q., Yuan H., Shi Y., Chunhua L., Xu Z., Ni Y. (2015) Study of cement-based thermal storage materials with fly ash. *Thermochimica Acta* 614 171–176.
- García Alcocel E. M. Estudio del efecto de las condiciones de curado sobre la mineralogía y características resistentes en morteros de cemento aluminoso. Tesis doctoral. Universidad de Alicante 1997.
- John E., M. Hale, P. Selvam, (2013) Concrete as a thermal energy storage medium for thermocline solar energy storage systems, *Solar Energy* 96 194–204.
- Laing D., Bahl C., Bauer T., Fiss M., Breidenbach N., Hempel M. (2012) High-temperature solid-media thermal energy storage for solar thermal power plants. *P IEEE* 100 516–24.

Ozger O., Girardi F., Giannuzzi G., Salomoni V., Majorana C., Fambri L., Baldassino N., Di Maggio R. (2013) Effect of nylon fibres on mechanical and thermal properties of hardened concrete for energy storage systems, *Materials Design* 51 989–997.

Vázquez E. “Transformació del formigó. Grau de transformació. Determinació de la relació A/C i quantitat de ciment. Pèrdua de resistència.” Col·legi d’aparelladors i arquitectes tècnics de Barcelona. 24-27 d’abril del 1991.

ENSAYOS PRELIMINARES DE UNA MICROTURBINA DE CICLO ORGÁNICO DE RANKINE ALIMENTADA POR UN CAMPO SOLAR DE CONCETRACIÓN TIPO FRESNEL LINEAL

**José Miguel Maldonado¹, Alvaro de Gracia^{1,2}, Khamid Mahkamov³, Carolina Costa³,
Murat Kenisarin³, Piero Pili⁴, Roberto Manca⁴, Arthur Leroux⁵, Andre Charles
Mintsa⁵, Carlo Maria Bartolini⁶, Matteo Pirro⁶, Kevin Lynn⁷, David Mullen⁷, Elvedin
Halimic⁷, Luisa F. Cabeza⁷**

¹ GREiA Research Group, INSPIRES Research Centre, Universitat de Lleida, Pere de
Cabrera s/n, 25001, Lleida, Spain, lcabeza@diei.udl.cat

² CIRIAF - Interuniversity Research Centre, University of Perugia, Via G. Duranti 67,
06125 Perugia, Italy, alvaro.degracia@udl.cat

³ Department Mechanical Engineering and Construction, Northumbria University,
Newcastle upon Tyne NE1 8ST, UK, khamid.mahkamov@northumbria.ac.uk

⁴ Elianto S.R.L., Parco Scientifico e Tecnologico della Sardegna Località Piscina Manna -
Edificio 1 09010 Pula, Sardinia, Italy, piero.pili@eliantocsp.com

⁵ Enogia S.A.S, 19 Avenue Paul héroult 13015 Marseille, France,
arthur.leroux@enogia.com

⁶ Società per il TRAsferimento TEcnologico e Guida all'Innovation Engineering,
S.TRA.TE.G.I.E. srl, via Sandro Totti 1, 60131 Ancona, Italy,
c.m.bartolini@strategiesrl.com

⁷ AAVID Thermacore Europe, 12 Wansbeck Business Park Ashington, Northumberland
NE63 8QW, UK, k.v.lynn@thermacore.co.uk

RESUMEN

La energía solar térmica ha sido impulsada en países europeos con el objetivo de implantar sistemas activos de ahorro de energía. En el programa europeo Horizon 2020 se encuentra el proyecto Innova MicroSolar, cuyo objetivo es desarrollar e implementar un innovador sistema de cogeneración. Un campo de concentración solar tipo Fresnel lineal y una microturbina de ciclo orgánico de Rankine, suministrarán 2-kW eléctricos y 18-kW térmicos a edificios residenciales y pequeñas empresas. Este documento recoge los ensayos preliminares del campo solar junto con la turbina. El campo solar calienta el fluido caloportador hasta 90°C, a continuación, entra en el evaporador del ciclo Rankine, donde se evapora el fluido orgánico (NOVEC 649) y expande la turbina; seguidamente entrar en el condensador, donde liberará energía térmica para uso de calefacción y agua caliente sanitaria.

PALABRAS CLAVE: Cogeneración, Energía termosolar de concentración (CSP), Ciclo orgánico de Rankine (ORC)

ABSTRACT

Aiming to introduce active energy saving systems, solar thermal energy has been promoted in European countries. Innova MicroSolar project is in the framework of the programme Horizon 2020. The main objective of the project is to develop and install an innovative cogeneration system. A concentration linear Fresnel solar field and an organic Rankine cycle turbine will supply 2-kW electrical and 18-kW thermal to residential buildings and small industries. This document shows the preliminary tests of the solar field in couple with the turbine. The heat transfer fluid is heated up to almost 90°C by the solar field. Then it flows through the Rankine's cycle evaporator, where the organic fluid (NOVEC 649) is evaporated. Novec 649 at gaseous state expands the turbine, and afterwards enters the condenser providing thermal energy for space heating and domestic hot water purposes of the building.

KEYWORDS: Cogeneration, Concentrated Solar Power (CSP), Organic Rankine Cycle (ORC)

INTRODUCCIÓN

El sector de la edificación representa el mayor consumidor energético del mundo, aproximadamente un tercio del consumo de energía global final; además se espera un crecimiento de esta cifra con el aumento de los estándares de vida (International Energy Agency, Ürge-Vorsatz D et al.). Esta tendencia está definida por parámetros clave, entre los que se incluye el crecimiento poblacional (41%), el mayor número de viviendas que deberán ser atendidas (115%) y el aumento de superficie habitable/útil per cápita en 2050 (Ürge-Vorsatz D et al.). La reducción de este consumo de energía, así como las emisiones de CO₂ asociadas, es una de las principales preocupaciones medioambientales a nivel global a largo plazo (International Energy Agency). En los países desarrollados, el sector residencial llega a significar el 41% del consumo energético final y el 40% del total de las emisiones de gases efecto invernadero (Directive 2010/31/EU). Para aumentar la eficiencia energética de los edificios, se han adoptado estrategias energéticas a corto, medio y largo plazo en países europeos para fomentar la implantación de sistemas activos de ahorro de energía (Horizon 2020). Por ejemplo, la promoción de la energía solar térmica. El trabajo presentado se encuentra enmarcado en el proyecto Innova MicroSolar, el cual está subvencionado por el programa europeo de investigación e innovación Horizon 2020. El objetivo de este proyecto es desarrollar un innovador sistema de producción de energía térmica y eléctrica basado en energía solar térmica de concentración. Este sistema suministrará 2-kW eléctricos y 18-kW térmicos a edificios residenciales y pequeñas empresas. La tecnología propuesta se compone de un campo de concentración solar tipo Fresnel lineal, una microturbina de ciclo orgánico de Rankine de alto rendimiento y una unidad de almacenamiento térmico con material de cambio de fase. El campo solar Fresnel es considerablemente más sencillo y barato de producir que su homólogo parabólico; incluye un mecanismo de seguimiento solar y puede calentar el fluido caloportador hasta 295°C. La microturbina está equipada con un alternador de corriente alterno magnético de alta velocidad. Por último, el bloque de almacenamiento instala “heat pipes” reversibles capaces de transferir el calor en ambas direcciones, mejorando la conductividad dentro del tanque. El sistema en su conjunto suministrará el 60% de la energía requerida por el edificio y reducirá hasta un 20% los costes energéticos y reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero, en comparación con las mejores tecnologías renovables del mercado actual. El objeto de estudio de esta experimentación se centra en los test preliminares del sistema campo solar y turbina. El fluido caloportador (Therminol 62) se calienta hasta casi 90°C con ayuda del campo de concentración solar, posteriormente este aceite entra al intercambiador de calor con el flujo orgánico (NOVEC 649), evaporándolo. El Novec 649 en su estado gaseoso expande en la turbina. Tras el éxito de las pruebas previas se procederá a operar el sistema completo, incorporando el tanque de almacenamiento y alcanzando temperaturas de 295°C.

MATERIALES Y MÉTODO

Descripción de la Planta

Los ensayos que se llevaron a cabo durante esta experimentación, fueron realizados en la planta piloto de concentración solar de la Universidad de Lleida, situada en Almatret (Lleida, España). La planta prototipo se compone de cuatro grandes bloques (Fig. 1):

- Campo de concentración solar tipo Fresnel lineal (Fig. 2.a). La superficie total del campo es de 140 m² y puede alcanzar una potencia térmica entre de hasta 80 kW. El campo solar incorpora un mecanismo de seguimiento solar.
- Micro turbina de ciclo orgánico Rankine (ORC en sus siglas en inglés) (Fig. 2.b). La ORC consume 22 kW térmicos de potencia nominal y suministrará 2.3 kW eléctricos nominales.
- Tanque de almacenamiento térmico (TES en sus siglas en inglés). Incluye “heat pipes” reversibles para transferir el calor al tanque y desde él. Capacidad de almacenamiento de 100 kWh con una potencia térmica de 25 kW y diseñado para alimentar al sistema durante un máximo cuatro horas.
- Elementos auxiliares (Balance of Plant en inglés, cuyas siglas son BoP).

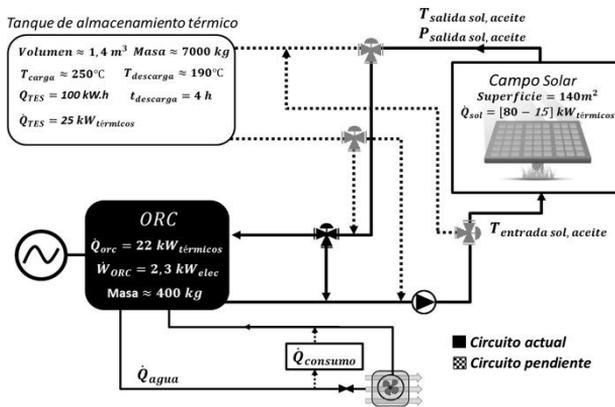


Fig. 1. Esquema de la Planta Piloto.



(a)



(b)

Fig. 2. (a) Campo de Concentración Solar Lineal tipo Fresnel, (b) Micro Turbina de Ciclo Orgánico Rankine

Cabe destacar que el tanque de almacenamiento queda fuera del alcance de este estudio y será conectado al resto de bloques a posteriori. El BoP incluye todos aquellos componentes necesarios para hacer funcionar la planta, tales como la bomba, válvulas, tanque de expansión, sensores, etc. Entre las diversas válvulas, se incluye una de tres vías que permite la derivación del fluido caloportador, aislando la ORC del resto del sistema. La instalación permite monitorizar la temperatura de salida y de entrada del campo solar ($T_{\text{salida sol}}$ y $T_{\text{entrada sol}}$) con dos sensores de temperatura tipo Pt-100 (MKS). Para controlar la presión del aceite del circuito ($P_{\text{salida sol}}$) se utiliza un sensor de presión absoluta modelo Cerabar M PMP55 (Endress + Hauser). Además se han conectado un termómetro exterior e higrómetro de humedad relativa, modelo EE210 (Elektronik), para monitorizar las condiciones ambientales. Para medir la radiación global horizontal se instala un piranómetro modelo Hukseflux SR20. Por último, para poder calcular la potencia desarrollada por el campo solar se requiere el caudal de aceite (V_{aceite}), el cual se mide con un caudalímetro tipo Vortex modelo Prolin Prowirl F 200 (Endress + Hauser). El aceite que hace de fluido caloportador es Therminol 62.

Teoría y cálculos

Para el cálculo de la potencia desarrollada por el campo solar se utiliza la Ec. (1). Como se puede ver en la Fig. 3, tanto la densidad (ρ_{aceite}) como el calor específico ($C_{p_{\text{aceite}}}$) del Therminol 62 varían con la temperatura. Por este motivo se calcula la regresión lineal, con ajuste adecuado para ambas, y se incorporan las Ecs. (2) y (3):

$$\dot{Q}[\text{kW}] = C_{p_{\text{aceite}}} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \right] \cdot \dot{V}_{\text{aceite}} \left[\frac{\text{l}}{\text{s}} \right] \cdot \rho_{\text{aceite}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right] \cdot (T_{\text{salida sol}} - T_{\text{entrada sol}}) [\text{K}] \quad (1)$$

$$\rho_{\text{aceite}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right] = -A \cdot \frac{T_{\text{salida sol}} + T_{\text{entrada sol}}}{2} [\text{K}] + B \quad (2)$$

siendo $A = -0.7226$ [kg/(l*K)] y $B = 969.37$ [kg/l].

$$C_{p_{\text{aceite}}} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \right] = C \cdot \frac{T_{\text{salida sol}} + T_{\text{entrada sol}}}{2} [\text{K}] + D \quad (3)$$

siendo $C = 0.0026$ [kJ/(kg*K²)] y $D = 1.893$ [kJ/(kg*K)].

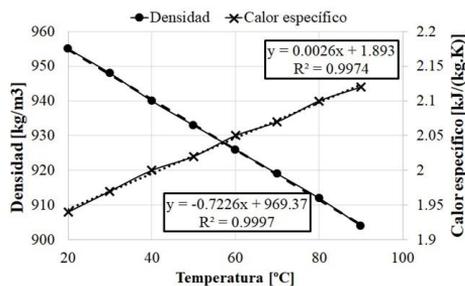


Fig. 3. Evolución de la densidad y calor específico del Therminol 62 en función de su temperatura

Descripción de los Experimentos

Se realizan dos experimentos de calentamiento del aceite, primero desde 30 a 80 °C (se alcanzan algo más de 80 °C pero el experimento se detiene por motivos de seguridad ya que la planta está en su fase inicial). El primero de ambos, solo incluye el calentamiento de la instalación y la apertura de la válvula de tres vías que conecta la ORC con el BoP. Al final del segundo experimento, tras conectar la ORC, esta se activa para iniciar el ciclo Rankine con el flujo orgánico y consecuentemente la producción eléctrica.

RESULTADOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos durante los dos experimentos realizados. El experimento uno se recoge en las Fig. 4 y Fig. 5. La Fig. 4 muestra cómo evoluciona la potencia térmica del campo solar, a las 11:20 horas se completa la focalización de todas las líneas de espejos Fresnel y comienzan el seguimiento solar, se observa como la potencia se estabiliza. La Fig. 5 muestra la evolución de las temperaturas del aceite a la entrada y la salida del campo solar, se aprecia una evolución solidaria de ambas desde 30°C hasta más de 80°C, aunque estas difieren entre 2 y 4°C. También se puede ver un aumento de la presión del circuito con la temperatura del aceite.

Los resultados del experimento dos se recogen en las Fig. 6 y Fig. 7. Tanto la potencia térmica desarrollada por el campo solar como el caudal del aceite se comportan de la misma manera que durante el experimento uno, hasta que se abre la válvula de tres vías que conecta la ORC (Fig. 6). A las 11:20 horas se completa la focalización de las 18 líneas de espejos y, al igual que antes, inician el seguimiento solar para concentrar la radiación directa; en la Fig. 7 se observa un rápido incremento de la temperatura del Therminol 62 desde ese momento. A las 12:10 se conecta la ORC al circuito, provocando una caída del caudal del flujo caloportador (Fig. 6) y un aumento de la presión en el circuito (Fig. 7), debido a la caída de presión provocada por el evaporador de la ORC. Minutos después se conecta el ciclo Rankine de la turbina y al iniciar la producción eléctrica, el diferencial de seguridad se activa y desconecta el sistema eléctrico de la ORC. Esto ocurre debido a motivos de seguridad, al encontrarse en la planta en fase de construcción.

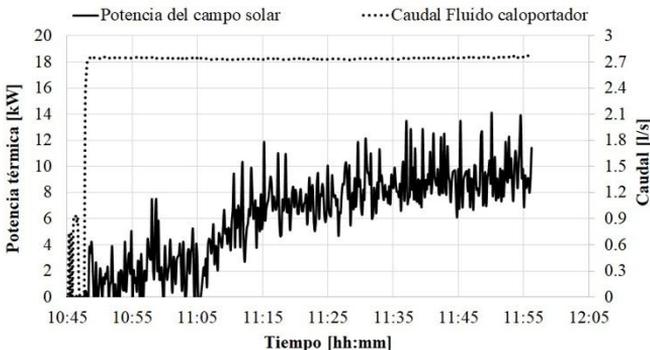


Fig. 4. Potencia térmica del campo solar y caudal del fluido caloportador. Experimento uno.

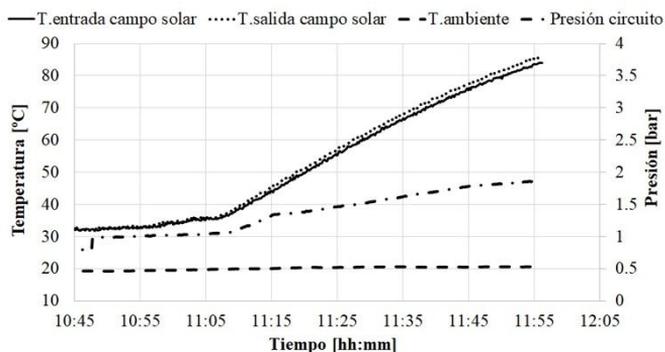


Fig. 5. Temperatura del fluido caloportador y ambiente, y de la presión del circuito. Experimento uno.

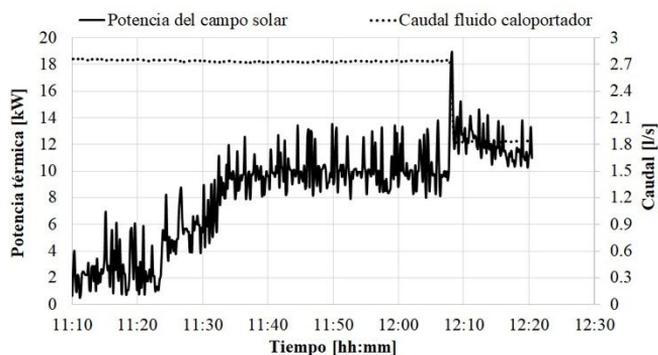


Fig. 6. Potencia térmica del campo solar y caudal del fluido caloportador. Experimento dos.

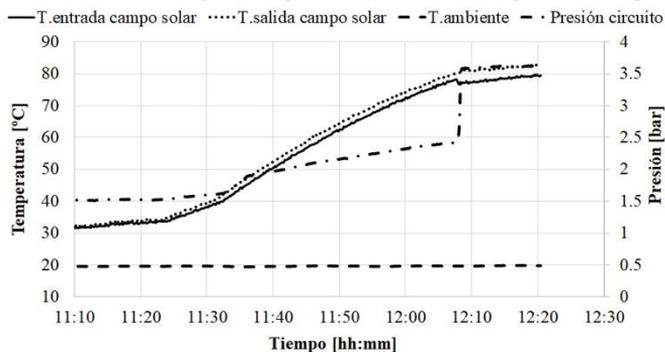


Fig. 7. Temperatura del fluido caloportador y ambiente, y de la presión del circuito. Experimento dos.

CONCLUSIONES

Se ha probado satisfactoriamente el campo solar hasta casi 90°C, limitación debida a motivos de seguridad por la situación en fase de construcción de la planta. Las 18 líneas de espejos colectores tipo Fresnel lineales se orientan y focalizan con éxito, además de realizar adecuadamente el seguimiento solar. En cuanto a la turbina orgánica de ciclo Rankine, se ha comprobado que es capaz de iniciar la producción eléctrica. El fluido, Novec 649, se evapora y es capaz de expandirse en la innovadora micro turbina. No obstante por motivos de seguridad hasta que no se complete la planta el diferencial de seguridad está limitado.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado el programa de Investigación y Desarrollo H2020 de la Unión Europea, a través del Grant Agreement 723596, cuyo nombre de referencia es Innova MicroSolar. Este trabajo ha sido cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad de España (ENE2015-64117-C5-1-R (MINECO/FEDER) y ENE2015-64117-C5-3-R (MINECO/FEDER)). Los autores quieren agradecer al Gobierno de Cataluña por la acreditación de calidad otorgada a su grupo de investigación (2017 SGR 1537). GREa es un agente TECNIO certificado en la categoría de desarrolladores tecnológicos por el Gobierno de Cataluña. José Miguel Maldonado agradece al Gobierno de España la concesión de la ayuda para contratos predoctorales para la formación de doctores (BES-2016-076554). Alvaro de Gracia agradece los fondos recibidos del programa de Investigación y Desarrollo H2020 de la Unión Europea, a través del Marie Skłodowska-Curie Grant Agreement No 712949.

REFERENCIAS

Directive 2010/31/EU of the European parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. Available from: <http://www.epbd-ca.eu> (October 2017).
Horizon 2020, The EU Framework Programme for Research and Innovation. Available from: <http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/> (October 2017).
International Energy Agency. Transition to sustainable buildings: Strategies and opportunities. Available from: <http://www.iea.org/etp/buildings/> (October 2017).
Ürge-Vorsatz D, Cabeza L.F, Serrano S, Barreneche C, Petrichenko K. Heating and cooling energy trends and drivers in buildings. Renewable and Sustainable Energy reviews, 2015; 41:85-98.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

REVISIÓN TÉCNICA DE LAS CONSECUENCIAS DEL REAL DECRETO 661 DE 2007 SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS EN ESPAÑA

Muñoz-Antón J.*, Carrascosa M.*, Abánades A.*

* GIT Universidad Politécnica de Madrid, José Gutiérrez Abascal 2, 28006, (Madrid),
España, javier.munoz.anton@upm.es

RESUMEN

Las energías renovables se presentan como una posible e interesante solución en el contexto de producción energética actual en gran número de países. Su potencial se ha pretendido explotar por diversos gobiernos en multitud de países, como es el caso de España, cuyo principal referente fue el Real Decreto 661/2007. Dicho Real Decreto condicionaba las ayudas provocando que pocas plantas incorporaran almacenamiento térmico o una potencia diferente de 50MW, por lo surge la necesidad de estudiar cómo ha condicionado el Real Decreto 661/2007 el desarrollo de estas plantas y qué limitaciones ha producido en el desarrollo llevado a cabo en los años que estuvo vigente.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Legislación Energética, Definición de Planta

ABSTRACT

Renewable energies play an interesting role to help as a solution in the context of current energy production in many countries. Its potential has been exploited by several countries, as is the case of Spain, whose main reference was Royal Decree 661/2007. Such Royal Decree defined the requirements to obtain the benefit, being responsible for the plants design to incorporate thermal energy storage or a different power of 50MW. This is one of the reasons to analyze how Royal Decree 661/2007 has been relevant in the development of the solar thermal plants in those years until now.

KEYWORDS: Solar Energy, Energy Policy, Plant Design

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables se presentan como una posible e interesante solución en el contexto de un sistema de producción energética como el que actualmente se tiene en España, dependiente de combustibles fósiles que provienen de terceros países (INE, 2017), con la inestabilidad económica que ello puede producir y ha producido en fechas recientes. Las fuentes renovables, como la energía solar, habida cuenta de su potencial en la Península Ibérica, constituyen un potencial enorme, fundamentalmente en el caso de la fuente analizada, la termosolar, por su posibilidad técnica de gestionabilidad de la producción a través del sistema de almacenamiento térmico (Pelay et al, 2017).

El potencial referido no es despreciable, por lo que ha sido promovido por diversos gobiernos en multitud de países, como es el caso de España, cuyo principal referente fue el Real Decreto 661/2007, entre otras normas que han modelado el sistema de producción de renovables en España (Fig. 1). El Real Decreto 661/2007 potenció la construcción de plantas termosolares en territorio español por primas a la producción para aquellas plantas que cumplieran con ciertas características, entre ellas potencia neta inferior a 50MW, pero sin hacer referencia a la gestionabilidad.

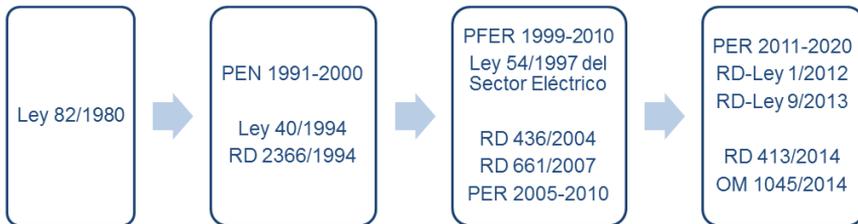


Fig. 1: Evolución del marco normativo de energías renovables en España

La redacción del Real Decreto 667/2007 condicionaba las ayudas enormemente, provocando, entre otros aspectos de diseño, que pocas plantas incorporaran almacenamiento térmico o mejoras de escala asociadas a un tamaño mayor de planta, por lo surge la necesidad de estudiar cómo ha condicionado el Real Decreto 661/2007 el desarrollo de estas plantas y qué limitaciones ha producido en el desarrollo llevado a cabo en los años que estuvo vigente. Algunos autores definen las centrales termosolares mediante conceptos que chocan frontalmente con el Real Decreto referido, hablando de “una instalación de gran escala, típicamente con una potencia de 100MWe o superior” (Schmalensee et al., 2015).

En otros países la política de fomento de energías renovables en general, no sólo de energía solar, ha sido fomentada con políticas diversas tal y como reflejan varios trabajos disponibles en la bibliografía existente (Cao et al, 2016, Hee y Yujia-Tao, 2016, Fernando et al, 2018, Wakiyama y Kuriyama, 2018, entre otros), apreciándose una gran disparidad en las actitudes de los diferentes gobiernos en cuanto a la flexibilidad de las concesiones de las diferentes ayudas para el fomento de renovables.

METODOLOGÍA

Partiendo de una exhaustiva revisión de la bibliografía disponible, se persigue estudiar, por un lado, la morfología de las plantas termosolares y por otro la política de fomento de energías renovables existente en otros países. Con estos dos pilares, se puede concluir cómo afecta la política energética nacional al desarrollo de las plantas renovables comparando el caso español con el resto de países que incorporan algún tipo de política en este sentido.

Actualmente, se cuenta con suficiente experiencia de las tecnologías solares y con las herramientas necesarias para realizar los estudios requeridos para la creación de políticas energéticas en este sentido, como es el caso de la herramienta de simulación System Advisor Model (SAM). Generalmente, los estudios existentes tienen un enfoque restrictivo, limitándose al análisis de plantas o componentes específicos. De esta forma, se puede concluir que las herramientas para la creación de políticas energéticas requieren metodologías más genéricas y estudios de enfoques más amplios. Los estudios desde un punto de vista energético deben completarse con estudios económicos, enfoque que SAM permite analizar a través del cálculo del LCOE y otros resultados económico-financieros. Asimismo, la metodología empleada en los análisis técnicos revisados (Izquierdo et al., 2010) es asimilable a la empleada por la herramienta SAM.

De esta forma, para la simulación de la central representativa del parque español, SAM permite obtener resultados anuales mediante la utilización de un archivo que contiene los datos climatológicos del año tipo de la ubicación de la planta (TMY Typical Meteorological Year). De esta forma, los resultados de la simulación representarán con la mayor precisión posible un año tipo de la planta termosolar.

Zhang et al. (2010) usan los datos de NREL (toman Dagget Barstow, California, que es la planta por defecto de SAM) para evaluar el comportamiento y parámetros clave de una planta CSP en diversos escenarios (central de punta, central de base, sin y con almacenamiento). El estudio desarrolla un modelo a largo plazo para analizar el potencial de la tecnología CSP, que depende de diversos factores, como el coste, que tiene una fuerte dependencia de la calidad del recurso solar, la demanda eléctrica, el coste de otras tecnologías o los incentivos.

Si bien para el estudio anual de la planta representativa es preciso emplear el nivel de detalle que proporciona SAM al utilizar los datos de un TMY para el cálculo de la energía anual, el LCoE (Levelized Cost of Energy o Coste Ponderado de la Energía) y el rendimiento de la planta, para la definición de dicha central representativa se va a realizar una simplificación en términos de ubicación, potencia bruta y tecnología. De esta forma, la central a simular tendrá unas características correspondientes a la moda estadística de las instalaciones termosolares existentes en España. Esta simplificación es adecuada para el análisis del parque termosolar completo, permitiendo obtener unos resultados que podrán considerarse válidos sin cometer un error significativo.

Finalmente, lo que se pretende con la modelización de una central representativa es calcular y analizar el comportamiento del parque termosolar actual en términos de energía anual producida, LCOE, rendimiento, etc., tomando el sistema de plantas existentes como un conjunto de N centrales representativas, con N un número entero fijado de forma que la

potencia instalada del conjunto se corresponda con la potencia instalada total del parque termosolar español. De esta forma, la energía anual generada por el sistema actual de plantas será N veces la energía calculada para la central representativa y el LCOE será el obtenido para dicha planta.

Con el fin de justificar la precisión necesaria para las modelizaciones a realizar, es posible basarse en estudios realizados sobre la materia tratada. Zhang, Smith, Kyle & Stackhouse Jr. (2010) desarrollan una herramienta para representar de forma dinámica la tecnología CSP (Concentrated Solar Power) de cara a su incorporación a los análisis económicos a largo plazo. Todo análisis a largo plazo de los sistemas energéticos debe conseguir un balance entre los detalles de la tecnología y la flexibilidad. En primer lugar, la metodología utilizada en este estudio examina la operación de una planta CSP y su interacción con la red utilizando irradiaciones medias y distribuciones de carga eléctricas estacionales, divididas en diez periodos de tiempo de forma que tengan en cuenta los aspectos temporales clave. Los resultados se integran a escala anual, apropiada para análisis a largo plazo. Este nivel de detalle es apropiado para modelizaciones a largo plazo, permitiendo incorporar consideraciones esenciales como la variabilidad del recurso solar y la estacionalidad de la demanda eléctrica. Estas simplificaciones se consideran razonables para estudios a largo plazo. Análisis más detallados con resoluciones temporales más grandes serían más apropiadas para una planificación a corto plazo.

De esta forma se analizará el funcionamiento de una central tipo, calculando las condiciones óptimas del mismo, en términos de potencia y otros parámetros característicos de este tipo de centrales. Para ello, será necesario analizar críticamente la dependencia de la energía anual producida, la eficiencia y el coste nivelado de energía (LCOE) mediante la herramienta SAM. Así, se podrá obtener una central tipo óptima, que proporcione un compromiso óptimo entre energía eléctrica producida, rendimiento y coste de operación, dado por el LCOE, se garantiza que la planta es eficiente y sostenible a largo plazo.

Por tanto, para el cálculo de la planta óptima es necesario realizar con la ayuda de la herramienta SAM distintos análisis paramétricos teniendo en cuenta los parámetros característicos de la tecnología termosolar y su influencia sobre los resultados de energía anual producida y LCOE, principalmente. El parámetro principal de este análisis será la potencia, de cara a estudiar la problemática asociada a la limitación de potencia subvencionable establecida por el RD 661/2007. Sin embargo, para que el análisis sea válido y realista, deben tenerse en cuenta el resto de parámetros que influyen en el funcionamiento de la planta, relativos tanto al bloque de potencia y el campo solar como a los sistemas auxiliares de almacenamiento térmico e hibridación.

Por último, con la central termosolar óptima modelada y calculada, se construirá un parque termosolar alternativo al actual, tomándolo de forma simplificada como el conjunto de un número M determinado de estas plantas, de forma que el sistema tenga una potencia instalada total equivalente al parque termosolar existente. La energía anual generada por este parque alternativo será M veces la energía de la planta óptima calculada y el coste de operación del mismo será el proporcionado por SAM para dicha planta.

Una vez escogida la central tipo de funcionamiento óptimo, se procederá a realizar un análisis comparativo entre el sistema actual y el sistema alternativo formado por la central

tipo calculada. Ambos contarían con un total de 2.303,90 MW, potencia termosolar instalada en España actualmente.

Gracias a la herramienta SAM, es posible comparar ambos sistemas en términos de energía anual, eficiencia y LCOE. Como se ha descrito previamente, el funcionamiento del sistema actual vendrá caracterizado por la planta representativa modelada y el sistema alternativo por la central tipo de condiciones óptimas. A partir de éstas, es posible comparar ambos sistemas en función de la energía anual producida, siendo ésta N veces la de la planta representativa para el sistema actual y M veces la de la central tipo óptima para el sistema alternativo, y en función del LCOE, calculado para ambos sistemas.

A partir de unos costes de operación e instalación y unos parámetros de diseño de una planta de generación de electricidad a partir de fuentes de origen renovable, introducidos por el usuario como "inputs", SAM realiza predicciones de funcionamiento y estimaciones de coste de la energía. Para ello, la herramienta asume que el sistema diseñado está conectado a la red eléctrica y tiene como fin generar energía eléctrica para su venta.

Aunque la fuente del código utilizado por SAM para simular y calcular no está disponible para el público, los algoritmos de cada modelo de comportamiento se pueden descargar desde la página web de la herramienta. El motor de cálculo que utiliza SAM en sus simulaciones se denomina SAM Simulation Core (SSC). SAM es la herramienta que permite la utilización de la librería del SSC por parte del usuario a través de una interfaz. System Advisor Model modela mediante el SSC las instalaciones, de acuerdo con las variables de entrada introducidas. Los resultados aportados por SAM al llevar a cabo las simulaciones se muestran a través de diferentes tablas y gráficos. Entre ellos, SAM proporciona la energía anual producida en kWh, el factor de carga y el coste normalizado de energía (LCOE). Dichos resultados se irán analizando para poder sacar conclusiones.

PLANTA DE REFERENCIA DEL PARQUE TERMOSOLAR ACTUAL

La revisión de las plantas instaladas en España lleva a que, por un lado, de 50, 44 plantas tienen una potencia de 50MW, la máxima permitida con la que se obtenía la ayuda más alta, además coincide con que son de colectores cilindro-parabólicos. Por otro lado, de 50, más de la mitad, 28 plantas no tienen almacenamiento y por tanto no son gestionables: esto se debe a que el RD 661/2007 no premiaba la presencia de almacenamiento. La mayor parte de las plantas se encuentran en el tercio sur de la península ibérica, donde el recurso solar es mayor. En concreto en Sevilla se aglutinan hasta 7 plantas representativas conectadas a red, por lo que se consideran los datos climatológicos de Sevilla para el análisis, en una planta de 50MW de colectores cilindro-parabólicos sin almacenamiento como planta tipo.

La decisión indicada en el párrafo anterior se justifica por los datos obtenidos a partir de la información de fuentes como PROTERMOSOLAR (2015) y NREL & SolarPACES (2017), de donde se infiere el resumen mostrado en la tabla 1 al respecto de las plantas termosolares existentes en España.

Esta definición de la planta tipo lleva a los resultados resumidos que muestra la tabla 2, donde se aprecian valores de la energía anual producida y LCOE (levelized Cost of Energy) como principales resultados a considerar.

Tabla 1. Cálculo de Frecuencias de la Potencia de las Plantas Termosolares Españolas.

Potencia (MW)	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa
1,4	1	0,02
10,0	1	0,02
20,0	2	0,04
22,5	1	0,02
30,0	1	0,02
50,0	44	0,88
TOTAL	50	1

Tabla 2: Resultados del análisis aplicado a la planta tipo considerada (50MW, sin almacenamiento situada en Sevilla)

Tecnología	Colectores cilindro-parabólicos
Potencia eléctrica nominal	50 MW
Múltiplo solar	1,5
Capacidad del sistema de almacenamiento	0 horas equivalentes a plena carga
Producción anual de energía	95,8GWh
LCOE	21,75 c€/kWh

PLANTA MEJORADA

Las posibilidades de la herramienta SAM permiten parametrizar el comportamiento de la planta que se simule para diferentes tamaños del almacenamiento y del campo solar (múltiplo solar) e incluso variar la potencia eléctrica de la planta. Un ejemplo de este tipo de análisis se muestra en la Fig. 2, el cual se puede realizar para diferentes tipo de plantas termosolares.

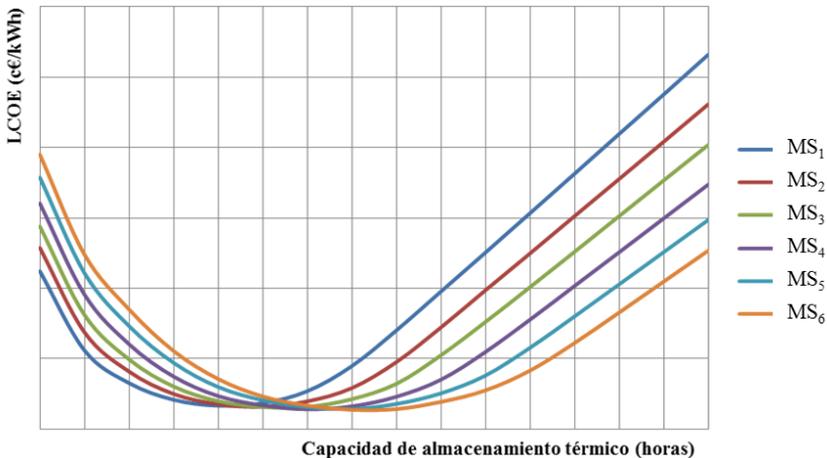


Fig. 2: Ejemplo de variación de coste nivelado de energía (LCOE) en función del número de horas de almacenamiento térmico para distintos múltiplos solares

La optimización en términos de múltiplo solar, tamaño del almacenamiento térmico y potencia eléctrica de la planta, así como de la tecnología de concentración, ha dado lugar a encontrar un concepto de planta más adecuado para la ubicación considerada que se resume en la tabla 3 y que es ostensiblemente diferente de la planta tipo identificada para el parque termosolar español.

Tabla 3: Resultados de la planta que minimiza el LCOE para Sevilla

Tecnología	Torre central con sales fundidas
Potencia eléctrica nominal	110 MW
Múltiplo solar	2,4
Capacidad del sistema de almacenamiento	6 horas equivalentes a plena carga
LCOE	14,85 c€/kWh
Energía anual producida (año 1)	155,30 GWh

CONCLUSIONES

El análisis y modelado de una planta representativa del parque termosolar español ha permitido caracterizar el sistema actual en términos de producción anual de energía y LCOE asociado al recurso solar de la ubicación utilizada, Sevilla.

La tecnología de receptor central ha dado lugar a un mayor potencial en términos de LCOE, si bien el recurso solar de la ubicación seleccionada puede dar lugar a variaciones en este sentido, apreciándose un mejor comportamiento del receptor central (tecnológicamente y económicamente hablando) en las zonas de mayor irradiación solar frente a los colectores cilindro-parabólicos.

La incorporación de un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas permite reducir los costes e incrementar la disponibilidad de la planta, lo que debería considerarse habida cuenta de los resultados obtenidos, que cuantifican el beneficio que conlleva su consideración, como puede inferirse al analizar las tablas 2 y 3 presentadas en este trabajo.

La planta alternativa que proporciona resultados óptimos presenta capacidades nominales notablemente superiores a la máxima establecida por el RD 661/2007.

El sistema alternativo proporcionaría un coste de generación un 32% inferior: las limitaciones establecidas por el RD 661/2007 han supuesto la restricción de poder acudir a tecnologías y dimensiones de planta que proporcionan una mayor eficiencia y menores costes, si bien, a pesar de estos inconvenientes, el RD 661/2007 impulsó a la industria española permitiendo a día de hoy su participación en multitud de proyectos internacionales.

AGRADECIMIENTOS

Discusiones con otros miembros del Grupo de Investigaciones Termoenergéticas (GIT-Universidad Politécnica de Madrid) han sido fundamentales para este trabajo.

REFERENCIAS

Cao X., Kleit A., Liu C. (2016), Why invest in wind energy? Career incentives and Chinese renewable energy politics, *Energy Policy*, 99, 120-131

Fernando Y., Swan-Bee P., Chiappetta-Jabbour C.J., Tavares-Thomé A.M. (2018), Understanding the effects of energy management practices on renewable energy supply chains: Implications for energy policy in emerging economies, *Energy Policy*, 118, 418-428

Hee T., Yujia-Tao J. (2016), Bond financing for renewable energy in Asia, *Energy Policy*, 95, 509-517

INE (2017), España en Cifras 2017, Instituto Nacional de Estadística, Gobierno de España, 2017

Pelay U., Luo L., Fan Y., Stitou D., Rood M. (2017), Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 82-100,

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE, 26 de mayo de 2007, núm. 126, pp. 22846-22886.

Schmalensee, R., Bulovic, V., Armstrong, R., Battle, C., Brown, P., Deutch, J. et al. (2015). The Future of Solar Energy: An Interdisciplinary MIT Study. MIT Energy Initiative, Massachusetts Institute of Technology, May 2015. <http://mitei.mit.edu/futureofsolar>

Wakiyama T., Kuriyama A. (2018), Assessment of renewable energy expansion potential and its implications on reforming Japan's electricity system, *Energy Policy*, 115, 302-316

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

NUEVA CORRELACIÓN PARA EL DISEÑO DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN SALES FUNDIDAS CON GENERADOR DE VAPOR INTEGRADO

Rivas E., Muñoz-Antón J.*, Rojas E.**

* Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII) – Universidad Politécnica de Madrid (UPM), C/José Gutiérrez Abascal 2, 28006, (Madrid) España, esther.rivas.ramos@alumnos.upm.es; jamunoz@etsii.upm.es

**Departamento de Energía, Plataforma Solar de Almería (PSA) - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Avda/ Complutense 40, Madrid, 28040, (Madrid) España, esther.rojas@ciemat.es

RESUMEN

En este trabajo, se propone una correlación alternativa a la presentada por Rivas y Rojas (2016) para el cálculo de los coeficientes de transferencia de calor alrededor de una matriz de tubos helicoidales inmersa en sales fundidas. Ésta puede resultar de utilidad cuando la velocidad de las sales no sea conocido a priori. Para su deducción, se han empleado los resultados del modelo CFD (Computational Fluid Dynamics) del trabajo citado, así como otros obtenidos a partir de estos, que describen adecuadamente el comportamiento termohidráulico durante una descarga del prototipo de almacenamiento térmico con generador de vapor integrado perteneciente al centro de investigación de la Casaccia de ENEA (Italia). La aplicabilidad de esta correlación a todo el sistema se basa en una reinterpretación del número de Grashof, Gr^* , consiguiéndose con ello un buen ajuste ($R^2 = 0.997$).

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Termoeléctrica, Tanque de Almacenamiento Térmico con Generador de Vapor integrado, Sales Fundidas, Coeficiente de transferencia de calor, Dinámica de Fluidos Computacional

ABSTRACT

In this work, an alternative correlation to that presented by Rivas and Rojas (2016) for the calculation of heat transfer coefficients around a helical-coil tube bundle immersed in molten salts is proposed. This can be useful when the velocity of the salts is not known a priori. For its deduction, the results of the CFD model (Computational Fluid Dynamics) of the cited work, as well as others obtained from the previous ones, have been used which describe adequately the thermohydraulic behavior during a discharge of the thermal storage prototype with integrated steam generator belonging to the Casaccia research center of ENEA (Italy). The applicability of this correlation to the whole system is based on a reinterpretation of the Grashof number, Gr^* , achieving with it a good fit ($R^2 = 0.997$).

KEYWORDS: Concentrating Solar Power (CSP), Thermal Energy Storage system with integrated Steam Generator (TES-SG), Molten Salts (MS), Heat transfer coefficient, Computational Fluid Dynamic (CFD)

INTRODUCCIÓN

La gestión de la producción de electricidad es clave para garantizar un suministro seguro y de calidad. En este sentido, la energía solar termoeléctrica es una buena alternativa puesto que permite realizar esta gestión almacenando el calor obtenido para usarlo posteriormente, incluso en ausencia de radiación solar.

Actualmente, las plantas termosolares comerciales han demostrado la viabilidad para almacenar grandes cantidades de calor mediante los sistemas de doble tanque de sales fundidas. Aunque la eficiencia de estos sistemas es muy alta ($> 93\%$) (Zarza, 2012) y las sales de nitrato tienen un bajo coste (McMullen, 2016), es necesario investigar y desarrollar nuevos diseños de almacenamiento más rentables para poder demostrar que esta tecnología tiene el potencial suficiente para reemplazar a otras más convencionales, como las basadas en el uso de combustibles fósiles.

Con este objetivo, ENEA y ANSALDO NUCLEARE S. p. A. han patentado el diseño de un tanque de almacenamiento térmico en sales fundidas con generador de vapor integrado inspirado en los reactores nucleares de cuarta generación (Rinaldi et al., 2012). Éste fundamenta su competitividad en la simplificación tanto del esquema de planta, mediante el uso de un solo tanque y la integración del generador dentro del mismo, como en la de su operación, produciendo vapor directamente a la calidad requerida (Fabrizi, 2007). Posteriormente, se demostró su viabilidad técnica a escala de prototipo (300 kWth) en ENEA (Gaggioli et al., 2015, 2014).

El siguiente paso en su desarrollo supondría llevarlo a escala de planta termosolar comercial. Para ello, su dimensionado requiere conocer los coeficientes de transferencia de calor lado sales con precisión. La dificultad que esto supone es debida a que, a nivel experimental, la instrumentación del prototipo se hace insuficiente y, a nivel teórico, las correlaciones encontradas hasta el momento no son aptas, bien por el fluido bien por la configuración de este generador de vapor. La mejor aproximación a la solución se encuentra en el trabajo de Rivas y Rojas (Rivas and Rojas, 2016) en el que se propone una correlación para el número de Nusselt, Nu , en función de los números de Reynolds, Re , y Prandtl, Pr ; la cual resulta poco práctica cuando no se conoce Re a priori. Es decir, situaciones en las que el movimiento de las sales a través del generador de vapor es inducido por convección natural debida al intercambio de calor con éste.

En este trabajo se propone una correlación alternativa dependiente de los campos de temperaturas, es decir, en términos de los números de Grashof, Gr , y Prandtl, Pr ; partiendo del trabajo citado (Rivas and Rojas, 2016).

DISPOSITIVO EXPERIMENTAL

El prototipo de almacenamiento térmico con generador de vapor integrado es un tanque de 2 m de diámetro y 2,8 m de altura, en cuyo interior alberga 12 Tm de una mezcla de sales inorgánicas en estado líquido: NaNO_3 (60 % en peso) y KNO_3 (40 % en peso), conocida comúnmente con el nombre de „sal solar“, en atmosfera de aire. El generador de vapor vertical está colocado en un lateral y consta de dos carcasas cilíndricas concéntricas, denominadas Downcomer y Shell, y tres tubos helicoidales de distinto radio de hélice alineados contenidos en el espacio delimitado por ambas carcasas. Por el interior de los tubos helicoidales circula el agua a presión que cambia de fase al intercambiar calor con las sales fundidas que circulan por el espacio intersticial que queda entre los tubos y las carcasas. Por lo tanto, es en esta zona del prototipo donde se dan los mayores gradientes

térmicos y fluidodinámicos, y su fenomenología asociada es dependiente de la geometría del intercambiador.

Ambas carcasas tienen la función de aislamiento térmico: el Downcomer permite que el circuito agua-vapor acceda hasta la parte inferior del generador sin entrar en contacto directo con las sales fundidas (de esta forma el cambio de fase agua-vapor se produce en sentido ascendente) y la Shell, que aísla térmicamente las sales fundidas que circulan por el interior del generador del resto de sales del tanque.

El principio de funcionamiento del sistema es el siguiente: La circulación del agua a través del generador viene impuesta por una bomba; por eso se habla de circulación forzada en el lado agua-vapor. Con esta forma de funcionamiento, el fluido que sale del generador se puede presentar en forma de vapor sobrecalentado, húmedo o agua subenfriada, dependiendo de las condiciones térmicas del tanque. Además, el fluido solo pasa una vez por el generador de vapor, por lo que también se denomina circulación „once through“.

Las sales, por el contrario, circulan por efecto de la gravedad a través de los intersticios existentes en la matriz de tubos que lo forma. Su fuerza motriz es el aumento de peso que experimentan al atravesar el generador, puesto que se enfrían al intercambiar calor con la matriz de tubos por la que circula el agua a presión a una temperatura inferior a la de las sales del tanque aumentando su densidad.

Este proceso ocasiona que las sales del tanque se estratifiquen, es decir, ocasiona la aparición de una zona fría en la parte inferior del tanque, proveniente de las sales que ya han pasado por el generador, una zona caliente en la parte superior, y una zona intermedia cuyo espesor depende de las condiciones térmicas del tanque (ver Fig. 1).

En resumen, durante la descarga, existe una circulación natural continua de sales fundidas que transporta el calor desde la fuente (sales del tanque) hasta el sumidero (agua de la matriz de tubos del generador).

Notar que dicha circulación se irá ralentizando a medida que evoluciona la descarga como consecuencia de la paulatina disminución de las fuerzas de flotación que impulsan a las sales a travesar el generador. Esta disminución, es el resultado del progresivo decremento de la diferencia de alturas (ΔL) entre las respectivas columnas de sales calientes de la fuente y el sumidero durante la descarga (ver Fig. 1).

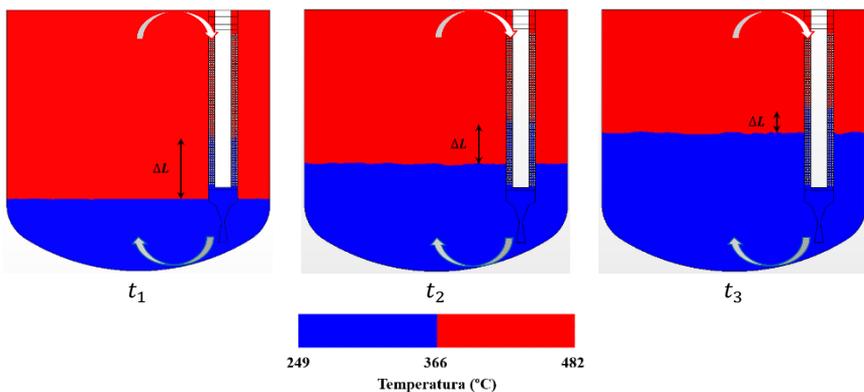


Fig. 1. Esquema simplificado del funcionamiento del prototipo conforme evoluciona la descarga ($t_1 < t_2 < t_3$)

METODOLOGÍA

Los resultados numéricos obtenidos en la simulación CFD utilizada en el trabajo de Rivas y Rojas (Rivas and Rojas, 2016) proporcionaron una descripción completa y detallada de los campos de temperaturas y velocidades, tanto durante el transitorio de inicio de la descarga (desde los 1640 s hasta los 5250 s, ver Fig. 2) como durante el primer tramo de la zona cuasi-estacionaria de la misma (desde los 5250 s hasta los 7050 s, ver Fig. 2). Estos a su vez, permitieron calcular adecuadamente los coeficientes de transferencia de calor locales lado sales, en un instante dado de dicha zona, el instante 7050 s.

Debido al tiempo de cálculo requerido por el modelo y a los limitados recursos computacionales, no fue posible simular entonces el segundo tramo de la zona cuasi-estacionaria (desde los 7050 s hasta los 11350 s, ver Fig. 2). Gracias a los actuales recursos del CETA-CIEMAT, que permiten tiempos de cálculo muy competitivos, se ha completado ahora esta parte de la simulación con éxito. Esto ha proporcionado información adicional de la zona cuasi-estacionaria y nos ha permitido ampliar el rango de validez de los resultados obtenidos.

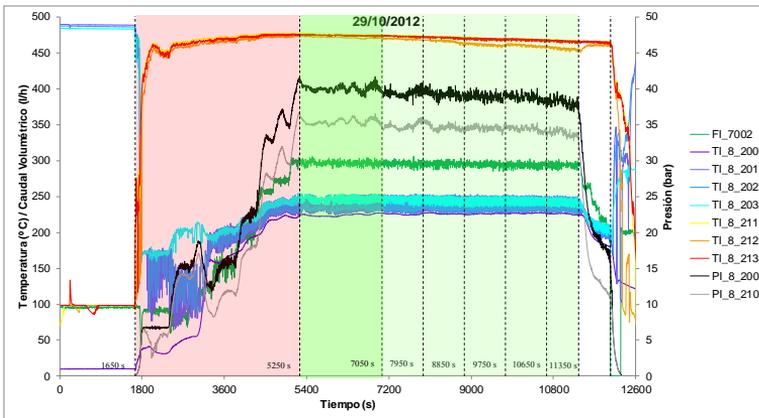


Fig. 2. Ensayo del 29 de octubre de 2012: medidas principales. En rojo, el transitorio de inicio de la descarga, en verde oscuro, el primer tramo de la zona cuasi-estacionaria y en verde claro, el segundo tramo de dicha zona.

Se ha procedido como sigue: Se ha fijado un sistema de referencia local en coordenadas cilíndricas (r, θ, z) centrado en el eje del SG (ver Fig. 3), y se ha establecido el siguiente conjunto de elementos de superficie $\{\Delta S_n = \Delta r \cdot \Delta z\}_{n=0, \dots, 9}$ distribuidos uniformemente a lo largo del mismo.

Se han seleccionado cinco instantes de tiempo equiespaciados dentro de la zona cuasi-estacionaria (desde los 5250 s hasta los 11350 s, ver Fig. 2) que se denotan por $\{t_i\}_{i=1, \dots, 5}$, siendo estos $\{7050 \text{ s}, 7950 \text{ s}, 8850 \text{ s}, 9750 \text{ s} \text{ y } 10650 \text{ s}\}$ (ver Fig. 2).

A partir de los resultados numéricos, y para cada t_i , se ha caracterizado cada uno de los elementos de superficie $\{\Delta S_n\}_{n=0, \dots, 9}$ en que se ha discretizado el generador por sus temperaturas de pared, $T_{w,n}(t_i)$, de volumen, $T_{\infty,n}(t_i)$ y velocidades en el volumen, $v_n(t_i)$

asociados. Los coeficientes de transferencia de calor locales, $\bar{h}_n(t_i)$, se ha calculado promediando las respectivas distribuciones $h_n(r, z, t_i)$ alrededor de cada elemento de superficie ΔS_n , al igual que en el trabajo de referencia.

Con esta información, para cada elemento ΔS_n , se han calculado los números adimensionales: $Nu(t_i)$, $Re(t_i)$, $Pr(t_i)$, $Gr(t_i)$ y $Ra(t_i)$ asumiéndose el diámetro externo de los tubos helicoidales, d_0 , como longitud característica de esta geometría. A partir de ellos se ha determinado la correlación objeto del trabajo. Las propiedades físicas de las sales fundidas: conductividad térmica, densidad, capacidad calorífica y viscosidad dinámica (κ , ρ , c_p y μ) se han tomado a la temperatura $\frac{T_{w,n}(t_i) + T_{\infty,n}(t_i)}{2}$.

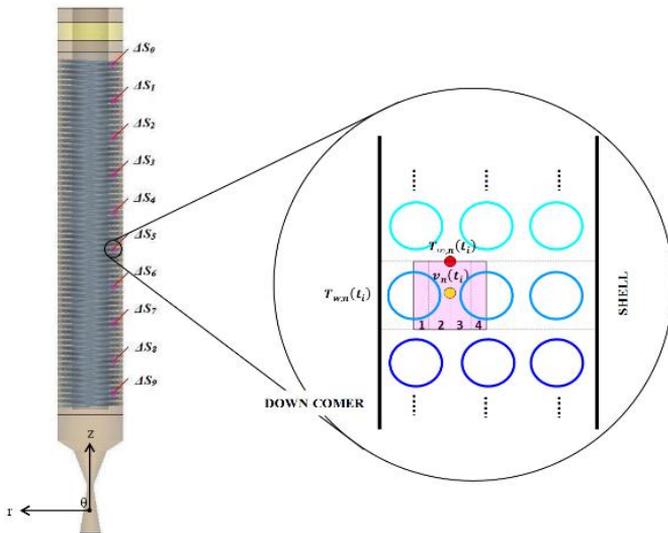


Fig.3. Elementos de superficie considerados en los cálculos y detalle de la vuelta n -ésima en instante t_i .

RESULTADOS

En convección natural, el valor del número de Ra es indicativo de si el régimen del flujo en la capa límite es laminar o turbulento. Por ejemplo, para superficies verticales isotermas esta transición se produce cuando $Ra \approx 10^9$ (Green, 2006). En este caso, asumiendo este valor límite como valor de referencia, se ha calculado el tipo de régimen dominante en cada ΔS_n a medida que la descarga va evolucionando (es decir, para cada t_i). Los resultados obtenidos indican que en la parte baja del generador el régimen de flujo en la capa límite es laminar y en la parte alta ligeramente turbulento ($Ra_{max} \approx 6 \cdot 10^9$). También, que el elemento ΔS_n en el que se produce tal transición se desplaza hacia arriba a lo largo del generador a medida que avanza la descarga (desde ΔS_5 a los 7050 s hasta ΔS_3 a los 10650 s). Este último resultado es esperable al ser consecuencia de la disminución que sufre la circulación natural durante el proceso de descarga que previamente se ha explicado.

Por lo tanto, serían necesarias dos correlaciones diferentes del tipo $Nu = Nu(Gr, Pr)$, cada una de ellas aplicable a una parte del generador, para describir adecuadamente la transferencia de calor a lo largo del mismo.

Con el objetivo de ser prácticos y emplear una sola correlación aplicable a todo el generador, dado el interés ya expresado, se propone la siguiente reinterpretación del Gr , denotado por Gr^* , $Gr^* = Gr \cdot \left(\frac{T_{\infty,n} + T_{w,n}}{2}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{\infty,n} - T_{w,n}}\right)$.

Es decir, se propone usar como temperatura de referencia también para el cálculo del número de Ra la temperatura media $\frac{T_{w,n} + T_{\infty,n}}{2}$ en lugar de la diferencia de temperaturas $T_{\infty,n} - T_{w,n}$ usada habitualmente para este cálculo.

Considerando este número adimensional corregido, se ha buscado ajustar una expresión del tipo $Nu = a \cdot (Gr^*)^b \cdot Pr^c$ a los datos de todos los t_i considerados, donde las constantes a , b y c dependen de la geometría.

Los valores a y b de la ecuación se determinan mediante la técnica de mínimos cuadrados, mientras que el valor c ha sido prefijado en 0.36 al igual que en el trabajo de referencia.

Finalmente se ha obtenido la expresión $Nu = 0.6189 \cdot (Gr^*)^{0.20} \cdot Pr^{0.36}$, con un parámetro $R^2 = 0.986$ (Fig. 4).

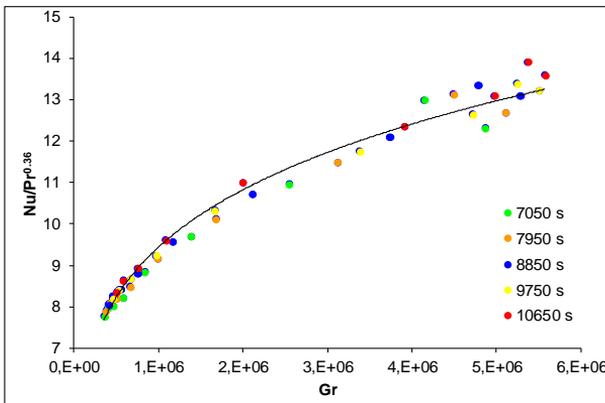


Fig.4. Ajuste de los datos para la transferencia de calor considerando todos los t_i

Esta correlación es válida para rangos de Gr^* entre $4 \cdot 10^5$ y $6 \cdot 10^6$, de Pr entre 4 y 13, un ángulo de inclinación medio de la matriz de tubos de 2° y un diámetro exterior de los tubos helicoidales de 0.0127 m.

Finalmente, la correlación propuesta se ha confrontado con otras de la bibliografía aptas para superficies isotermas verticales y horizontales encontrándose que la correlación dada por Pera y Gebhart (Bejan and Kraus, 2003) para el cálculo del Nu local, válida para Pr entre 0.1 y 100, se aproxima a los valores modelados dentro de un -20 % de error absoluto (ver Fig. 5). Su expresión es $Nu = 0.6567 \cdot (Gr^*)^{0.20} \cdot Pr^{0.25}$ y está ideada para flujos laminares sobre superficies isotermas en horizontal.

Teniendo en cuenta el bajo ángulo de inclinación de la matriz de tubos (2°) y que el flujo no es excesivamente turbulento en la parte alta del generador ($Ra_{max} \approx 6 \cdot 10^9$), es razonable pensar que la correlación de Pera y Gebhart se aproxime mejor a los resultados que otras

ideadas para flujos laminares sobre superficies isotermas en vertical, en cuyo caso Nu es proporcional a $(Gr^*)^{0.25}$ (Bejan and Kraus, 2003).

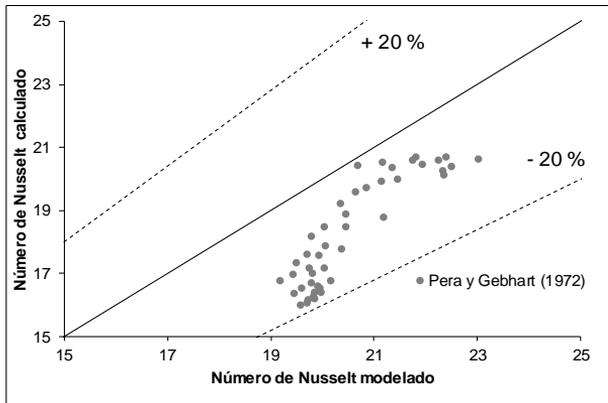


Fig.5. Comparación entre los resultados modelados y los calculados mediante la correlación de Pera y Gebhart.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha encontrado una correlación para el cálculo de los coeficientes de transferencia de calor alrededor de una matriz de tubos helicoidales inmersa en sales fundidas. Ésta puede resultar de utilidad cuando la velocidad de las sales no sea conocido a priori. Para su deducción se han empleado los resultados del modelo CFD (Computational Fluid Dynamics) del trabajo de Rivas y Rojas (Rivas and Rojas, 2016), así como otros obtenidos a partir de los estos. Dichos resultados describen adecuadamente el comportamiento termohidráulico de descarga del prototipo de almacenamiento térmico con generador de vapor integrado del centro de investigación de la Casaccia de ENEA (Italia). La correlación propuesta es $Nu = 0.6189 \cdot (Gr^*)^{0.20} \cdot Pr^{0.36}$, donde Re y Nu toman como longitud característica d_0 . La correlación es válida para rangos de Gr^* entre $4 \cdot 10^5$ y $6 \cdot 10^6$, de Pr entre 4 y 13, un ángulo de inclinación medio de la matriz de tubos de 2° y un diámetro exterior de los tubos helicoidales de 0.0127 m. Con ella, se ha obtenido un $R^2 = 0.986$.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA-CIEMAT) al ayudar a utilizar sus instalaciones informáticas para las simulaciones. CETA-CIEMAT pertenece al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y al Gobierno de España y está financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

REFERENCIAS

- Bejan, A., Kraus, A.D., 2003. Heat transfer handbook. John Wiley & Sons.
- Fabrizi, F., 2007. Trough molten salt HTF field test experience.
- Gaggioli, W., Fabrizi, F., Fontana, F., Rinaldi, L., Tarquini, P., 2014. An Innovative Concept of a Thermal Energy Storage System Based on a Single Tank Configuration Using Stratifying Molten Salts as both Heat Storage Medium and Heat Transfer Fluid, and with an Integrated Steam Generator. *Energy Procedia* 49, 780–789. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.085>
- Gaggioli, W., Fabrizi, F., Tarquini, P., Rinaldi, L., 2015. Experimental Validation of the Innovative Thermal Energy Storage Based on an Integrated System “Storage Tank/Steam Generator.” *Energy Procedia* 69, 822–831. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.091>
- Green, A.J., 2006. A-to-Z Guide to Thermodynamics, Heat and Mass Transfer, and Fluids Engineering, Thermopedia. https://doi.org/10.1615/AtoZ.f.free_convection
- McMullen, P., 2016. Using Molten Salts as a Heat Transfer Fluid and Thermal-Storage Medium. *Process Heat. Mag.* Octubre 20.
- Rinaldi, L., Fabrizi, F., Alemberti, A., Gaggioli, W., Aliotta, S., Barbensi, A., Tarquini, P., 2012. International application published under the patent cooperation treaty (PCT). International Publication Number WO 2012/080970 A2.
- Rivas, E., Rojas, E., 2016. Heat transfer correlation between Molten Salts and helical-coil tube bundle Steam Generator. *Int. J. Heat Mass Transf.* 93, 500–512. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.10.013>
- Zarza, E., 2012. Principales retos de I+D y potencial contribución a un mercado sostenible, in: *Guía Técnica de La Energía Solar Termoeléctrica*. FENERCOM Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, pp. 71–122.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR BASADO EN CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS DE PEQUEÑA APERTURA APLICADO A UNA FÁBRICA DE PRODUCTOS LÁCTEOS

Tagle P.D.*, Valenzuela L., Rivera C.I.*, Agraz A.*****

* Escuela de Ingeniería y Ciencias, Tecnológico de Monterrey, Ave. Eugenio Garza Sada
2501 Col. Tecnológico, Monterrey, 64700, (Nuevo León) México, pdtagle@gmail.com

rivera.solorio@gmail.com

**Plataforma Solar de Almería, CIEMAT, Ctra. De Senés Km 4.5, Tabernas, 04200,
(Almería) España, loreto.valenzuela@psa.es

***Inventive Power SA de CV, Volcán Cofre de Perote 5189-A Col. El Colli Urbano,
Zapopan, 45070, (Jalisco) México, aldo.agraz@inventivepower.com.mx

RESUMEN

El presente trabajo pretende determinar la factibilidad de realizar una instalación solar para la generación directa de vapor para el aporte de energía térmica en una fábrica de productos y derivados lácteos. Los requerimientos térmicos del proceso, las características de los captadores solares, el espacio de terreno disponible para instalar el campo solar, y las condiciones climáticas del lugar de la instalación son las principales consideraciones y limitaciones del diseño. El sistema de captación solar se modela usando captadores de tipo cilindroparabólico de pequeña apertura, tomando como referencia el modelo Power Trough 250® diseñado por la empresa mexicana Inventive Power. La metodología usada en el estudio es en base a simulación computacional usando un modelo desarrollado para el análisis térmico e hidráulico de sistemas de generación de vapor.

PALABRAS CLAVE: Generación Directa de Vapor, Captador Cilindroparabólico, Calor Industrial de Proceso

ABSTRACT

The present study pretends to determine the feasibility of installing a solar direct steam generation system for industrial heating process into a dairy facility. Thermal requirements of the process, characteristics of collectors, availability of space for solar field installation, and weather conditions are the principal parameters and limitations to be considered. Small-aperture parabolic trough solar collectors are considered in the solar field, using as reference the collector model Power Trough 250® designed by the Mexican enterprise Inventive Power. The methodology used consists on computational simulations using a model for thermo-hydraulic analysis of direct steam generation systems.

KEYWORDS: Direct Steam Generation, Parabolic-Trough Collector, Industrial Heating Process

INTRODUCCIÓN

En la actualidad existe una creciente demanda energética de calor de proceso en la industria a nivel mundial. Ante esto, los sistemas de conversión de energía solar son una solución emergente para paliar los efectos ambientales de los sistemas convencionales de combustibles fósiles. Los captadores cilindroparábolicos (CCP) son una opción viable y con tecnología desarrollada (IRENA, 2015) para suministrar energía térmica a una amplia gama de procesos industriales con rangos de temperatura de operación entre los 50°C y 450°C (Kalogirou, 2004).

La tecnología de captadores cilindroparábolicos ha tenido un mayor desarrollo en la industria de generación de energía eléctrica con ciclos termodinámicos tipo Rankine. En estos sistemas, la caldera es reemplazada por un sistema que incluye un campo solar que cumple con la misma función: obtener vapor. Los fluidos de trabajo más usados en estos sistemas son los aceites térmicos, y para generar el vapor se hace uso de intercambiadores de calor. Una opción atractiva es la generación directa de vapor que consiste en usar agua a alta presión para calentarla, evaporarla y sobrecalentarla en el mismo campo solar. Esto evita hacer uso de intercambiadores de calor y otros sistemas auxiliares como sistemas contra incendios (usados en sistemas con aceites térmicos), haciendo que sea una potencial alternativa económicamente más atractiva (Odeh et. al, 1999) (Feldhoff et. al, 2012) (Lobón and Valenzuela, 2013). Los CCPs usados en estas aplicaciones suelen ser de apertura de parábola grande (alrededor de 5m o mayores). Sin embargo, los captadores de pequeña apertura de parábola tienen mucho potencial para ser usados en sistemas de suministro de calor para procesos industriales como destilación, pasteurización, secado, entre otros.

Existe una gran cantidad de empresas industriales y comerciales que son grandes usuarios de energía térmica, en particular en México, y a quienes no se les ha ofertado aún una solución eficiente y de bajo costo que les ayuda a reducir su quema de combustibles fósiles. En el estado de Jalisco existe una cantidad enorme de empresas del sector de derivados lácteos y productos agrícolas como carnes y alimentos procesados, donde se consume mucho vapor y agua caliente para sus procesos productivos y además su localización geográfica no les permite acceder a bajos costos de energéticos fósiles como el gas natural y, por ello, las soluciones con energía solar son bastante atractivas.

El presente trabajo es un esfuerzo por integrar la investigación académica con la aplicación práctica en industria, con la finalidad de que el modelo desarrollado pueda ser usado en el futuro como base de una herramienta de evaluación y diseño de sistemas de suministro de energía térmica de origen solar usando captadores cilindroparábolicos.

METODOLOGÍA

La evaluación del sistema de captadores será por medio de simulaciones computacionales, haciendo uso de un modelo desarrollado por los autores para simular sistemas de generación de vapor en modo un-paso (Eck et. al 2003). El modelo matemático se basa en un balance de energía y análisis de transferencia de calor unidimensional de un modelo de resistencias térmicas en estado estable. Este modelo es una versión modificada del modelo desarrollado por (Forristal, 2003), para incluir la fenomenología de cambio de fase y flujo bifásico. Para las simulaciones se hace uso del software Engineering Equation Solver, que

tiene el potencial de programar y resolver complejos sistemas de ecuaciones no lineales, además de contar con una amplia base de datos de propiedades de sustancias (incluido el modelo IAPWS para el cálculo de las propiedades termodinámicas del vapor de agua). El código desarrollado permite al usuario poder modificar características tanto de diseño del captador (materiales, propiedades ópticas, dimensiones), ambientales (radiación solar, velocidad de viento, temperatura ambiente), y de operación (temperatura, presión y flujo de entrada); permitiendo poder evaluar un sistema bajo un amplio rango de valores de operación y parámetros de configuración.

Modelo Matemático

El modelo divide el sistema solar en secciones de igual tamaño. En cada sección se realiza el balance energético haciendo que las propiedades del fluido a la salida de una sección sean iguales a las de entrada de la siguiente sección. El efecto que tienen las interconexiones entre captadores solares en el campo solar también se incluye en el modelo. Es decir, si a la salida de una sección de captador hay una interconexión, el modelo también realiza un balance termo-hidráulico en la interconexión antes de pasar a la siguiente sección de captador solar. Las interconexiones son tomadas en cuenta por su influencia en la caída de presión dentro del sistema especialmente en flujo de mezcla y vapor, que puede afectar sensiblemente en el resultado si no se considerada en el modelo.

Las Figs. 1 y 2 muestran los modelos de resistencias térmicas tanto para secciones de captadores como interconexiones. El balance energético se basa en las propiedades promedio del fluido de cada sección. Los efectos de transferencia de calor por conducción, convección y radiación son tomados en cuenta en el análisis energético. Para el cálculo de los flujos de calor por convección se usan correlaciones experimentales dependiendo del tipo de convección presente. Las Ecs. (1) a (4) muestran los balances de flujos de calor para las secciones de captador, y las Ecs. (6) a (8) las de las interconexiones. Las Ecs. (5) y (9) representan el balance energético para las secciones e interconexiones respectivamente.

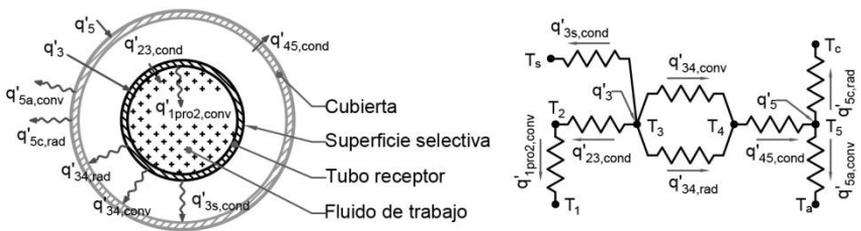


Fig. 1 – Resistencias térmicas en secciones de captador

$$\text{Nodo 2 (dentro del tubo)} : q'_{1pro2,conv} = q'_{23,cond} \quad (1)$$

$$\text{Nodo 3 (fuera del tubo)} : q'_3 = q'_{23,cond} + q'_{3a,conv} + q'_{3c,rad} + q'_{3s,cond} \quad (2)$$

$$\text{Nodo 4 (dentro de la cubierta)} : q'_{34,conv} + q'_{34,rad} = q'_{45,cond} \quad (3)$$

$$\text{Nodo 5 (fuera de la cubierta)} : q'_{45,cond} + q'_5 = q'_{5a,conv} + q'_{5c,rad} \quad (4)$$

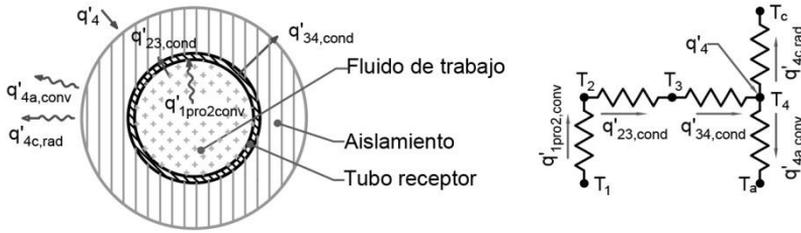


Fig. 2 – Resistencias térmicas de interconexiones

$$\Delta h_s = \frac{q'_{1pro2,conv} L_s}{\dot{m}} - \Delta \left(\frac{\beta V^2}{2} \right) - \frac{\Delta P_s}{\rho_{1pro}} \quad (5)$$

$$\text{Nodo 2 (dentro del tubo)} : q'_{1pro2,conv} = q'_{23,cond} \quad (6)$$

$$\text{Nodo 3 (fuera del tubo)} : q'_{23,cond} = q'_{34,cond} \quad (7)$$

$$\text{Nodo 4 (exterior)} : q'_{34,cond} + I_b \pi D_4 = q'_{46,conv} + q'_{47,rad} \quad (8)$$

$$\Delta h_l = \frac{q'_{1pro2,conv} L_{G,l}}{\dot{m}} + \Delta \left(\frac{\beta V^2}{2} \right) + \frac{\Delta P_l}{\rho_{1pro}} + g \Delta z ; \Delta P_l = f(L_{H,l}) \quad (9)$$

$$L_{G,l} = L_{tubo} ; L_{H,l} = L_{tubo} + L_{eq,acc} \quad (10)$$

Convección interna forzada monofásica

Este fenómeno se presenta dentro del tubo cuando el agua se encuentra como líquido o como vapor seco (sobrecalentado). La transferencia de calor e hidráulica consideran flujo completamente desarrollado y flujo de calor constante en el tubo absorbedor como condición de frontera. El análisis depende del tipo de régimen del fluido (laminar, transicional o turbulento), que viene definido por el número de Reynolds. Para el caso del factor de fricción, se consideran correlaciones de tipo explícitas, con el fin de minimizar el tiempo computacional. La formulación matemática corresponde a la presentada por (Tagle-Salazar et. al, 2018), en la cual se consideró la continuidad en función del número de Reynolds como principal factor para seleccionar las correlaciones e intervalos de validez, condición que no se presentaba en el modelo desarrollado por (Forristal, 2003).

Convección interna forzada bifásica

Este fenómeno se presenta dentro del tubo cuando el agua se encuentra como mezcla líquido-vapor (a la temperatura de saturación). Para la transferencia de calor se usa el modelo desarrollado por (Wojtan et. al, 2005), y para la hidráulica el modelo desarrollado por (Quiben and Thome, 2007). Ambos modelos analizan flujo bifásico usando un mapa de patrón de flujo que determina el régimen de un determinado estado de fluido. Estos regímenes están clasificados como: estratificado, ondulatorio, tapón, tapón ondulante, intermitente, anular, secado y disperso.

Otros flujos de calor (conducción, radiación y otros tipos de convección)

Para modelar los flujos de calor debido a conducción, radiación, y convección externa o natural se considera la misma formulación presentada por (Forristal, 2003). Los flujos de calor debido a conducción y radiación son evaluados usando ecuaciones teóricas. El modelo de transferencia de calor considera flujos entre superficies largas isotermas cilíndricas concéntricas grises (radiación), materiales isotrópicos con propiedades constantes y dependientes de la temperatura, e interfaces radiativas no participativas.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SOLAR

El usuario industrial potencial considerado es un productor de derivados lácteos que utiliza vapor para calentamiento de leche fresca y otros procesos de la fábrica. El sistema de captadores solares tiene como finalidad precalentar y evaporar agua, para disponer de vapor saturado a la salida del campo solar. En el proceso, la demanda promedio de vapor saturado es de 2Tn/h (aproximadamente 0.56kg/s). La superficie disponible para la instalación de captadores solares es de 4200m² aproximadamente.

Debido a la falta de una estación meteorológica en el lugar de instalación, se ha decidido tomar datos de una estación ubicada en la ciudad de Guadalajara (Wheater Spark, 2018), la misma que se encuentra geográficamente cerca del lugar del campo solar. (Ulloa et. al, 2011) realizaron un estudio de variables climatológicas de la zona metropolitana de Guadalajara. Combinando la información de ambas fuentes, se decidió realizar el análisis bajo los siguientes intervalos de variables climatológicas: 800 - 1000W/m² para la radiación solar, 1 - 6m/s para la velocidad de viento, y 11 - 32°C para la temperatura ambiental promedio. La temperatura de entrada al campo solar se toma entre 70 y 100°C, el cual es requerimiento del sistema.

La Tabla 1 muestra las características del captador usado en las simulaciones. El campo solar se modela contando con 152 captadores, repartidos en 19 filas de 8 captadores cada fila. Las interconexiones se asumen con el mismo tubo usado en los receptores, junto a 4 codos de 90° y una válvula de globo como accesorios.

Tabla 1. Características del captador cilindroparabólico Power Trough 250®

General	Apertura (m)	2.5	Receptor	Tipo	Evacuado
	Longitud (m)	4		Cubierta	Borosilicato
	Dist. Focal (m)	0.83		Transmitancia	0.96
	Efic. Óptica	0.66*		D. tubo x espesor (mm)	40 x 2
Espejos	Material	Al. anodizado	D. cubierta x esp. (mm)	102 x 2	
	Reflectancia	0.86	Absortancia	0.96	

* Valor estimado

La Fig. 3 presenta un esquema de la planta solar a simular. Las condiciones de operación consideradas son: retorno de condensados a 0barg y 70-100°C (previo a presurizar), salida de vapor a 7barg, tanque separador a la presión de salida del campo solar. El objetivo de las simulaciones es obtener la máxima descarga de vapor a proceso.

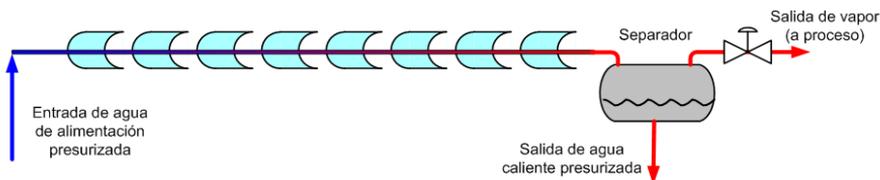


Fig. 3 – Esquema simplificado de la planta solar

RESULTADOS

Analizando la sensibilidad del sistema a las condiciones ambientales se obtuvo que es principalmente sensible a la radiación solar, tal como se presenta en la Fig. 4. La variable con mayor cambio significativo es la presión de salida del sistema, la cual afecta directamente al título de vapor obtenido del campo solar. Se observa que la condición de menor presión de salida se obtiene con valores de radiación solar alta. Se toma este extremo como punto de partida para el pre-diseño del campo solar debido al requerimiento de la presión de vapor en el proceso.

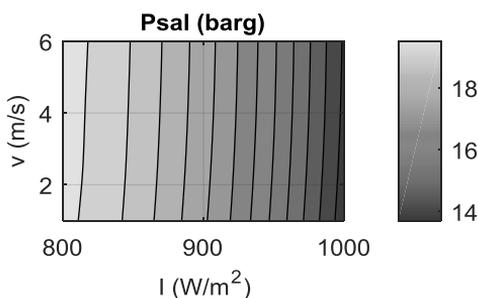


Fig. 4 – Presión de salida del sistema para caudal = 9GPM, Presión entrada = 25barg y Temperatura ambiente = 18°C

Realizando otras simulaciones con el campo solar expuesto a radiación solar alta, se realiza otro análisis de sensibilidad para determinar el cambio de la presión de salida (P_{sal}) y título de vapor (x) con respecto al cambio del flujo volumétrico, presión y temperatura de entrada. Se seleccionan límites operacionales entre 20 – 30barg. Los resultados se muestran en la Tabla 2. Debido al requerimiento de 7barg a la salida de vapor, y tomando en cuenta la caída de presión en el transporte de vapor del campo solar al proceso, se toma un límite de presión mínima de salida del campo solar de 8barg, mostrando solo resultados de simulaciones que cumplen este requisito. Se observa que a un caudal de alimentación de 12GPM y presión de entrada de 25barg se asegura que la presión de salida no es tan elevada dentro del rango de temperatura de entrada de 70 – 100°C. Este punto se toma como la entrada al sistema.

Tabla 2. Variación de condiciones de salida respecto a la entrada al sistema.

Condiciones de entrada			Condiciones de salida		
T (°C)	P (barg)	\dot{m}_v (GPM)	P _{sal} (barg)	T _{sal} (°C)	x
100	30	8	18.23	210.5	0.707
		12	21.64	218.8	0.386
		16	24.36	224.8	0.215
	25	12	12.76	194.3	0.415
		16	17.15	207.6	0.246
		16	26.44	229.0	0.134
70	30	8	21.03	217.4	0.628
		12	24.79	225.7	0.303
		16	26.44	229.0	0.134
	25	8	12.46	193.3	0.640
		12	17.88	209.5	0.329
		16	20.63	216.4	0.161
	20	12	8.14	176.1	0.369
		16	13.71	197.4	0.197

Finalmente, variando los parámetros de temperatura de entrada en el rango de 70 – 100°C, y radiación incidente en el rango de 800 – 1000W/m², y realizando un ajuste de regresión, se obtuvo que el flujo másico máximo de vapor \dot{m}_x suministrado por el sistema (en kg/s) y la potencia térmica del campo solar Pot_{sal} (en kWt) pueden definirse por medio de las Ecs (11) y (12) respectivamente. Teniendo en cuenta que la presión del tanque de separación es mayor que la requerida en el proceso, el vapor obtenido está ligeramente sobrecalentado. La Ec. (13) describe el comportamiento de la diferencia de temperatura de sobrecalentamiento con respecto a la saturación (en °C). La validez de las Ecs. (11) a (13) corresponde a los límites de temperatura de entrada y radiación solar efectiva (i.e. teniendo el efecto del coseno del ángulo de incidencia) descritas anteriormente ($T = [70 - 100]^\circ\text{C}$; $I = [800 - 1000]\text{W/m}^2$). El máximo flujo másico de vapor suministrado por el campo solar varía desde 0.133kg/s hasta 0.301kg/s, los cuales representan entre el 23.75% y 53.7% de la demanda de vapor requerida en el proceso.

$$\dot{m}_x = -0.4453 + 1.879 \cdot 10^{-3} \cdot T + 5.575 \cdot 10^{-4} \cdot I; R^2 = 0.999 \quad (11)$$

$$Pot_{sal} = 68.739 - 0.534 \cdot T + 0.874 \cdot I; R^2 = 0.998 \quad (12)$$

$$\Delta T = -0.063 \cdot T + 0.053 \cdot I - 3.732 \cdot 10^{-5} \cdot I^2; R^2 = 0.998 \quad (13)$$

CONCLUSIONES

Se presentó un modelo de simulación para evaluación termo-hidráulica de campos solares usando captadores cilindroparábolicos para generación de vapor en modo operacional de un-paso. Adicionalmente se presentó el uso de dicho modelo para un caso de estudio de planta solar para suministro de vapor a un proceso industrial. Las limitaciones del diseño en cuanto a parámetros de operación y condiciones de trabajo según el sitio fueron consideradas y descritas en el estudio. Se encontró que la presión de salida es el parámetro operacional más sensible, y presenta mayor variación al cambio de la radiación solar. Se obtuvo que el sistema solar es capaz de suministrar entre el 23.75% al 53.7% del vapor

requerido bajo las condiciones propuestas en este estudio. Finalmente, se obtuvo una relación para el cómputo del flujo de vapor suministrado máximo, presión de salida del campo solar y diferencia de temperatura de sobrecalentamiento en relación a la temperatura de entrada al campo solar y la radiación solar incidente.

REFERENCIAS

- Eck M., Zarza E., Eickhoff M., Rheinländer J., Valenzuela L., (2003). Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs. *Solar Energy*. 74, 341-351
- Feldhoff J.F., Schmitz K, Eck M., Schnatbaum-Laumann L., Laing D., Ortiz-Vives F., et. al. (2012). Comparative system analysis of direct steam generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage. *Solar Energy*. 86, 520-530.
- Forristal R., (2003). Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in Engineering Equation Solver. NREL. TP-550-34169.
- IRENA, (2015). Renewable power generation costs in 2014. *IRENA publications*. 54p.
- Kalogirou S., (2004). Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy Combustion*. 30(3), pp.231-295.
- Lobón D.H. and Valenzuela L. (2013). Impact of pressure losses in small-sized parabolic-trough collectors for direct steam generation. *Energy*. 61, 502-512.
- Odeh S.D., Behnia M. and Morrison G.L. (1999). Hydrodynamic analysis of direct steam generation solar collectors. *J. Sol Energy Eng*. 122(1), 14-22.
- Quiben J.M. and Thome J.R. (2007). Flow pattern based two-phase frictional pressure drop model for horizontal tubes, Part II: New phenomenological model. *Heat Fluid Flow. Heat Fluid Flow*. 28, 1060-1072.
- Tagle-Salazar P.D., Nigam K.D.P. and Rivera-Solorio C.I. (2018) Heat transfer model for thermal performance analysis of parabolic trough solar collectors using nanofluids. *Renew Energ*. 125, 334-343.
- Ulloa H., García M., Pérez A., Meulenert A. and Avila D. (2011) Clima y radiación solar en las grandes ciudades: zona metropolitana de Guadalajara (estado de Jalisco, México). *Investigaciones Geográficas*. 56, 165-175.
- Weather Spark. (2018, Mayo 4). Tiempo promedio el 26 de Julio en Guadalajara (México). Obtenido de: <https://es.weatherspark.com/d/3866/7/26/Tiempo-promedio-el-26-de-julio-en-Guadalajara-M%C3%A9xico#Sections-Wind>
- Wojtan L., Ursenbacher T. and Thome J.R. (2005). Investigation of flow boiling in horizontal tubes: Part II – Development of a new heat transfer model for stratified-wavy, dryout and mist flow regimes. *Int J. Heat Mass Transfer*. 48, 2970-2985.

ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON TRES TANQUES EN PLANTAS SOLARES FRESNEL CON ORIENTACIÓN E-O

Sebastián A.*, Abbas R.*, Valdés M.*, Martínez-Val J.M.*

* E.T.S. Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid,
José Gutiérrez Abascal 2, Madrid, 28031, (Madrid) España, andres.sebastian@upm.es

RESUMEN

El presente artículo describe la implementación de un sistema de almacenamiento térmico novedoso basado en tres tanques cuyo objetivo es aumentar el bajo rendimiento térmico del receptor Fresnel en cargas parciales originado por la reorientación del campo solar de NorteSur a Este-Oeste. Así, se proponen dos diferentes estrategias de operación del sistema de almacenamiento para gestionar eficientemente los flujos energéticos durante la carga y descarga de los tanques. Los resultados obtenidos demuestran el aumento en un 12% del rendimiento anual de planta Fresnel Este-Oeste utilizando este sistema tri-tanque propuesto con respecto a una panta Fresnel Norte-Sur con almacenamiento convencional.

PALABRAS CLAVE: Colectores Lineales Fresnel, Almacenamiento Térmico, Simulación Anual

ABSTRACT

This paper describes the implementation of a novel three-tank thermal energy storage system in an East-West oriented Fresnel solar plant. This reorientation from conventional NorthSouth solar field provides a more steady and homogenous plant performance during the year. However, poor thermal receiver efficiency is obtained during part-load periods. Hence, two different operation strategies are proposed in order to enhance that part-load Fresnel performance. Results proves a rise of 12% in overall annual efficiency in East-West oriented plants using this novel thermal storage system in comparison to North-South Fresnel plants using a state-of-the-art storage system.

KEYWORDS: Linear Fresnel Collectors, Thermal Storage, Annual Performance

1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Uno de los principales motores que ha liderado la competitividad en el mercado de la tecnología solar de concentración, en inglés *concentrating solar power* (CSP), es el almacenamiento de energía térmica. Gracias al aumento de la gestionabilidad de la energía obtenida, las plantas termosolares han visto reducido su coste de generación de electricidad, más conocido con su designación en inglés como *levelized cost of energy* (LCOE).

Entre las tecnologías termosolares actuales, los colectores lineales Fresnel, en inglés *linear Fresnel collectors* (LFC), tienen un gran potencial para la reducción de costes de planta (Kumar et al. 2017). En primer lugar, la fabricación de espejos planos es más sencilla, su estructura es más ligera y las cargas debidas al viento son menores. Por último, el receptor se encuentra fijo, lo que elimina la necesidad de mecanismos de articulación móviles (Ford, 2008; Zhu et al. 2014).

Sin embargo, la penetración de los LFC en el mercado es aún muy baja, siendo eclipsada mayoritariamente por la tecnología de torre central y por los colectores cilíndricoparabólicos (*parabolic trough collectors* o PTC, en inglés). El motivo principal reside en el relativo bajo nivel de madurez tecnológica frente a torre central y PTC, los cuales sufrieron un gran auge a nivel científico y técnico en la década de los 80 y los 90. Es por ello que el presente trabajo trata de contribuir al desarrollo tecnológico Fresnel, planteando un novedoso *layout* de planta para poder aumentar el rendimiento solar-a-electricidad y poder competir así tanto en costes como en producción eléctrica frente a PTC y torre central.

La orientación habitual del campo solar en las plantas instaladas de colectores cilíndricoparabólicos y de colectores Fresnel es la de Norte-Sur (NS). Se ha demostrado mediante métodos de Monte Carlo que esta orientación es óptima para PTC, pero no para LFC en latitudes alejadas de los Trópicos (Abbas and Martínez-Val, 2015). Los resultados del citado trabajo muestran que durante los meses de invierno con orientación de campo Este-Oeste (EO) se obtiene un perfil solar diario mucho más homogéneo y se evita la problemática que presenta la orientación NS, en la que el máximo recurso solar se da durante el amanecer y el atardecer, teniendo un rendimiento muy bajo en las horas centrales del día. Sin embargo, en verano se produce la desventaja de que se obtiene un pico solar más elevado durante el mediodía y una reducción muy drástica de la incidencia solar conforme el Sol se aleja de las horas centrales del día.

Para solucionar este problema Abbas et al. (2014) presentan un *layout* de planta basado en un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas en tres tanques que pretende mejorar el comportamiento de la planta en cargas parciales (amanecer y atardecer). La utilización de sales fundidas en vez de aceite sintético permite alcanzar temperaturas máximas por encima de los 500°C, aumentando así el rendimiento de planta. Además, gracias a las estrategias de operación de dichos tanques de almacenamiento propuestas en este trabajo se puede aumentar el rendimiento térmico del receptor durante las cargas parciales y gestionar mejor los flujos energéticos intra-diarios de la planta.

El análisis presentado en este trabajo busca encontrar la gestión más eficiente de los tanques de sales fundidas y, por tanto, de los flujos energéticos de la planta para mejorar el rendimiento anual de las plantas Fresnel y poder disminuir el *gap* tecnológico frente a PTC.

2. DESCRIPCIÓN DEL *LAYOUT* DE PLANTA LFC PROPUESTO

La integración del sistema de almacenamiento de sales fundidas tri-tanque en una planta Fresnel con orientación EO deriva en un *layout* como el que se muestra en la Figura 1. Se puede comprobar la división de la planta en cuatro subsistemas fundamentales, abordados en el siguiente apartado: subsistema óptico LFC, subsistema térmico del receptor, subsistema de almacenamiento térmico y subsistema del bloque de potencia.

El sistema de almacenamiento térmico propuesto presenta tres tanques de sales fundidas: tanque frío (CT), tanque a temperatura intermedia (IT) y tanque caliente (HT). La descarga de estos tanques está conectada de forma fija en dos etapas de calentamiento a los intercambiadores de calor sales fundidas-agua/vapor del bloque de potencia. En la primera etapa las sales del HT fluirán hasta el IT pasando por el sobrecalentador y recalentador del ciclo, mientras que en la segunda etapa las sales del IT evolucionarán hasta el CT pasando por el evaporador y el precalentador.

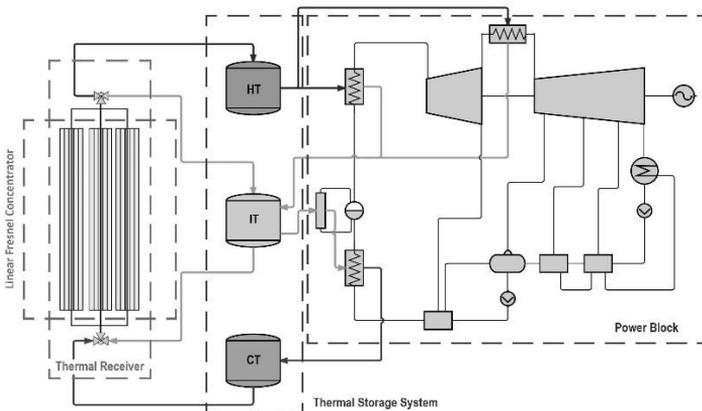


Fig.1. Esquema de planta LFC orientada EW con el sistema de tres tanques implementado.

La carga de estos tanques se encuentra conectada de manera flexible al receptor térmico LFC pudiendo modificar así su temperatura de entrada/salida. Este hecho da lugar a la propuesta de dos estrategias duales de operación del sistema de almacenamiento:

- Estrategia Dual 1: durante las horas de baja intensidad solar (mañana y atardecer) opera en modo *part-load*. En este modo las sales son calentadas desde la temperatura mínima (CT) hasta una temperatura intermedia (IT). Durante las horas centrales del

día se concentra el máximo recurso solar, por lo que cambia de modo de funcionamiento al modo *full-load* en el que se llevan las sales desde la temperatura mínima (CT) hasta la máxima temperatura de operación (HT).

- Estrategia Dual 2: durante las horas de baja intensidad opera en el modo *part-load* de manera idéntica a la estrategia Dual 1. Sin embargo, durante el modo *full-load* se extraen las sales fundidas desde IT, en vez de CT en Dual 1, hasta HT.

3. METODOLOGÍA

La metodología empleada en el presente trabajo busca caracterizar el comportamiento anual de la planta Fresnel propuesta para las dos estrategias de funcionamiento duales (LFC-EW3Td1 y LFC-EW-3Td2). Así, se podrá evaluar su rendimiento anual de planta con respecto a una planta Fresnel con soluciones bi-tanque para el almacenamiento, tanto para orientación NS y EO (LFC-NS-2T y LFC-EW-2T).

Para dicho análisis, se han empleado cuatro códigos de desarrollo propio. Cada uno de ellos coincide con un subsistema de los cuatro presentados en el apartado anterior. A continuación, se detalla brevemente cada uno de ellos.

Modelo de Trazado de Rayos por el método de Monte Carlo para LFCs

El presente modelo trazador de rayos MCRT (Monte Carlo Ray Tracer) calcula la distribución del flujo solar concentrado en la superficie del receptor mediante la contabilización del rastreo del número de rayos que han logrado incidir en ella. Dicho modelo estocástico se encuentra validado en (Abbas *et al.* 2016). La geometría empleada tanto para los campos NS como EO ha sido obtenida de los resultados optimizados de (Abbas *et al.* 2017) para colectores Fresnel sin reflector secundario.

Modelo Bidimensional de Transferencia de Calor en receptores LFCs

La estimación de pérdidas de calor durante la transmisión de calor procedente de los rayos de sol al fluido caloportador, en este caso sales fundidas, se determina mediante un modelo térmico de resistencias que sigue la metodología de Forristal (2003). La geometría del receptor está basada en una configuración multitubo 2x3: dos tubos que gracias a la simetría longitudinal del receptor recorren tres veces su longitud.

Modelo de Sistema de Almacenamiento de Energía con Tres Tanques

La implementación del modelo con tres tanques de almacenamiento de sales fundidas con el receptor óptico y el bloque de potencia se ha configurado mediante un algoritmo que garantiza el tiempo de operación en cada uno de los modos en función de la cantidad de sales requerida por el bloque de potencia. Por simplicidad, se ha asumido la hipótesis de adiabaticidad en los tres tanques.

Modelo de Bloque de Potencia de ciclo Rankine con recalentamiento intermedio y extracciones regenerativas

Mediante la resolución analítica de un ciclo termodinámico de turbina de vapor con recalentamiento intermedio a presión optimizada y extracciones regenerativas (una de alta presión y tres de baja) se obtiene la potencia mecánica que desarrolla la turbina. Los parámetros del ciclo han sido elegidos para obtener el máximo rendimiento térmico gracias a la elevada temperatura que las sales fundidas pueden alcanzar.

4. RESULTADOS

En este apartado se muestran de manera resumida los principales resultados del trabajo propuesto. En primer lugar, se muestra el efecto perseguido de aumento del rendimiento térmico del receptor a cargas parciales para un día específico gracias a las configuraciones LFC-EW-3Td1 y LFC-EW-3Td2. Posteriormente, se mostrará el efecto en el rendimiento de planta durante la evolución de un año natural, así como el rendimiento de planta anual solar-electricidad. Los resultados mostrados corresponden con la planta Fresnel ubicada en Almería (España).

Análisis intra-diario del aumento en rendimiento térmico del receptor gracias al sistema de almacenamiento con tres tanques

La Fig. 2 muestra la evolución del flujo energético para un día representativo de verano en la planta Fresnel EO propuesta desde el *input* solar hasta la potencia energética que absorbe el fluido caloportador (*heat transfer fluid*, HTF en inglés) que en este caso corresponde con las sales fundidas. Se ha omitido en la representación la evolución de la potencia transmitida en los intercambiadores del ciclo de potencia y la generación eléctrica en turbina al ser comunes para las tres configuraciones estudiadas con orientación EO.

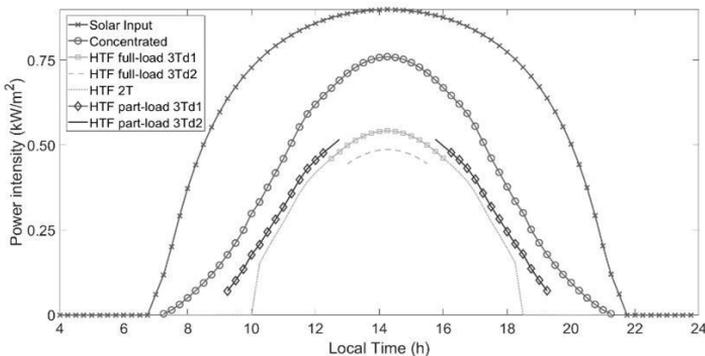


Fig.2. Evolución de las intensidades de potencia durante el 15 de julio para una planta Fresnel EW utilizando las estrategias LFC-EW-2T, LFC-EW-3Td1 y LFC-EW-3Td2

Gracias a la flexibilidad que otorga sistema de almacenamiento con tres tranques en la gestión de las sales fundidas, se puede observar como las configuraciones LFC-EW-3Td1

y LFCEW-3Td2 presentan una mayor potencia absorbida por el HTF frente a la configuración LFCEW-2T durante el amanecer y el atardecer (cargas parciales). Además, se puede comprobar cómo estas nuevas configuraciones permitirían aumentar el tiempo de operación de la planta puesto que durante las cargas parciales no han de calentar sales fundidas hasta la máxima temperatura.

Estudio de la evolución anual del rendimiento solar-a-electricidad para la planta LFC con el sistema de almacenamiento con tres tanques

Una de las ventajas clave de la orientación EO del campo solar reside en la homogenización del flujo solar incidente durante todas las estaciones del año. Así, para poder comprobar la efectividad del sistema de almacenamiento planteado, ha de comprobarse la variación de rendimiento de las configuraciones nuevas propuestas (LFC-EW-3Td1 y LFC-EW-3Td2) frente a las que utilizan el sistema de almacenamiento bi-tanque, tanto con orientación NS y EO (LFC-NS-2T y LFC-EW-2T).

La Fig. 3 muestra dicha evolución de rendimiento de planta para las cuatro configuraciones propuestas. Para la realización de este estudio anual, se consideró un día característico de cada mes para poder obtener el comportamiento de planta anual mediante ponderación. Se puede observar como ambas configuraciones con sistema de almacenamiento tri-tanque aventajan en rendimiento a LFC-EW-2T durante todo el año. Sin embargo, tal y como se esperaba, las nuevas configuraciones presentan un peor rendimiento durante los meses de verano frente a LFC-NS-2T mientras que contrarrestan considerablemente la drástica disminución de rendimiento durante los meses de invierno.

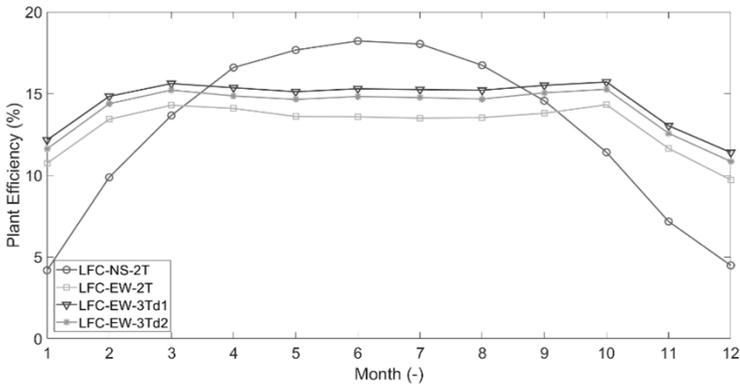


Fig.3. Evolución anual del rendimiento de planta para las configuraciones estudiadas.

La Tabla 1 permite analizar anualmente el comportamiento de la planta. Se pueden apreciar cuantitativamente los valores de rendimiento solar-a-electricidad tanto para dos días característicos de invierno y verano, como el cómputo anual del rendimiento de planta. Así, la configuración con planta Fresnel con dos tanques y orientación NS aventaja sensiblemente en rendimiento a la EO (13.3% vs 13.1%), aunque esta última presente un comportamiento más homogéneo durante el año.

Además, se demuestra como las configuraciones con almacenamiento de tres tanques gestionadas tanto por la estrategia Dual 1 como por Dual 2 producen mejor rendimiento anual que las soluciones con almacenamiento convencional, independientemente de su orientación. De estas dos, la configuración LFC-EW-3Td1 es la que presenta mejor rendimiento anual con un 14.7% lo que supone un aumento de un 12% frente a LFC-NS-2T.

	15 de Enero	15 de Julio	Anual
LFC-NS-2T (%)	4.2	18.1	13.3
LFC-EW-2T (%)	10.7	13.5	13.1
LFC-EW-3Td1 (%)	12.2	15.2	14.7
LFC-EW-3Td2 (%)	11.6	14.8	14.2

Tabla 1. Rendimiento de planta para las cuatro configuraciones estudiadas para dos días representativos (invierno y verano) y para el año en su conjunto.

5. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha estudiado cuantitativamente el rendimiento solar-a-electricidad de una planta LFC con orientación EO y sistema de almacenamiento con tres tanques. Así, mediante la presentación de dos estrategias de gestión de los tanques denominadas Dual 1 y Dual 2, se ha comprobado los beneficios en términos de rendimiento frente a dos configuraciones de planta con sistema de almacenamiento convencional de dos tanques, tanto orientadas NS como EO. Las conclusiones que se extraen son sólo válidas para latitudes lejanas a los Trópicos, como es el caso de Almería (España) en este estudio.

Según los resultados obtenidos, las estrategias de operación Dual 1 y Dual 2 implementadas en diseños de planta con el sistema de almacenamiento con tres tanques y orientación EO mejoran el rendimiento anual de la planta en más de un punto porcentual con respecto a configuraciones convencionales con campos solares NS. El motivo es principalmente debido al uso de menores temperaturas máximas cuando la radiación solar es baja, aumentando el rendimiento térmico del receptor. Así, la mejora en rendimiento de la planta durante los meses de invierno puede aumentar la eficiencia solar-a-electricidad más de ocho puntos porcentuales.

Es por ello que la alternativa principal a la configuración convencional de planta con campo solar NS es la configuración con estrategia Dual 1 en el sistema con tres tanques en plantas con orientación EO como, puesto que presenta mejor comportamiento que la Dual 2 y tiene un rendimiento de un 12% más elevado que el obtenido con un campo NS. Esto es debido a la obtención de mayores temperaturas óptimas máximas de sales fundidas, lo que da lugar a volúmenes menores de almacenamiento de dicho HTF.

En resumen, la propuesta de almacenamiento térmico para orientación EO consigue solucionar los bajos rendimientos durante las cargas parciales. Sin embargo, ha de

recordarse que este nuevo sistema conlleva un aumento en coste de inversión, debido fundamentalmente a la mayor utilización de sales, por lo que deberá ser optimizado y debidamente analizada su viabilidad tecno-económica.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de investigación ha sido financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad bajo el proyecto con referencia ENE2015-70515-C2-2-R.

REFERENCIAS

Abbas R., Martínez-Val J.M., Amengual R.R. and Valdés M. (2014). Central termosolar de concentración con dos fluidos en el receptor y en el almacenamiento, abril 11 2014. Patente ES 2 434 665 B2.

Abbas R. and Martínez-Val J.M. (2015). Analytic optical design of linear Fresnel collectors with variable widths and shifts of mirrors. *Renewable Energy*, 75(0):81 – 92.

Abbas R., Montes M., Rovira A. and Martínez-Val J.M. (2016). Parabolic trough collector or linear Fresnel collector? a comparison of optical features including thermal quality based on commercial solutions, *Solar Energy* 124 (Supplement C) 198 – 215.

Abbas R., Valdés M., Montes M. and Martínez-Val J.M. (2017). Design of an innovative linear Fresnel collector by means of optical performance optimization: A comparison with parabolic trough collectors for different latitudes, *Solar Energy* 153 (Supplement C) 459 – 470.

Ford G. (2008). CSP: bright future for linear Fresnel technology?, *Renewable Energy Focus* 9 (5) 48 – 51.

Forristall R. (2003). Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in engineering equation solver, Tech. rep., National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US).

Kumar A., Prakash O. and Dube A. (2017). A review on progress of concentrated solar power in India, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 304 – 307.

Zhu G., Wendelin T., Wagner M.J. and Kutscher C. (2014). History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors, *Solar Energy* 103 (2014) 639 – 652.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**CINÉTICA DE LA REACCIÓN DE OXIDACIÓN SÓLIDO-GAS Mn_2O_3/Mn_3O_4
PARA ALMACENAMIENTO TERMOQUÍMICO DE ENERGÍA TÉRMICA EN
APLICACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**

Álvarez de Miguel S.**, Carrillo A.J.***, García de María J.M.***, González-
Aguilar J.***

* Unidad Procesos de Alta Temperatura, Instituto IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra, Móstoles, 28935, (Comunidad de Madrid) España, sandra.alvarez@uc3m.es/
jose.gonzalez@imdea.org

**Unidad Procesos Termoquímicos, Instituto IMDEA Energía, Avda. Ramón de la Sagra, Móstoles, 28935, (Comunidad de Madrid) España, alfonso@mit.edu

*** Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial, Universidad Politécnica de Madrid, Ronda de Valencia, Madrid, 28012, (Comunidad de Madrid) España, juanmario.garcia@upm.es

RESUMEN

Se propone el óxido de manganeso para el almacenamiento termoquímico en centrales solares de concentración. Es necesario conocer la cinética de oxidación en condiciones similares a las que se darían en una central. Para ello se realizan análisis termogravimétricos de la oxidación de Mn_3O_4 en aire en condiciones isoterma a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C. Mediante estudio gráfico comparado de los datos experimentales con las curvas de referencia, se ha identificado el mecanismo cinético como un Avrami-Erofeev de orden, $n = 2,88 \pm 0,26$. Además, se ha evaluado el coeficiente de la velocidad y el tiempo efectivo de la reacción encontrando que se ajustan a sendas ecuaciones exponenciales con una variación en la pendiente en función de la temperatura a la que se lleve a cabo la reacción.

PALABRAS CLAVE: Almacenamiento Termoquímico Energía, Óxido Manganeso

ABSTRACT

Manganese oxide is proposed for thermochemical storage in concentrating solar power plants. It is necessary to know the kinetics of oxidation in conditions similar to those that would occur in the solar plant. For this, thermogravimetric analysis of the oxidation of Mn_3O_4 in air are carried out under isothermal conditions at 550, 600, 650, 700, 750 and 800 °C. By means of a comparative study of the experimental data with the reference curves, the kinetic mechanism has been identified as an Avrami-Erofeev of order, $n = 2.88 \pm 0.26$. In addition, the coefficient of the speed and the effective time of the reaction have been evaluated finding that each of them is adjusted to an exponential equation with a variation in the slope as a function of the temperature at which the reaction is carried out.

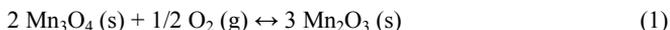
KEYWORDS: Thermochemical Energy Storage, Manganese Oxide

INTRODUCCIÓN

La energía solar de concentración (CSP) puede proporcionar energía a demanda a una potencia determinada gracias a la integración de un sistema de almacenamiento de energía térmica (TES). El rendimiento de un sistema TES depende de las propiedades termodinámicas del material utilizado; los materiales para almacenamiento de calor se evalúan en función del volumen requerido, de la eficiencia del almacenamiento a largo plazo, de su coste, toxicidad y disponibilidad.

Las altas temperaturas características de algunas de las reacciones, dan como resultado una alta eficiencia cuando el calor almacenado se utiliza para generar electricidad (Guy, 1977). Algunas reacciones se producen a temperaturas lo suficientemente altas como para operar motores térmicos con una alta eficiencia, como en la generación de electricidad, y este calor a alta temperatura se genera en condiciones esencialmente isotérmicas.

Por lo que se ha informado, los resultados indican que ninguna de las composiciones de MnO_x encontradas durante la descomposición de MnO_2 en el aire presenta capacidad de reducción/oxidación, capacidad redox, excepto para Mn_3O_4 . El rango de temperatura de la reacción redox Mn_3O_4 la convierte en una alternativa atractiva para implementar en futuras plantas de CSP con receptores de aire volumétricos que trabajarán a intervalos de temperatura más altos para mejorar su eficiencia. Además, el Mn_3O_4 presenta buena densidad de almacenamiento, es abundante y lo suficientemente barato como para tener el potencial de cumplir con el objetivo de coste del DOE (Atomic, 2010).



El almacenamiento tiene dos pasos: la carga y la descarga. Durante la carga, parte del calor producido por la radiación solar se utiliza para reducir el Mn_2O_3 a Mn_3O_4 . Mediante esta reacción endotérmica, la energía solar se almacena en enlaces químicos sin pérdida de calor. Cuando se requiere aporte de calor para producir electricidad en periodos sin Sol, el proceso de descarga se realiza a través de la oxidación exotérmica de Mn_3O_4 para formar Mn_2O_3 .

El almacenamiento termoquímico se basa en reacciones químicas, por lo que es necesario conocer de la cinética de las reacciones para su futura implementación en plantas de CSP.

La cinética de reacción de reducción ha sido estudiada por algunos autores. Zaki et al. (Zaki et al., 1997) examinaron la reducción de Mn_2O_3 a Mn_3O_4 bajo atmósfera de aire usando análisis termogravimétrico (TGA) dinámico (no isotérmico). Hallaron un modelo cinético de orden 0.6 - y una energía de activación (E) de 538 kJ / mol, calculada por el método Ozawa (Ozawa, 1965).

Más recientemente, Alonso et al. (Alonso et al., 2013), estudiaron la reducción un termogravímetro impulsado por energía solar y bajo flujo solar concentrado, indicaron que la reducción de Mn_2O_3 para formar Mn_3O_4 sigue un mecanismo de orden n, donde $n = 0,93$.

La cinética de la reacción de oxidación ha sido únicamente estudiada por Gillot et al. (Gillot et al., 2001) bajo condiciones isotérmicas; en el rango de temperaturas 162-202 °C. En ese rango observó la formación de óxidos de manganeso metaestables cuando la oxidación de la nanopartícula Mn_3O_4 (32 nm) se llevó a cabo a velocidades de calentamiento extremadamente bajas (0,05 °C / min).

Se considera necesario realizar un análisis de la cinética de oxidación en condiciones similares a las temperaturas de trabajo en el almacenamiento termoquímico para obtener la información necesaria del proceso y promover la futura implementación de esta tecnología.

En el estudio de la cinética de reacciones, los métodos de ajuste gráficos son la opción más rápida para discernir con precisión el modelo de reacción: los datos recopilados por TGA, se comparan con curvas teóricas de referencia que dependen del modelo cinético pero son independientes de los parámetros cinéticos (Gotor et al., 2000).

En este trabajo hemos estudiado la cinética de la oxidación de Mn_3O_4 para formar Mn_2O_3 mediante una serie de ensayos isotérmicos en TGA a diferentes temperaturas. En primer lugar, se estima el modelo cinético utilizando diagramas basados en la forma diferencial de la ecuación cinética. Una vez que se ha discernido el modelo, se evalúan el coeficiente de la velocidad de reacción y el tiempo efectivo de la reacción.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El presente estudio cinético se realiza sobre óxido de manganeso comercial de Erachem Comilog sprl (Mn_3O_4LH), empleando un analizador termogravimétrico Netzsch STA 409C. Se coloca aproximadamente 1 g de Mn_3O_4LH en un crisol de alúmina bajo un flujo de aire de 75 ml / min.

Con el fin de analizar la cinética de la reacción de oxidación en condiciones similares a las que tendría lugar el proceso de almacenamiento termoquímico, se define el perfil de temperatura de carga-descarga al que las muestras son sometidas.

El Mn_3O_4LH se calienta inicialmente desde la temperatura ambiente hasta 1050 °C con una rampa de calentamiento de 20 °C / min, seguido de una isoterma de 60 min. Durante la primera parte de la rampa, el Mn_3O_4 inicial se transforma primero en Mn_2O_3 , que luego se reduce a Mn_3O_4 simulando el paso de carga. Después, el sistema se enfría hasta que se alcanza la temperatura de oxidación. Este paso se realiza a 50 °C / min para evitar que se inicie la reacción de oxidación antes de que se alcancen las condiciones isotermas. Durante la isoterma siguiente de 240 minutos de duración, el Mn_3O_4 se oxida completamente a Mn_2O_3 . Esta segunda isoterma se realiza a las siguientes temperaturas fijadas para el estudio; 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C.

Se tiene especial cuidado en realizar cada ensayo en las mismas condiciones que el resto de ellos, asegurándose de que la temperatura sea el único parámetro que varíe en cada experimento.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Generalmente la cinética de una reacción de descomposición de un sólido se describe con la Ec. (2):

$$\frac{d\alpha}{dt} = k \cdot f(\alpha) \quad (2)$$

En la que α es la fracción de muestra reaccionada o conversión; $k(T)$ el coeficiente de avance de la reacción y $f(\alpha)$ es el mecanismo cinético que describe el comportamiento cinético de la reacción. La conversión se calcula con los datos experimentales aplicando la Ec. (3).

$$\alpha = \frac{m - m_i}{m_f - m_i} \quad (3)$$

En la que m_i es la masa inicial de la muestra, m_f la masa final de la misma transcurrido el ensayo y m la masa en el momento del cálculo.

En la Fig.1 se presentan las curvas experimentales de conversión, α , frente a tiempo, t , obtenidas en los análisis termogravimétricos llevados a cabo en aire a las diferentes temperaturas isotermas a las que se estudia la reacción de oxidación.

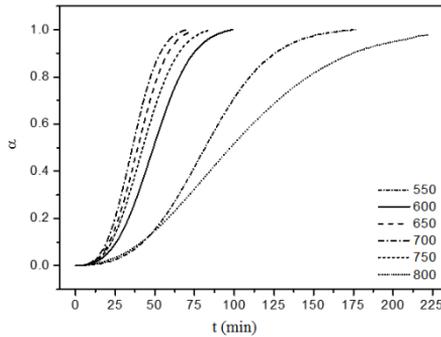


Fig.1. Curvas Experimentales recogidas en la TAG, datos obtenidos en la Oxidación de Mn_3O_4 en aire en condiciones isotermas a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C.

Para los datos cinéticos experimentales obtenidos en condiciones isotermas, partiendo de Ec. (2) y tomando como referencia el punto en el que la fracción de muestra convertida alcanza el 50 %, es decir $\alpha = 0,5$, se obtiene la Ec. (4). Donde $f(0,5)$ es constante para cada una de las funciones cinéticas.

$$\frac{d\alpha/dt}{(d\alpha/dt)_{\alpha=0.5}} = \frac{f(\alpha)}{f(0,5)} \quad (4)$$

El mecanismo cinético que mejor describe la reacción se identifica por comparación gráfica de los datos experimentales expresados conforma a la Ec. (4) frente a la conversión. La Fig. 2 muestra la comparativa gráfica obtenida de los datos experimentales a las temperaturas estudiadas. El conjunto de los mecanismos cinéticos seleccionados para la comparativa se recogen en la Tabla 1.

Tabla1. Expresiones Algebraicas de las Funciones-f de los Mecanismos Cinéticos más Comunes en las Reacciones en Estado Sólido (Gotor et alt., 2000)

Nombre de función	Mecanismo cinético	Función f(α)	Notación
Contracción de Área		$(1 - \alpha)^{1/2}$	R2
Contracción de Volumen	Controlada por el límite de reacción	$(1 - \alpha)^{2/3}$	R3
Primer orden		$1 - \alpha$	F1
Ecuación Avrami-Erofeev	Nucleación y crecimiento n-dimensional	$n(1 - \alpha)[- \ln(1 - \alpha)]^{(n-1)/n}$	An
Ecuación Valensi	Dispersión bidimensional	$-1/\ln(1 - \alpha)$	D2
Ecuación Jander	Dispersión tridimensional	$1.5(1 - \alpha)^{2/3} [1 - (1 - \alpha)^{1/3}]^{-1}$	D3
Ecuación Ginstein-Brounshtein	Dispersión tridimensional	$1.5[(1 - \alpha)^{-1/3} - 1]^{-1}$	D4

En la Fig. 2 se observa que el mecanismo cinético que mejor se ajusta a la cinética de la reacción de oxidación en todas las temperaturas ensayadas es Avrami-Erofeev. El caso de peor ajuste es el ensayo realizado a 800 °C, cuya pequeña diferencia que se podría explicar por una reacción incompleta de la muestra durante el tiempo de isoterma aplicado.

Del ajuste del mecanismo cinético a los datos experimentales se obtiene un orden, n, para la ecuación de Avrami-Erofeev de $2,88 \pm 0,26$.

La constante de la velocidad de reacción, k(T), se calcula a partir de los datos experimentales empleando la Ec. (2) en la forma indicada en Ec. (5). Representando esos datos frente a la inversa de la temperatura se obtiene la tendencia representada en la Fig. 3.

$$k(T) = \frac{d\alpha}{dt}/f(\alpha) \quad (5)$$

De la Fig. 3 se deriva que la oxidación de Mn_3O_4 muestra un comportamiento exponencial a bajas temperaturas. No obstante, la reacción no progresa conforme a la ley exponencial cuando la temperatura aumenta y la pendiente de la velocidad de reacción disminuye transformándose en negativa para altas temperaturas. Este resultado sugiere que un nuevo mecanismo compite incluso cuando la cinética global de la reacción sigue siendo descrito por la fórmula de Avrami-Erofeev. Nótese que este efecto se observa claramente en la Fig. 1, en la que la re-oxidación de la muestra a 800 °C toma considerablemente más tiempo que la producida a 500 °C.

Se asume que k(T) está descrita por dos funciones exponenciales diferentes, k1 y k2, cada uno de ellas descritas conforme a la Ec. (6), la primera para bajas temperaturas y la segunda para altas, la fórmula general propuesta se recoge en la Ec. (7).

$$k_i = A_i \cdot \exp(B_i/T) \quad \therefore i = 1,2 \quad (6)$$

$$\frac{1}{k} = \sqrt{\frac{1}{k_1^2} + \frac{1}{k_2^2}} \quad (7)$$

Los coeficientes correspondientes a la Ec. (6), para el cálculo del coeficiente de velocidad de reacción de se recogen en la Tabla 2.

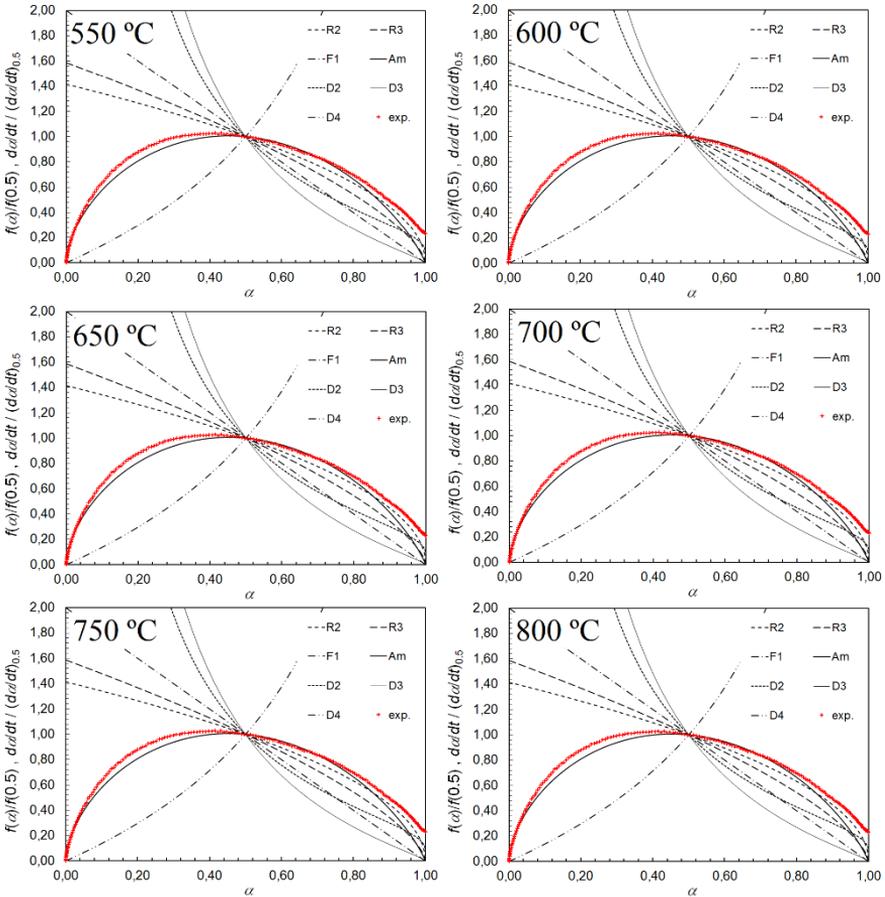


Fig.2. Comparativa gráfica de las curvas teóricas con los datos Experimentales de la Oxidación de Mn_3O_4 en Aire en Condiciones Isotermas a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C.

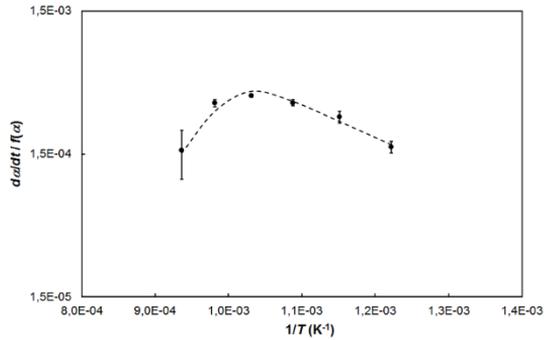


Fig.3. Representación de la constante de la velocidad de reacción frente a la inversa de la temperatura ($1/T(K^{-1})$) para la reacción de oxidación del óxido de manganeso en aire en condiciones isoterma a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C.

Tabla2. Parámetros calculados por ajuste a los datos experimentales para calcular la constante de velocidad de la oxidación de óxido de manganeso en aire.

i	A_i	B_i
1	$1,122243 \cdot 10^{-1}$	$-5,292728 \cdot 10^3$
2	$1,216611 \cdot 10^{-11}$	$1,747488 \cdot 10^4$

Para concluir el estudio, en la Fig. 4 se muestra el tiempo efectivo de reacción frente a la inversa de la temperatura. Esta variable se define como el tiempo requerido para alcanzar una conversión desde 0,01 hasta 0,99; por ello, es representativo del tiempo característico de la reacción de re-oxidación en condiciones de trabajo similares a las empleadas en el análisis termogravimétrico. La ecuación obtenida mediante ajuste paramétrico de la curva se recogen en la Ec. (8), que se corresponde con la línea punteada representada en la Fig. 4.

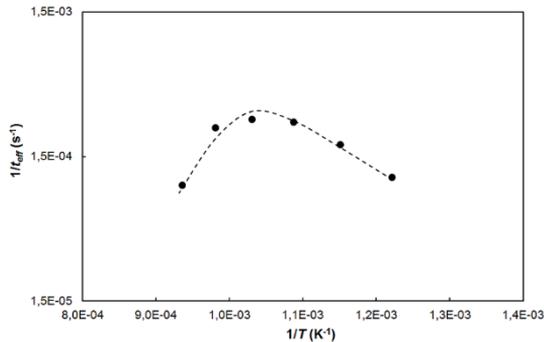


Fig.4. Tiempo Efectivo de Reacción para la Oxidación de Mn_3O_4 en aire en condiciones isoterma a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C.

$$\frac{1}{t_{\text{eff}}^{\text{air}}} = \left[\frac{1}{(0,722240 \cdot \exp(-7237,99/T))^{1,432941}} + \frac{1}{(5,602306 \cdot 10^{-13} \cdot \exp(20234,16/T))^{1,432941}} \right]^{1,432941} \quad (8)$$

La expresión recogida en la Ec. (8) señala que el tiempo característico de la reacción tiene el mismo comportamiento intrínseco que la constante la velocidad de reacción de reoxidación en aire, que decrece a altas temperaturas.

CONCLUSIONES

De los ensayos realizados en TGA para el estudio de la oxidación de Mn_3O_4 en aire en condiciones isoterma a 550, 600, 650, 700, 750 y 800 °C, se han estudiado las curvas experimentales. Mediante comparación gráfica, se ha identificado el mecanismo cinético al que se ajustan los datos experimentales como un Avrami-Erofeev de orden, $n = 2,88 \pm 0,26$.

Se ha evaluado el coeficiente de la velocidad de reacción y el tiempo efectivo de la reacción encontrando que se ajustan a sendas ecuaciones exponenciales con una variación en la pendiente en función de la temperatura a la que se realice el ajuste.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la Comisión Europea por el apoyo al presente trabajo en el marco del proyecto europeo TCS Power: “Thermochemical Energy Storage for Concentrated Solar Power Plants”. FP7- Cooperación. Número de identificador: FP7-ENERGY-2011-1. Además, JGA agradece el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación a través del Plan Nacional con número de identificación ENE2011-29293.

REFERENCIAS

- Alonso E., Hutter C., Romero M., Steinfeld A., and Gonzalez-Aguilar J., (2013) Kinetics of Mn_2O_3 – Mn_3O_4 and Mn_3O_4 – MnO Redox Reactions Performed under Concentrated Thermal Radiative Flux, *Energy & Fuels*, vol. 27, no. 8, pp. 4884–4890.
- Atoms G., (2010) Thermochemical heat storage for concentrated solar power.
- Gillot B., El Guendouzi M., and Laarj M., (2001) Particle size effects on the oxidation–reduction behavior of Mn_3O_4 hausmannite, *Mater. Chem. Phys.*, vol. 70, pp. 54–60.
- Gotor F. J., Criado J. M., Malek J., and Koga N., (2000) Kinetic Analysis of Solid-State Reactions: The Universality of Master Plots for Analyzing Isothermal and Nonisothermal Experiments, *J. Phys. Chem. A*, vol. 104, no. 46, pp. 10777–10782.
- Guy E., (1977) Solar Heat Storage Using Chemical Reactions, *J. Solid State Chem.*, vol. 22, pp. 51–61.
- Ozawa T., (1965) A New Method of Analyzing Thermogravimetric Data A New Method of Analyzing Thermogravimetric Data, *Bull. Chem. Soc. Jpn.*, vol. 38, no. 11, pp. 1881–1886.
- Zaki M. I., Hasan M. A., Pasupulety L., and Kumari K., (1997) Thermochemistry of manganese oxides in reactive gas atmospheres: Probing redox compositions in the decomposition course $\text{MnO}_2 \rightarrow \text{MnO}$, *Thermochim. Acta*, vol. 303, no. 2, pp. 171–181.

ANÁLISIS 2E DE UN SISTEMA SOLAR PARA TRATAMIENTO DE AGUAS EMPLEANDO ÓPTICA ANIDÓLICA

González-Mora E.*, Rincón Mejía E.A.**

* Ingeniería en Sistemas Energéticos Sustentables, Universidad Autónoma del Estado de México, Cerro de Coatepec S/N, Toluca, 50100, México, eduardo.gmora@outlook.com

**Programa de Energía, Universidad Autónoma de la Ciudad de México, San Lorenzo 290, Ciudad de México, 03100, México, rinconsolar@hotmail.com

RESUMEN/RESUMO

Se expone el diseño y análisis 2E (energético y exergetico) de un CPC que empleando únicamente radiación solar logre un tratamiento terciario en las aguas residuales que presenten residuos orgánicos provenientes de un biodigestor (an)aerobio. Para su diseño se emplearon los modelos existentes basados en la geometría analítica y el cálculo vectorial para calcular la superficie reflectiva. El diseño del sistema de tratamiento de agua, consiste -como en los hornos solares Tolokatsin originales- en un CPC truncado de forma óptima con un receptor circular para maximizar el tiempo de operación, la irradiancia concentrada y el uso de materiales. El trabajo expuesto comprende únicamente un elemento de un sistema híbrido del tren de tratamiento de residuos que permite reciclar todos los desechos, que luego se convierten en un recurso valioso y aprovechable.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Tolokatsin, CPC, tratamiento de aguas residuales, análisis energético-exergetico

ABSTRACT

The 2E (energetic and exergetic) design and analysis of a CPC using only solar radiation to achieve a tertiary treatment in waste water that has organic residues from a bio digester (an) aerobic is presented. For its design, existing models based on analytical geometry and vector calculation were used to calculate the reflective surface. The design of the water treatment system consists, as in the original Tolokatsin solar ovens, in an optimally truncated CPC with a circular receiver to maximize the operating time, the concentrated irradiance and the use of materials. The exposed work comprises only one element of a hybrid system of the waste treatment train that allows recycling all the waste, which then becomes a valuable and usable resource.

KEYWORDS: Tolokatsin, CPC, waste water treatment, energy-exergy analyses

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La óptica anidólica -o de “sin imágenes”- surge a mediados de 1966 a raíz de desarrollos realizados de manera independiente por Baranov en la URSS, Ploke en Alemania y Roland Winston en los EEUU con el desarrollo del concentrador parabólico compuesto (CPC) (Winston et al., 2005). Inicialmente, los CPC se idearon para la detección de la radiación de Cherenkov en experimentos de la física de altas energías, sin embargo, debido a sus características se ha ampliado su uso a diferentes aplicaciones, como la concentración solar para el tratamiento de aguas residuales.

Desde el punto de visto técnico y económico, es plausible pensar en procesos termo-fotoquímicos para la eliminación de diferentes residuos persistentes como antibióticos y genes de bacterias con dispositivos que empleen únicamente energía solar concentrada. Esta afirmación resulta de antiguas experiencias en el ámbito de la investigación en el que se han desarrollado con éxito algunos prototipos fotoquímicos enfocados en el tratamiento de aguas residuales (Almazán-Sánchez et al., 2017; Collares-Pereira, 2005), así como en el análisis teórico de una geometría novedosa para lograr resultados similares (González-Mora, 2017). Además, como el proceso específico para eliminar este tipo de residuos requiere una temperatura superior a $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, con una potencia variable de $400 - 600\text{ W L}^{-1}$ dependiendo del tiempo de exposición (Ram et al., 2011; Tchobanoglous, G., Burton, F.L., Stensel, 2003), resulta atractivo pensar en un sistema híbrido que permita producir energía con un bajo impacto ambiental, minimizando los residuos generados (Islas-Espinoza and de las Heras, 2018). Sin embargo, para plantear un prototipo funcional es necesario hacer una propuesta validada por modelos teóricos con la finalidad de asegurar las condiciones térmicas que permitan realizar con efectividad el tratamiento de aguas residuales, de modo que su acoplamiento a un sistema híbrido pueda resultar benéfico y operacional.

DISEÑO DEL CONCENTRADOR: DESCRIPCIÓN OPTOGEOMÉTRICA

El parámetro más importante de un concentrador solar es su coeficiente de concentración, que relaciona el “área de apertura” (A) por donde ingresa el flujo de energía solar, que es concentrada por la óptica interna del sistema en otra superficie de menor tamaño, llamada “área del receptor” (A'). El coeficiente de concentración geométrica para un CPC sin trincar es expresado en la Ec. (1), en donde θ_0 es el semiángulo de aceptación dentro del cual la luz es captada a través de un ángulo de aceptación $2\theta_{max}$ en el área de apertura y redirigida hacia el receptor. Los ángulos de aceptación en la práctica van desde el mínimo del subtendiendo del disco solar (alrededor de $1/2^{\circ}$) hasta 180° (González-Mora and Rincón-Mejía, 2018; Kalogirou, 2009).

$$C_g = \frac{A}{A'} = \frac{1}{\sin \theta_0} \quad (1)$$

Dentro de la gama de concentradores solares (González-Mora & Rincón-Mejía, 2018), se optó por el diseño de un concentrador parabólico compuesto (CPC) simétrico con receptor de sección circular, esto con la finalidad de poder manejar con facilidad el agua residual. Independientemente del tipo de receptor que pueda tener el CPC, los rayos que ingresan al concentrador con un semiángulo máximo θ_{max} (rayos extremos), deben ser dirigidos de

modo que incidan de manera tangencial al receptor, mientras que los rayos que ingresen con un ángulo menor que θ_{max} (es decir, dentro de la ventana angular $2\theta_{max}$), son reflejados hacia el receptor tras pasar por la óptica interna del CPC (González-Mora and Rincón-Mejía, 2018).

Las ecuaciones paramétricas para los espejos de un CPC con receptor cilíndrico, para un sistema cartesiano XY, se obtienen al considerar que todo rayo que ingrese dentro de la ventana angular de amplitud $2\theta_0$ intercepte el receptor (González Mora, 2016; Rincón Mejía, 2010). Los espejos del CPC con receptor circular de radio a están formados por dos curvas simétricas como se muestra en la Fig. 1. Las primeras curvas (ED y ED') se denominan “involutas”. Sus ecuaciones paramétricas están descritas por la Ec. (2), mientras que las segundas curvas (DF y $D'F'$) se denominan “anticáusticas” o “parábolas macrofocales” (Chaves, 2017), descritas por la Ec. (3) (Rincón Mejía, 2010).

$$ED: \begin{cases} x(t) = a(\sin t - t \cos t) \\ y(t) = -a(\cos t + t \sin t) \end{cases}; \quad 0 \leq t \leq \frac{\pi}{2} + \theta_0 \quad (2)$$

$$DF: \begin{cases} x(t) = a \left[\frac{\sin \theta_0 \cos(t-\theta_0) - (\frac{\pi}{2} + t + \theta_0) \cos t}{1 + \sin(t-\theta_0)} + \cos \theta_0 \right] \\ y(t) = -a \left[\frac{\cos \theta_0 \cos(t-\theta_0) + (\frac{\pi}{2} + t + \theta_0) \sin t}{1 + \sin(t-\theta_0)} - \sin \theta_0 \right] \end{cases}; \quad \frac{\pi}{2} + \theta_0 \leq t \leq \frac{3\pi}{2} - \theta_0 \quad (3)$$

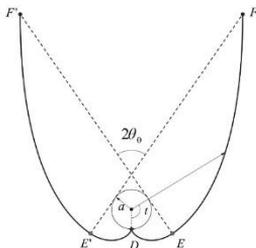


Fig. 1. Geometría para el CPC sin truncar con receptor circular. Fuente: (González-Mora and Rincón-Mejía, 2018).

Es común truncar la altura del CPC con el fin de ahorrar material. En la actualidad existen diversos criterios y metodologías para truncar el CPC-2D; diversos autores, con base en los trabajos descritos por Winston y Rabl en la década de los años 70, establecen que truncar la altura del CPC no tendrá un gran impacto en la apertura de entrada. Así, truncando el CPC se puede lograr una disminución considerable en su la altura con muy poca reducción en el factor de concentración, lo cual repercute favorablemente en la economía y fabricación del mismo ya que se reduce la cantidad de espejo a utilizar (Nilsson, 2005; Winston et al., 2005). Dentro de los diversos criterios de truncamiento está el criterio de Rincón, el cual establece que el CPC debe truncarse de tal manera que ninguno de los rayos paralelos al ángulo de incidencia que se dirijan hacia el receptor sean bloqueados por los espejos del CPC-2D (Rincón Mejía et al., 2009).

Para la eliminación de los residuos persistentes en el agua se requiere una temperatura entre 130 y 200 °C. Esta puede estimarse de la Ec. (4), en donde α y ϵ son la absorptividad y la

emisividad de la superficie del receptor, σ es la constante de Stefan-Boltzmann, G_s es la irradiancia solar C_g es la razón de concentración solar, η_0 es la eficiencia óptica del CPC y η_t su rendimiento térmico (González-Mora and Rincón-Mejía, 2018).

$$T_r \sim \left[\frac{\alpha C_g G_s \eta_0 (1 - \eta_t)}{\varepsilon \sigma} \right]^{1/4} \tag{4}$$

De aquí, fue elegida una concentración geométrica de 2.5 para un CPC truncado óptimamente, para las condiciones de operación esperadas. En la Fig. 2 se muestra el CPC truncado con base en el criterio de Rincón. Las Ecs. (5) y (6) son las ecuaciones paramétricas (adimensionales) que describen el perfil de este CPC.

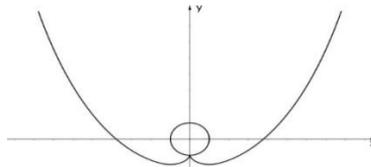


Fig. 2. Perfil del CPC. Fuente: Elaboración propia.

$$\begin{cases} x(t) = \sin t - t \cos t \\ y(t) = -(\cos t + t \sin t) \end{cases}; \quad 0 \leq t \leq 1.8606 \tag{5}$$

$$\begin{cases} x(t) = \frac{0.2857 \cos(t-0.9583) - (1.8606+t) \cos t}{1 + \sin(t-0.2898)} + 0.9583 \\ y(t) = - \left[\frac{0.9583 \cos(t-0.9583) + (1.8606+t) \sin t}{1 + \sin(t-0.2898)} - 0.2857 \right] \end{cases}; \quad 1.8606 \leq t \leq 3.8431 \tag{6}$$

Para el prototipo se considera que el receptor estará conformado por un tubo de ensayo de 15 mm de radio y 100 mm de largo, de modo que el receptor podrá contener 0.0707 L. En la Fig. 3(a) se muestra el prototipo en 3D; en 3(b) un arreglo con 6 concentradores que permitirá hacer varias pruebas de manera simultánea; mientras que en 3(c) se aprecia una fotografía del prototipo real.

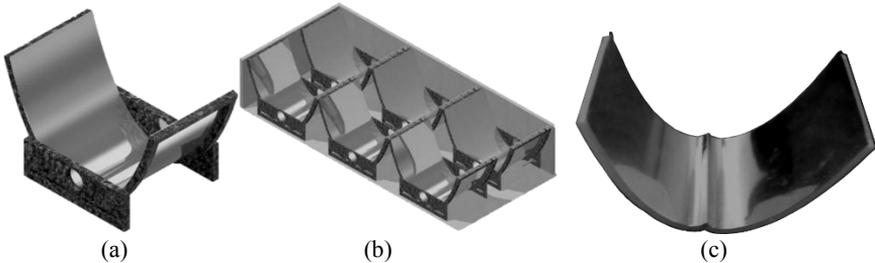


Figura 3. Prototipo del CPC para tratamiento de agua. (a) Modelo 3D de un CPC. (b) Arreglo de la disposición de los CPC. (c) Fotografía del prototipo en la que se ha omitido la parte posterior y anterior para apreciar los espejos curvos. Fuente: Elaboración propia.

ANÁLISIS 2E DEL CONCENTRADOR

El análisis térmico se realizó tomando como referencia las condiciones de la ciudad de Toluca, México (19.29° N; 99.71° O) para un CPC que estará orientado en dirección N-S.

A continuación se describe la metodología con los resultados para cualquier día típico n . Para determinar la cantidad de energía que será captada por cada CPC es necesario determinar los ángulos solares para una superficie inclinada 19°, como la declinación δ_s , la hora solar ω y el ángulo cenital θ_z . En esta descripción se omiten varios cálculos estándar relacionados con la geometría Tierra-Sol por estar disponibles en la literatura (Duffie and Beckman, 2013; Goswami, 2015; Kalogirou, 2009). Para determinar los valores de radiación directa y difusa se estimaron los valores de la transmitancia atmosférica según el modelo de Hottel (Duffie and Beckman, 2013).

Para calcular la irradiancia que captura y concentra cualquier concentrador (González-Mora and Rincón-Mejía, 2018), se considera un ángulo virtual θ_c que será la diferencia del ángulo de inclinación ($\beta = 19^\circ$) y el semi-ángulo de aceptación (θ_0). Este ángulo virtual definirá el factor de captura de radiación directa mediante la Ec. (7), de modo que la irradiancia directa que ingresa al concentrador será descrita por la Ec. (8).

$$F_C = \begin{cases} c_g & \text{si } \theta_c \leq \tan^{-1}(\tan \theta_z \cos \gamma) \leq \beta + \theta_0 \\ 0 & \text{si } \theta_c \geq \tan^{-1}(\tan \theta_z \cos \gamma) \geq \beta + \theta_0 \end{cases} \quad (7)$$

$$G_{b,c} = G_{b,\beta} F_C \cos \theta_0 \quad (8)$$

Para calcular la radiación difusa que puede ingresar al concentrador, se considera

$$G_{d,c} = \begin{cases} \frac{G_{d,\beta}}{c_g} & \text{si } \beta + \theta_0 < 90^\circ \\ \frac{G_{d,\beta}}{2} \left(\frac{1}{c_g} + \cos \beta \right) & \text{si } \beta + \theta_0 > 90^\circ \end{cases} \quad (9)$$

La radiación rcaptada por el concentrador es entonces la contribución de la radiación directa y la difusa, Ec. (10); mientras que la potencia térmica concentrada en el receptor se determina mediante la Ec. (11).

$$G_C = G_{b,c} + G_{d,c} \quad (10)$$

$$\dot{Q}_C = A \eta_o G_C \quad (11)$$

en donde η_o es la eficiencia óptica definida por las propiedades ópticas de los materiales a emplear (reflectancia, absorbancia y transmitancia y el número medio de reflexiones).

Considerando que se empleará una lámina MIRO-SUN® y un receptor de vidrio Pyrex®, el rendimiento óptico se estima en 0,63. El modelo de pérdidas térmicas engloba la conducción, convección y radiación considerando las condiciones climatológicas de Toluca (CONAGUA, 2000). Para la conducción se recurre a la Ley de Fourier, Ec. (12); la convección es modelada por la ley de enfriamiento de Newton, Ec. (13), en donde el coeficiente de transferencia de calor h_c se determina mediante una correlación empírica para estimar valor del número de Nusselt como función del número de Reynolds para un tubo horizontal. Finalmente, la ley de Stefan-Boltzmann modela las pérdidas de calor por radiación, ecuación (14) (Bergman et al., 2011; Kreith et al., 2011).

$$\dot{Q}_{l-cond} = -\kappa \nabla T \quad (12)$$

$$\dot{Q}_{l-conv} = h_c \Delta T \quad (13)$$

$$\dot{Q}_{l-r} = \varepsilon_r \sigma (T_r^4 - T_{sky}^4) \quad (14)$$

Aquí κ es la conductividad térmica de los elementos que soportan al receptor, ε_r es la emitancia infrarroja del receptor y T_{sky} es la temperatura efectiva del cielo, que puede determinarse si se conoce la temperatura del punto de rocío del medio ambiente (Duffie and Beckman, 2013). Así, las pérdidas de calor totales en el receptor será la contribución de los tres fenómenos de manera aditiva. La potencia térmica útil del sistema de concentración será la diferencia de la potencia térmica concentrada y las pérdidas de calor, Ec. (15), mientras que el rendimiento energético según la primera ley de la termodinámica se puede determinar mediante la Ec. (16), en donde T_{amb} es la temperatura del medio ambiente.

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_C - \dot{Q}_{l-t} \quad (15)$$

$$\eta_I = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_C} = \eta_o - \frac{U_l(T_r - T_a)}{C_g G_C} \quad (16)$$

Para realizar un análisis exergético definimos la exergía de entrada como la exergía proveniente del Sol. Si bien existen diversos modelos que permiten cuantificar la cantidad de exergía solar (Bejan, 2016; Parrott, 1978; Petela, 1964), todos parten del supuesto de que el Sol es un cuerpo negro con temperatura efectiva T_s , y se emplea una temperatura de referencia T_0 . El modelo de Petela (Petela, 2010, 1964) considera la exergía de la radiación emitida por el Sol hacia el espacio, mientras que modelo de Parrot (Parrott, 1978) cuantifica la exergía de la radiación Solar sobre la superficie terrestre, es decir, considera la transferencia de exergía radiativa entre la superficie del Sol y la superficie terrestre. El modelo de Parrot se presenta en la Ec. (17):

$$\dot{B}_G = A(G_b + G_d) \left[1 - \frac{4}{3} \frac{T_0}{T_s} (1 - \cos \theta_s)^{\frac{1}{4}} + \frac{1}{3} \left(\frac{T_0}{T_s} \right)^4 \right] \quad (17)$$

donde θ_s es la mitad de la medida angular del disco solar ($0^\circ 16'$), T_s es la temperatura efectiva del Sol ($5777 K$) y T_0 es la temperatura de referencia ($298,15 K$). La exergía destruida en un sistema térmico queda definida por la Ec. (18), mientras que la Ec. (19) determina el rendimiento exergético del CPC.

$$\dot{B}_d = \left(1 - \frac{T_0}{T_r} \right) \dot{Q}_u \quad (18)$$

$$\eta_{II} = 1 - \frac{\dot{B}_d}{\dot{B}_{DNI}} \quad (19)$$

RESULTADOS

Empleando la metodología descrita en la sección anterior, en la Tabla 1 se muestran los resultados para los días representativos de cada mes, y en la Fig. 4 se muestra el rendimiento térmico del sistema, resultado de graficar la Ec. (16). Durante el año cada CPC entregará una potencia media útil de $453,95 WL^{-1}$ con un rendimiento energético medio de $0,486$ y un rendimiento exergético medio de $0,678$.

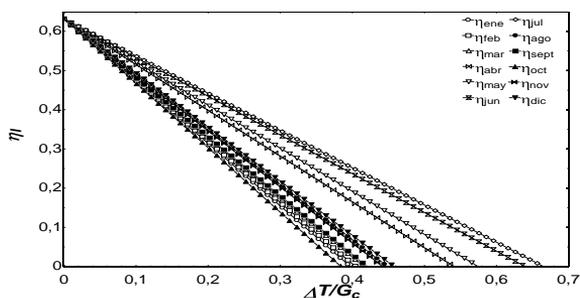


Figura 4. Rendimiento térmico para cada uno de los días representativos de cada mes. $\Delta T/G_c$ en $[K m^2/W]$. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1. Desempeño térmico del sistema para los días representativos de cada mes. Fuente: Elaboración Propia.

Mes	Fecha	$\dot{Q}_c [W]$	$\dot{Q}_{l-t} [W]$	$\dot{Q}_u [W]$	$\dot{Q}_u [W L^{-1}]$	η_I	η_{II}
Enero	17	63.1908	34.4453	28.7455	406.6413	0.4549	0.6212
Febrero	16	64.1187	34.4038	29.7148	420.3544	0.4634	0.6414
Marzo	16	65.3101	34.3030	31.0071	438.6344	0.4748	0.6611
Abril	15	66.7030	32.1100	34.5930	489.3623	0.5186	0.7269
Mayo	15	67.2241	31.7215	35.5026	502.2298	0.5281	0.7494
Junio	11	68.6092	31.3941	37.2151	526.4549	0.5424	0.7701
Julio	17	69.0627	31.3155	37.7472	533.9820	0.5466	0.7746
Agosto	16	68.7030	35.4147	33.2883	470.9060	0.4845	0.6823
Septiembre	15	66.4343	35.6708	30.7635	435.1884	0.4631	0.6478
Octubre	15	65.5981	36.6728	28.9253	409.1850	0.4409	0.6118
Noviembre	14	64.4220	34.5875	29.8345	422.0464	0.4631	0.6364
Diciembre	10	63.5028	33.9739	29.5289	417.7238	0.4650	0.6351

CONCLUSIÓN

El objetivo planteado fue el diseñar de un prototipo de tratamiento de aguas residuales, empleando un CPC óptimamente truncado. Con base en los resultados teóricos de la Tabla 1, el diseño del sistema cumple con la restricción de densidad energética de $400 - 600 W L^{-1}$ por lo que, al menos en teoría, el sistema logra satisfacer con creces el objetivo de diseño. Los rendimientos energéticos y exergéticos presentan valores muy aceptables.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Almazán-Sánchez, P.T., Marin-Noriega, P.W., González-Mora, E., Linares-Hernández, I., Solache-Ríos, M.J., Martínez-Cienfuegos, I.G., Martínez-Miranda, V., 2017. Treatment of Indigo-Dyed Textile Wastewater Using Solar Photo-Fenton with Iron-

- Modified Clay and Copper-Modified Carbon. *Water, Air, Soil Pollut.* 228, 294.
<https://doi.org/10.1007/s11270-017-3489-z>
- Bejan, A., 2016. *Advanced Engineering Thermodynamics*, 1st ed, John Wiley & Sons. Wiley, New Jersey.
- Bergman, T.L., Lavine, A.S., Incropera, F.P., Dewitt, D.P., 2011. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 7th ed., John Wiley & Sons, Inc.
- Chaves, J., 2017. *Introduction to NONIMAGING OPTICS*, 2nd ed. CRC Press, New York.
- Collares-Pereira, M., 2005. Energía solar y óptica sin imágenes para la producción de agua limpia, in: *Solar Safe Water*. CIEMAT, Iguazú, pp. 119–134.
- CONAGUA, 2000. *Normales Climatológicas*. Toluca, México. México.
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. John, Wiley & Sons, Inc.
- González-Mora, E., 2017. Diseño optogeométrico y evaluación de impacto ambiental - análisis de ciclo de vida de un colector solar tipo CPC para tratamiento de aguas residuales. Universidad Europea del Atlántico / Universidad Internacional Iberoamericana.
- González-Mora, E., Rincón-Mejía, E.A., 2018. Conceptos básicos de concentración solar.
- González Mora, E., 2016. Diseño y desarrollo de un concentrador solar tipo CPC para la esterilización de material quirúrgico. Universidad Autónoma del Estado de México.
- Goswami, Y.D., 2015. *Principles of Solar Engineering*, 3rd ed. CRC Press, Boca Raton.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Islas-Espinoza, M., de las Heras, A., 2018. Bioenergy Principles and Applications, in: Rincón-Mejía, E.A., de las Heras, A. (Eds.), *Sustainable Energy Technologies*. CRC, Boca Raton.
- Kalogirou, S.A., 2009. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Solar Energy Engineering. Elsevier.
- Kreith, F., Manglik, R.M., Bohn, M.S., 2011. *Principles of heat transfer*, 7th ed. CENGAGE Learning, Stamford.
- Nilsson, J., 2005. *Optical Design and Characterization of Solar Concentrators for Photovoltaics*. Lund University.
- Parrott, J.E., 1978. Theoretical upper limit to the conversion efficiency of solar energy 21, 227–229.
- Petela, R., 2010. *Engineering Thermodynamics of Thermal Radiation For Solar Power Utilization*, 1st ed. McGraw Hill, New York.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Petela, R., 1964. Exergy of Heat Radiation. *J. Heat Transfer* 86, 187.
- Ram, M.K., Andreescu, S., Ding, H., 2011. Persistent Pesticides: Detection and Control Using Nanotechnology, in: *Nanotechnology for Environmental Decontamination*. McGraw Hill Professional, Access Engineering, New York.
- Rincón Mejía, E.A., 2010. Aplicaciones de la óptica anidólica en concentradores solares.
- Rincón Mejía, E.A., Durán García, M.D., Lentz Herrera, A., 2009. New Solar Air Heater Based on Non-Imaging Optics for High-Temperature Applications, in: *ASME 2009 3rd International Conference on Energy Sustainability, Volume 2*. pp. 839–844.
<https://doi.org/10.1115/ES2009-90306>
- Tchobanoglous, G., Burton, F.L., Stensel, H.D., 2003. *Metcalf and Eddy. Wastewater Engineering: Treatment and Reuse*, 4th ed. McGraw Hill, New York.
[https://doi.org/10.1016/0309-1708\(80\)90067-6](https://doi.org/10.1016/0309-1708(80)90067-6)
- Winston, R., Miñano, J., Benítez, P., 2005. *Nonimaging optics*, 1st ed. Elsevier, New Jersey.

DETERMINACIÓN DE ESTRATEGIAS DE APUNTE EN UN SIMULADOR SOLAR DE ALTO FLUJO

Sánchez M. * ** , González-Aguilar J. * , Romero M. *

* Unidad de Procesos de Alta Temperatura, IMDEA Energía, Avda Ramón de la Sagra 3,
Móstoles, 28935, Madrid, España, jose.gonzalez@imdea.org

** Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Salamanca, Plaza de los Caídos
s/n, Salamanca, 37008, España, mario_sanchez@usal.es

RESUMEN

Los simuladores solares de alto flujo son una gran herramienta para la experimentación en el campo de la energía solar de concentración, estando diseñados para ser realmente eficaces produciendo altas densidades de flujo de radiación luminosa en una región muy pequeña de manera controlada. Sin embargo, hay situaciones en las que mantener una radiación media a lo largo de una superficie relativamente grande es necesario. Para solucionar este problema se ha desarrollado un algoritmo genético que, dadas las características del objetivo a irradiar, es capaz de colocar dicho objetivo y las lámparas de forma que reciba la radiación deseada. De esta forma es necesario realizar menos pruebas reales para determinar la zona de radiación deseada, lo que implica un menor uso de las lámparas, que tienen un tiempo de vida limitado.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar de Concentración, Simulador Solar, Kiran-42, Algoritmo Genético.

ABSTRACT

High flux solar simulators conformed by an array of Xe lamps are great tools in concentrating solar power research at lab-scale, being designed to be really effective in concentrating high radiation fluxes onto small areas. However, some applications require those simulators to be able to supply lower radiation fluxes along relatively big surfaces. In order to solve those kind of problems, a genetic algorithm has been developed that, being given the irradiating target characteristics, is able to position that target and aim the simulator's lamps so it receives the required radiation. In this way, fewer real tests need to be conducted in order to determine the desired irradiated area, therefore lamps lifetime do not decrease so much during this kind of experiments.

KEYWORDS: Concentrating Solar Energy, Solar Simulator, Kiran-42, Genetic Algorithm.

INTRODUCCIÓN

La experimentación dentro del campo de la energía solar térmica de concentración puede ser realmente complicada al depender de factores no controlables como la meteorología o las horas de sol. Con el fin de mitigar este impacto y poder realizar pruebas en cualquier momento, el instituto IMDEA Energía cuenta con un simulador solar de alto flujo de 42 kW eléctricos, Kiran 42 (Li et al., 2014). Este simulador está formado por siete lámparas de arco de xenón, de 7 kW eléctricas cada una, instaladas en una de las focales de siete reflectores elípticos truncados como muestra la figura 1 (Drcha).

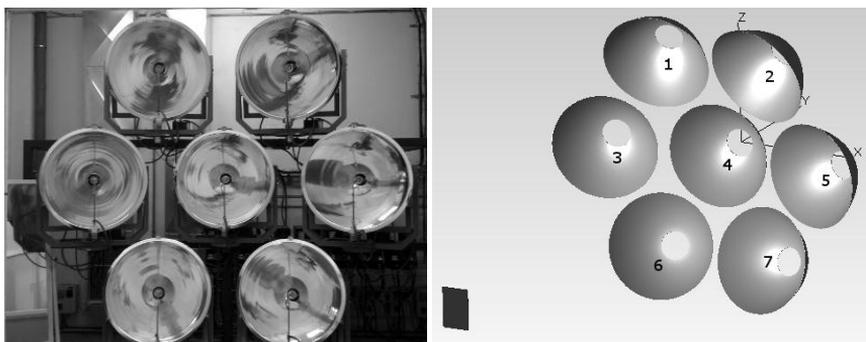


Figura 1. (Drcha.) Simulador Solar de alto flujo Kiran-42. (Izqda.) Modelo de Kiran-42 en TracePro® y numeración de lámparas

Con esta disposición se puede alcanzar una densidad de flujo pico de alrededor de 3500 kW m^{-2} en el punto focal común de todas las lámparas cuando todas ellas se encuentran trabajando a máxima potencia. Sin embargo, en caso de necesitar una irradiancia sobre una determinada superficie, se suele recurrir a una metodología puramente experimental basada en la toma de diferentes medidas sobre una superficie diana extensa en función de la distancia superficie-lámparas y de la orientación de cada una de las lámparas. Como alternativa, con el objetivo de acelerar este proceso y ahorrar horas de vida de las lámparas del simulador, se ha desarrollado un algoritmo capaz de predecir el punto de apunte de cada una de las lámparas, así como la localización del objetivo para las condiciones dadas.

De entre todos los tipos de algoritmo disponibles se decidió el desarrollo un algoritmo genético debido a la complejidad del sistema. Este tipo de algoritmos ya han sido utilizados para la determinación de estrategias de apunte en campos solares de concentración, como por ejemplo combinando un algoritmo genético con uno de búsqueda TABU para obtener la disposición que dé en cada momento la radiación requerida en la totalidad de la superficie del receptor (Besarati et al., 2014), o en el estudios donde se utilizan algoritmo de este tipo para conseguir una distribución de flujo uniforme en un campo de concentración con reflectores Fresnel (Qiu et al., 2016).

En todos los casos, aunque las premisas y objetivos son los mismos, las variables que controlan el sistema difieren, por lo que los algoritmos serán diferentes. Mientras que en los trabajos anteriores la única variable modificada es el apunte de los reflectores y si estos se encuentran activos o no, para el presente trabajo también se pueden utilizar otros grados de libertad como la posición del objetivo a iluminar.

MODELO DE DENSIDAD DE FLUJO

Para elaborar los diferentes mapas de irradiancia necesarios para el funcionamiento del algoritmo se diseña en TracePro® un modelo del simulador Kiran-42 y el objetivo tal y como se muestra en la figura 1.(Izda). Este modelo se construye para cada iteración, ya que la posición del objetivo y la inclinación de cada uno de los reflectores varía en cada una de ellas. Las lámparas se numeran de la forma indicada en esa misma figura.

Cada reflector está formado por un elipsoide de revolución de diámetro truncado de 750 mm y una distancia focal de 2500 mm (Gonzalez-Aguilar et al., 2014). La cara interior de los mismos se ha parametrizado como un espejo que refleja el 90% de la radiación incidente con un error óptico de 2.5 mrad. Cada una de las bombillas de xenón asociadas a cada reflector se ha modelado como una fuente luminosa esférica de radio 1 mm desde la que se trazan 100 000 rayos. La potencia de cada una de las bombillas se determina experimentalmente y los valores obtenidos se resumen en la tabla 1.

Lámpara	1	2	3	4	5	6	7
Potencia (kW)	2.88	2.74	2.65	2.52	2.76	2.56	2.52

Tabla 1. Potencia Real de las Lámparas del Simulador Kiran-42

El resultado del mapa de flujo que alcanza el objetivo se calcula dividiendo el área del objetivo en 128 pixeles y aplicando posteriormente un suavizado de 128×128 , tal y como se muestra en la figura 2(Drcha). La figura 2(Izqda) muestra un ejemplo de la representación gráfica devuelta por TracePro® con estos parámetros.

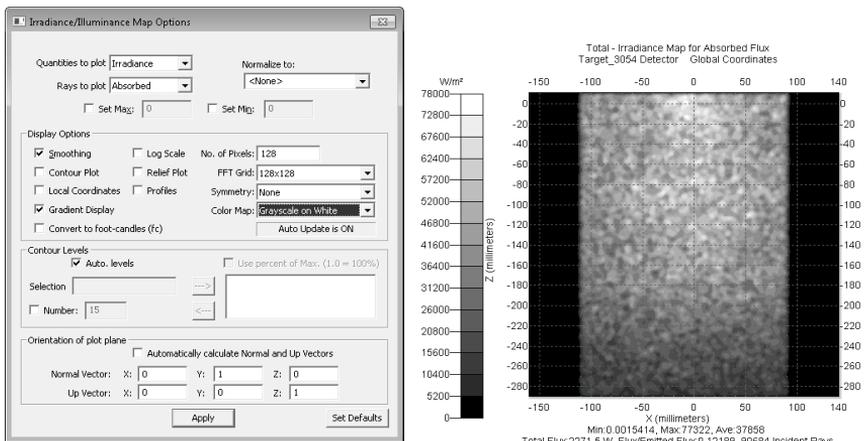


Figura 2. (Drcha) Parámetros para la Presentación de Resultados. (Izqda) Ejemplo de Mapa de Irradiancia Generado por TracePro®

ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

El algoritmo genético desarrollado para la resolución de este problema se basa en la evolución biológica para, a partir de un conjunto inicial de datos, producir la siguiente generación de resultados. Así pues, los mejores casos de cada generación son seleccionados sus características se combinan para generar los individuos que formarán la siguiente. De esta forma, con el paso de las generaciones los resultados obtenidos se acercan cada vez más al deseado hasta, finalmente, lograr cumplir con las especificaciones. Para lograr la convergencia del algoritmo, se ha diseñado siguiendo el esquema mostrado en la Figura 3.

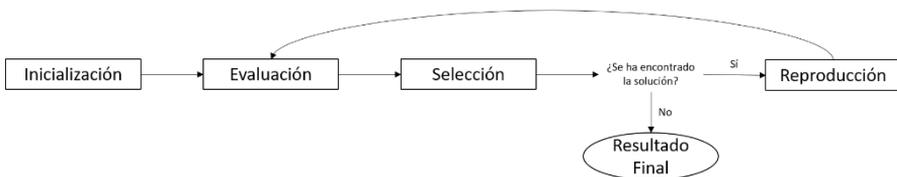


Figura 3. Esquema de Funcionamiento del Algoritmo Genético Implementado

No obstante, el primer paso a realizar es determinar las variables que se van a considerar para el sistema estudiado. Inicialmente se pensó en dejar libertad a cada lámpara para que el algoritmo determinara su posición a partir de los dos grados de libertad disponibles, los ángulos de azimut y elevación de cada una de ellas. De esta forma, a partir de los datos reflejados en la tabla 2, se determina que el número total de casos posibles es del orden de 10^{27} .

Debido al alto número de casos posibles se decidió utilizar las ocho disposiciones mostradas en la figura 4, todas ellas basadas en figuras geométricas regulares caracterizadas por la distancia característica d , y situadas en el plano focal común. Cada disposición se nombra utilizando números correlativos del 1 al 8 tal y como muestra la figura 4. De esta forma, como recoge la tabla 3, el número de variables es 5, siendo posibles $2.3 \cdot 10^9$ casos.

Parámetro	Variables	Límite
Azimut	7	$-10 - 10^\circ$
Elevación	7	$-10 - 10^\circ$
Encendido	7	$1 - 0$
Posición objetivo	x	1
	y	1
	z	1
Total	24	

Tabla 2. Variables y Límites para Apunte Libre

Cada una de estas variables define un gen y el conjunto de cinco genes, o genotipo, define a cada individuo. Para diferenciar cada caso de prueba, cada uno recibe un nombre o fenotipo, definido como el número de caso calculado.

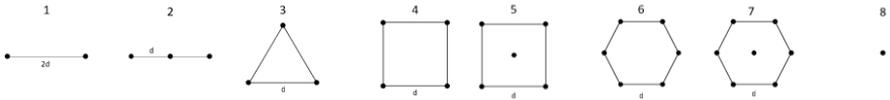


Figura 4. Diferentes distribuciones consideradas para el apunte de las lámparas y definición de la distancia característica d para cada una de ellas

Parámetro	Variables	Límite
Disposición	1	1 — 8
Distancia característica	1	0 — 50
Posición objetivo	x	-75 — 75 cm
	y	0 — 250 cm
	z	-75 — 75 cm
Total	5	

Tabla 3. Variables y Límites para Distribución Fija

Inicialización

Durante este paso se establece la población inicial. Normalmente, esta generación se crea de forma aleatoria. Sin embargo, para favorecer la convergencia del algoritmo y asegurar que se cubre todo el espacio deseado, para cada una de las ocho disposiciones y para las distancias características de 0,25 y 50 mm respectivamente se calculan los ocho ejemplos de la Figura 5 a unas distancias del plano focal de 0, 83, 167 y 250 cm. De esta forma, el número de casos inicial queda fijado en 768.

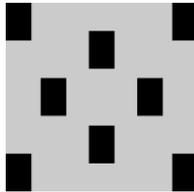


Figura 5. Plano de Distribución de la Generación Inicial

Evaluación

Una vez calculados los 768 casos iniciales se procede a evaluar cada uno de ellos. Para ello se tienen en cuenta dos factores: la media de la irradiancia medida en cada punto del objetivo (\bar{x}) y la desviación relativa de los datos con respecto a esta media (ε). Esta variable se calcula como dos veces la desviación típica dividida entre la media anteriormente calculada. En la ecuación (1) se muestra la función de mérito (Ev) que, para considerar el problema como resuelto, debe ser 0. En ella, los valores objetivo de media y error se simbolizan, respectivamente, como \bar{x}_{obj} y ε_{obj} . El factor F toma los valores de 1000 y 500 durante los análisis y su cometido será el de igualar el peso de la media y la desviación relativa sobre la función de mérito. Sin embargo, cuando la desviación relativa sea menor que el exigido en algún caso, el factor F toma el valor cero.

$$Ev = F \cdot \sqrt{(\varepsilon - \varepsilon_{obj})^2} + \sqrt{(\bar{x} - \bar{x}_{obj})^2} \quad (1)$$

Selección

Para seleccionar los individuos que tienen la posibilidad de reproducirse en cada generación, se ordenan todos los individuos en función de su función de mérito. A continuación, se seleccionan los 768 mejores casos y se continúa por la etapa de reproducción. De esta forma, la población siempre se mantiene constante e igual, en número, a la población inicial.

Reproducción

De entre los casos que pasaron la selección, no todos generan nuevos casos. La primera regla aplicada es la creación de *barrios*. Es decir, la población total se divide en función de la disposición, de forma que tan solo aquellos casos que compartan esta característica pueden generar un caso nuevo entre ellos.

Además, se estableció una probabilidad de que cada pareja de datos genere uno nuevo en función de la suma de las evaluaciones de los dos progenitores. La relación de estas probabilidades se muestra en la tabla 4.

Suma de las evaluaciones de los progenitores	Probabilidad de generar descendencia (%)
<1	60
1-5	50
5-10	40
10-20	30
20-30	20
30-40	10
40-60	4
>60	2

Tabla 4. Probabilidades de una Pareja de Casos de Generar Descendencia

Así pues, comenzando por aquellos casos con una evaluación mejor; es decir, más cercana a cero; cada uno de los casos que conforman la población seleccionada intenta tener descendencia con todos los demás con los que comparta disposición.

Cuando una pareja de casos finalmente genere un caso nuevo, el genotipo de este último se calcula como se indica en la ecuación (3), donde el genotipo de los padres (P_x) (Ec. 2) formado por los genes a , b , c , d y e , se combinan a través del término α , un número aleatorio entre cero y uno generado para cada calcular cada uno de los genes, para generar el genotipo hijo H (Ec. 2). De esta forma que, aunque dos casos generen más de un individuo, es prácticamente seguro que habrá diferencias entre ellos.

$$H = (a_H, b_H, c_H, d_H, e_H) ; P_1 = (a_1, b_1, c_1, d_1, e_1) ; P_2 = (a_2, b_2, c_2, d_2, e_2) \quad (2)$$

$$H = \alpha P_1 + (1 - \alpha) P_2 \quad (3)$$

Por último, se establecieron las normas para implementar mutaciones, estableciendo una probabilidad del 5% de que cada uno de los genes generados durante este paso se determine de forma aleatoria en lugar de hacerlo partiendo de los de sus progenitores.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El caso de estudio utilizado para comprobar el correcto funcionamiento del algoritmo diseñado, así como el efecto del factor F en la ecuación (1) es el cálculo de la posición y disposición de las lámparas para irradiar $40 \pm 10 \text{ kW/m}^2$ en un objetivo de dimensiones $200 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$. Para ello, el algoritmo se ha ejecutado durante cinco generaciones para cada uno de los valores del factor F considerados, es decir, para $F=1000$ y $F=500$. La figura 6(Drcha) muestra la evolución de la media de los 1152 casos de prueba que conforman cada generación a lo largo de las mismas para la media de irradiancia que llega a al objetivo. De forma paralela, la figura 6(Izqda) representa esta misma evolución para la variable de salida *desviación relativa*.

Al utilizarse la misma distribución inicial para ambos casos, se observa que el algoritmo en el que $F=500$ converge más rápido para ambas variables de salida. Por tanto, el resto de análisis se han hecho tan solo con este factor. En la figura 7 se representan todos los casos generados durante la ejecución para $F=500$, ordenados por fenotipo, frente a la función de evaluación. Debido a que la designación de fenotipos es secuencial, de esta forma también se comprueba cómo la población ha evolucionado a lo largo de las generaciones haciendo que, finalmente, la diversidad disminuya en favor de acercarse al objetivo.

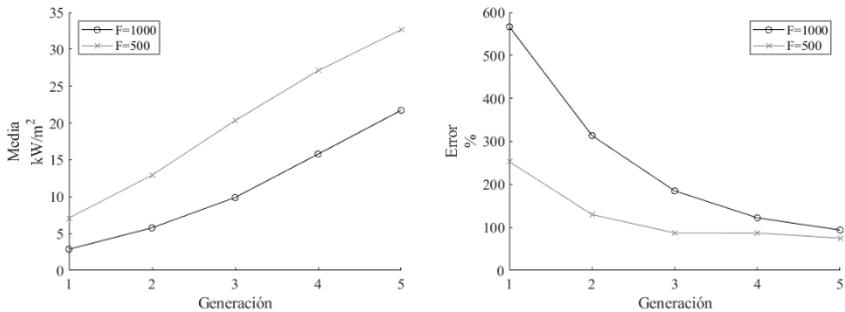


Figura 6. Evolución a lo largo de las Generaciones de las Variables (Drcha) Media (Izqda) Desviación relativa

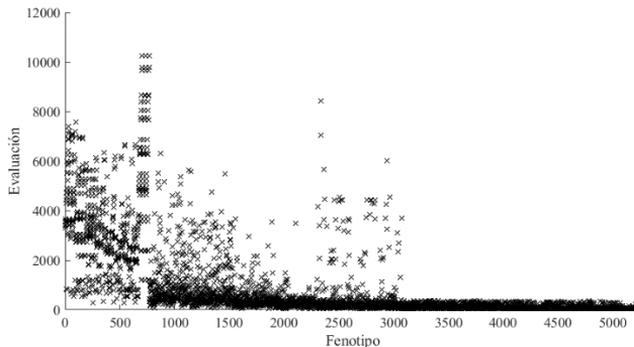


Figura 7. Evaluación de los Casos de Prueba Generados

Durante los periodos de evolución aparecen fenotipos que se alejan mucho del comportamiento general del resto de su generación. Esto se ha producido por la existencia de mutaciones que, si bien en la mayoría de los casos no producen grandes desventajas y ayudan a la convergencia, a veces generan casos que son un claro paso atrás en la evolución de la población estudiada. Después de las 14 generaciones estudiadas, el mejor caso encontrado es el correspondiente con el fenotipo 5248, cuyos genes se muestran en la tabla 5 y resultado en la figura 8, donde se puede apreciar la diferencia entre un caso de la generación inicial y la solución obtenida.

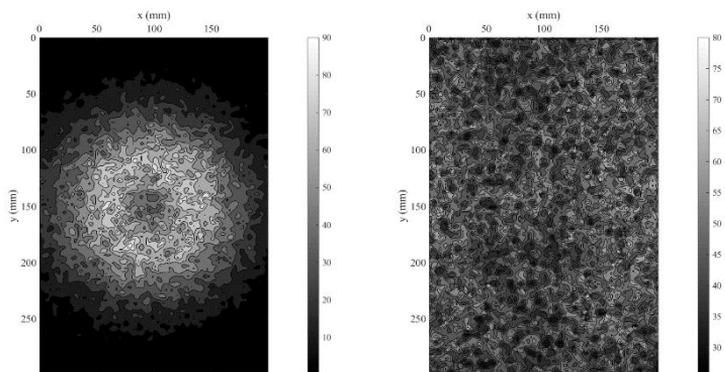


Figura 8. Mapa de Irradiancia del Caso de Prueba con (Drcha) Fenotipo 553 (Izqda) Fenotipo 5248

Fenotipo	Disposición	Distancia Característica (mm)	Coordenadas del Objetivo (cm)			Media (kW/m ²)	Error (%)
			X	Y	Z		
5248	7	35	2	208	-1	49.14	29.64%
5209	7	35	2	208	0	49.13	29.68%
5209	7	35	2	208	0	49.13	29.68%
4987	7	35	2	209	-1	48.50	29.84%
4987	7	35	2	209	-1	48.50	29.84%
5196	7	35	2	207	-1	49.74	29.59%
5101	7	35	0	207	0	49.95	29.56%
5049	7	35	1	209	0	48.61	29.84%
5248	7	35	2	208	-1	49.14	29.64%

Tabla 5. Genética de los 5 Mejores Caso de Prueba en la Generación 14

CONCLUSIONES

El trabajo presentado aborda el problema de optimización del apunte en simuladores solares de alto flujo y aplicado a la instalación del instituto IMDEA Energía, Kiran-42, para lograr proporcionar perfiles de radiación constantes en áreas relativamente grandes. Para ello se

implementa un algoritmo genético capaz de generar diferentes casos de prueba que son posteriormente evaluados gracias al modelo del simulador generado en TracePro®. Utilizando este algoritmo, se consigue una convergencia muy rápida durante las primeras generaciones, aunque después la velocidad decrece considerablemente. No obstante, estos resultados son una buena base para iniciar el posicionamiento experimental, ya que para los mejores individuos de las generaciones a partir de la quinta apenas hay diferencias en el genoma.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Ministerio de Economía Industria y Competitividad por el proyecto ARROPAR-CEX (ENE2015-71254-C3-1-R) enmarcado dentro del programa *Retos Investigación: Proyectos I+D+i 2015*. M. Sánchez agradece al Ministerio de Economía Industria y Competitividad por la beca FPI (BES-2016-077031)

REFERENCIAS

- Besarati, S.M., Yogi Goswami, D., Stefanakos, E.K., 2014. Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant. *Energy Convers. Manag.* 84, 234–243. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.04.030>
- Gonzalez-Aguilar, J., Zeaiter, Z., Romero, M., 2014. Estudio de procesos a altos flujos de radiación y altas temperaturas 40–43.
- Lambda Software, TracePro v8.1, 2011, Available from: www.lambdare.com
- Li, J., Gonzalez-Aguilar, J., Pérez-Rábago, C., Zeaiter, H., Romero, M., 2014. Optical analysis of a hexagonal 42k we high-flux solar simulator. *Energy Procedia* 57, 590–596. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.213>
- Qiu, Y., He, Y., Zhu, H., Zhang, K., 2016. Aiming strategy optimization for uniform solar flux distribution in the receiver of a linear Fresnel reflector using genetic algorithm. *Appl. Energy* 0–1. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.092>

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL FUNCIONAMIENTO Y CONTROL DE UN CAMPO DE HELIÓSTATOS PARA APLICACIONES TERMOSOLARES

**Ordóñez de Arce M.*, Martínez-Hernández A., Sánchez M., Luque S.,
Romero. M., González-Aguilar J.**

* Unidad de Procesos de Alta Temperatura. Instituto IMDEA Energía. Ramón de la Sagra,
3. 28935 Móstoles, Madrid, España, jose.gonzalez@imdea.org

RESUMEN/RESUMO

Se ha desarrollado un modelo matemático de simulación y control de un campo solar de heliostatos, en concreto, del campo solar del Instituto Madrileño de Estudios Avanzados de Energía. Dicho modelo permite analizar la radiación concentrada en el receptor, en función de la fecha y hora. Se han determinado el vector solar, la orientación de cada uno de los heliostatos, las pérdidas (efecto coseno, sombras y bloqueos, atenuación y desbordamiento) y la densidad de flujo de potencia. Todo ello, se ha implementado haciendo uso de la herramienta de programación matemática, Matlab, con la que también se ha computado una interfaz gráfica de usuario, que muestra para cualquier punto de diseño y, de forma dinámica para cualquier intervalo de tiempo, las pérdidas en cada heliostato, una representación 3D del campo solar y una gráfica del flujo de potencia.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Heliostato, Simulación, Modelo matemático.

ABSTRACT

A mathematical model of simulation and control has been developed for a solar field of heliostats, specifically, for the one at the Madrid Institute for Advanced Energy Studies. This model allows to analyze the radiation concentrated in the receiver, depending on the date and time. The solar vector, the orientation of each of the heliostats, the losses (cosine effect, shadows and blocks, attenuation and spillage losses) and the power flux density have been determined. All this has been implemented using the mathematical programming tool, Matlab, with which a graphical user interface has also been computed to show for any design point and, dynamically for any time interval, the losses in each heliostat, a 3D representation of the solar field, and a graph of the density power flux.

KEYWORDS: Solar Energy, Heliostat, Simulation, Mathematical Model.

INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto europeo H2020 Sun-To-Liquid se ha construido un campo solar de torre central en el Instituto IMDEA Energía, Móstoles, España (véase Figura 1). La instalación, denominada ACES/VHCST (Alta Concentración de Energía Solar/Very High Concentration Solar Tower), se compone de 169 heliostatos de 3 m^2 con una potencia térmica nominal de 250 kW, y permite alcanzar picos de irradiancia por encima de los 3000 kW/m^2 . El seguimiento solar de los heliostatos se basa en el uso de un eje principal horizontal orientado en la dirección este-oeste. La elevada concentración solar es posible gracias a la pequeña distancia focal de sus heliostatos. Los situados en las 8 filas más próximas a la torre tienen una distancia focal de 20 m, mientras que los de las 6 filas más alejadas tienen una focal de 30 m.

Es en este punto, donde surge la motivación para la realización de un modelo del campo solar que permita simular el comportamiento del campo solar en función de la fecha, hora y de diferentes estrategias de operación. Para ello, se ha creado una herramienta de modelización en el entorno Matlab® que incluye una interfaz gráfica de usuario. Con esta herramienta, el operador es capaz de desarrollar los modos de actuación y las estrategias de apunte más eficaces en función de la potencia requerida y las condiciones atmosféricas durante las horas de operación de la planta.



Figura 1. Campo solar del Instituto Madrileño de Estudios Avanzados en Energía, Móstoles, Madrid.

METODOLOGÍA

La Figura 2 ilustra el algoritmo general empleado para llevar a cabo la simulación. Los datos de partida son el intervalo temporal en el que se realiza la simulación, el instante inicial (fecha y hora inicial) y la localización de cada uno de los centros de los heliostatos, así como, la posición del receptor. Un dato adicional es la radiación solar directa o DNI (del inglés, “Direct Normal Irradiation”), la cual puede ser constante o variar en función del tiempo.

Para cada instante temporal, el algoritmo calcula: (i) la posición del Sol (azimut y elevación) o vector solar; (ii) la orientación de los heliostatos, definida por un vector de apunte; (iii) las matrices de rotación que definen los giros de cada heliostato para obtener el vector de apunte calculado en (ii); (iv) las posiciones de los vértices de cada heliostato y su representación gráfica; (v) las pérdidas por efecto coseno, sombras y bloqueos, desbordamiento y atenuación; y, por último, (vi) la densidad del flujo de potencia en el receptor.

Las principales salidas del algoritmo son (i) una representación tridimensional del campo solar en donde cada heliostato aparece orientado de forma adecuada y un color en función de la eficiencia del mismo durante el apunte; (ii) una gráfica de la densidad del flujo de potencia que llega al receptor; y (iii) una gráfica que muestra la evolución de la potencia sobre el receptor para el intervalo de tiempo especificado.

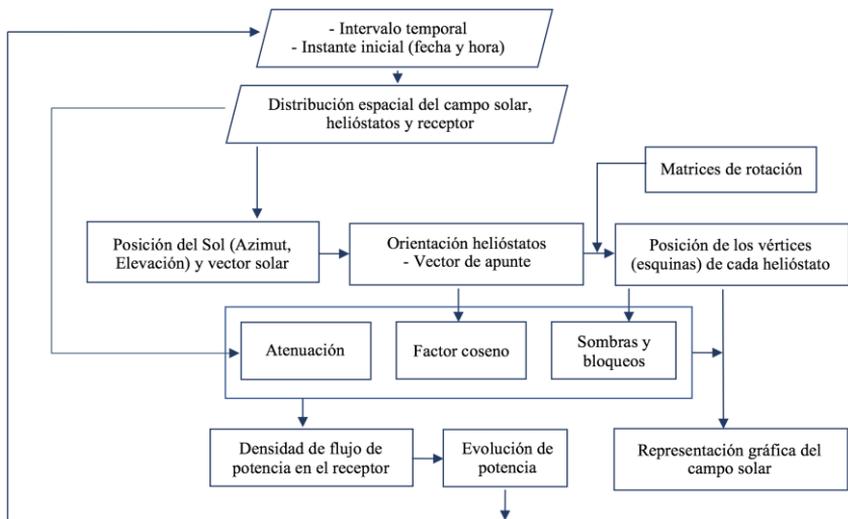


Figura 2. Algoritmo del programa de simulación.

El algoritmo propuesto por Blanco et al. [2] para el cálculo del vector solar ha sido el empleado en la herramienta informática. Dicho algoritmo combina perfectamente una alta precisión y una alta eficiencia de computación, factores que se consideran indispensables en este tipo de aplicaciones. Los datos de partida son localización (en longitud y latitud) y tiempo, dado como fecha (años, mes y día) y Tiempo Universal (horas, minutos y segundos). Como resultado se tiene la posición del Sol definida por su azimut y ángulo cenital, a partir de los cuales se deduce el vector solar en coordenadas cartesianas.

La orientación de los heliostatos queda definida por el vector normal a la superficie del centro geométrico del espejo y se denota como \vec{n} . Suponiendo una reflexión perfecta, para que el rayo incidente se refleje en la dirección y sentido del receptor, el heliostato debe orientarse de tal forma que su vector normal, quede en la bisectriz que forman las rectas

definidas por el vector solar, el vector heliostato-receptor y el punto común (0,0,0) centro del espejo. Por tanto, sumando el vector solar unitario y el vector heliostato-receptor unitario, tendremos el vector normal que define la orientación de apunte del heliostato.

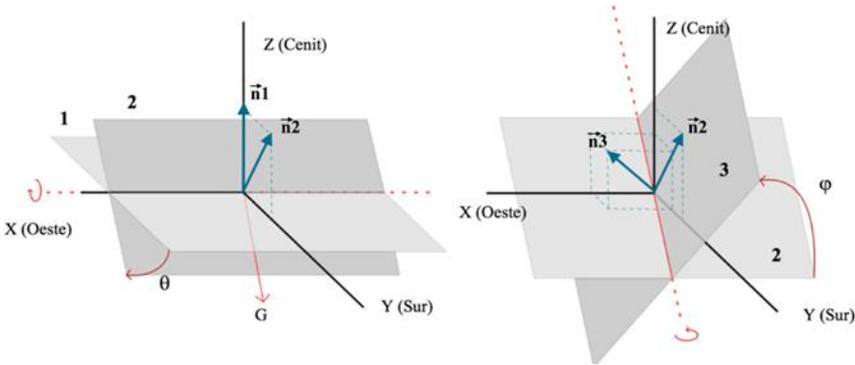


Figura 3. Giro en cabeceo (izquierda) y giro en alabeo (derecha)

Para la representación gráfica del campo y para un cálculo preciso de las pérdidas por sombras y bloqueos, es necesario conocer la posición de los vértices de cada uno de los heliostatos, durante su orientación de apunte. Para ello, primero se han definido las matrices de rotación de los heliostatos, de tal forma, que, a partir de ellas y del vector normal de apunte, \vec{n} , se han deducido los ángulos de cabeceo y alabeo, θ y ϕ (Fig. 3) que ha debido de girar el heliostato para llegar a dicha orientación de apunte, definida por el vector normal del plano 3 de la Fig. 3. Para estos cálculos se utiliza un sistema de referencia propio de cada heliostato, cuyo origen se encuentra el centro geométrico del espejo.

Una vez conocidos los ángulos de giro, se aplican las rotaciones en cabeceo y alabeo, a los vectores que definen los vértices de las esquinas de los heliostatos, consiguiendo así, la posición en que se encuentran dichos vértices durante el apunte. Pero, es necesario pasar las coordenadas de dichos vértices a un sistema de referencia común, sumando a estas coordenadas, los vectores de posición de cada uno de los centros de los espejos en un sistema de referencia global. Con esto hecho, se calculan las sombras y bloqueos como proyecciones cilíndricas de unos espejos sobre otros. Proyecciones de los vértices en dirección vector solar, para las sombras y proyecciones en dirección heliostato-receptor para los bloqueos.

Finalmente, se grafican las coordenadas de los vértices de cada heliostato en forma de rectángulos, se incluye también la torre central, y la proyección de las sombras sobre el suelo.

Las centrales solares termoelectricas de torre, por los requisitos de tamaño del concentrador y por razones de inversión económica, utilizan generalmente concentradores de tipo reflexivo, es decir, espejos, donde teóricamente el rayo incidente y reflejado forman el mismo ángulo con respecto al vector normal a la superficie. A este tipo de reflexión se le llama, reflexión especular. Sin embargo, la imperfección óptica de los concentradores es

inevitable, y se tienen, por tanto, errores ópticos asociados que desvían el rayo reflejado de la dirección ideal. Como consecuencia, la imagen de una fuente puntual creada por la reflexión en el espejo tiene una distribución normal cuya anchura viene determinada por la distancia al receptor y por la convolución de los errores ópticos del concentrador, más el error asociado a la forma solar, es decir, $\sigma^2 = \Sigma \sigma_i^2$. Dicha convolución de los errores, corresponde con la varianza de la distribución normal.

Para la estimación de la densidad de flujo de potencia se ha empleado el modelo UNIZAR desarrollado por Francisco J. Collado de la Universidad de Zaragoza [4]. Dicho modelo, obtuvo mediante integración analítica sobre un dominio mapeado linealmente, una expresión basada en la función error, que se adecua muy bien a heliostatos rectangulares. La expresión para el cálculo de esta densidad de flujo en kW/m² es la siguiente:

$$Flujo(x, y) = C \cdot I_D \cdot \eta_r \cdot H(\xi - aw, aw) \cdot H(\zeta - ah, ah) \quad (1)$$

Donde, x e y son las coordenadas horizontales y verticales del receptor, C es la función de concentración en el plano receptor, I_D es la irradiancia en kW/m², η_r es el rendimiento óptico y, H queda definida como sigue:

$$H(x, a, c) = 0.5 \cdot [erf(x - a) - erf(x - c)] \quad (2)$$

Donde erf, es la función error de Gauss. Finalmente, para el cálculo de la potencia total en kW, se integra la expresión anterior.

INTERFAZ GRÁFICA

Se aúnan todos los desarrollos bajo una interfaz gráfica que permite al usuario realizar simulaciones de forma rápida y sencilla, eliminando la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos con el fin de ejecutar la aplicación. También permite un análisis preliminar de los resultados obtenidos. La interfaz cuenta con una ventana principal (Fig. 4.arriba) y, con una ventana secundaria (Fig. 4.abajo).

La simulación de la ventana principal muestra representado el campo solar en 3D, donde la eficiencia, incluyendo sombras y bloqueos, factor coseno y atenuación, queda reflejada gráficamente mediante un mapa de colores, de forma que cada heliostato lleva asociado un color que representa su eficiencia en tanto por 1. La ventana principal, además de permitir al usuario realizar simulaciones para un punto de diseño concreto, especificando la fecha, hora local y la zona horaria, permite realizar simulaciones dinámicas, brindando así al usuario, la oportunidad de visualizar la evolución del campo durante un intervalo temporal, previamente especificado.

Desde la ventana principal se accede a la ventana secundaria, Fig. 4.abajo. Donde se representa la densidad de flujo de potencia en kW/m² mediante los dos gráficos superiores. Por defecto, la simulación se realiza para el punto de diseño especificado en la ventana anterior, y para una radiación solar directa de 1000 kW/m². La gráfica inferior, muestra de forma dinámica, la evolución de la potencia total en kW, a saltos temporales especificados por el usuario e iniciando la simulación en el punto de diseño especificado.

La interfaz cuenta con una barra de herramientas, que permite hacer zoom, desplazar y rotar los gráficos y, conocer las coordenadas de cada uno de los vértices representados, así como la eficiencia de cada heliostato o, los flujos de potencia para cualquier coordenada del receptor, con tan solo acercar el cursor a la zona en cuestión.

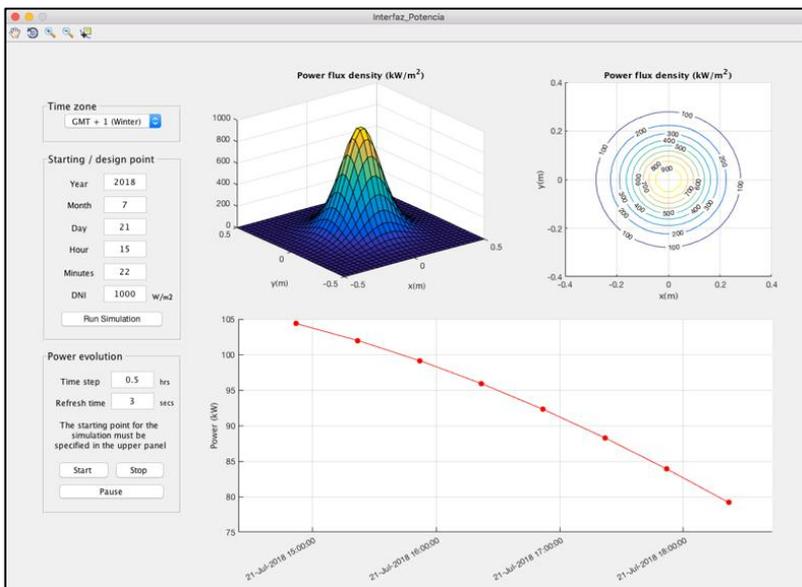
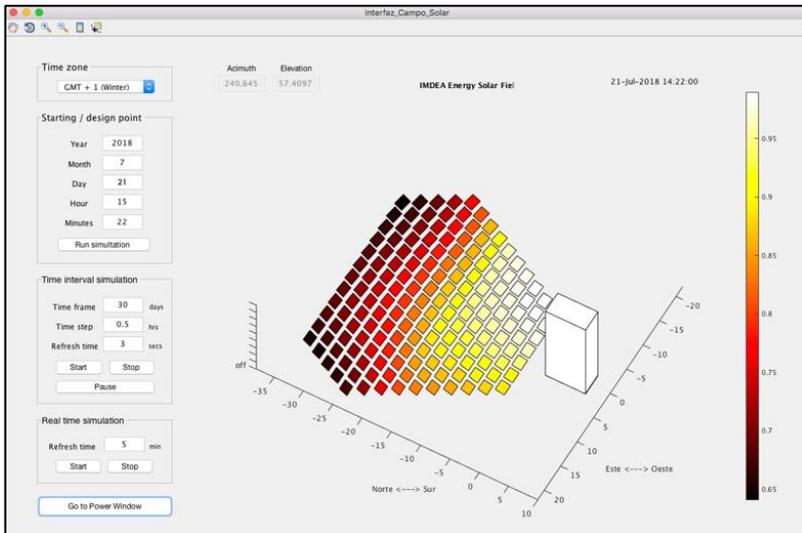


Figura 5. Interfaz gráfica. (Arriba) ventana principal; (abajo) ventana secundaria

RESULTADOS

La figura 5 ilustra los resultados característicos obtenidos mediante este programa que, en este caso, corresponden a una evolución del campo solar desde las 11:22:00 horas del 21 de julio de 2018 hasta las 16:22:00 de ese mismo día.

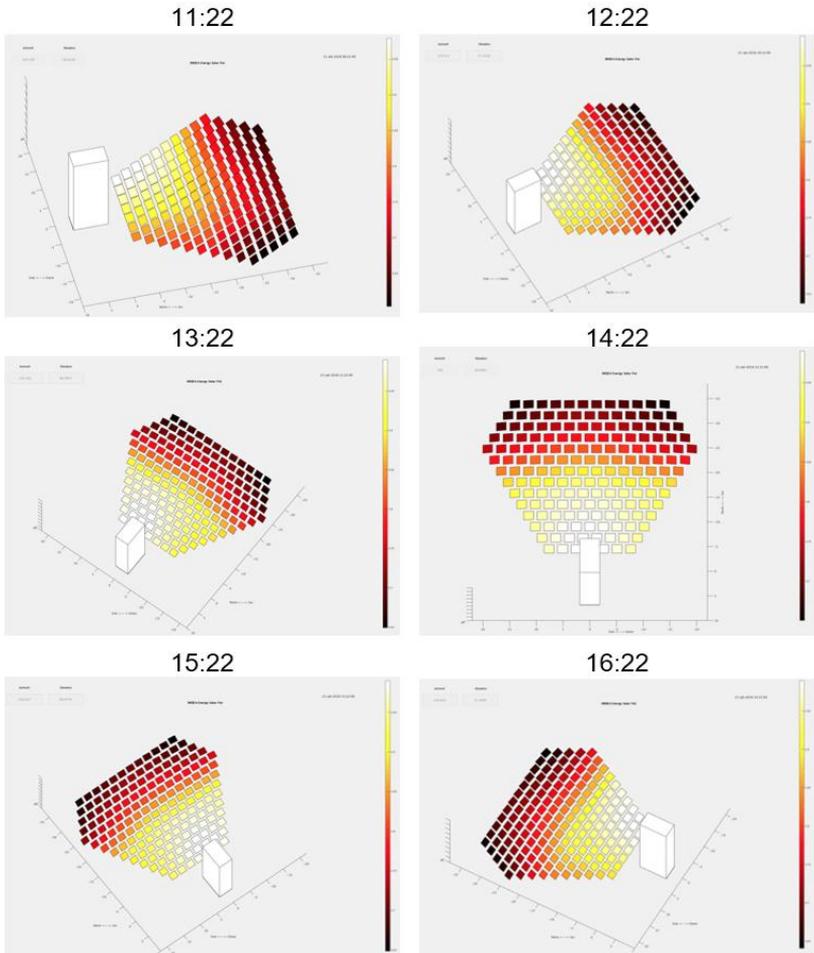


Figura 5. Evolución del campo solar desde las 11:22 horas del 21 de julio hasta las 16:22 de ese mismo día.

Las peores eficiencias se presentan en la mitad norte del campo. Las pérdidas por bloqueos se dan principalmente en las últimas filas. Las sombras son nulas, excepto para las 11:22

horas, en que se tienen ciertas pérdidas en los heliostatos de la esquina noroeste. El efecto coseno presenta su mayor eficiencia en la mitad sur del campo y evoluciona desde la esquina suroeste a las 11:22, pasando por el centro sur del campo al medio día solar y, llegando a la esquina sureste a las 16:22.

CONCLUSIONES

Se ha implementado un modelo de simulación que estima el funcionamiento del campo solar del instituto IMDEA Energía. Por el momento, se ha validado el sistema de seguimiento y los modelos correspondientes al vector solar y al cálculo de la densidad de flujo de potencia. El primero, poniendo en operación el campo solar y comprobando la correspondencia de los ángulos de inclinación de varios heliostatos con los calculados en el modelo y, los dos últimos, aplicando los ejemplos expuestos en los artículos de referencia [2] y [4]. En un futuro próximo, el programa se validará en su conjunto bajo condiciones reales de operación.

REFERENCIAS

- [1] The European H2020 project, “Sun to liquid”; <http://www.sun-to-liquid.eu>
- [2] Blanco-Muriel, M., et al. “Computing the Solar Vector”. Solar Energy. Vol. 70, No. 5, 2001; pp. 431-441, 2001, Great Britain.
- [3] Leary PL, Hankins JD. User’s guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat-receiver optics for central receiver solar power plants. Sandia National Laboratories, Livermore, California: SAND-77-8280; 1979. Page 14.
- [4] Francisco J. Collado., et al. “One-point fitting of the flux density produced by a heliostat”. Solar Energy 84 (2010) 673–68424, April 2009; Univ. Zaragoza, CPS-B, Dpto de Ingeniería Mecánica, María de Luna 3, 50018 Zaragoza, Spain.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

INCORPORAÇÃO DE ESCÓRIAS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO A ALTA TEMPERATURA

Frederico Felizardo¹, Luís Guerreiro², José Mirão³, António Candeias⁴ e M. Collares
Pereira⁵

¹ Engenheiro., Universidade de Évora, Largo dos Colegiais 2, Évora, 7004-516, Portugal

² Investigador Aux, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002
Évora, Portugal, lguerreiro@uevora.pt

³ Laboratório HERCULES, Universidade de Évora, Largo Marquês de Marialva 8, 7000-671
Évora, Portugal

⁴ Laboratório HERCULES, Universidade de Évora, Largo Marquês de Marialva 8, 7000-
671 Évora, Portugal

⁵ Professor, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002 Évora,
Portugal, collarespereira@uevora.pt

RESUMO

O Presente trabalho pretende avaliar o potencial de incorporação de escórias em sistemas de armazenamento de energia a alta temperatura. Foram efectuadas um conjunto de técnicas, por forma a caracterizar e avaliar material escombreiro da Mina de São Domingos localizada no Sudeste de Portugal. O trabalho incluiu a difração de raios-X, Fluorescência de raios-X, espectroscopia electrónica. Os resultados evidenciam a existência de três fases sendo a mais abundante a fayalite, indicando que o elemento Ferro é o mais abundante 56% na forma Fe_2O_3 . de forma a avaliar o seu potencial para integrar na constituição de sistemas de armazenamento de energia.

PALAVRAS-CHAVE: Energia térmica, Armazenamento de Energia, Escórias; Selecção de material

ABSTRACT

The use of renewable energy systems implies the development of new methods for their storage, taking into account the intermittent use of the resource. On the other hand, the

reuse of materials and the reduction of the environmental impact can be important vectors of an efficient and sustainable society. It is in this sense that the work developed intends to evaluate the potential of metallurgical residues of a deactivated mine in São Domingos, Portugal, to be incorporated in high temperature thermal energy systems. The minerals extracted from the mine were mainly iron, copper and sulphur resulting in enormous heaps that constitute a high environmental risk.

The experimental work uses a multi-analytical analysis on samples collected at five different points. To make a detailed characterization of the material, data of the mineralogical composition were obtained by X-ray Diffraction (XRD), chemical composition by X-Ray Fluorescence (FRX) and microanalysis by scanning electron microscopy with spectroscopy of lightning- X coupled (SEM-EDS). The results of XRD show a mineralogical composition with larger phase of fayalite. The chemical analysis by FRX shows that iron is the most abundant element, with a proportion of 56% Fe_2O_3 . SEM-EDS analysis shows that slag is characterized by three phases, namely fayalite (silica and iron), amorphous glass (aluminium, calcium and silica) and sulphides (sulphur and copper).

KEYWORDS: Thermal Energy, Energy Storage, Slag; Material Selection

INTRODUÇÃO

O armazenamento de energia pode ser a chave para melhorar a eficiência da utilização de energia em todos os sectores da economia. Os sistemas de armazenamento de energia térmica (“Thermal energy systems”, TES) representam uma forma de corrigir a lacuna entre o fornecimento de energia e a sua necessidade. Existem basicamente três tipos de sistemas TES (i.e. sensíveis, latentes e químicos), dependendo do tipo de processo ou propriedade do meio de armazenamento. Sistemas de armazenamento de energia térmica com calor sensível (STES), utilizam a energia liberada / absorvida pelos materiais quando ocorre um aumento ou diminuição da temperatura.

Actualmente existem diversos tipos de materiais para armazenamento de energia, podendo este ser realizado em meio líquido (sais fundidos ou óleo térmico) ou em meio sólido (cerâmicas, rochas ou betão de alta temperatura) [1]. Para aplicações de sistemas de armazenamento em sólidos é necessário ter em consideração algumas propriedades como a condutividade térmica (k), capacidade térmica (c_p), densidade (ρ), coeficiente de expansão térmica e estabilidade entre ciclos. Também é importante fazer uma avaliação de custos e métodos de produção [2]. Devido ao aumento de custos dos materiais de armazenamento, é muito importante avaliar materiais alternativos de baixo custo, por exemplo através da valorização de produtos derivados de mineração, para armazenamento de calor em sólidos. Um exemplo destes resíduos pode ser fornecido pelo depósito de antigas minas como a de S. Domingos. Estes aterros têm materiais com conteúdo relevante de metais [3]. De acordo com a literatura das últimas décadas do período moderno de exploração (1930-1966), Enxofre e cobre foram os principais materiais explorados. A metalurgia do minério de baixo teor foi feita localmente. O processo deixou escórias, estima-se uma quantidade de 4,7 Mt de escórias modernas de S. Domingos, divididas por 15×10^3 ton. de cobre, 15×10^3 ton. de chumbo, 40103 ton. de zinco [4].

Estudos anteriores desenvolvidos nas escórias mostram que é esperada uma composição mineralógica com silicatos cristalinos (principalmente olivina e piroxenas), magnetite e vidro com quantidades acessórias de sulfuretos e ligas metálicas [3].

A condutividade térmica para os minerais comuns tem sido estudada, para temperatura ambiente (25°C). Os resultados mostram que magnetite tem a maior condutividade térmica em relação aos outros minerais estudados, com um valor de 5,10 ($W m^{-1} K^{-1}$), segue-se augite (uma piroxena) com 3,82 ($W m^{-1} K^{-1}$) e depois faiáite (olivina de ferro) com 3,16 ($W m^{-1} K^{-1}$) [5]. O calor específico medido à temperatura ambiente para os minerais com mais relevância como faiáite é 649 [$W kg^{-1} K^{-1}$], para a magnetite é 636 ($W kg^{-1} K^{-1}$), e para a hedenbergite (piroxena de cálcio e ferro) é 700 [$W kg^{-1} K^{-1}$] [6], [7] e [8]. Foram utilizados proxies ideais para correspondentes elementos mineralógicos, no caso da petedunite (piroxena de cálcio e zinco) foi utilizado o proxy augite para a condutividade térmica e hedenbergite ($CaFeSi_2O_6$) para o calor específico.

Os objectivos deste trabalho são: (1) identificar a composição química e mineralógica da escória; (2) identificar possíveis integrações aos sistemas de armazenamento de energia térmica.

TRABALHO EXPERIMENTAL

Em Março 2017 foi efectuada uma recolha de material mineiro na antiga Mina de São Domingos, próxima da fronteira entre Portugal e Espanha localizada no concelho de Mértola, coordenadas GPS: 37.669680, -7.496051.

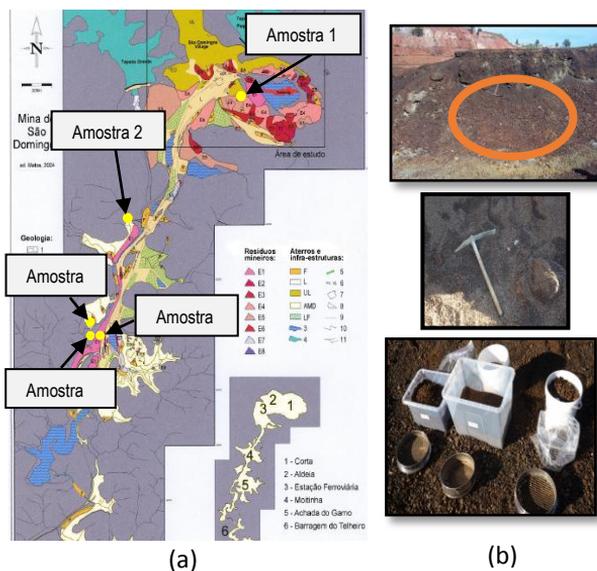


Fig. 1. (a) Localização dos pontos de amostragem [3] (adaptação de mapa do Laboratório Nacional de Energia e Geologia). e (b) procedimento de recolha.



Fig. 2. Granulometria dos diferentes grãos recolhidos.

Considerando que o material deverá ter granulometria similar à utilizada em agregados em misturas cimentícias, foram utilizados peneiros ASTM para obter três granulometrias diferentes, a fracção 1 é composta por grãos entre 2,5 e 6,3mm, a fracção 2 são grãos entre 6,3 e 12,5mm e a fracção, 3 são grãos com tamanho superior a 12,5mm. Na Fig. 1, são apresentados os 5 pontos seleccionados para realizar a recolha e a metodologia utilizada durante o processo.

Tabela 1. Densidade, absorção de água, densidade a granel e percentagem de vazios para dois lotes de amostras.

Amostras (Ponto – Tamanho)	Densidade (ton/m ³)		Absorção de água absorption (%)		Densidade a granel (Mg/m ³)	Vazios (%)
	Lote A	Lote B	Lote A	Lote B	Lote A	Lote A
NS1-fracção 1	3.59	3.6	1.3	0.4	1,79	50,1
NS1-fracção 2	3.71	3.7	0.5	0.4	1,62	56,3
NS3- fracção 1	3.56	3.5	0.5	0.35	1,83	48,6
NS3- fracção 2	3.61	3.6	0.3	0.3	1,74	51,8
NS3- fracção 3	3.66	-	0.2	-	-	-
NS4- fracção 1	-	3.5	-	0.6	-	-
NS4- fracção 2	-	3.5	-	0.6	-	-
NS5- fracção 1	3.43	-	1.1	-	1,78	48,1

As observações da Tabela 1 mostram que ambos os lotes (A e B) apresentam resultados de densidade e absorção de água similares. Apenas as amostras do ponto de amostragem 1 com granulometria pequena (NS1- 2,5<Tamanho<6.3mm) apresentam valores díspares na absorção de água. Tendo em conta, que as propriedades interessantes para o efeito em estudo, é elevada densidade e um baixo teor de absorção de água, amostras do ponto de amostragem 1 e 3 revelam alguma similaridade e correspondem ao desejado para a continuação do estudo.

Caracterização do Material

Foi efectuado na Universidade de Évora, num trabalho conjunto entre a cátedra energias renováveis e o laboratório Hercules, um conjunto de análises que permita a caracterização do material recolhido da mina de São Domingos. Pretende-se validar a hipótese de incorporar este material em sistemas de armazenamento de energia térmica de alta temperatura.

A caracterização foi feita de modo a determinar a composição mineralógica e química, para tal foram realizadas as seguintes análises:

- Difracção Raio-X (*DRX*)
- Fluorescência Raio-X (*FR-X*)
- Microscopia electrónica de varrimento (*SEM*)

Difracção Raios-X.

O estudo da composição mineralógica das amostras é essencial para uma primeira avaliação do material recolhido. Desta forma, pode-se fazer uma analogia sobre a sua composição e assumir um possível comportamento quando submetidos a aumento e decréscimos de temperatura. Segundo referências bibliográficas é esperada uma composição mineralógica em que faialite é o mineral em maior abundância na fase de cristalização [4].

A metodologia utilizada na preparação das amostras encontra-se resumida na Fig. 3. Para esta análise é fundamental que a amostra seja reduzida a pó. O pó vai ser analisado num equipamento *Bruker™ D8 Discover* com um detector *Lynxeye*, usando radiação de $\text{CuK}\alpha$, num espaço 2θ entre 3° e 75° . O passo foi de $0,05$. A identificação dos picos da difracção



foi feita utilizando o *software DIFFRAC.SUITE EVA*.

Fig. 3. Preparativos das amostras para a análise DRX.

Fluorescência de Raio X.

Para este tipo de análise é essencial usar padrões de material de composição química conhecida, neste caso foram utilizados os padrões 802-1 [9], 803-1 [9], SH1/2 [10], SX32-24 [11] e SX29-02 [11]. Inicialmente foram preparadas pastilhas com os padrões, com uma

solução de resina “*Elvacite 2046*” [12]. O preparado de resina é adequado para se obter uma maior resistência à humidade. A análise química por fluorescência de Raio X foi determinada utilizando um espectrômetro *Bruker S2 Puma*. As análises foram conduzidas a 40 kV e 35 μ A, em vácuo, utilizando uma contagem de 120 segundos em cada amostra. A preparação das amostras para a análise encontra-se explicada pela Fig. 4 e Fig. 5.



Fig. 4. Preparação das pastilhas de padrões.



Fig. 5. Preparação das pastilhas com material recolhido.

Microscopia electrónica de varrimento (SEM-EDS).

Este tipo de análise foi efectuada para compreender a distribuição dos elementos químicos na amostra. Apenas foi considerado para análise material da fracção 1, isto é com granulometria entre 2,5 e 6,3 mm.

Na Fig. 6, encontra-se resumida a preparação das amostras para a análise. As amostras foram impregnadas em resina epoxy. e foi deixado a secar. Depois de seco inicia-se o polimento, em primeiro lugar utilizando-se carbonite em pó, para o desgaste da primeira camada de resina até chegar à superfície da amostra, neste polimento utilizou-se um número de grão de 400, 800 e 1000. Para o polimento na superfície da amostra utilizou-se lixas de água. Foram utilizadas lixas com número de grão de 1000, 1600, 4000 e por último de 6000. No acabamento final realizou-se um polimento mecânico utilizando pasta de diamante de 15 e 6 μ m. A análise SEM-EDS foi feita utilizando um o equipamento *Hitachi™ S3700N SEM* juntamente com um detector *Bruker™ XFlash 5010 SDD*. A análise foi feita numa câmara de vácuo variável a 40 Pa e uma aceleração entre 10-20 kV.

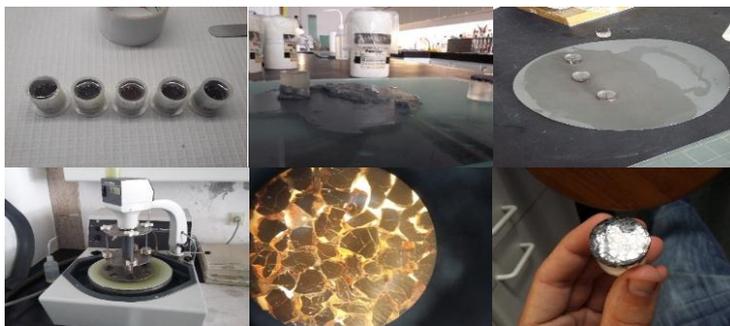


Fig. 6. Trabalho realizado nas amostras para análise SEM.

DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Resultados da Difração Raio X.

Com os resultados desta primeira análise permite retirarem-se conclusões sobre a composição mineralógica do material em estudo. A Fig. 7 e Fig. 8 apresentam difractogramas das amostras com diferentes granulometrias de dois pontos de amostragem.

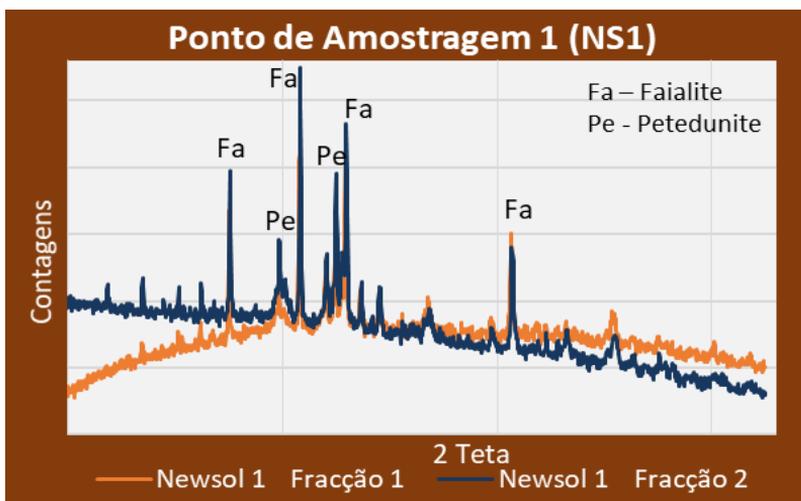


Fig. 7: Resultados da análise DRX do ponto de amostragem 1.

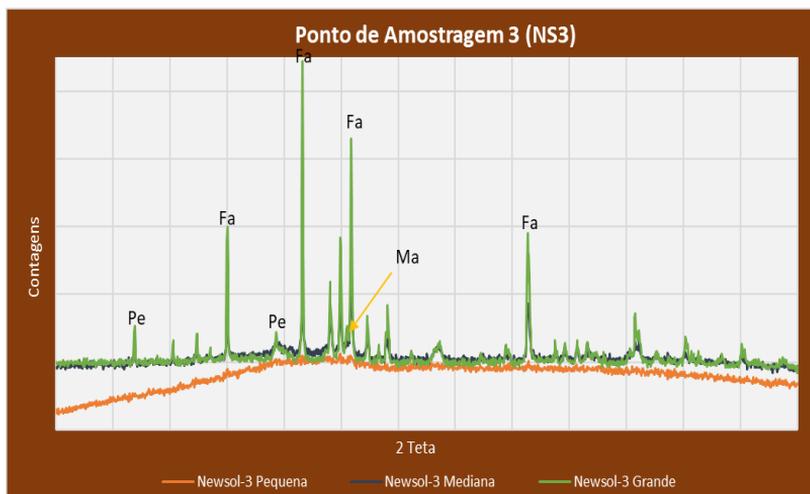


Fig. 8. Resultados da análise DRX do ponto de amostragem 3

Na Tabela 2 está compilada uma semi-quantificação mineralógica de amostras dos 5 pontos de amostragem para diferentes granulometrias. Esta quantificação corresponde apenas a uma análise da parte cristalina da amostra. As amostras com resultado amorfo foram designadas pela expressão vestígios.

Tabela 2. Semi-quantificação mineralógica das medições DRX para cada amostra.

Ponto de amostragem	Fracção (mm)	Faialite %	Maghemite & Magnetite %	Petedunite %	Outros %
1	2,8< Fracção1>6.3	73.04	4.97	20.77	1.22
	6,3< Fracção 2>12.5	61.08	14.16	23.22	1.54
2	2,8< Fracção 1>6.3	61.01	4.28	33.12	1.59
	6,3< Fracção 2>12.5	47.13	16.14	35.01	1.72
3	2,8< Fracção 1>6.3	Vestígios	Vestígios	Vestígios	Vestígios
	6,3< Fracção 2>12.5	92.74	3.07	3.04	1.15
	Fracção 3 >12.5	94.66	1.06	4.34	0.94
4	2,8< Fracção 1>6.3	Vestígios	Vestígios	Vestígios	Vestígios
5	2,8< Fracção 1>6.3	81.06	3.48	14.52	1.04
	6,3<Fracção2>12.5	76.57	5.26	17.17	1.00

Uma primeira conclusão que pode ser feita, é que faialite (Fe_2SiO_4) é o mineral predominante em todas as amostras. Pode-se destacar amostras do ponto de amostragem 1 e 2 que têm na sua composição maior percentagem de outros minerais como a maghemite (Fe_2O_3)/magnetite (minerais com propriedades similares aparecem muitas vezes associados

[13]) e petedunnite ($\text{CaZnSi}_2\text{O}_6$). Este tipo de minerais começa a aumentar o seu conteúdo aquando existe um aumento da granulometria do material recolhido na zona de amostragem.

Verifica-se que as material dos pontos de amostragem 3 e 4 com menor granulometria não foi possível retirar conclusões sobre a sua composição, isto porque, ambas são amorfas, provavelmente em resultado de um arrefecimento rápido. Desta forma, em amostras maiores, o arrefecimento é mais lento, permitindo condições favoráveis à formação de cristais.

Da análise mineralógica verifica-se que a sua concentração aumenta consoante o aumento da dimensão do grão do material. Verifica-se também que considerando a mesma fracção nos diferentes pontos de recolha, já existe formação de cristais como é o caso dos pontos (NS 1, 2 e 5) enquanto nos pontos de recolha (NS 3 e 4), esta formação de cristais não acontece na mesma fracção.

Resultados da análise FRX.

Dos resultados apresentados na Tabela 3 da análise FRX, é possível concluir que a concentração dos elementos é constante entre amostras do mesmo ponto de amostragem e com tamanhos diferentes. Uma variação entre os elementos apenas é observada entre pontos de amostragem, o que pode ser dependente do momento em que a escória foi produzida e da tecnologia usada, nomeadamente da natureza do fundente e da temperatura do processo.

Tabela 3. Semi-quantificação da composição química das amostras analisadas.

Formula	NS1	NS1	NS2	NS2	NS3	NS3	NS4	NS5	NS5
	Fracção 1 %	Fracção 2 %	Fracção 1 %	Fracção 2 %	Fracção 1 %	Fracção 2 %	Fracção 1 %	Fracção 1 %	Fracção 2 %
Na ₂ O	0.19	0.21	0.19	0.20	0.17	0.20	0.19	0.20	0.16
MgO	3.63	3.32	3.20	3.19	2.71	3.25	2.96	2.70	2.80
Al ₂ O ₃	1.37	1.39	1.24	1.19	3.19	2.67	3.56	3.83	3.48
SiO ₂	28.4	28.40	31.70	31.00	31.40	31.00	30.80	32.60	31.10
SO ₃	0.01	1.04	a	a	0.30	a	a	a	a
K ₂ O	0.94	0.95	1.08	0.98	0.93	0.96	0.94	1.09	1.17
CaO	4.57	4.68	5.99	5.81	4.57	4.98	3.91	4.06	4.45
TiO ₂	a	A	a	a	0.11	0.80	0.21	0.13	a
Fe ₂ O ₃	55.7	55.80	54.90	54.80	53.40	54.00	53.60	53.10	53.50
ZnO	1.92	1.89	1.81	1.84	1.49	1.82	1.66	1.59	1.47
PbO	0.21	0.20	0.28	0.28	0.15	0.20	0.21	0.17	0.17
Total	96.9	97.9	100.4	99.3	98.4	99.9	98.0	99.5	98.3

a-Abaixo do limite de deteção

O estudo realizado nas amostras de escórias recolhidas na mina de São Domingos, mostra que os elementos químicos com mais importância para o nosso caso de estudo são o alumínio, ferro e chumbo, pois podem favorecer um aumento das propriedades térmicas do sistema de armazenamento de calor sensível, isto porque são elementos que em separado

apresentam elevada condutividade térmica e calor específico. Nos desenvolvimentos futuros, é importante ter em consideração as percentagens de enxofre na constituição das amostras, dado que podem ocorrer reacções químicas com o cimento.

Relativamente às amostras do ponto de amostragem 1, apresentam na sua composição maior percentagem de elementos, como ferro e zinco, isto pode ser um aspecto importante aquando da escolha de granulometria para misturas cimentícias, devido ao facto, do material desta zona de amostragem apresentar formação de cristais em grãos de dimensão menor quando comparado com material da mesma fracção proveniente de outras zonas. Esta conclusão pode ser validada pela análise DRX comparando o grão mais pequeno do ponto de amostragem 1 e ponto de amostragem 3.

Resultados da microscopia electrónica de varrimento.

Os resultados fornecidos pela análise microscópica electrónica de varrimento pretendem mostrar a composição química do material recolhido por mapeamento químico da área e análise pontual. Observações mostram que a composição química é marcada pela presença de elementos como alumínio, cálcio, cobre, ferro, enxofre e silício em maior quantidade

O ferro está concentrado em grãos de faialite, enquanto elementos como o cálcio e o zinco se concentram no vidro. Algumas fases de sulfuretos são enriquecidas em ferro (provavelmente pirite) e em cobre e ferro (provavelmente calcopirite)

Da Fig. 9 até à Fig. 13 são apresentados vários mapas resultantes da análise SEM em amostras dos 5 pontos de amostragem.

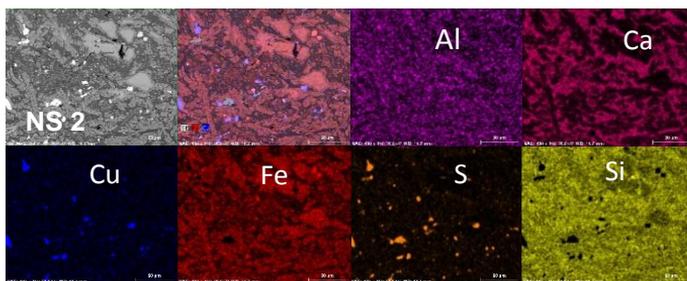
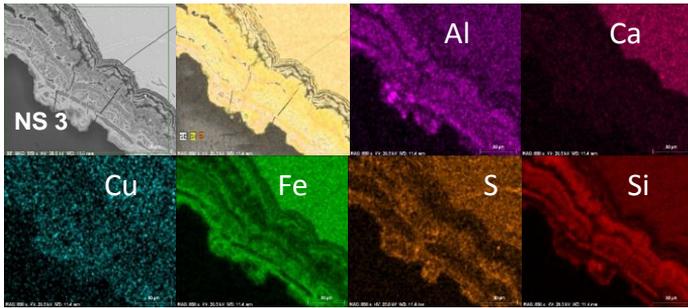


Fig. 9. Mapa químico e gráfico resultante de três análises pontuais realizadas em amostras recolhidas no ponto 1.

Através do mapeamento da Fig. 9 podemos verificar que existe uma associação entre os elementos, por exemplo, o ferro aparece associado ao silício, o que é indicativo da presença de faialite, enquanto que elementos como o alumínio, cálcio e silício indicam a presença de um vidro, correspondendo a uma fase amorfa da análise.

Uma análise à

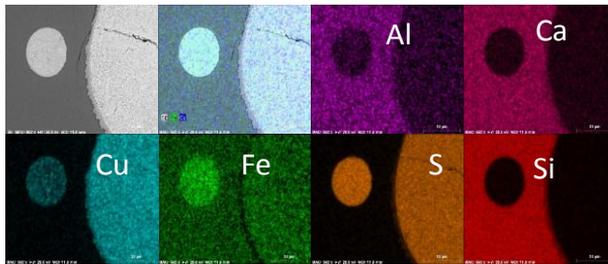
Fig. 10, mostra que temos três fases em que nos cristais maiores temos associados elementos como o ferro e silício o que é indicativo da presença de faialite, no entanto existe



também uma zona de silicatos (vidro) e uma zona de sulfuretos em que estão associados os elementos cobre, enxofre e ferro.

Fig. 10. Mapa químico do ponto de amostragem 2.

Fig. 11. Mapa químico do ponto de amostragem 3.



Da análise à Fig. 11, conclui-se que temos resíduos de escória, o mapa químico revela uma matriz silicatada (vidro) com concentrações elevadas de cálcio, ferro e silício.

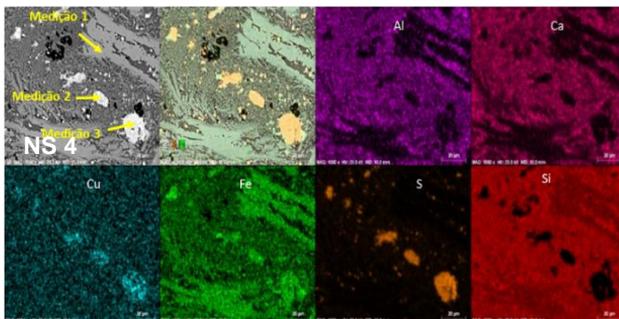


Fig. 12. Mapa químico do ponto de amostragem 4.

O mapa químico do ponto de amostragem 4, Fig. 12, mostra uma presença de resíduos silicatados, com um perfil de cores mais claras de fundo. Apresenta concentrações elevadas de cálcio, ferro e silício, predominando uma fase amorfa.

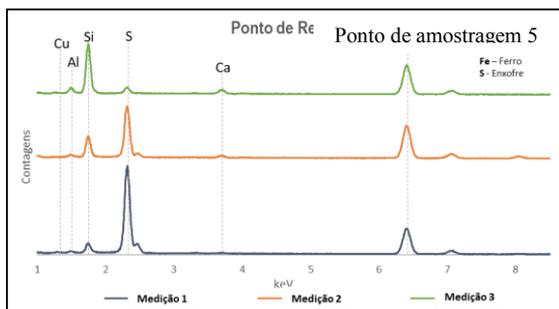


Fig. 13. Mapa químico e gráfico resultante de três análises pontuais realizadas em amostras recolhidas no ponto 5.

Analisando o mapa químico da Fig. 13, conclui-se que os elementos estão distribuídos em três fases principais, faialite (Sílica e Ferro), vidro (Alumínio, Cálcio e Sílica) e sulfuretos (Enxofre e Cobre). Da análise pontual verifica-se que na medição pontual 1 corresponde uma fase cristalina, faialite, e na medição 2 e 3 estão associadas a zonas de sulfuretos.

CONCLUSÃO

Após a caracterização realizada ao material de escombreira recolhido na mina de São Domingos, conclui-se que a composição mineralógica indica que o mineral faialite encontra-se presente em todas as fases de solidificação, independentemente da dimensão do grão analisada. A composição química revela que este material tem na sua presença elementos como o ferro, cobre, alumínio, sendo o ferro o elemento com maior concentração. Após verificados os pontos que contêm material com as melhores características definiu-se que o material proveniente do ponto de amostragem 1 será o utilizado para análises futuras com interacção com outro tipo de materiais, como sejam sais fundidos, pois apresentou características semelhantes para diferentes dimensões de grãos comparado com material de outros pontos de recolha.

A presença de minerais como faialite é interessante pois é um mineral do extremo sólido da série de olivinas, caracterizadas com um grupo de minerais com forte proporção de magnésio e ferro. Das análises químicas, é importante retirar que a composição global é ligeiramente diferente entre pontos de amostragem, mas independente do tamanho do grão. A distribuição dos elementos químicos pelas diferentes fases está muito dependente da velocidade de arrefecimento e assim da possibilidade da formação de fases cristalinas como a olivina, as piroxenas e os óxidos de ferro.

Os resultados mostram que existe potencial na integração do material como agregado em misturas cimentícias, devido ao seu conteúdo de metais, e estudar a sua interação com outros materiais para avaliar o potencial de utilização em sistemas de armazenamento de energia térmica a alta temperatura.

REFERÊNCIAS

- [1] S. M. Hasnain, “Review on Sustainable Thermal Energy Storage Technologies, Part I: Heat Storage Materials and Techniques,” *Energy Convers. Mgmt*, vol. 39, pp. 1127-1138, 1998.
- [2] M. NAvarro, M. Martínez, A. Gil, A. Fernández, L. Cabeza, R. Olives and X. Py, “Selection and characterization of recycled materials for sensible thermal energy storage,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 107, pp. 131-135, 2012.
- [3] G. Luis and M. Collares-Pereira, “New materials for thermal energy storage in concentrated solar power plants,” in *SolarPACES*, 2015.
- [4] L. Rosado, C. Morais, A. E. Candeias, A. P. Pinto, F. Guimarães and J. Mirão, “Weathering of S. Domingos (Iberian Pyritic Belt) abandoned mine slags,” *Mineralogical Magazine*, vol. 72, p. 489–494, February 2008.
- [5] T. Horay, “Thermal Conductivity of Rock-Forming Minerals,” *Jornal of Geophysical Research*, Vols. Vol.76, No.5, 1971.
- [6] A. Benisek and H. Kroll, “The Heat Capacity of Fayalite at Hight Temperature,” *American Mineralogist*, vol. 97, pp. 657-660, 2012.
- [7] K. Bennington and R. Beyer, “Thermodynamic Properties of Hedenbergite, a Complex Silicate of Ca, Fe, Mn and Mg,” *Bureau of Mine Report of Investigations*, 1984.
- [8] M. Chase, “NIST-JANAF Thermochemical Tables,” vol. Fourth Edition, pp. 1-1951, 1998.
- [9] https://hybris-static-assets-production.s3-eu-west-1.amazonaws.com/sys-master/pdfs/ha2/h7b/9438725701662/en_ST-WB-CERT-1774499-1-1-1.PDF
- [10] “<http://gsometal.ru/Catalogue%20ICRM%20ENG/Catalogue%20ICRM-Center%20January%202015.pdf>,” [Online].
- [11] “http://www.hrt-labortechnik.com/fileadmin/user_upload/Labortechnik_Produkte/Zertifizierte_Referenzmaterialien/Nach_Hersteller/Dillinger_Samples_February_2018.pdf,” [Online].
- [12] “http://www.luciteinternational.com/wp-content/uploads/lucite-international/assets/642/Elvacite%E2%94%AC%C2%AB%202046%20v20131002_origin.al.pdf,” [Online].

[13] “www.mindat.org,” [Online]. Available: <https://www.mindat.org/min-2533.html>. [Accessed 21 December 2017].

ARMAZENAMENTO ENERGIA TÉRMICO A ALTA TEMPERATURA EM MÓDULO DE BETAO

Luís Guerreiro¹, Frederico Felizardo², Vitor Vermelhudo³, Ângela Nunes⁴ and M.Collares Pereira⁵

¹Investigador Aux, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002 Évora, Portugal, lguerreiro@uevora.pt

² Engenheiro, Univ. Évora, Largo dos Colegiais 2, Évora, 7004-516, Portugal

³SECIL S.A. Centro de Desenvolvimento Aplicações de Cimento, Outão, Apartado 71, 2901-864 Setúbal, Portugal

⁴ SECIL S.A. Centro de Desenvolvimento Aplicações de Cimento, Outão, Apartado 71, 2901-864 Setúbal, Portugal

⁵ Professor, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002 Évora, Portugal, collarespereira@uevora.pt

RESUMO

A Energia Solar é um recurso abundante e pode ser armazenada com vista a ser utilizada a qualquer hora do dia. Uma das formas mais eficientes de armazenamento é pela via térmica a alta temperatura (>400 °C), sendo usual em centrais de concentração solar a utilização de sais fundidos armazenados em dois tanques. A fim de reduzir os custos, uma solução alternativa seria o de armazenar em meio sólido utilizando um betão com propriedades térmicas optimizadas para o armazenamento de energia. O trabalho experimental apresentado foca-se no desenvolvimento de misturas cimentícias que possam ter um bom comportamento térmico a altas temperaturas e também que resistam bem aos exigentes ciclos térmicos a que vão estar sujeitos. Neste estudo consideraram-se ciclos térmicos entre 290°C e os 500°C através da colocação de amostras cimentícias cúbicas (40*40*40mm) num forno procurando simular ciclos de carga e de descarga. Os resultados demonstram que uma boa mistura (ligante adequado, adjuvantes) é fundamental para o bom desempenho térmico e para uma durabilidade adequada. Ciclos térmicos permitem demonstrar qual a evolução de propriedades com o tempo aferindo a sua durabilidade.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, Misturas Cimentícias, Ciclos Térmicos

ABSTRACT

Solar Energy is an abundant resource, can be stored to be used at any given time of the day. One of the most efficient ways is by means of thermal energy at high temperature (>400°C) used in thermal power plants where the energy is stored in molten salts. In order to reduce costs, an alternative solution would be to store the energy in a concrete block with enhanced thermal properties.

In this work, cementitious mixes have been investigated with samples (40*40*40mm) with different mixes being subject to thermal cycles in charge and discharge cycles. Results show that a good mix (binder, additives) is crucial for an optimum thermal performance and a suitable durability. Thermal cycles allow to show the evolution of properties with time.

INTRODUÇÃO

A necessidade de um uso mais eficaz da energia, faz crescer a ideia da necessidade de sistemas de armazenamento, como meio para melhorar a eficiência energética em muitos setores da economia.

Os sistemas de armazenamento de energia térmica (TES) representam uma maneira possível de corrigir a lacuna entre o a necessidade de energia e o seu fornecimento. Existem basicamente três tipos de sistemas para armazenamento de energia térmica, sensíveis, latentes e químicos, dependendo do tipo de processo e das características dos materiais. Os sistemas de armazenamento de energia térmica com calor sensível (STES), que utilizam a energia liberada / absorvida pelos materiais, aquando ocorre um aumento ou diminuição da temperatura. Os sistemas podem ser classificado de acordo com seus meios de armazenamento de calor em meio líquido, como água, óleo, sais fundidos, etc. ou meio sólidos como metais, cerâmicas, rochas e outros. [1]. For the application of a solid as a heat storage media, have to be taken into account properties like thermal conductivity (k), specific heat capacity (c_p), density (ρ), thermal expansion coefficient, and cyclic stability. Additionally costs evaluation and production methods are also important [2].

A partir da literatura é possível identificar desenvolvimentos na caracterização de betão para armazenamento de energia sob a forma de calor. Algumas pesquisas feitas pela DLR em sistemas deste tipo tentaram compara dois tipos de materiais de armazenamento diferentes. Para tal construíram 4 módulos rectangulares para identificar as características desses materiais, sendo dois deles feitos de um material cerâmico e outros dois com betão de alta temperatura. A capacidade de armazenamento era de 280 kWh e 350 kWh respectivamente [3]. Após validação do desempenho dos modelos, desenvolveram mais tarde para temperaturas de armazenamento maiores, uma nova mistura de betão (com fibras de polietileno) e um novo desenho da seção transversal [4].

Estudos realizados em 26 misturas de betão foram desenvolvidos por Emerson et al. [5]. O trabalho baseou-se na avaliação de misturas selecionadas para as quais executaram uma série de testes. O número de misturas estudadas foi de 26 e os materiais de base utilizados encontram-se resumidos na Tabela 1. Estas misturas foram agrupadas e testadas num banho de sal fundido a 585°C durante 500 horas. As amostras também foram expostas a 30 ciclos térmicos entre 300°C e 585°C quando submersas em sal fundido e foram submetidas a ciclos de secagem com circulação de ar forçada durante 30 vezes entre os 300°C e 600°C.

Tabela 1: Materiais base utilizados na experiencia de Emersol et al.

Materiais (kg/cm ³)	Misturas						
	1	2	3	4	5	6	7
Cimento	400 ^b	236 ^b	480 ^b	400 ^b	265 ^b	237 ^b	160 ^b
Cinzas Volantes	400	550	320	320	265	237	374
Silica	80
Agregados finos	1005	1100	1160	1130	771	741	741
Agregados Uniformes	771 ²	741 ²	790 ²
Água	288	236	240	240	192	237	181
Fibras de Polipropileno	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Água / cm	0,36	0,30	0,30	0,30	0,36	0,50	0,34

Alonso et al. [6] realizaram testes para avaliar uma nova mistura à base de cimento que poderia conduzir e armazenar calor a altas temperaturas, com ciclos térmicos na gama de 290 a 550 ° C, tornando-o ideal para um sistema de armazenamento térmico em centrais de energia solar térmica. No artigo, os autores propuseram-se a desenvolver e analisar amostras de cimento de aluminato de cálcio (CAC), eletrol e de Cimento, contendo 40% de alumina, foi misturado com cinzas volantes (BFS) para controlar qualquer risco de conversão precoce e para melhorar o desempenho térmico a altas temperaturas.

Outro conceito foi desenvolvido, com o objectivo de criar um sistema de armazenamento térmico de alta temperatura usando betão como meio de armazenamento sólido, em colaboração com a com uma empresa produtora de cimento alemã. Comercialmente chamado de Heatcrete. O objetivo foi desenvolver um novo sistema de armazenamento a alta temperatura de até 393 °C para aplicações em centrais de concentradores parabólicos.[7].

Um protótipo de pequena escala foi desenvolvido e estudado por Chilakaa et al. [8] o artigo realizado, apresenta testes de desempenho em protótipos de armazenamento de calor sensível de escala laboratorial. Os sistemas desenvolvidos são constituídos por tubos em aço fundido e betão, para o trabalho foram estudadas cinco misturas diferentes de betão, com diferentes características que permitem um rácio de resistência/custo para taxas elevadas de compressão.

O uso de betão em módulo para armazenamento de energia térmica apresenta vários desafios: durabilidade de longo prazo do betão quando sujeitos a ciclos térmicos, minimização de custos e alta eficiência nos ciclos de carga / descarga.

O objetivo desta investigação é apresentar testes realizados em novas misturas de betão desenvolvidas com o objectivo de apresentar alta resistência a ao stress térmico, alta capacidade térmica e propriedades térmicas elevadas, de forma a apresentar um novo conceito de armazenamento (neste caso um módulo de betão capaz de armazenar energia até 550 °C).

TRABALHO EXPERIMENTAL

O trabalho desenvolvido pretende validar uma nova mistura de concreto baseada em cimento OPC para ser usada em um armazenamento de energia de calor sensível. A abordagem adotada para projetar o concreto para o módulo de armazenamento, tem as seguintes etapas: (1) Ensaio em base de cimento: argamassas com areia siliciosa utilizada como areia padrão de referência para os ensaios; (2) Escolha de dois ou três mais ligantes promissores; (3) Desenvolver misturas com boa trabalhabilidade.

A seleção dos materiais necessita de ser precisa, pois os parâmetros testados são totalmente dependentes da temperatura, o que significa que os materiais usados devem ser testados e caracterizados para toda a faixa de temperaturas de operação.

Seleção do material

Por forma a definir um caminho para a investigação foram definidos parâmetros de desempenho. Os principais parâmetros do material são: condutividade térmica, capacidade térmica, coeficiente de expansão térmica, resistência à compressão e à tração e módulo de elasticidade. Considerando os principais fatores definidos, foi feita uma seleção de materiais. Os principais materiais utilizados nas misturas desenvolvidas foram cimento, aditivos, agregados, fibras e aditivos.

A pré-seleção das misturas pode ser dividida em três grupos principais:

- Aditivos Minerais, em que foi definido o tipo de mistura cimentícia a utilizar.
- Fibras, a presença de fibras é para controlar o fissuração devido à fadiga térmica e aumentar a condutividade térmica do mistura.
- Aditivos condutivos, o objetivo de adicionar este tipo de material é aumentar a condutividade térmica do concreto e, conseqüentemente, melhorar a capacidade de armazenamento de energia térmica da mistura.

Caracterização do material.

Para caracterizar as argamassas produzidas através da utilização de ligantes diferentes e areia siliciosa normalizada (usada como areia de referência para comparar os resultados), foram preparadas amostras e testadas segundo a norma EN 196-1 a fim de comparar o desempenho das distintas misturas. As amostras passaram por um processo de 28 dias de cura antes de se medirem as suas propriedades térmicas e posteriormente se iniciarem os testes ciclicos de temperatura.

Os provetes de argamassa foram preparados de forma prismática com dimensões de 160x40x40mm, conforme mostra a Fig. 1, após um processo de cura normalizado, as amostras foram cortadas em três partes, formando cubos com dimensões 40x40x40mm. Os cubos preparados serão utilizados para a caracterização e realização dos testes Fig. 1.

Seguindo as condições de temperatura impostas pelo ciclo das condições operacionais de um futuro módulo em betão, operando com temperaturas entre 290°C e 550°C, as amostras foram primeiramente aquecidas gradualmente até 290 °C para evitar fissurações devido à pressão de vaporização, sendo o aquecimento realizado a partir de 20°C até 80°C em 24 horas. A segunda etapa de aquecimento foi de 80°C a 110°C em 24 horas e a última etapa foi de 110°C a 290°C em 4 horas. Os estágios iniciais de aquecimento foram definidos de acordo com experiências realizadas anteriormente em misturas de betão desenvolvidas para resistirem a elevadas temperaturas.

O início do ciclo começa com as amostras permanecendo por 2 horas a 290°C, a próxima etapa será um aumento da temperatura de 290°C a 550°C em 2 horas, próximo da permanência da amostra por 2 horas a 550°C e por fim é introduzida uma diminuição da temperatura de 550°C a 290°C em 2 horas, sendo considerado que a amostra atingiu 1 ciclo completo, conforme Fig. 2. As argamassas foram analisadas após atingirem os 25, 50, 100 e 150 ciclos. Após as amostras atingirem os ciclos de temperatura definidos, foram realizados os seguintes testes: Resistência mecânica; Módulo de elasticidade; Condutividade Térmica e Capacidade Térmica.



Fig. 1: Argamassas produzidas com os ligantes definidos.

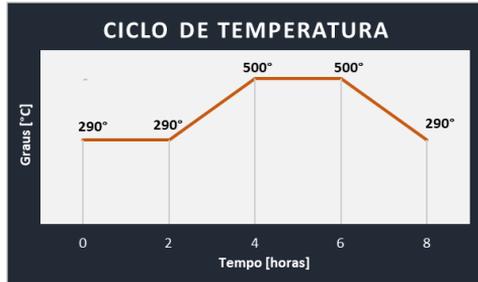


Fig. 2: Esquema do ciclo de temperatura utilizado.

Resistência mecânica

Segundo a metodologia definida os provetes produzidos foram submetidos a um teste de resistência mecânica. Os testes foram realizados primeiramente durante o período de cura, ou seja, aos 2, 7 e 28 dias. Após completados os ciclos de temperatura os provetes também foram submetidos aos mesmos testes e os resultados obtidos foram comparados.

Módulo de elasticidade dinâmico

O teste do módulo de elasticidade dinâmico consiste em determinar a velocidade de propagação de um pulso ultrasónico entre dois pontos de medição. O circuito eletrónico emite pequenos impulsos elétricos para o transdutor, excitando-o na sua gama de frequência natural. Esta vibração gera impulsos, que serão convertidos em ondas de energia mecânica pelo transdutor-transmissor, que deve estar em contato com a superfície da amostra. Este teste foi realizado segundo a norma existente. Aqui também se fizeram medições durante o período de cura e após completados os ciclos de temperatura os resultados obtidos foram comparados entre amostras.

Propriedades termofísicas

Uma avaliação das propriedades termofísicas nas argamassas foi medida antes (status zero) da exposição a altas temperaturas e no final de cada grupo de ciclos de temperatura. As propriedades em análise foram a condutividade térmica e calor específico volumétrico e difusividade. O objectivo é comparar os resultados entre as medidas iniciais, após 28 dias do estado de cura e após exposição a ciclos de altas temperaturas. As medições das propriedades térmicas foram realizadas à temperatura ambiente e foi utilizado um equipamento que permite análises de transferências de calor em superfícies, ISOMET 2104. O método de medição baseia-se na análise da dependência temporal da resposta térmica de um material, é testado pelos impulsos do fluxo de calor. O fluxo de calor é induzido pelo aquecimento de uma resistência elétrica no interior da sonda, e esta encontra-se em contato direto com a amostra testada.

A medição foi realizada nos cubos após o final dos ciclos de temperatura pré-definidos, conforme mostra a Fig. 3. A precisão na estimativa da condutividade térmica e da capacidade volumétrica de calor é de 10% e 15%, respectivamente.



Fig. 3. Medições das propriedades térmicas numa amostra de ligante após 100 ciclos de temperatura.

A literatura (Kodur e Sultan, 2003), indica que a condutividade térmica do betão diminui com o aumento da temperatura devido principalmente à evaporação da água existente no seu interior. O calor específico volumétrico é diretamente proporcional ao aumento da temperatura. O tipo de agregado da amostra também tem influência nos valores do calor específico [9]. De forma a conseguir ter conclusões sobre os valores de condutividade térmica a alta temperatura (400°C), foram realizados testes utilizando um equipamento da Hotdisk 2500s. Como o processo de análise é demorado e implica uma calibração meticulosa só foi possível obter resultados a alta temperatura para uma amostra.

DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Resultados do teste de resistência mecânica

Os resultados obtidos nas medições da resistência mecânica são apresentados na Tabela 2. A partir dos resultados é possível observar que algumas das misturas após os ciclos de temperatura diminuem ligeiramente e algumas delas mostram uma boa resposta após completados 25 e 50 ciclos. Reduções na resistência (de 30% a 70%) foram obtidas após os ciclos térmicos. O efeito pozolânico da cinza volante é muito importante e permite o crescimento da resistência com o tempo após 28 dias. Desta forma é possível definir que tipos de misturas que preenchem os requisitos após ciclos térmicos.

Tabela 2: Resultados obtidos para o teste de resistência mecânica.

Compression Strenght (Mpa)								
2 days	22,9	40,4	70,0	29,5	9,8	0,5	4,0	
7days	23,3	51,7	81,0	36,3	27,4	3,2	10,8	
28 days	36,1	62,3	91,4	39,2	32,1	32,2	50,5	
25 cycles								
Strenght (Mpa)no thermal cycle	35,0	88,6	55,1	57,0	37,2	70,4	67,7	
Strenght (Mpa)after thermal cycle	16,8	56,3	36,6	11,6	21,2	16,9	24,1	
50 cycles								
Strenght (Mpa)no thermal cycle	33,9	90,9	54,4	57,1	37,2	66,2	67,6	
Strenght (Mpa)after thermal cycle	16,4	55,0	34,9	11,8	20,1	17,2	22,7	

Resultados Propriedades termofísicas

Os resultados obtidos nas medições das propriedades termofísicas são um ponto importante nos testes realizados, pois esses parâmetros são muito importantes no que diz respeito à modelagem e otimização da mistura a seleccionar. Os resultados da condutividade térmica e calor específico são apresentados na Fig. 4 e Fig. 5.

As medições foram feitas à temperatura ambiente e revelam que as misturas preparadas, antes de realizar os ciclos de temperatura, apresentam uma boa performance térmica com várias misturas a apresentarem uma condutividade térmica superior a $2 \text{ W/m}^2\text{K}$. Como relatado anteriormente é previsto um decréscimo da condutividade térmica devido ao fato de dentro das amostras a água evaporar e o espaço ser ocupado por ar é possível ver nas medições realizadas após 50 ciclos de temperatura, os valores de condutividade térmica em todas as amostras diminuem quase a metade do valor inicial. As medições feitas após 50 e 100 ciclos revelam uma estabilidade na condutividade térmica após o patamar de 100 ciclos ter sido atingido

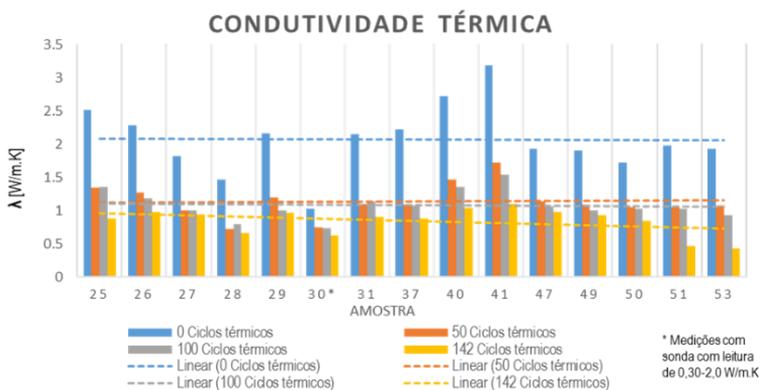


Fig. 4: Condutividade térmica medida nas misturas preparadas

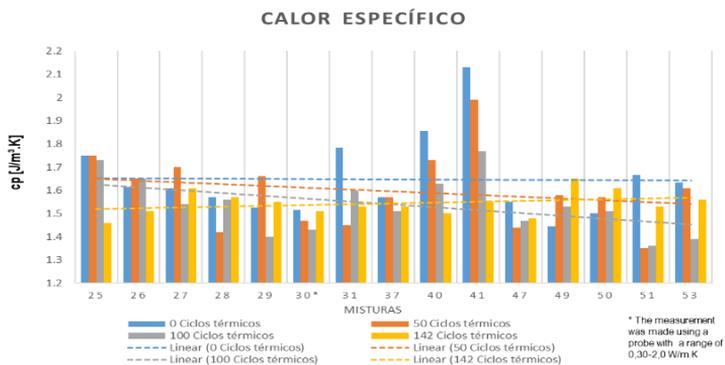


Fig. 5: Calor específico medido nas misturas desenvolvidas.

Na tabela seguinte encontram-se resumidos resultados obtidos para uma medição realizada a alta temperatura.

Tabela 3: Resultados de medições das propriedades térmicas a alta temperatura.

T (°C)	K (W/mK)		Cp (MJ/m ³ K)		Resistência Sensor
	valor	erro	Valor	erro	
20	1.368	0.018	2.305	0.072	3.424
400	0.638	0.024	1.485	0.109	13.326

Verifica-se que com o aumento da temperatura existe um decréscimo dos valores de condutividade e calor específico, sendo que para o caso de estudo quando atingidos os 400 °C verifica-se que o valor de condutividade desce para metade do valor medido à temperatura ambiente.

CONCLUSÃO

Foram analisadas diversas misturas cimentícias com o objectivo de melhorar as suas características térmicas a alta temperatura (>400°C) para poderem ser no futuro utilizadas num Módulo de betão para armazenamento de energia.

Várias misturas desenvolvidas apresentaram valores de condutividade térmica superiores a 2 W/m*K e num caso superiores a 3 W/m*K. Estes valores podem ser reduzidos para metade após cerca de 150 ciclos térmicos. Com a subida de temperatura as propriedades térmicas degradam-se, sendo necessárias medições com detalhe a várias temperaturas para se poder caracterizar estes novos materiais e validar a sua utilização em sistemas de armazenamento de energia.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos técnicos da empresa Secil pelo contributo na preparação das amostras. Investigação realizada no âmbito do Projecto Newsol suportada pelo Programa H2020.

REFERÊNCIAS

- [1] S. M. Hasnain, “Review on Sustainable Thermal Energy Storage Technologies, Part I: Heat Storage Materials and Techniques,” *Energy Convers. Mgmt*, vol. 39, pp. 1127-1138, 1998.
- [2] M. Navarro, M. Martínez, A. Gil, A. Fernández, L. Cabeza, R. Olives and X. Py, “Selection and characterization of recycled materials for sensible thermal energy storage,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 107, pp. 131-135, 2012.
- [3] D. Laing, W.-D. Steinmann, T. Rainer and C. Richter, “Solid media thermal storage for parabolic trough power plants,” *Solar Energy*, vol. 80, pp. 1283-1289, 2006.
- [4] D. Laing and D. Lehmann, “Concrete storage for solar thermal power plants and

- Industrial process heat,” in *IRES III 2008, 3rd International Renewable Energy Storage Conference*, Berlin, 2008.
- [5] J. Emerson, H. Micah and S. Panneer, “Concrete as a thermal energy storage medium for thermocline solar energy storage systems,” *Solar Energy*, vol. 96, p. 194–204, 2013.
- [6] M. Alonso, J. Vera-Agullob, L. Guerreiro, V. Flor-Laguna, M. Sanchez and M. Collares-Pereira, “Calcium aluminate based cement for concrete to be used as thermal energy storage in solar thermal electricity plants,” *Cement and Concrete Research*, vol. 82, pp. 74-86, 2016.
- [7] M. Martins, U. Villalobos, T. Delclos, P. Armstrong, P. G. Bergan and N. Calvet, “New concentrating solar power facility for testing high temperature concrete thermal energy storage,” *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 2144-2149, 2015.
- [8] C. R. C. Rao, H. Niyas and P. Muthukumar, “Performance tests on lab-scale sensible heat storage prototypes,” *Applied thermal Engineering*, vol. 129, pp. 953-967, 2018.
- [9] V. K. R. Kodur and M. A. Sutan, “Effect of temperature on thermal properties of high-strength concrete,” *Journal of materials in civil engineering*, vol. 15, pp. 101-107, 2003.
- [10] E. J. Emerson, W. M. Hale and R. P. Selvam, “Effect of high temperatures and heating rates on high strength concrete for use as Thermal Energy Storage,” in *Proceedings of the ASME 2010 4th International Conference on Energy Sustainability*, Phoenix, Arizona, USA , 2010.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

UTILIZACAO DE SAIS DE LITIO EM MISTURAS TERNÁRIAS DE SAIS FUNDIDOS

Luís Guerreiro¹, Mauro Henriquez², Peter Carrot³, Manuela Carrot³ and M.Collares Pereira⁵

¹Investigador Aux, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002
Évora, Portugal, lguerreiro@uevora.pt

² PhD candidate, CDEA - Centro de Desarrollo Energético de Antofagasta, Av. Univ. de
Antofagasta, Antofagasta, Chile

³ Professor, Univ. Évora, Dep. Química, Largo dos Colegiais 2, Évora, 7004-516, Portugal

⁴ Professor, Univ. Évora, Cátedra Energias Renováveis, Palácio Vimioso, 7002 Évora,
Portugal

RESUMO

A Energia Solar é um recurso abundante e pode ser captada através de diversas formas: fotovoltaica, térmica de baixa temperatura, térmica de alta temperatura. Os sistemas de centrais termosolares com armazenamento de energia com sais fundidos tem ganho quota de mercado em diversas latitudes (Espanha, Marrocos, Africa do Sul, Chile, EUA, etc) sendo que cada vez mais se estuda a utilizacao de sais fundidos nao só como o meio de armazenamento de energia mas também de transferencia térmica.

O Sal Solar é uma mistura de sais de potássio e de sódio, sendo a mais utilizada a nivel comercial actualmente [1] [2]. Porém o seu ponto de fusao é elevado o que leva a um consumo nao desprezavel de energia para manter o sal acima do ponto de fusao. Assim, tem sido estudados outros sais, nomeadamente com a incorporacao de Litio com o objectivo de aumentar a gama de temperatura de trabalho e de baixar o ponto de fusao da mistura para valores proximos de 100°C.

Neste trabalho analisaram-se quais as misturas que incorporam sais de litio com potencial elevado de aplicacao em centrais termosolares. Mediram-se os pontos de fusao e as perdas de massa de tres msturas distintas, sendo que foi ainda medido qual a viscosidade de uma amostra de nitrato de litio com um nivel de pureza superior a 99,5%.

Os resultados demonstram o interesse técnico deste tipo de misturas, sendo de avaliar a partir de que custo poderiam efectivamnete tornar-se uma opcao pertinente para centrais termosolares comerciais.

Palavras-chave: Sais Fundidos, Nitrato de Litio, Plantas Solares Termoeléctricas

ABSTRACT

Solar Energy is an abundant resource and can be captured in several ways, namely photovoltaic, low and high temperature thermal energy. Solar power plants with energy

storage using molten salts have gained market share in several countries (Spain, Morocco, South Africa, Chile, USA, etc.). Currently, the use of molten salts is being investigated not only as energy storage medium but also as heat transfer fluid. Solar Salt is a mixture of salts of potassium and sodium, being the most used commercially at the moment. But its melting point is high which leads to a non-negligible consumption of energy to keep the salt above the melting point. Thus, other salts have been studied, namely with the incorporation of Lithium in order to increase the working temperature range and lower the melting point of the mixture to near values of 100°C.

In this work, it was analyzed which mixtures incorporating lithium nitrate have a high potential of application in solar thermal power plants. The melting point and mass losses of three different mixtures were analyzed, and the viscosity of a single-lithium nitrate salt having a purity level greater than 99.5% was also measured.

The results demonstrate the technical interest of these types of mixtures, and of assessing at what cost could effectively become a relevant option for commercial solar power plants.

Key Words: Molten Salts, Lithium Nitrate, Solar Thermal plants

INTRODUÇÃO

Devido ao custo cada vez mais competitivo e alta flexibilidade na produção de electricidade devido ao armazenamento térmico de energia, as plantas de concentração solar são uma tecnologia promissora para locais de alta radiação solar directa ($DNI > 2200 \text{ kWh} / \text{m}^2 \cdot \text{ano}$). À escala comercial, o sistema de armazenamento mais comum é a utilização de dois tanques de armazenando de calor sensível na forma utilizando uma mistura binária designada de *Sal Solar* (60% NaNO_3 + 40% KNO_3) como meio eficiente de armazenamento de energia.

Os sais fundidos exibem várias características desejáveis de transferência de calor na gama de temperaturas entre 100°C e 600°C. Têm uma boa densidade energética, alta capacidade calorífica, alta estabilidade térmica, sem toxicidade e baixíssima pressão de vapor, mesmo a temperaturas superiores a 500°C. A sua viscosidade é adequada para o fluido ser bombeado numa ampla gama de temperaturas (222-580°C no caso do sal solar) e é compatível com diversos tipos de aços inoxidáveis. O “sal solar” consiste em uma mistura eutética de 60% de nitrato de sódio e 40% de nitrato de potássio com um ponto de fusão de 222°C [2], pese embora os seus componentes, NaNO_3 tenha um ponto de fusão de 307°C e o KNO_3 funda a 337°C. No presente trabalho, misturas ternárias foram investigadas, incorporando os componentes do sal solar (nitrato de sódio e potássio) bem como nitrato de lítio, LiNO_3 , a fim de melhorar as propriedades térmicas e a gama de temperatura de trabalho. O nitrato de lítio usado neste estudo proveio do Salar de Atacama no norte do Chile tendo sido sintetizado em laboratório a partir do carbonato de lítio original (Li_2CO_3) produzido industrialmente por meio de lagoas de evaporação.

TRABALHO EXPERIMENTAL

O trabalho desenvolvido pretende caracterizar uma mistura ternário incorporando nitrato de lítio, baseando-se numa análise termogravimétrica. Para a realização destes testes foi utilizado equipamento de precisão incluindo um Simultaneous Thermal Analyzer 6000 (STA) (Fig. 1). O fluxo total de gás nitrogénio foi mantido constante durante todo o teste a

20,0ml/min. A taxa de aquecimento foi mantida constante durante 5 min. a 25°C, após o que foi aquecida de 25°C a 650°C a uma taxa de 10°C/min durante cerca de 65min. Quando atingiu os 650°C, foi mantido a esta temperatura durante 5 minutos. As amostras foram previamente preparadas num forno elétrico Thermolab, com potência de 3,75 kW, com temperatura operacional máxima de 1200°C e dimensões 200*300*300 mm (L*H*W), com controle de temperatura Eurotherm 2408.

A análise termogravimétrica (TGA) foi realizada utilizando um STARe Mettler Toledo TGA-DSC 1 LF/894 para uma gama de temperaturas de 25 a 600°C a uma taxa de aquecimento de 10K/min. Uma massa de aproximadamente 10 mg a 18 mg foi selada num tanque de alumínio de 40 ml.



Fig. 1: Equipamento STA 6000

Resultados: Estabilidade Térmica

Uma mistura ternária incorporando Nitrato de Lítio obtido no Salar de Atacama foi preparada usando a seguinte percentagem: 30% LiNO₃+ 57%KNO₃ + 13%NaNO₃ (wg%). A estabilidade térmica da mistura foi avaliada através da perda de massa de toda a mistura em função da temperatura tendo sido identificados três passos, tal como referenciado na figura seguinte.

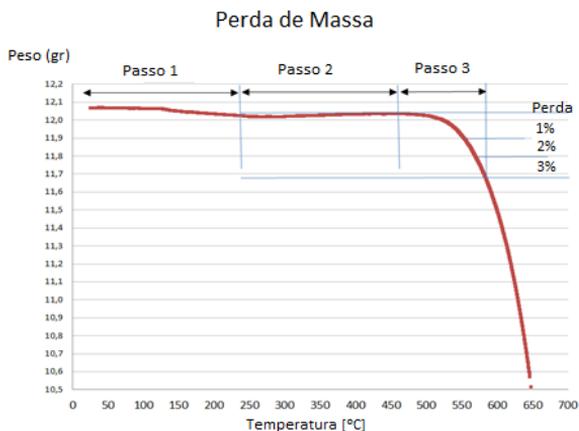


Fig. 2: Análise da estabilidade térmica da mistura ternária 30% LiNO₃+ 57% KNO₃ + 13% NaNO₃

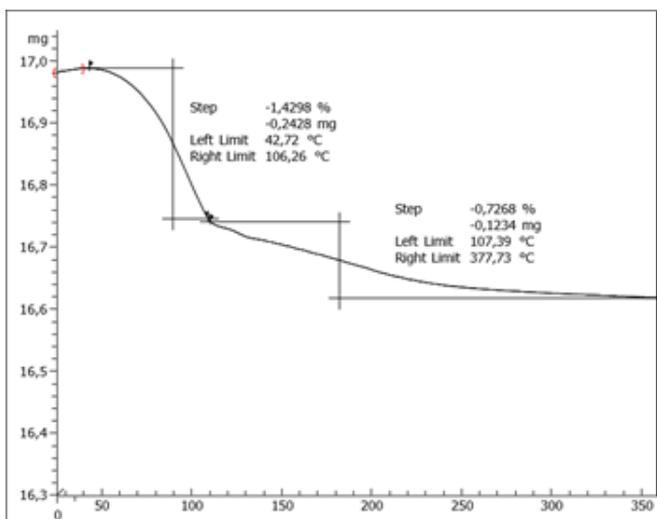


Fig. 3: Estabilidade térmica da mistura 30% LiNO₃+ 57% KNO₃ + 13% NaNO₃ com equipamento DSC

Analisando a figura 1 é possível verificar um aumento progressivo (Passo 1) entre 20°C e 250°C em que a perda de massa é muito reduzida. Durante o Passo 2 é possível observar que existe uma ligeira inflexão na perda de massa de forma a que o valor de massa permanece constante até aos 464°C. A esta temperatura verificou-se o início do processo de decomposição. Assim, no passo 3 verifica-se uma acentuada perda de massa atingindo 1% de perda aos 549°C, 2% de perda aos 569°C e 3% de perda aos 583°C. Uma segunda análise com a mesma mistura foi efectuada utilizando um equipamento DSC com o objectivo de obter uma análise mais fina (medida em miligrama) da perda de massa registada no passo 1 até aos 250°C, tal como representado na Fig.3. Na Tabela 1 é apresentado um resumo dos valores medidos para perdas de massa de 1,2 e 3%.

Tabela 1: Temperatura para diferentes valores de perda de massa

30% LiNO ₃ - 57% KNO ₃ - 13 % NaNO ₃				
Perda Massa %	Peso Inicial, gr.	Peso Final, gr.	Temp eq, °C	Temp dir, °C
1%	12,037619	11,917448	464,00	549,43
2%	12,037619	11,796412	464,00	569,44
3%	12,037619	11,680354	464,00	583,49

Os resultados obtidos para a mistura ternária 30wt%LiNO₃ + 57wt%KNO₃+ 13wt%NaNO₃ indicam que a temperatura de fusão é de 133°C, sendo a energia necessária para fundir a mistura de 63,36 J/s.

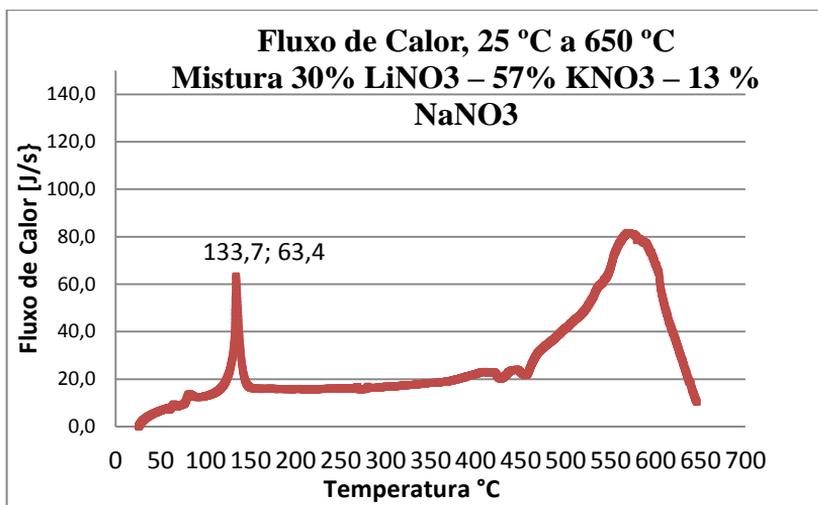


Fig. 4: Fluxo de Calor para a mistura ternária 30% LiNO₃ + 57% KNO₃ + 13% NaNO₃

Resultados: Viscosidade

Além da contribuição para a redução do ponto de fusão, o nitrato de lítio tem também impacto na viscosidade da mistura ternária em análise. Para compreender os efeitos da incorporação de nitrato de lítio na mistura ternária de 30% LiNO₃ + 57% KNO₃ + 13% NaNO₃ foi medida a viscosidade do nitrato de lítio (com uma pureza superior a 99,5%) para uma gama de temperaturas entre 140°C a 300°C e comparada ao sal solar (benchmark) [3]. Os testes foram realizados com taxas controladas de deformação (cisalhamento) de 2,94rpm a 191rpm, e um valor médio de 149 rpm.

As medidas de viscosidade são mostradas na Fig. 5. Os resultados de viscosidade para os níveis de nitrato de lítio caem drasticamente de 22cP a 150°C para 10cP a 220°C. Acima de 220°C, os valores de viscosidade apresentam-se bastante constantes até aos 300°C ainda assim 35% acima dos valores registados no Sal Solar [4].

CONCLUSÃO

A mistura ternária analisada 30% LiNO₃ + 57% KNO₃ + 13% NaNO₃ apresenta um ponto de fusão de 133°C o que representará uma poupança significativa nos custos de operação face ao Sal Solar com uma temperatura de fusão de 222°C. A perda de massa foi analisada, tendo sido medido 3% de perda de massa a 583°C valor considerado como o limite da estabilidade térmica aceitável para a operação numa instalação solar de concentração. Valores de viscosidade mostram que o nitrato de lítio contribui para uma viscosidade mais elevada (cerca 35% superior) face ao Sal Solar. Em geral a mistura ternária apresenta características promissoras para ser uma alternativa ao Sal Solar.

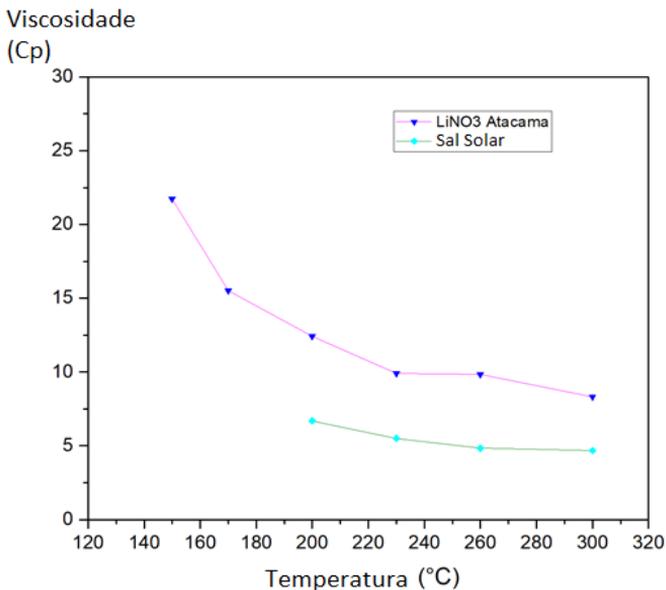


Fig. 5: Viscosidade do nitrato de lítio face ao Sal Solar

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade de Antofagasta pela cedência de amostras e contributo na análise de resultados. Investigação realizada no âmbito do Projecto Salsol.

REFERÊNCIAS

- [1] S. M. Hasnain, “Review on Sustainable Thermal Energy Storage Technologies, Part I: Heat Storage Materials and Techniques,” *Energy Convers. Mgmt*, vol. 39, pp. 1127-1138, 1998
- [2] Bradshaw, R., Low melting point inorganic nitrate salt heat transfer fluid. United States Patent, 2009. US7588694B1.
- [3] Jin, Y., Accurate viscosity measurement of nitrates/nitrites salts for concentrated solar power. *Solar Energy*. 2016, 137: p. 385-392.
- [4] DA., Nissen, Thermophysical Properties of the Equimolar Mixture NaNO₃-KNO₃ from 300 to 600oC. *J Chem Eng Data*, 1982: p. 269-273.

PROCEDIMIENTO PARA OBTENCIÓN DE AJUSTES PARA LA ENERGÍA ANUAL GENERADA DE CAPTADORES DE CONCENTRACIÓN PARA CALOR DE PROCESO

Martinez-Moll V.*, Hertel J.D.*, Pujol-Nadal R.*

* Grup de Recerca d'Enginyeria Energètica, Universidad de las Islas Baleares, Carretera de Valldemossa km 7,5, Palma, 07122, Illes Balears, España, victor.martinez@uib.es

RESUMEN

En el rango de media temperatura (100-250°C) diversas tecnologías de captadores de concentración compiten por hacerse un hueco en el mercado. Cuando las diferencias geométricas entre tipos de captador son muy grandes, no resulta inmediato realizar una comparación directa entre captadores a partir de las curvas de eficiencia de cada captador. Por ello se propone una metodología basada en la obtención de ajustes estadísticos a partir de simulaciones detalladas que permitan obtener una aproximación razonable a la energía anual que se espera generar en un determinado captador a partir de parámetros sencillos, como son la temperatura ambiente media, una medida de la irradiación anual, o la latitud. Los resultados obtenidos para los tres tipos de captadores analizados muestran que es posible obtener ajustes con coeficientes de correlación entre el 97,9 y el 99,7%.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Térmica, Concentrador Solar, Media Temperatura, Calor de Proceso

ABSTRACT

In the medium temperature range (100-250°C) several concentrating technologies are competing to access the market. When there are big geometric differences between different collector types, direct comparison between different collectors based on the efficiency curves alone is not possible. Thus, a methodology based on the generation of statistical fittings from detailed annual simulations, that allow to reasonably estimate the annual energy yield of a given collector from some easily accessible parameters like the annual averaged ambient temperature, some measure of the annual irradiance and the latitude, has been developed. The results obtained for the three types of collectors analyzed show that it is possible to obtain correlation coefficients between 97,9 and 99,7%.

KEYWORDS: Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

INTRODUCCIÓN

Cuando se trabaja con captadores basados en tecnologías similares resulta relativamente sencillo realizar comparaciones entre distintos modelos, o fabricantes, si se dispone de las curvas de eficiencia obtenidas experimentalmente por algún organismo certificador. Sin embargo, este procedimiento presenta importantes problemas cuando nos enfrentamos a la labor de comparar captadores basados en tecnologías muy distintas entre sí. Esta situación se encuentra con frecuencia cuando se comparan captadores diseñados específicamente para calor de proceso en el rango de temperaturas entre 100 y 250°C. Dentro de este rango de temperaturas, captadores con características muy distintas (Concentrador Lineal Fresnel, Cilindro-parabólicos...) compiten por hacerse un hueco en el mercado, e incluso aparecen de vez en cuando intentos de incorporar diseños más innovadores como los concentradores de espejo fijo y foco móvil (Pujol-Nadal et al., 2015). En estos casos, la información proporcionada únicamente por la curva de eficiencia del captador no es suficiente para realizar una correcta comparación entre diseños, ya que otros factores como los modificadores de ángulo (IAM) o la fracción de difusa captada, que varían de forma importante entre diseños, y cuya influencia depende de parámetros independientes del captador como son la localización geográfica o la temperatura de funcionamiento, pueden afectar de forma importante al resultado de la comparativa. Por este motivo, la única manera fiable de realizar comparaciones entre captadores basados en geometrías y diseños distintos consiste en utilizar valores de energía anual captada para cada localización geográfica. Sin embargo, el principal inconveniente es que la obtención directa de estos valores integrados anualmente resulta muy costosa, sobre todo en las fases preliminares del desarrollo de un proyecto para su aplicación. Por ello se propone la obtención de expresiones matemáticas que permitan la obtención de una estimación razonable de la energía captada por cada captador en función de parámetros disponibles habitualmente para la mayor parte de las localizaciones como son la integral de la radiación (global o directa) en una localidad, y la temperatura ambiente media. Estas expresiones matemáticas se han obtenido a partir de la simulación horaria de la energía anual captada, para un conjunto de localidades representativas de los distintos climas mundiales, y el posterior ajuste de una expresión polinómica a los resultados obtenidos.

CAPTADORES ANALIZADOS

Se han analizado tres captadores en dos orientaciones distintas (E-O y N-S) cada uno. Los captadores analizados son:

1. Concentrador Lineal Fresnel (F)
2. Concentrador de Reflector Fijo y Foco Móvil (RF)
3. Cilindro Parabólico (CP)

La potencia horaria captada se ha estimado a partir de los datos climáticos de cada localidad a partir de la expresión genérica:

$$P = \eta_{0,b} \cdot K_L(\theta_i) \cdot K_r(\theta_r) \cdot DNI + \eta_{0,d} K_d G_{dt} - c_1 \cdot (\mathcal{G}_m - \mathcal{G}_a) - c_2 \cdot (\mathcal{G}_m - \mathcal{G}_a)^2 \quad (1)$$

Donde P es la potencia calorífica captada por unidad de área de apertura del captador, $\eta_{0,b}$ es la eficiencia óptica del captador para la radiación directa e incidencia normal, K_L y K_T son los modificadores de ángulo longitudinales y transversales, DNI es la irradiación directa normal, $\eta_{0,d}$ es la eficiencia para la radiación difusa, K_d es el modificador de ángulo para la radiación difusa, G_{dt} es la irradiación difusa incidente en el plano de la apertura del captador, c_1 y c_2 son los coeficientes de pérdidas lineal y cuadrático y \mathcal{G}_m y \mathcal{G}_a son la temperatura media del fluido de trabajo y la temperatura ambiente. En la Tabla 1 se detallan los coeficientes utilizados para cada uno de los captadores:

Tabla 1. Coeficientes de los distintos captadores.

	F	RF	CP
$\eta_{0,b}$ (-)	0,635	0,687	0,689
$\eta_{0,d}$ (-)	0	0,687	0
K_d (-)	0	0,153	0
c_1 (W/(m ² K))	0	0	0.36
c_2 (W/(m ² K ²))	0,00043	0,004	0,0011

Los valores de la Tabla 1, así como los modificadores de ángulo, en el caso de los captadores Fresnel y cilindro-parabólico, se han tomado de modelos reales disponibles en el mercado y se han utilizado los valores facilitados por el propio fabricante, en el caso del captador de reflector fijo estos valores fueron obtenidos mediante la combinación de simulaciones de ray-tracing utilizando el programa OTSun (Cardona et al. 2018) desarrollado en la UIB y ensayos experimentales (Sallaberry et al. 2015).

Los modelos de captador analizados corresponden a modelos desarrollados específicamente para aplicaciones de media temperatura, y no para la generación de electricidad termosolar.

METODOLOGIA

Obtención de los ajustes

Los ajustes se han obtenido mediante una regresión multilínea por el método de los mínimos cuadrados de las estimaciones de energía anual captada por metro cuadrado de captador obtenidos mediante la integración de simulaciones horarias.

Las variables independientes del modelo son: La irradiación directa horizontal de la localidad (IDH), la diferencia media de temperaturas entre el proceso y el ambiente (DT) y la latitud de la localidad (L). Sólo se consideran los términos lineales y cuadráticos, por lo que la expresión general del ajuste tiene la forma:

$$E = a_0 + a_1 IDH + a_2 DT + a_3 L + a_4 IDH^2 + a_5 IDH DT + a_6 IDH L + a_7 DT^2 + a_8 DT L + a_9 L^2 \quad (2)$$

Para la realización del ajuste se han utilizado 1450 localidades extraídas de forma aleatoria de la base de datos meteorológicos de Energy+ (U.S. DOE – BTO, 2012). Para la verificación del ajuste se ha utilizado un conjunto de 714 localidades de la misma base de datos no utilizadas en el ajuste.

Obtención de la energía captada anualmente

Para la estimación de la energía captada anualmente se ha desarrollado un programa en Python que realiza la estimación de la potencia generada horaria partir de la Eq. 1 y los datos horarios de radiación y temperatura obtenidos de la base de datos de Energy+.

Las principales hipótesis utilizadas en el modelo han sido:

- La radiación difusa en el plano del captador se ha obtenido según el modelo isotrópico (Duffy y Beckman, 1991). Este valor sólo se utiliza para el captador de Reflector Fijo, asumiéndose que la fracción de difusa captada por los captadores Fresnel y Cilindro Parabólico es despreciable.
- Las pérdidas en los extremos del captador sólo se incluyen en el modificador de ángulo longitudinal en el caso del captador de Reflector Fijo ya que este tiene una longitud fija. En el caso del captador Fresnel se ha tomado una longitud de referencia de 32,5m y una distancia del foco de 4,5m, y en el caso del captador Cilindro Parabólico se ha tomado una longitud de 26m y una distancia del foco al vértice de la curva del reflector de 0,85m, y las pérdidas se han calculado de acuerdo con la metodología descrita en (Morin et al. 2012).
- Se asume que el sistema solo se pondrá en funcionamiento cuando las ganancias de energía superen a las pérdidas.
- Únicamente se analizan las pérdidas y ganancias en el captador, no se tiene en cuenta ningún otro componente del sistema como almacenamiento, circuitos hidráulicos o intercambiadores y se asume que el 100% de la energía captada es aprovechada.

RESULTADOS

En la Tabla 2 se muestran los coeficientes de correlación para cada uno de los pares captador-orientación y en la tabla 3 se presentan los coeficientes obtenidos para cada uno de los términos del ajuste.

Tabla 2: Coeficientes de correlación

	RF (E-O)	RF (N-S)	F (E-O)	F (N-S)	CP (E-O)	CP (N-S)
R ²	99,01 %	99,40 %	99,65 %	99,70 %	98,51 %	97,90 %

Tabla 3: Coeficientes de los ajustes

	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
RF (E-O)	-2,08E+01	5,95E-01	5,93E-02	3,26E+00	3,72E-05	-1,94E-03	3,52E-03	-1,68E-03	-1,88E-03	-4,25E-02
RF (N-S)	8,29E+01	5,93E-01	-6,19E-01	1,28E+00	3,87E-05	-1,74E-03	7,85E-04	-8,42E-04	7,40E-03	-3,76E-02
F (E-O)	-4,36E+01	5,92E-01	1,37E-01	1,84E+00	-5,04E-06	-2,15E-04	1,45E-04	-1,09E-03	1,33E-03	-2,31E-02
F (N-S)	1,25E+01	6,35E-01	1,46E-01	-9,43E-02	3,57E-05	-2,27E-04	-8,64E-04	-1,26E-03	2,14E-03	-7,19E-03
CP (E-O)	1,05E+01	6,08E-01	-7,18E-02	-1,46E+00	4,84E-05	-1,34E-03	5,53E-03	-3,27E-04	-3,95E-03	2,75E-02
CP (N-S)	1,61E+02	5,78E-01	-1,88E-01	-6,53E+00	1,21E-04	-1,31E-03	7,20E-03	-1,54E-03	2,63E-03	5,97E-02

Se observa que los coeficientes de correlación obtenidos son superiores al 99% excepto en el caso del captador Cilindro Parabólico, esto probablemente es debido al hecho de que este es el único de los tres captadores en que la apertura del captador se orienta realmente según la posición de los rayos solares, si bien solo en un eje. Esto podría hacer pensar que sería más útil en este caso la utilización de la radiación directa normal (DNI), pero se ha comprobado que sólo se mejoran los resultados en la orientación Este-Oeste con una mejora de alrededor de un 3% por lo que no se justifica la utilización de variables distintas para cada caso.

Representación gráfica y análisis de resultados

La expresión del ajuste no puede representarse de forma sencilla en una gráfica bidimensional, debido al número de variables del ajuste, pero sí se puede descomponer en tres gráficas independientes:

1. IDH-L: En esta gráfica las isóneas representan la contribución a las ganancias y pérdidas de energía de los siguientes términos del ajuste general:

$$E_1 = a_0 + a_1 IDH + a_4 IDH^2 + a_6 IDH L \quad (3)$$

2. DT – IDH: En esta segunda gráfica las isóneas representan la contribución de los siguientes términos:

$$E_2 = a_2 DT + a_5 IDH DT + a_7 DT^2 \quad (4)$$

3. L – DT: Finalmente se representa la contribución de los términos:

$$E_3 = a_3 L + a_8 DT L + a_9 L^2 \quad (5)$$

De esta manera la energía total captada se obtendría como la suma de las tres contribuciones dadas por las Ecuaciones 3 a 5.

Cada una de estas tres gráficas comparte un eje con cada una de las otras dos, por lo que es posible combinarlas en tres caras de un cubo cuya proyección isométrica permite mostrar la influencia de todos los términos en una sola figura.

En las Figuras 1 a 3 se muestran las gráficas obtenidas para la orientación Este – Oeste para los tres modelos de captador. En cada una de las tres caras visibles del cubo imaginario se representa la contribución a la energía captada, de cada una de las expresiones parciales, en las que se ha descompuesto el ajuste general. La energía total se obtiene sumando las tres contribuciones.

Aunque a efectos de estimación de la energía generada resulta más sencillo la utilización del polinomio general del ajuste, esta representación gráfica permite analizar de forma rápida la influencia de cada una de las variables del modelo sobre la cantidad de energía generada por cada captador.

Así puede verse que la principal contribución a las ganancias de energía, como era de esperar, viene dada principalmente por la irradiación directa horizontal anual en los tres casos, pero se observa que en el caso de los captadores tipo RF y CP esta contribución se ve modificada de forma importante por la latitud de la instalación, de manera que, para una misma irradiación anual disponible, la energía captada será mayor cuanto mayor sea la latitud. Este resultado puede parecer contra-intuitivo, pero se explica fácilmente por el hecho de que, a latitudes altas, incluso localizaciones con una excelente radiación directa normal tendrán una irradiación horizontal relativamente baja debido al factor coseno de la dirección de los rayos solares. En el caso del reflector Fresnel la influencia de este factor es mínima debido a que la apertura del captador está orientada según el plano horizontal.

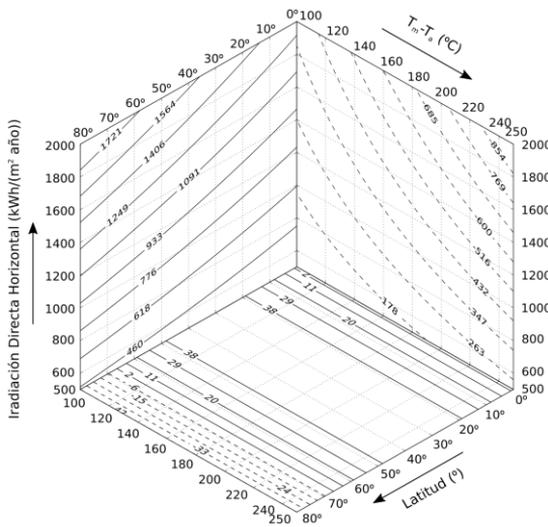


Figura 1: Ganancias y pérdidas de energía para el captador tipo RF, los contornos en cada cara representan la contribución de cada par de variables a la energía captada en kWh/(m² año). Las contribuciones negativas se representan en línea discontinua.

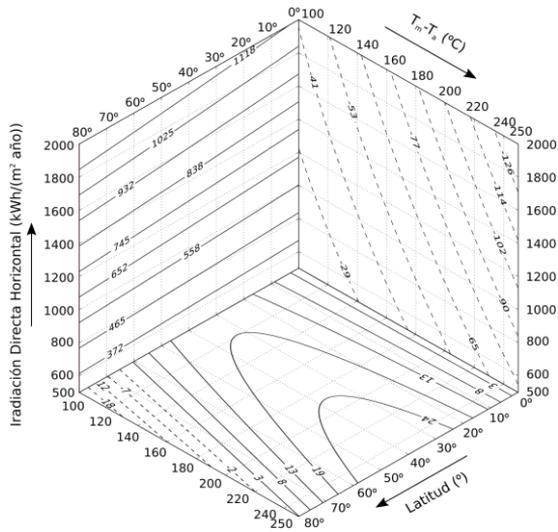


Figura 2: Ganancias y pérdidas de energía para el captador tipo F, los contornos en cada cara representan la contribución de cada par de variables a la energía captada en kWh/(m² año). Las contribuciones negativas se representan en línea discontinua.

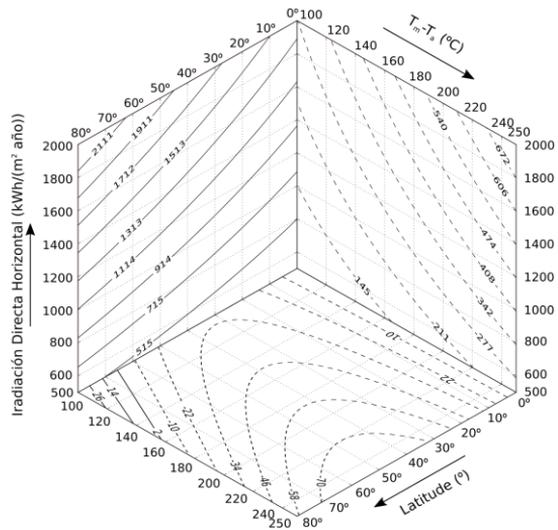


Figura 3: Ganancias y pérdidas de energía para el captador tipo CP, los contornos en cada cara representan la contribución de cada par de variables a la energía captada en kWh/(m² año). Las contribuciones negativas se representan en línea discontinua.

Otro factor a destacar es la importancia que tiene la irradiación disponible sobre las pérdidas térmicas en valor absoluto, ya que, cuando la energía disponible es muy baja, las pérdidas térmicas serán también bajas debido a que el captador estará inactivo una gran parte del tiempo. Esto no está en contradicción con el hecho de que, en relación a la energía generada, las pérdidas térmicas tienen una importancia mayor cuanto menor sea la irradiación horizontal.

Finalmente, se observa que la contribución de la Ecuación 5 a las pérdidas y ganancias del captador es claramente, inferior a las otras dos partes en las que se ha descompuesto la expresión general (Ecuaciones 3 y 4). Por lo que queda pendiente el análisis de la significancia de estas variables del modelo.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO) español y de los Fondos Europeos para el Desarrollo Regional (FEDER) [ENE2015-68339-R].

REFERENCIAS

Cardona, G., Pujol-Nadal, R., 2018. [<https://github.com/RamonPujol/pySunScene>].

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edn. pp. 54-59. Wiley Interscience, New York.

Morin, G., Dersch, J., Platzer, W., Eck, M., Häberle, A., (2012). Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants. *Solar Energy*. Vol. 86 1:1–12

Pujol-Nadal, R., Martínez-Moll, V., Sallaberry, F., Moia-Pol, A., 2015. Optical and thermal characterization of a variable geometry concentrator using ray-tracing tools and experimental data. *Appl. Energy* 155, 110–119. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.005>

Sallaberry, F., Pujol-Nadal, R., García de Jalón, A., Martínez-Moll, V., (2015). Toward a standard testing methodology for solar thermal collectors with variable-geometry: The direct radiation incidence angle modifier. *Solar Energy*. 31, 40-121.

U.S. Department of Energy's (DOE) Building Technologies Office (BTO), 2012 [<https://energyplus.net/weather>].

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DEL PROCESO DE FUNDICIÓN DE CONCENTRADOS DE COBRE ACOPLADO A UNA PLANTA SOLAR DE TORRE CENTRAL COMO FUENTE DE ENERGÍA TÉRMICA

Cruz-Robles I. *, Vázquez A. J. **, Alonso E. *, Pérez-Rábago C. A. *, Estrada C. A. ***

* Institute of Renewable Energy – National Autonomus University of México (IER-UNAM). Priv. Xochicalco, Azteca, 62588 Temixco, Morelos, México. ircrr@ier.unam.mx, capr@ier.unam.mx, cestrada@ier.unam.mx

** National Center of Metallurgical Research. Madrid, España. alfonsojvvv@gmail.com

*** University of Antofagasta. Energy Development Center of Antofagasta (CDEA-UA), Chile. elisa.alonso@quantof.cl

RESUMEN

El cobre es un insumo indispensable en gran parte de los sectores económicos. Sin embargo, su cadena productiva tiene consecuencias adversas sobre el medio ambiente. El escenario de producción y consumo proyectado induce a que se exploren nuevas alternativas en la producción de cobre. De acuerdo con la cadena productiva de la vía pirometalúrgica se ha seleccionado al proceso de fundición como un campo de oportunidad para introducir una planta de torre central como fuente térmica de alta temperatura. Esta energía se suministra precalentando un flujo de blast (mezcla aire-oxígeno). En este trabajo se realiza una evaluación técnica del concepto. Con la hibridación se reduce en 7.5 % la demanda anual de energía y en 21.5 % la producción de CO₂. Las temperaturas de precalentamiento (de 700 a 800 °C) y los actuales dispositivos de control facilitan la integración de la tecnología solar.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Metalurgia Solar, Planta de Torre Central.

ABSTRACT

Copper is an essential commodity in many economic sectors. Nevertheless, its production process carries a huge environmental issue. The production and consumption scenario that has been projected leads to explore new alternatives for copper production. According to the production process line of the pyrometallurgical route, the smelting process has been selected as an attractive field to introduce central tower plants as a high-temperature thermal source for the process. This energy is supplied by preheating a flux of blast (air and oxygen mixture). In this work, a technical evaluation is carried out for this concept. By hybridizing the process, a 7.5 % reduction in annual energy consumption and a 21.5 % in CO₂ production are achieved. The preheating temperatures (between 700 and 800 °C) and current flux control systems make feasible this integration.

KEYWORDS: Solar Energy, Solar Metallurgy, Central Tower Plant

INTRODUCCIÓN

El cobre es un insumo indispensable en gran parte de los sectores económicos. Sin embargo, su cadena productiva tiene consecuencias adversas sobre el medio ambiente. La proyección de producción primaria de cobre para el año 2019 ascienden a 26,500 kT, de las cuales el 79 % serán por la vía pirometalúrgica (International Copper Study Group, 2016). Se estima que cada kilogramo de cobre refinado por esta vía consume 33 MJ y genera una huella de 3.3 kg de CO₂ (Norgate et al., 2007). Tal previsión invita a explorar procesos alternativos que mitiguen el impacto ambiental de la producción de este insumo.

Algunos trabajos se han enfocado en la producción metalúrgica de cobre haciendo uso directo de la radiación solar concentrada como fuente de energía (Sturzenegger et al., 2006), (Winkel et al., 2008). Estas experiencias convergen en el enorme reto tecnológico de este método para competir con los procesos convencionales

Aunque esta propuesta tiene alcances atractivos, el enfoque que en este trabajo se intenta consolidar para el uso de la energía solar térmica dentro de la cadena productiva de cobre tiene como eje el uso directo de la tecnología de concentración y la robustez de la tecnología para emplearse intensivamente. Así, este trabajo expone el potencial tecnológico de las plantas de torre central para integrarse a la industria convencional de producción pirometalúrgica de cobre refinado.

MARCO TEÓRICO DE INTEGRACIÓN

De acuerdo con la cadena productiva convencional de cobre por la vía pirometalúrgica, compuesta por las etapas globales de minería, beneficio, fundición y refinación electroquímica, existe un campo natural para estudio en la etapa de fundición. La etapa se compone por los procesos de tostación, fundición, conversión y refinamiento térmico. Las temperaturas de operación de los últimos tres procesos mencionados alcanzan los 1250 °C. Estos procesos son prácticamente autógenos por una reacción exotérmica de óxido-reducción asociada a la recomposición química de los materiales. Sin embargo, a diferencia del uso de combustibles para controlar la temperatura de operación en los procesos de conversión y refinamiento térmico, el proceso de fundición requiere un aporte significativo de energía externa. La Fig. 1 muestra el esquema general del proceso de fundición de concentrados de cobre en un horno de tipo Outokumpu.

Esta energía externa se suministra por medio de combustible, oxígeno industrial y/o precalentamiento de blast (mezcla aire-oxígeno). Definidas las características de la materia prima y del producto, se pueden obtener soluciones paramétricas que describen a los posibles modos de operación a través de un balance de materia y energía del proceso de fundición de concentrados de cobre en estado estable (Davenport and Partelpeg, 1987). En el balance, Ecs. (1) y (2), se puede utilizar la capacidad de variación de los tres parámetros energéticos mencionados. Con este razonamiento, se ha considerado la participación de una planta de torre central como una fuente de energía solar térmica para precalentar el blast, hibridando el proceso de fundición.

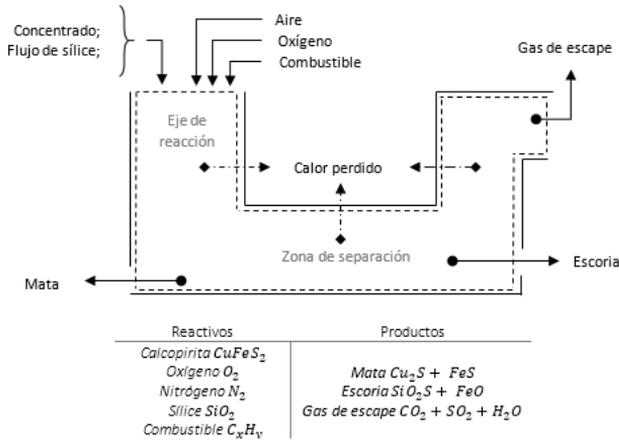


Fig. 1 Esquema general del horno de fundición.

$$\sum Masa_{Reactivos} = \sum Masa_{Productos} \quad (1)$$

$$\sum Entalpia_{Reactivos} = \sum Entalpia_{Productos} + Q_{p\acute{e}rdida\ cond.,\ conv.,\ rad.} \quad (2)$$

IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO

Se ha generado un conjunto de ecuaciones a partir del análisis de las soluciones paramétricas, estas ecuaciones estudian el desempeño energético del proceso de fundición como una función de la variación del recurso solar. Con este fin, se ha empleado el modelo descrito por Zhang (Zhang et al., 2013) para generar información de recurso solar anual con base horaria. Así mismo, se ha establecido un criterio de solución que cubre cualquier modo de operación del horno de fundición. En el cual se ha definido a la magnitud de producción de gases de escape como un parámetro fijo para resolver las ecuaciones. Esto se fundamenta en su relación con la tasa de procesamiento de concentrados y con la capacidad de la planta de tratamiento de gases.

PUNTO DE DISEÑO

Se han definido cinco consideraciones para el punto de diseño de la integración: una tasa de procesamiento de concentrados de cobre (1 tonelada por hora), un nivel de irradiación solar (850 W por m^2), una eficiencia anual del campo solar (58 %), una eficiencia del receptor térmico (78 %) y la producción de gases (1318 kg por tonelada de concentrado procesado). Tomando en cuenta esto, se ha calculado la dimensión de la superficie del campo necesaria para suministrar totalmente la demanda de energía del proceso cuando se tiene este nivel de irradiación. Esta dimensión es de 525 m^2 , correspondientes a un múltiplo solar igual a 1.

RESULTADOS

En la Fig. 2 se muestra el desempeño energético del acoplamiento solar en un día con irradiaciones horarias superiores a los 850 W por m² solar del año. Una primera condición se da en los momentos sin aporte térmico solar, aquí el proceso se realiza con los requerimientos nominales de combustible y oxígeno industrial. La segunda condición se caracteriza por una participación térmica solar parcial, en la cual se inyecta combustible y oxígeno industrial en función de la energía suministrada por la planta solar. La tercera condición se da cuando el aire se precalienta a un nivel donde el proceso de fundición es autógeno, sin inyectar combustible y oxígeno industrial al horno.

La porción gris dentro de la gráfica señala el gasto de energía que se evita por la simple modificación del modo de operación. La magnitud de recuperación de calor no sufre una variación perceptible, esto se debe a una correspondencia con la generación de gases de escape. Anexo a esto se grafica el excedente de energía solar. De acuerdo con la energía de precalentamiento y el flujo másico, el aire alcanza una temperatura ligeramente superior a 700 °C en los niveles máximos de precalentamiento. Para estas condiciones de diseño, el flujo de aire varía entre 1149 y 1080 kg por tonelada de concentrado procesado.

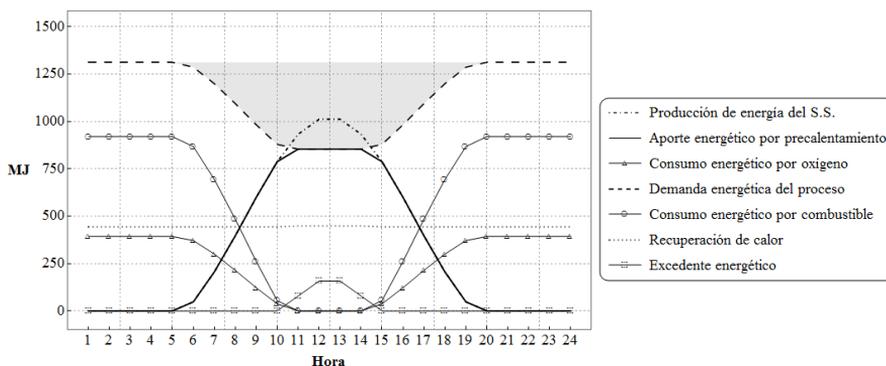


Fig. 2 Desempeño energético del proceso de fundición con integración solar.

De acuerdo con la evaluación anual, de las 8760 horas del año, el proceso de fundición se desarrolla 152 horas utilizando únicamente el recurso solar térmico, momentos en los cuales el nivel de radiación solar es igual o mayor a 850 W/m². El proceso opera 4226 horas en un modo híbrido, utilizando recurso solar, flujo de combustible y flujo de oxígeno industrial. El modo de operación convencional, sin participación solar, comprende 4382 horas. En un análisis anual acumulado, la producción de CO₂ se reduce en 21.5 % y el consumo de energía del proceso en 7.5 %. Esta reducción de energía cobra sentido cuando se entiende a detalle el proceso. Las Fig. 3 y 4 reflejan este desempeño anual en una escala acumulada.

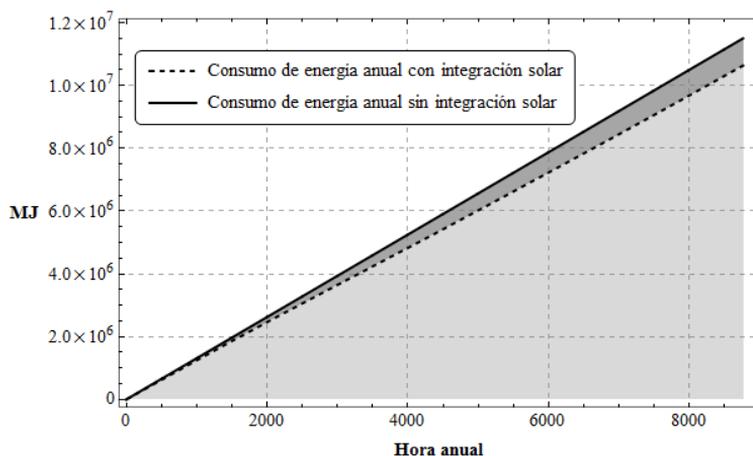


Fig. 3 Comparativa del consumo de energía anual con y sin integración solar.

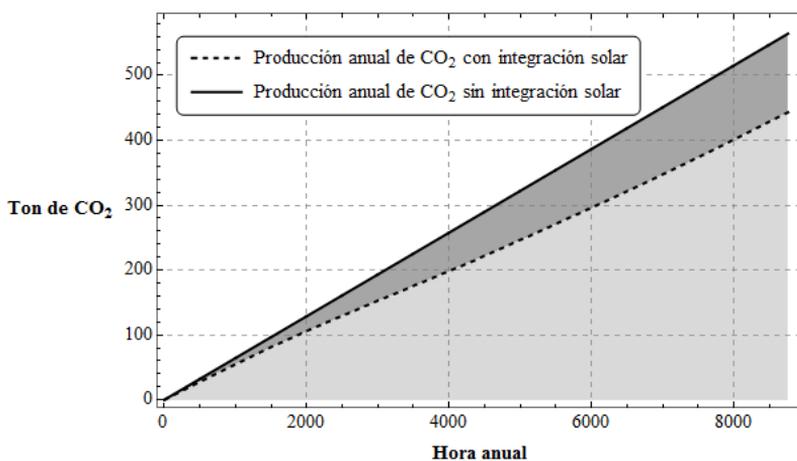


Fig. 4 Comparativa de producción anual de CO2 con y sin integración solar.

VIABILIDAD GEOGRÁFICA

En este concepto existe una atractiva viabilidad geográfica, cerca del 20 % de las plantas de fundición de concentrados de cobre se ubican en zonas con altos niveles de irradiación solar anual (U.S. Geological Survey, 2016). Este potencial se extiende cuando se considera que alrededor del 50 % de la producción de concentrados de cobre se realiza dentro de las mismas zonas.

CONCLUSIONES

En correspondencia con la temperatura de precalentamiento para que el proceso sea autógeno, debe mencionarse la capacidad térmica y estructural de los materiales actuales para operar en esas condiciones. La tecnología de torre central sobresale por su capacidad para alcanzar temperaturas en el mismo rango que el proceso de fundición o mayores. Por otra parte, los dispositivos de control de flujo permiten un control integral entre el proceso y la planta solar. Como ejemplo de lo anterior, ya se ha demostrado a escala piloto la interacción directa entre la tecnología de torre central y un ciclo de potencia de tipo Brayton. En lo que concierne al desempeño energético del proceso de fundición, se han mostrado las ventajas energéticas y ambientales que vienen con la integración de tecnología solar: una disminución sustancial en el gasto anual de energía y una reducción significativa en la producción de CO₂. Por último, la viabilidad geográfica le proporciona a este concepto un importante potencial de investigación y desarrollo.

REFERENCIAS

- Davenport, W.G., Partelpeg, E.H., 1987. Flash Smelting; Analysis, Control and Optimization. Pergamon Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-025464-7.50008-9>
- International Copper Study Group, 2016. The World Copper Factbook 2016.
- Norgate, T.E., Jahanshahi, S., Rankin, W.J., 2007. Assessing the environmental impact of metal production processes. *J. Clean. Prod.* 15, 838–848. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2006.06.018>
- Sturzenegger, M., Winkel, L., Guesdon, C., 2006. Solar extraction of copper: on application of concentrated sunlight in extractive metallurgy. *Miner. Process. Extr. Metall.* 115, 31–40. <https://doi.org/10.1179/174328506X91338>
- U.S. Geological Survey, 2016. 2014 Minerals Yearbook - COPPER [Advance Release].
- Winkel, L., Alxneit, I., Sturzenegger, M., 2008. Thermal decomposition of copper concentrates under concentrated radiation - Mechanistic aspects of the separation of copper from iron sulfide phases. *Int. J. Miner. Process.* 88, 24–30. <https://doi.org/10.1016/j.minpro.2008.04.004>
- Zhang, H.L., Baeyens, J., Degrève, J., Cacères, G., 2013. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 22, 466–481. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.032>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ENERGÍA SOLAR Y SOCIEDAD

POLÍTICAS PÚBLICAS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN SALTA (ARGENTINA). SISTEMA DE INFORMACIÓN SOLAR (SISol).

Sarmiento N.M.*, Franco J.*, Belmonte S.*

* Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO), Av. Bolivia 5150, Salta, 4400, Salta, Argentina, nilsa@ututo.org, francojudita@yahoo.com.ar, silvina_belmonte@yahoo.com.ar

RESUMEN

En Argentina, se han registrado importantes avances legislativos para el fomento y la incorporación de energías renovables, tanto a nivel nacional como provincial. La provincia de Salta, localizada en el Noroeste de Argentina, se caracteriza por su gran potencial en energía solar. Este artículo presenta el camino recorrido desde la perspectiva de investigación-acción, para la construcción de herramientas de soporte a la decisión considerando e integrando las visiones de los diversos grupos de actores sociales vinculados con la Energía Solar. Como resultado de esta interacción, se presenta una aplicación web “Sistema de Información Solar (SISol)”, como un instrumento de integración entre “Gobierno - Ciencia y Tecnología - Sociedad”, nacida de un proceso de alianzas estratégicas y que será útil como fomento para la implementación de las políticas analizadas.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Sistema de Información Solar, Salta, Sistema Soporte a la Decisión.

ABSTRACT

In Argentina, there have been significant legislative progress in the promotion and incorporation of renewable energy at national and provincial level. Salta province, located in northwestern Argentina, is characterized by its great potential in solar energy. This paper presents the path from the perspective of action research to build tools to support the decision considering and integrating the views of the various stakeholder groups involved with solar energy. Because of this interaction, we presents a web application "Solar Information System (SISol)", as an integration instrument between "Government - Science and Technology - Society", born from a process of strategic alliances and which will be useful as a promotion for the implementation of the analyzed policies.

KEYWORDS: Solar Energy, Information Solar System, Decision Support Tool, Salta.

INTRODUCCIÓN

El sistema energético de un país puede considerarse como un factor estratégico para potenciar su crecimiento económico y viabilizar su desarrollo social. La posibilidad de incrementar la oferta energética basada en fuentes renovables, contribuye además en lo productivo y en lo ambiental, resultando un insumo decisivo en el proceso de producción y asegurando un bajo impacto en el medio ambiente.

Las Energías Renovables han cobrado gran relevancia durante la última década en nuestro país, prueba de ello son los importantes avances en materia legislativa a nivel nacional y provincial. En el plano nacional se promulgó la Ley 27.191(modificación de la Ley 26.190 – decreto reglamentario 531/2.016) que tiene como meta que la contribución de fuentes de energías renovables sea ocho por ciento (8%) de la matriz eléctrica nacional, para el 2018 y el 20 por ciento para el 2025.

La extensión y variedad de climas y biomas de Argentina hacen que en el país exista un enorme potencial para la generación de energía eléctrica y térmica basada en diversas fuentes renovables. En particular la Provincia de Salta, ubicada en la región noroeste, cuenta con recursos importantes de energía solar, biomasa, geotérmica y mini-hidráulica. Salta presenta la Ley N° 7823 „Régimen de fomento para las Energías Renovables“, la Ley N° 7824 „Balance Neto. Generadores residenciales, industriales y/o productivos“, y el Plan Provincial de Energías Renovables. Ambas leyes fueron promulgadas en 2014 y a principios de 2015 se realizó su reglamentación. El Plan Provincial fue formulado en el periodo 2013-2014 por la Secretaría de Energía con la participación de instituciones públicas provinciales y nacionales, y el aporte del sector privado.

El objetivo general del Plan es “fomentar la generación y el uso de las energías renovables, a fin de satisfacer y diversificar los requerimientos energéticos de los habitantes de la provincia”, busca promocionar la utilización de energías no convencionales para mejorar la competitividad industrial y la calidad de vida en Salta (Belmonte et al., 2015).

Para el cumplimiento de la reglamentación tanto a nivel nacional como provincial es estratégico el aprovechamiento y uso de los recursos naturales de la zona. La importancia del recurso solar en el país y particularmente en el noroeste argentino ha sido remarcada por investigadores a nivel internacional (Ramírez Camargo et al., 2016), por lo que fomentar y contribuir en proyectos solares en la provincia de Salta, ofrece un camino para garantizar la concreción de los objetivos planteados en la legislación.

Desde el ámbito científico-académico (Grupo de Planificación Energética y Gestión Territorial perteneciente al Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO), se planteó la necesidad de generar espacios colaborativos que permitieran vincular los diferentes sectores interesados en la implementación de las recientes políticas públicas provinciales. Dichos espacios colaborativos se tradujeron en la concreción de 2 Workshops (Información de base para modelos energéticos con SIG y Energías Renovables en Salta), Proyecto de intercambio con Alemania, Diálogo interinstitucional y Encuesta sobre Energías Renovables en Salta. Los resultados obtenidos demostraron una fuerte cohesión interna en cuanto al pensamiento de los diferentes grupos de actores locales y evidencia un conjunto de aspectos clave (positivos y negativos) que deben tenerse en cuenta para el fomento de las energías renovables en Salta. Estos refieren principalmente al

conocimiento del marco legal-regulatorio, el acceso a la información, la valoración de las fuentes renovables y tecnologías disponibles, la articulación entre actores y la rentabilidad. Económica.

El Grupo de Planificación Energética y Gestión Territorial (PEyGET) y la Secretaría de Energía de Salta (SE) firmaron un convenio de colaboración bilateral. En el marco de dicho convenio, se construye un sistema para la toma de decisiones, que propone ser un instrumento para potenciar los aspectos positivos y mitigar los negativos. Esta herramienta se traduce en una aplicación web: Sistema de Información Solar (SISol) – Salta, que permite el acceso a información técnica de conceptos claves, tales como: cantidad de irradiación solar que se recibe en un determinado periodo de tiempo (día-mes-año), en un determinado lugar, cantidad de energía que produce una instalación fotovoltaica y cuanta energía se puede ahorrar utilizando colectores solares de agua.

En síntesis, el documento presenta el camino recorrido desde la perspectiva de investigación-acción, integrando las visiones de los diversos grupos de actores sociales vinculados con la Energía Solar. SISol se presenta como una herramienta de integración entre “Gobierno - Ciencia y Tecnología - Sociedad”, nacida de un proceso de alianzas estratégicas y dedicadas al fomento para la implementación de las políticas analizadas.

MATERIALES y METODOS

La metodología propuesta para abordar el proceso de colaboración se sustenta en la posibilidad de construir acuerdos y promover modelos de gobernanza horizontales entre actores políticos y sociales. El concepto „construcción de la viabilidad“ (Schejtman y Ramírez, 2004) refiere a la posibilidad de que el capital social necesario para el diseño y la implementación de nuevas políticas y acciones, se genere localmente (OLADE/CEPAL/GTZ, 2000). El capital social puede ser definido como el conjunto de valores, actitudes, instituciones, que generan la cohesión social, la solidaridad y la cooperación entre las personas a través de actuaciones y recursos colectivos, incluyendo relaciones de confianza y credibilidad, reciprocidad y sentido de pertenencia (Belmonte, 2015).

El proceso metodológico incluyó tres etapas generales: a) Acuerdos entre el ámbito científico tecnológico y gobierno b) Definición y construcción teórica de los módulos a implementar c) Desarrollo de la Aplicación Web como herramienta de soporte a la toma de decisiones.

Acuerdos Entre el Ámbito Científico Tecnológico y Gobierno

Desde 2012 se trabaja conjuntamente entre PEyGET y la SE en diversas actividades, Pero es de importancia para las instituciones públicas, poder formalizar mediante un convenio general la actividad que se lleva a cabo conjuntamente. El primer convenio de carácter general tuvo por objeto participar de manera activa en la realización de un sistema de soporte para la toma de decisiones en energías renovables. El segundo convenio de carácter específico permite la realización del sistema SISol, determinando las responsabilidades de cada uno de los actores que participan de la creación y ejecución del sistema.

Definición y construcción teórica de los módulos a implementar

a- Módulo de Irradiación Solar

Se confeccionaron en total 25 mapas de irradiación solar de la provincia de Salta: 12 mapas con irradiación acumulada mensual (uno por cada mes del año), 12 mapas con irradiación día característico (uno por cada mes del año) y un mapa de irradiación anual. El formato raster permite ser manipulados con cualquier software SIG (Sistema de Información Geográfica). Se utilizó como base la red satelital Land Surface Analysis Satellite Applications Facility (LSA SAF), validada con datos terrestres de cinco estaciones meteorológicas y datos teóricos, utilizando la metodología de trabajo realizada previamente por el grupo de investigación (Ramirez Camargo et al., 2015)

La validación de los datos satelitales se llevó a cabo tanto para días característicos como para acumulados mensuales y para medir la performance del DSSF se calcularon los índices estadísticos: Coeficiente de correlación R y coeficiente de determinación R²; y las mediciones de error: Error cuadrático medio y Error de Sesgo medio. Estos índices son comúnmente usados para tal fin (Ramirez Camargo, 2015; Raichijk, 2009). De la evaluación realizada, se concluyó que la fuente de datos LSA-SAF para el mapeo de la irradiación solar en Salta es adecuada.

Como último paso se confeccionó un proyecto SIG en el programa QGIS (<https://www.qgis.org/es/site/>) posibilitando el procesamiento espacial y la consulta de información georeferenciada. En este mismo programa se editaron las capas dotándolas de una rampa de colores de acuerdo al valor asumido, que permite una visualización intuitiva del comportamiento espacial y temporal de la irradiación. Dichas capas se exportaron para ser utilizados en la aplicación Web.

b- Módulo de Instalaciones Fotovoltaicas

Para la determinación de la energía mensual inyectada a la red por un sistema de paneles fotovoltaicos, se utilizó el concepto de coeficiente de performance PR. El mismo se encuentra definido en la norma UNE-IEC 61724 (IEC Standard 61724, 1998), estándar europeo donde se describen las recomendaciones generales para el análisis del comportamiento eléctrico de los fotovoltaicos. La Ecuación (1) detalla el cálculo del PR:

$$PR = \frac{E_{AC}}{H_m(\alpha, \beta) \cdot P_{GF} \cdot G^*} \quad (1)$$

$H_m(\alpha, \beta)$ = irradiación mensual, incidente en el plano del generador medida en kWh/m², α ángulo azimutal del panel, β ángulo de inclinación sobre la horizontal.

Se considera que el generador siempre se instalará en dirección al Norte, es decir que el ángulo α es fijo en 0°. Mientras que el ángulo β es introducido por el usuario.

P_{GF} = es la potencia máxima del generador fotovoltaico en kWp. La misma es indicada por el usuario.

G^* = es la irradiancia de referencia: 1 kW/m².

$H_m(\alpha, \beta)$ se obtiene a partir de los datos del mapeo de irradiación solar global sobre plano horizontal calculando los valores sobre superficie inclinada según lo descrito en Duffie and Beckman 1.991.

Para determinar el PR, se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- 1- Eficiencia de paneles: Se tomo una eficiencia fija del 86%,
- 2- Perdida del inversor: Se definió una perdida fija del inversor de 3%,
- 3- Perdida por variación de Temperatura: para el coeficiente de variación por temperatura se definieron tres zonas de acuerdo a la variación climática de la provincia. Las zonas descriptas son: la región de altitud, la región de valle y la región de planicie. Utilizando el modelo de temperatura de Sandia (King et al., 2004) para calcular la temperatura de la celda fotovoltaica (T_c), la cual depende de la temperatura del panel (T_p). La temperatura de la celda y del panel son calculadas en función de la radiación incidente (I_{poa}) la temperatura ambiente (T_a), la velocidad del viento (V), y las condiciones de ventilación de la instalación, que varía si el panel está instalado sobre una superficie, como un techo o pared, o sobre una estructura aislada, que permite una mejor ventilación del panel.

El objetivo del presente módulo es proveer una herramienta de pre-diseño para una instalación fotovoltaica en el hogar. Es un modelo intuitivo que permite una primera aproximación para el usuario comun. La gran ventaja son las pocas variables de entrada que se piden para el cálculo. A su vez, este módulo fue validado con distintas herramientas de diseño de instalaciones, como PVSyst (<http://www.pvsyst.com>) y Pvsol (www.valentin-software.com/es/productos/pvsol), obteniendo resultados en el mismo orden de magnitud.

El programa, permite calcular utilizando los beneficios de la ley, el ahorro economico que puede realizar con dicha instalacion. Si el usuario considera que los resultados estimados son de interes para realizar una instalacion fotovoltaica, debe recurrir a el asesoramiento profesional para un estudio detallado y en particular con las características específicas del equipamiento que piensa instalar.

c- Módulo de Colectores solares para agua caliente

El módulo de calefones solares utiliza el método de f chart para determinar la proporción de ahorro energético que se puede lograr con energía solar.

Para este módulo se realizaron algunas simplificaciones, ya que debido a la diversidad de modelos de calefones solares, un cálculo detallado con cada uno es una tarea demasiado compleja.

En argentina, hasta la fecha no se cuenta con una entidad que certifique (control de calidad) los colectores solares para agua sanitaria, por lo que los CSAS no tienen una norma en la que figure sus eficiencias y características técnicas.

Ante esto, propusimos utilizar dos tipos de calefones en el algoritmo de cálculo, colectores de tubo evacuado, y colectores planos. De bibliografía se tomaron los coeficientes U_r y FR que requiere el F-chart, además el cálculo de consumo de agua se tomó utilizando los estándares de xx lt por persona. El cálculo de la temperatura de ingreso del agua se realiza en forma zonal como el propuesto en el módulo de fotovoltaico.

Estas opciones se realizaron en un todo de acuerdo con los funcionarios de la SE que además están promoviendo el uso de estos tipos de calefones.

Desarrollo de la Aplicación Web

a- Metodología ágil de desarrollo de Software

La aplicación fue desarrollada utilizando la metodología ágil de desarrollo de software: Crystal Clear, de la familia de metodologías Crystal creadas por Alistair Cockburn (Cockburn, 2017).

El grupo de desarrollo, es un grupo de investigación consolidado con un nivel de organización estable enmarcado dentro de un Instituto de Investigación, pero con moderada experiencia en el desarrollo de software. Para el desarrollo de SISol se adoptó esta metodología por las características del grupo de desarrollo: 5 personas y el programa objetivo de desarrollo no crítico: herramienta web libre para el soporte a la decisión de instalación de equipos solares (paneles fotovoltaicos y calefones solares).

Tal como lo sugiere el autor de la metodología se tuvieron en cuenta las siguientes propiedades:

- *Comunicación Osmótica*: Significa que la información fluye en el entorno. Cuando la comunicación en el lugar de trabajo es osmótica, las preguntas y respuestas fluyen naturalmente sin mayores perturbaciones al equipo.
- *Mejoría Reflectante*: Las personas, la tecnología y las responsabilidades pueden cambiar durante el curso de un proyecto, por lo que las convenciones que el equipo utiliza para encarar el proyecto necesitan ser modificadas para poder amoldarse a tales cambios. Las reuniones del grupo de desarrollo de SISol fueron semanales y en las mismas se presentaban el avance del software, lo que permitía la corrección temprana de errores de diseño de software o bien del método empleado para el cálculo de la estimación.

El equipo de desarrollo de SISol, estuvo conformado por cinco personas: una programadora web, analista programadora, una diseñadora web, investigadora a cargo del proyecto e investigadora directora del grupo de investigación. Las principales herramientas usadas durante el desarrollo de SISol fueron: *Programación de a pares, Reuniones Diarias de Parado, Radiador de Información* (Cockburn, 2017).

A su vez, el software fue testeado cada quince días con personal perteneciente a la Secretaría de Energía del gobierno de la provincia de Salta, lo que permitió la detección temprana de errores y la adecuación del software para el cumplimiento de los requerimientos del software.

RESULTADOS

Aplicación Web

SISol es una aplicación web desarrollada en lenguaje de programación Perl, utilizando PERL CGI, HTML y JavaScript para el Front-End. Las librerías/framework que utiliza son VueJs, JQuery y Bootstrap. Para la visualización de los maps de irradiación solar se utiliza la API de Google Map como mapa base y el servidor espacial GEOSERVER. SISol se comunica por el puerto 8080 a la aplicación Geoserver, un servidor de código abierto que permite a los usuarios compartir y editar datos geospaciales. En la Fig. 1. muestra a modo de ejemplos el principal entorno web de la aplicación.



Fig 1. Entorno Web de SISol.

Atlas de Irradiación Solar de la Provincia de Salta

A partir del proyecto SIG se diseñó y edito un atlas de irradiación solar de la provincia de Salta con un total de 25 mapas: 12 mapas de irradiación de día característico, 12 mapas de irradiación de mensual acumulado, 12 mapas de irradiación acumulada anual. La Fig. 2. presenta algunos mapas pertenecientes al atlas.

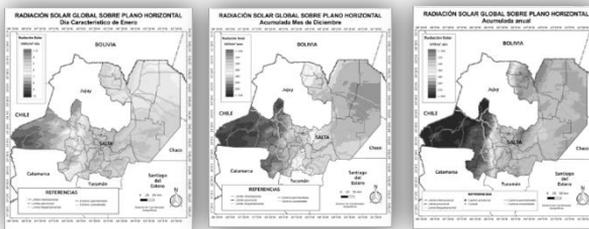


Fig 2. Entorno Web de SISol.

CONCLUSIONES

El trabajo presentado se sustenta a partir del cruce de los resultados obtenidos en las diferentes instancias del proceso colaborativo, donde se demostró una fuerte cohesión interna en cuanto al pensamiento de los diferentes grupos de actores locales y se evidenció un conjunto de aspectos clave (positivos y negativos) que deben tenerse en cuenta para el fomento de las energías renovables en Salta. Estos referían principalmente al conocimiento del marco legal-regulatorio, el acceso a la información, la valoración de las fuentes renovables y tecnologías disponibles, la articulación entre actores y la rentabilidad económica.

Por lo que, como grupo de investigación-acción, asumiendo la necesidad de un abordaje multidimensional y multiactorial de los procesos de planificación energética, firmamos un convenio de colaboración bilateral con la Secretaria de Energía de la Provincia de Salta. A partir de este convenio se asumió el desafío de desarrollar una herramienta web concreta (SISol) que potencia los aspectos positivos y mitiga los aspectos negativos del proceso de incorporación de Energías Renovables.

El módulo de irradiación solar y el atlas solar contribuye al conocimiento de la disponibilidad de la energía solar en todo el territorio de la provincia, especificando

promedios diarios, mensuales y anuales de la radiación solar global incidente. Contar con una evaluación espacio-temporal del recurso solar es una herramienta clave a la planificación y la gestión pública/privada de proyectos estratégicos de generación energética. A su vez, el módulo de fotovoltaico aporta a la toma de decisiones para la instalación de usuarios residenciales proveyendo información sobre la cantidad de energía a inyectar en la red, el ahorro eléctrico, el beneficio económico a percibir por dicha instalación y puntos importantes sobre reglamentación gubernamental. Y como último punto, el modulo solar-térmico brinda información sobre ahorro de gas, performance de los modelos de calefones a instalar y los incentivos que provee el gobierno para la instalación de los mismos.

De la misma manera, las herramientas metodológicas utilizadas resultaron adecuadas a los fines de generar un aporte a la planificación y gestión energética, nacida del consenso multiactoral y multidimensional. El desarrollo de SISol permitió establecer una plataforma mancomunada de soporte a la decisión, tanto para el ámbito privado como público.

REFERENCIAS

Belmonte, S.; Escalante K.; Franco J. (2015). *Shaping changes through participatory processes*. Local development and Renewable energy in rural habitats. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 45 (2015) 278–289. ISSN: 1364-0321.

Cockburn A., *Crystal clear a human-powered methodology for small teams*, 2004.

Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edn. pp. 54-59. Wiley Interscience, New York.

IEC Standard 61724. (1998). Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva, Switzerland. <ftp://ftp.ee.polyu.edu.hk/wclo/61/IEC61724%20PV%20monitoring.pdf> (acceso 10/05/18).

King RR, Sinton RA, Swanson RM. *Doped surfaces in one sun, point-contact solar cells*. *Appl. Phys. Lett.* 1989;54:1460.

OLADE/CEPAL/GTZ (2000) *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas*. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe. Quito. Ecuador.

Raichijk C. *Comparación de valores satelitales de irradiación solar global con datos de tierra en la República Argentina*. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 13 (2009) 11.07-11.10.

Ramirez Camargo L., Altamirano M., Belmonte S., Dorner W. *Comparación de fuentes satelitales, de re-análisis y métodos estadísticos para el mapeo de la radiación solar en el valle de Lerma (Salta-Argentina)*. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 19 (2015), pp. 11.19-11.30.

EL ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA EN UN MUNDO CAMBIANTE. HERRAMIENTAS SIG PARA LA TOMA DE DECISIONES

Page Arias, A.*, Domínguez Bravo, F.J.**

* Facultad de Geografía e Historia, (estudiante de doctorado), Universidad Complutense de Madrid. Calle Profesor Aranguren, s/n, Edificio B, Ciudad Universitaria, 28040 Madrid, España.
alpage@ucm.es

**Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Departamento de Energía, división de Energías Renovables, Av. Complutense, 22, 28040, Madrid, España. javier.dominguez@ciemat.es

RESUMEN

El consumo de energía es uno de los factores que miden el nivel de desarrollo de una sociedad debido al importante papel que juega en la erradicación de la pobreza y en el acceso a la educación, la sanidad y la cultura. Sin embargo, todavía hay 1.100 millones de personas que no disponen de acceso a la energía eléctrica, residiendo la mayoría de ellas en zonas rurales de países en desarrollo especialmente vulnerables al cambio de las condiciones climáticas y ambientales. Para paliar estas carencias y, al mismo tiempo, apoyar la implantación de energías renovables se desarrolló IntiGIS. IntiGIS es una herramienta SIG que, partiendo de una serie de datos geográficos, como los recursos potenciales de energías renovables y la localización de las viviendas y comunidades sin electrificar, es capaz de recomendar el sistema de electrificación que mejor se adapta a la realidad del lugar.

PALABRAS CLAVE: IntiGIS; Electrificación rural; Sistemas de Información Geográfica; Energías renovables.

ABSTRACT

One of the factors used to measure the development level of a society is the energy consumption. That is because the energy is crucial for the poverty eradication and for the access to education, health care and culture. However, 1.100 million people have no electrical energy access and most of them live in rural areas of developing countries which are especially vulnerable to climate change. In order to alleviate this lacks, supporting at the same time the use of renewable energies, IntiGIS was developed. IntiGIS is a GIS tool that needs geographic data, as potential resources of renewable energies and the location of the dwellings and communities without energy access and is capable to recommend us the electrification system that fits as best as possible to the reality of the place.

KEY WORDS: IntiGIS; Rural electrification; Geographic Information Systems; Renewable energies.

INTRODUCCIÓN

El uso de la energía es algo cotidiano e imprescindible para la mayoría de la población mundial desde tiempos remotos. De hecho, en la actualidad, el acceso a la energía está reconocido como un derecho por la ONU en los Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible adoptados para 2030¹, considerando la energía como “*central para casi todos los grandes desafíos y oportunidades a los que hace frente el mundo actualmente. Ya sea para el empleo, la seguridad, el cambio climático, la producción de alimentos o para aumentar los ingresos. El acceso universal a la energía es esencial.*” (ONU, 2015) Tanto es así que el consumo energético total de un país (consumo industrial y doméstico) es un indicador del nivel de desarrollo económico alcanzado por el mismo ya que dicho consumo está relacionado directamente con el PIB del país (Romerio, 2006). Si consultamos los datos del Banco Mundial podemos ver que los países con mayor índice de Desarrollo Humano son también aquellos con un mayor consumo energético. No obstante, debemos considerar que si bien factores ambientales como la climatología, o tecnológicos como la eficiencia, matizan esta relación, es evidente que alcanzar un nivel de desarrollo implicará, en la mayoría de los casos, una mayor demanda energética y una mayor calidad de la misma.

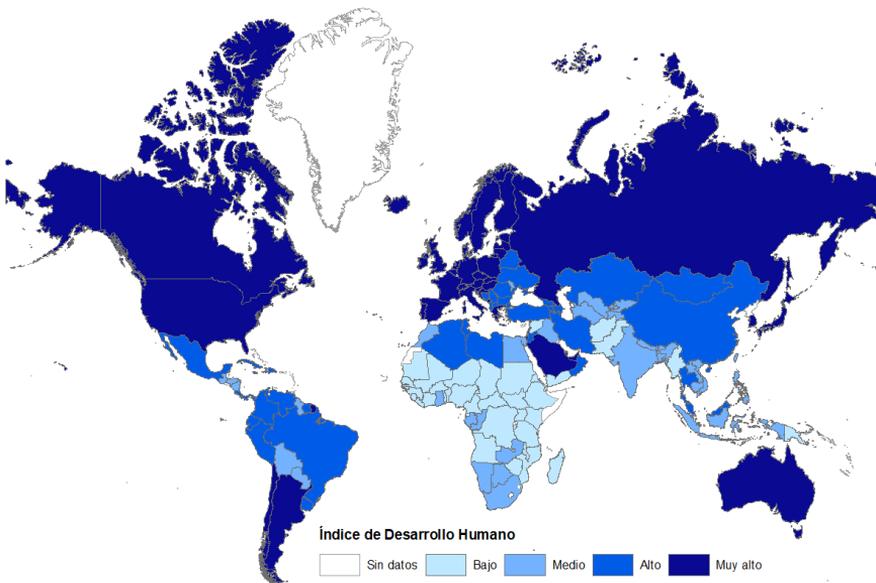


Fig. 1. Índice de desarrollo humano por países. Fuente: PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo).

¹ Es el séptimo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el acceso a la “energía asequible y no contaminante” (ONU, 2015)

Sin embargo el acceso universal a la energía dista mucho de ser una realidad: aproximadamente el 15% de la población mundial² (1.100 millones de personas) no tiene acceso a la energía eléctrica y 2.300 millones aún dependen de la biomasa, el carbón o el queroseno para cocinar (IEA, 2017). Esta población sin acceso a la energía se encuentra en su práctica totalidad en países en desarrollo donde la tasa total de electrificación rural es del 68%³. Las comunidades sin electrificar suelen tener varias características en común; por regla general se trata de comunidades integradas por personas de escasos recursos, con consumos energéticos muy bajos y en muchos casos situadas en zonas aisladas o de difícil acceso. En el caso concreto de Latinoamérica, podemos además añadir que las comunidades presentan un patrón muy disperso.

Este conjunto de características hace que en muchos casos no sea rentable para las compañías eléctricas dar servicio a estas comunidades por medio de la extensión de la red eléctrica. En estos escenarios, las instalaciones *in situ* de sistemas de generación de energía con energías renovables junto con sistemas de almacenamiento de dicha energía son una opción eficaz y fiable a tener en cuenta. Es cierto que la inversión en este tipo de sistemas es, en inicio, alta, pero queda rentabilizada en un tiempo relativamente bajo siempre y cuando el dimensionamiento de los sistemas y su mantenimiento sean adecuados, así como el modelo utilizado para su explotación y gestión.

Como decíamos anteriormente, estas comunidades sin electrificar se encuentran, en muchos casos, en zonas rurales aisladas por lo que la variable geográfica tiene un gran peso a la hora de planificar su electrificación, así como los aspectos sociales, ambientales y económicos (Pinedo, 2008). Para realizar este tipo de evaluaciones disponemos de herramientas de demostrada eficacia como son los Sistemas de Información Geográfica los cuales se basan en el análisis territorial para optimizar la toma de decisiones sin necesidad de realizar costosos estudios de campo y son capaces de procesar, combinar y generar gran cantidad de datos.

^{2,3} Datos tomados del World Energy Outlook 2017 de la Agencia Internacional de la Energía.

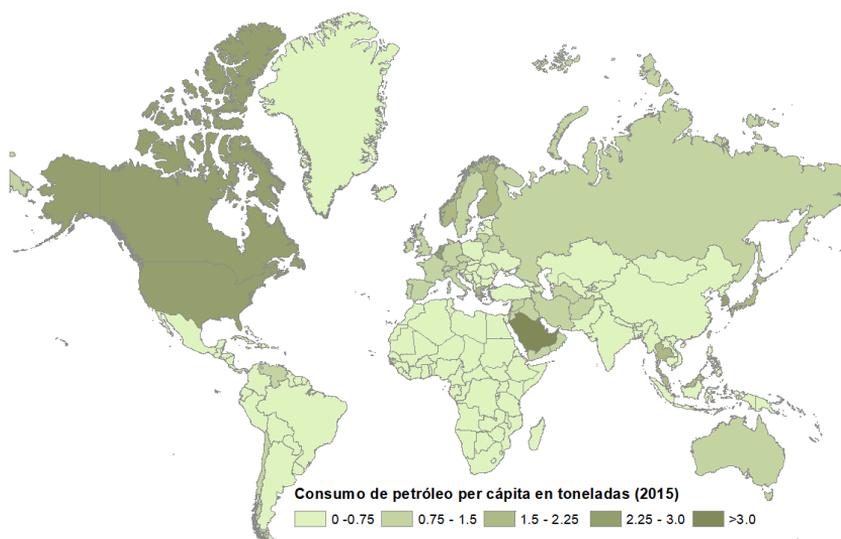


Fig. 2. Consumo energético per cápita en toneladas de petróleo. Fuente: BP Statistical Review of World Energy. June 2016.

ANTECEDENTES

Durante los años 90 surge el proyecto SOLARGIS dentro del marco del programa Joule II y financiado por la Dirección General XII Europea para la Ciencia, la Investigación y el Desarrollo. En este proyecto participaron centros de investigación de energías renovables de diferentes países de la Unión Europea.⁴ Uno de los objetivos más importantes del programa consistió en demostrar y validar el alto potencial de los Sistemas de Información Geográfica para la toma de decisiones y el fomento de las energías renovables en la electrificación descentralizada.

La herramienta original realizaba una comparación píxel a píxel del coste de producción kW/h de las distintas energías contempladas (renovables o convencionales) integradas en el modelo, dando como resultado el *coste de electrificación equivalente* o LEC⁵, para así poder seleccionar la energía más competitiva en cada situación. Posteriormente desarrolló también un análisis de sensibilidad que permitió evaluar el peso de cada variable en el caso

⁴ El proyecto SOLARGIS estuvo coordinado por el Centre d'Énergetique Armines (Francia) y participaron los siguientes centros investigadores: Conphoebus (Italia), CIEMAT (España), CRES (Grecia), INESC (Portugal), RAL (Reino Unido) y NMRC (Irlanda) (Solargis-Team, 1996)

⁵ Levelized Electricity Cost, según sus siglas en inglés. El LEC puede ser definido como la suma de todos los costes a lo largo de la vida del sistema dividido entre el número de años y expresado en céntimos de Euro por unidad de energía generada (CIEMAT, 2015).

de estudio, analizar la estabilidad del resultado y contemplar diferentes escenarios en función de la variabilidad de los parámetros.

Años más tarde, con la mejora del software comercial ArcGIS, se reunieron todos estos cálculos bajo una misma aplicación dando lugar a la herramienta **IntiGIS** la cual nos permite la *“evaluación de diversas tecnologías de electrificación rural, es de fácil manejo, tiene en cuenta la realidad territorial de la región estudiada y ha sido validada en un ámbito geográfico diferente al utilizado en etapas previas del desarrollo metodológico”* (Dominguez *et al.*, 2009).

Como definición, IntiGIS es una herramienta de estudio de capas ráster que permite la comparación de diversos sistemas de generación de energía en términos económicos, devolviéndonos valores tanto numéricos como geográficos de cada una de las tecnologías analizadas, así como la mejor opción en cada punto de demanda.

La herramienta requiere de una serie de datos de partida:

- Demanda energética: información relativa al número de viviendas o puntos de demanda y de su consumo medio anual para poder dimensionar adecuadamente los sistemas de aprovechamiento y generación eléctrica.
- Radiación solar anual media en la zona de estudio.
- Velocidad del viento media en la zona de estudio.
- Posición de la red eléctrica existente en la región.

Una vez que disponemos de la información necesaria, IntiGIS permite valorar diferentes sistemas de generación eléctrica buscando siempre la mayor eficacia energética:

- Sistemas individuales: sistema fotovoltaico, sistema eólico, grupo diésel individual.
- Sistemas centralizados: grupo diésel central, sistema híbrido eólico-diésel, conexión a la red de media tensión.

Como primer resultado del estudio obtendremos el LEC y un mapa de competitividad tecnológica que muestra la tecnología de electrificación óptima en cada caso de acuerdo a los parámetros establecidos al inicio del estudio.

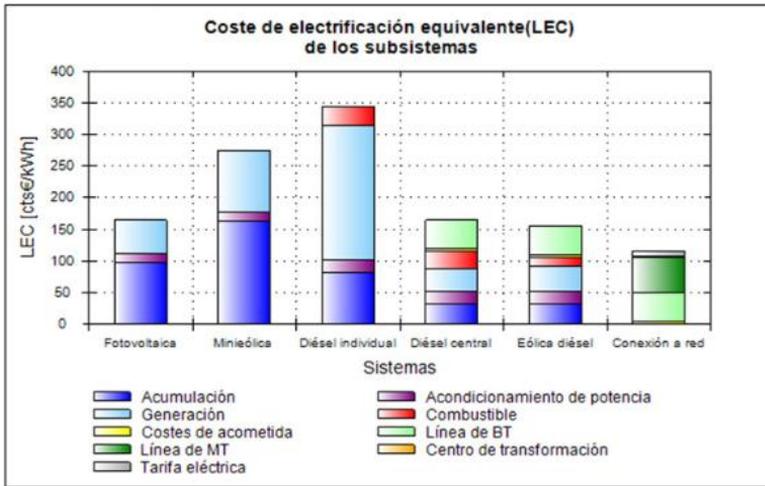


Fig. 3. Gráfico comparativo de los distintos LEC's de los subsistemas en valores absolutos. Fuente: IntiGIS.

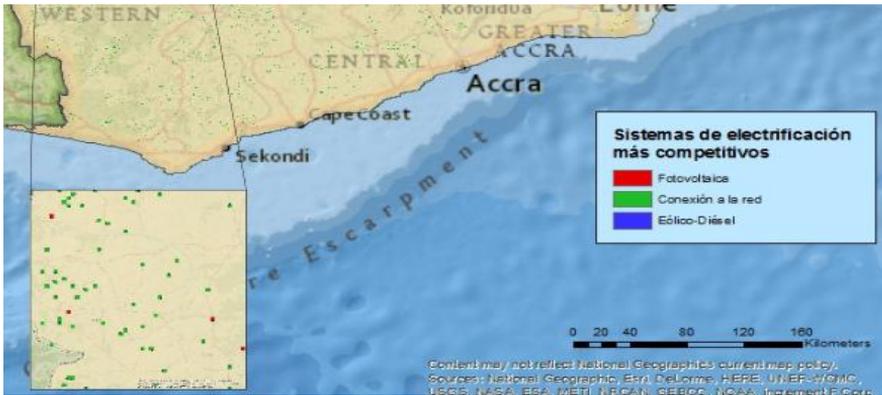


Fig. 4. Detalle de mapa de competitividad tecnológica. Fuente: IntiGIS.

En la segunda parte del estudio la herramienta realiza, en primer lugar, un Análisis de Sensibilidad (AS) que permite al usuario entender y cuantificar los resultados de la simulación anterior mediante la evaluación de la influencia en el LEC de los parámetros definidos en una comunidad tipo. En segundo lugar lleva a cabo Análisis de Sensibilidad Espacial (ASE) que evalúa cómo una tecnología concreta se ve afectada por la variación de los parámetros de entrada. Genera a su vez mapas de distribución del LEC para cada uno de los distintos escenarios contemplados y gráficos explicativos del grado de competitividad de las tecnologías estudiadas.

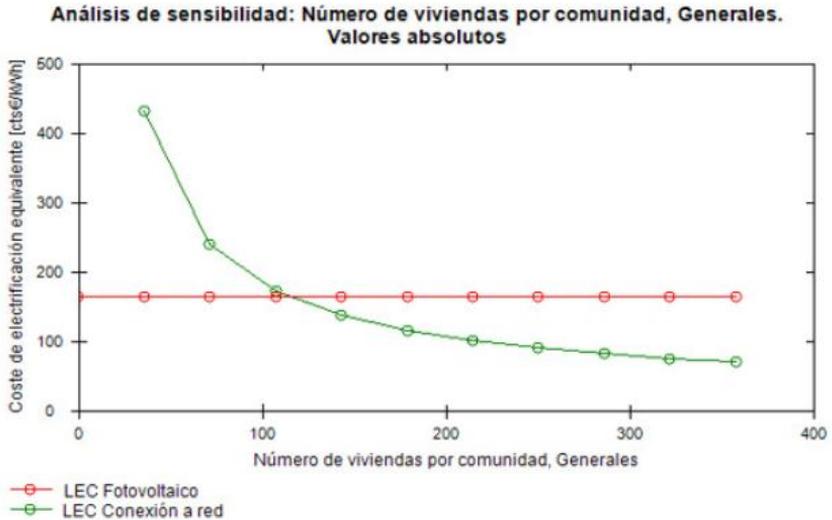


Fig. 5. Gráfico comparativo del LEC de conexión a la red y LEC fotovoltaico frente al número de viviendas. Fuente: IntiGIS.

Desde su desarrollo, la efectividad de IntiGIS ha sido comprobada en numerosas ocasiones:

- Municipio de Guamá, Cuba (Domínguez, Pinedo, 2009; Romero, 2016).
- Municipio de Cobán, Departamento de Alta Verapaz, Guatemala (Domínguez *et al.*, 2009).
- Municipio de Acandí, Departamento de Chocó, Colombia (Pinedo, Domínguez, 2009).
- Comunidades rurales de Cintalapa, Chiapas, México (Gómez, Domenech, Ferrer, 2017).

Sin embargo, pese a su demostrada validez, en los últimos tiempos surge la necesidad de someter a la herramienta a una serie de mejoras sustanciales derivadas del desarrollo y mejoras producidos tanto en el campo de las energías renovables como en el de los SIG. Por ello, y dentro del marco del Trabajo Fin de Máster “*IntiGIS 2.0: Objetivos y propuesta metodológica. Análisis de competitividad tecnológica en Ghana*” (Page, 2016), se comenzó a trabajar en la actualización y puesta a punto del software.

Esta serie de mejoras cubren un amplio espectro de las funcionalidades de la herramienta, desde la mejor definición de los escenarios de demanda hasta su traducción al inglés para fomentar su difusión, uso y distribución.

En un primer momento y en el marco de una colaboración puntual con varias entidades africanas, se plantearon y acometieron una serie de mejoras para que IntiGIS continuase manteniendo su robustez y fiabilidad en el campo de la electrificación rural. Para ello se marcaron una serie de objetivos enfocados a su actualización y adecuación al desarrollo alcanzado por los SIG y las energías renovables:

- Migración a arquitectura de 64 bits. IntiGIS es una herramienta de libre distribución pero que su funcionamiento se basa en las librerías de instrucciones de ArcGIS (ArcObjects) por lo que IntiGIS debía evolucionar en lo esencial a un ritmo parejo a ArcGIS. Por lo tanto, con la aparición de las versiones 10.1 y sucesivas de ArcGIS y la desaparición de soporte para versiones anteriores, se hizo imperativo modificar aspectos clave de la herramienta para que pudiera continuar siendo funcional.
- Incorporación de escenarios de consumo predeterminados con perfiles de demanda tipo.
- Revisión de los parámetros técnicos de todas las tecnologías incluidas en la aplicación para que reflejaran la evolución de precios y rendimientos principalmente que se ha vivido en el sector de las energías renovables.
- Desarrollo de una nueva versión en inglés.

A raíz de todos estos retos se plantearon otros muchos y de mayor calado que han derivado en una revisión más profunda de la herramienta, de su planteamiento, de su enfoque y difusión y, en definitiva, de su futuro.

LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

Una de los aspectos más importantes que se han de afrontar en esta nueva etapa es la de plantear un cambio radical en la construcción de la herramienta. Parece obvio pensar que una aplicación nacida con el propósito de llevar la energía, y con ella el progreso y la calidad de vida a regiones remotas y aisladas habitadas por personas con muy bajos ingresos debe tener la fácil distribución y difusión como uno de sus principios básicos. Las principales líneas de trabajo y mejoras que por ahora se contemplan son:

- A raíz del caso de estudio en Ghana, se vio que los resultados obtenidos eran claramente diferentes a los que se habían obtenido previamente en regiones de Latinoamérica y el Caribe. Esto se debe a la configuración de las comunidades de demanda: en Latinoamérica las poblaciones son pequeñas y muy dispersas mientras que en África son ostensiblemente mayores. A la hora de obtener los resultados se vio que los sistemas convencionales se veían claramente beneficiados por esta eventualidad (a ser más población la afectada la extensión de la red eléctrica o el sistema diésel central se vuelven opciones económicamente más viables que los sistemas fotovoltaicos individuales) por lo que sería muy interesante incluir sistemas de generación eléctrica renovables centralizados como pequeñas plantas solares capaces de dar servicio a poblaciones numerosas. De esta manera la herramienta podrá ser mucho más útil en regiones africanas y del sudeste asiático que en definitiva es lo que se pretende.
- Es necesaria una versión en inglés que haga que pueda ser distribuida en regiones de África y Asia.
- Inclusión de Modelos Digitales de Elevaciones: de esta manera se tendrá en cuenta la orografía en el cálculo del LEC asociado a la extensión de la red eléctrica. Así mismo se deben incluir los grandes cuerpos de agua en el cálculo para que también se contabilice el coste extra derivado de evitarlos o rodearlos.
- Se plantea también una importante cuestión estructural. Por un lado, la herramienta lleva arrojando resultados satisfactorios desde su inicio, funcionando paralelamente al software comercial ArcGIS ya que, aunque IntiGIS es una aplicación de escritorio autónoma, necesita de los ArcObjects para funcionar. Por ello, para que IntiGIS

se ejecute correctamente requiere una licencia de ArcGIS. Sin embargo, actualmente existen alternativas gratuitas de libre distribución que funcionan sin necesidad de licencia y nos permitiría llegar a muchas más instituciones, ONG's y usuarios en general y esto es, en última instancia, lo que una herramienta enfocada a la cooperación y al desarrollo debe perseguir, la máxima difusión posible. Es este último paso el que reviste mayor complicación ya que de alguna manera implicaría “desmontar la herramienta” para volver a montarla sobre una base completamente nueva, aunque, por otra parte, nos daría la posibilidad de solventar evidentes errores de programación que la herramienta arrastra a día de hoy.

- Otro de los pilares fundamentales de esta nueva fase en el proyecto IntiGIS es poner al día la herramienta no solo actualizando tecnologías contempladas y empleando software libre sino sumándose y sabiendo sacar partido al cada vez más presente big data y los SIG colaborativos en el que los usuarios además consultar información pueden proveer de la misma. De esta manera surge la idea de plantear una herramienta web que exista paralelamente a la herramienta de escritorio pero que nos permita compartir información con otros usuarios.

Como se vio anteriormente, IntiGIS requiere información de entrada relativa a la zona de estudio. Muchas veces, el acceso a esta información es complicado, la propia información no está actualizada o simplemente es de mala calidad. Por ello, si los usuarios de manera colaborativa pudieran, a la vez que ejecutan su propia consulta, dejar de manera solidaria la información de partida, podría llegarse a construir un atlas de recurso energético que otros usuarios podrían utilizar de cara a justificar un estudio más exhaustivo que sería llevado a cabo por la herramienta de escritorio.

CONCLUSIONES

Con la presentación de este artículo en el congreso pretendemos hacer un recorrido por la trayectoria de una herramienta de probada efectividad y robustez como IntiGIS a la vez que poner de manifiesto una vez más la importancia y versatilidad de los SIG a la hora de facilitar la toma de decisiones en todas aquellas situaciones en las que la variable geográfica es relevante. También nos parece importante subrayar el problema al que intentamos hacer frente, los millones de personas que todavía viven sin acceso de ningún tipo a la energía eléctrica y que aún son dependientes de la biomasa para alumbrado y cocinado de alimentos.

Con la necesaria puesta a punto de la herramienta IntiGIS esperamos poder llegar a muchas más comunidades y brindar el apoyo y los medios necesarios a todo aquel que lo necesite. Hemos querido destacar la idea de que la difusión de la herramienta tanto por su versión en inglés como por su lanzamiento web permitirán que sea utilizada por muchos más usuarios.

Por otra parte, creemos que con este tipo de iniciativas favorecemos la implantación de las energías renovables dentro del sistema energético mundial acercando estas tecnologías a poblaciones desfavorecidas y contribuyendo al mismo tiempo a la lucha contra el cambio climático y la generación insostenible de energía.

BIBLIOGRAFÍA

Libros:

- Domínguez Bravo, J., Pinedo Pascua, I., Auger Campos, C., Cedillo Heine, A., Gil García, M. (2009): *Electrificación rural en el municipio de Cobán, Departamento de Alta Verapaz (Guatemala) según el modelo IntiGIS*. Informes Técnicos CIEMAT, Madrid.
- Mariotti, A (2009): *Escenarios energéticos al horizonte 2030 Sudamérica: las fuentes renovables en el sector eléctrico*. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- Organización Internacional de la Energía (2018): *World Energy Outlook 2017*. París.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (2016): *Informe sobre desarrollo humano 2016*. New York.
- Page Arias, A. (2015): *IntiGIS 2.0: Objetivos y propuesta metodológica. Análisis de competitividad tecnológica en Ghana*. Trabajo Fin de Máster, Universidad Complutense de Madrid, Madrid.
- Pinedo Pascua, I (2007): *Aplicación de los Sistemas de Información Geográfica a la integración de las energías renovables en la producción de electricidad en las comunidades rurales. Caso de estudio: electrificación del municipio cubano de Guamá*. Informes Técnicos CIEMAT, Madrid.
- Pinedo, Pascua, I. (2010): *IntiGIS: Una propuesta metodológica para la evaluación de alternativas de electrificación rural basada en SIG*. Tesis doctoral, CIEMAT, Madrid.
- Romero Otero, L. (2016) *Sistemas de Información Geográfica y electrificación rural: Análisis, desarrollo y estudio de caso con IntiGIS*. Trabajo fin de Máster, CIEMAT, Madrid.
- SOLARGIS TEAM (1996): *Solargis Handbook. Guidelines for the elaboration of regional integration plans for decentralized electricity production with renewable energies*, Bruselas, Comisión Europea.

Artículos de revista:

- Domínguez, J., Amador, J. (2007): Geographical information systems applied in the field of renewable energy sources. *Computers & Industrial engineering*. 52, 322-326.
- Gómez Hernández, D.F., Domenech Léga, B., Ferrer Martí, L. (2017): Evaluación de alternativas de la electrificación rural, un análisis de competitividad tecnológica para Chiapas. *Staobil lekilal talekil abtel. Administración para el desarrollo*. 12, 21-37.
- Romerio, F. (2006): La energía como fuente de crecimiento y desarrollo en la perspectiva del fin de la era de los combustibles fósiles. *Economía Informa*, 340, 33-47.

Recursos web:

- Organización de las Naciones Unidas (2018): *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Organización de las Naciones Unidas (2018): *Población*. <http://www.un.org/es/sections/issues-depth/population/index.html>
- PNUD (2015): *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*. <http://www.undp.org/content/undp/es/home.html>
- BP Statistical Review of World Energy 2016. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

PARTICIPACION DEL CIEMAT EN EL DESARROLLO DE NORMAS PARA CENTRALES TERMOSOLARES

González Martínez. L.*, Zaza Moya. E.**

* Plataforma Solar de Almería (PSA), Ciemat; Avda. Complutense 40, Madrid, 28040,
(Madrid), España. lourdes.gonzalez@ciemat.es

** Plataforma Solar de Almería (PSA), Ciemat, Ctra. de Senés km. 4,5 Tabernas, 04200,
(Almería), España. eduardo.zarza@psa.es

RESUMEN

Una forma de determinar el grado de madurez de la implantación comercial de una tecnología, es observar el desarrollo de sus normas. Por ello, el desarrollo de la tecnología solar de concentración en plantas termosolares, ha venido unido a la creación de nuevas normas, tanto a nivel nacional como internacional. Así, en marzo de 2010 se creó en España el subcomité AEN/CTN 206/SC117 "Centrales termosolares" bajo la coordinación de AENOR, en el que se han publicado ocho normas de terminología, tratamiento de datos meteorológicos y procedimientos de ensayo de componentes o sistemas. En noviembre de 2011 se creó el comité internacional IEC/TC 117 "Solar thermal electric plants" en el que se han publicado tres normas, hay otras tres en estado avanzado y se espera el desarrollo de otras nuevas. La PSA, perteneciente al Ciemat, participa activamente en ambos grupos.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Térmica de Concentración, Centrales Termosolares, Comité de Estandarización, Normas

ABSTRACT

One of the ways of determining the degree of maturity of the commercial development of a technology, is to observe the expansion of its standards. Therefore, the development of solar thermal power plants, has been accompanied by the creation of new national and international standards. Thus, the AEN/CTN 206 Subcommittee/SC117 "Solar thermal power plants" was created in Spain, under the coordination of AENOR, in March 2010. Eight standards have been printed in this committee about terminology, treatment of meteorological data and test procedures. The International Committee IEC/TC 117 "Solar thermal electric plants" was established in November 2011, in which three standards have been published, other three standards are in development and additional standards will be developed. The PSA, which belongs to the Ciemat, actively participates in both groups.

KEYWORDS: Solar Thermal Energy, Solar Thermal Power Plants, Standard Committee, Standards.

INTRODUCCIÓN

Para determinar el grado de madurez de una tecnología desde el punto de vista de su implantación comercial, es importante fijarse en el desarrollo de las normas asociadas a la misma. Por ello el importante desarrollo de las tecnologías solares de concentración para su implementación en centrales termosolares tanto en España como en el resto del mundo, ha venido acompañada de un importante desarrollo de nuevas normas relacionadas con la tecnología, tanto a nivel nacional como internacional.

Las centrales termosolares son sistemas complejos de producción de electricidad a partir de la energía radiante del sol como fuente primaria de energía. En dicho sistema se transforma la energía solar en energía térmica, que es transportada y en ocasiones almacenada antes de volver a transformarse, en su paso por una turbina, en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica (generador). Por tanto estas plantas están compuestas por un sistema solar que puede ser de foco puntual (central de torre o discos parabólicos) o de foco lineal (captador cilindroparabólico, o de Fresnel), capaz de captar la radiación del sol y transformarla en energía térmica. Además del sistema solar existirán una serie de elementos asociados al sistema de almacenamiento, si existe, y todos los componentes que tiene una central eléctrica convencional con un ciclo de Rankine (tren de generación de vapor, turbina, etc.).

El desarrollo de las centrales termosolares en España se inició en el año 2004 con la construcción de la central de torre PS10 de 10 MWe, alcanzando en la actualidad los 2.3 GWe instalados en centrales de torre y sobretodo de captadores solares cilindroparabólicos. En el período comprendido entre el año 2009 y 2014 la capacidad mundial de centrales termosolares aumento un valor anual medio de un 46%, alcanzando en la actualidad los 4.9 GWe y con 1.35 GWe más en construcción [SolarPACES].

En relación a las normas, existían algunas que habían sido desarrolladas en otras áreas técnicas y eran de aplicación a la tecnología de centrales termosolares, como la “ISO 9488 Solar Energy- Vocabulary”, “EN 12975-12977” y la ISO 9806 “Solar Thermal Collectors, Systems” o la ISO 9459 “Thermal Performance of Solar Collectors”, entre otras. Pero la principal razón de la aparición de las normas específicas de la tecnología solar térmica de concentración, ha sido el rápido desarrollo comercial de las centrales termosolares, junto con la ausencia de normas específicas. Esto ha provocado que las empresas relacionadas con esta industria demandasen un marco regulatorio que garantizase un correcto desarrollo tanto de los componentes, como de los subsistemas y del conjunto de las centrales termosolares.

Por ello en marzo de 2010 se creó en España el subcomité AEN/CTN 206/SC117 “Centrales termosolares” bajo la coordinación del comité español de normalización, AENOR, y con la participación de empresas de ingeniería, suministradores de productos, promotores y centros de investigación. Dentro de este marco se han desarrollado hasta ahora ocho normas que abarcan área relacionadas con la terminología, el tratamiento de datos meteorológicos o los procedimientos de ensayo de componentes o sistemas. De forma paralela a este trabajo en el año 2011, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) lanzó una propuesta entre las entidades nacionales de normalización para la creación de un nuevo comité técnico internacional que abordase la tecnología de las centrales termosolares. Como resultado de la votación veinte países emitieron su voto a favor, de los cuales nueve

comunicaron tener interés en participar activamente en el desarrollo de las normas. En ese momento el “IEC Standardization Management Board” (SMB) aprobó la creación del comité técnico IEC/TC 117 “Solar Thermal Electric Plants”, nombrando secretario del mismo a la entidad nacional española (AENOR). La reunión de lanzamiento del comité fue en mayo de 2012 en Madrid (España) y en la actualidad hay 14 miembros participantes (“P-members”) y 11 miembros observadores (“O-members”). Desde entonces hasta ahora se han publicado tres normas internacionales y se espera el desarrollo de otras nuevas.

La Plataforma Solar de Almería, perteneciente al Ciemat, ha participado y está participando activamente, como centro de investigación, en el desarrollo de las normas nacionales e internacionales en el área de las centrales termosolares. Debido a la importancia del desarrollo de estas normas para la calidad del futuro desarrollo comercial de esta tecnología, presentamos en este trabajo tanto el proceso seguido hasta la publicación de nuevas normas, como una descripción de las normas existentes.

AMBITO DE NORMALIZACIÓN

Según la Organización Internacional de Normalización (ISO) se define “norma” como: “... acuerdos documentados que contienen especificaciones técnicas y otros criterios precisos para su uso consecuente como reglas, directrices o definiciones, con el objetivo de asegurar que los materiales, productos, procesos y servicios sean apropiados a su fin (ISO, 1996)”. Por ello es importante disponer de unas normas que garanticen la calidad, en este caso, de un sistema.

Para el desarrollo de las normas existen tres ámbitos de actuación, que son a nivel nacional, europeo o internacional. Cada país dispone de un comité oficial de normalización, en el caso de España es AENOR, en Francia es AFNOR, en Alemania DIN o DKE, en Estados Unidos esta ANSI y ASME, y en China SAC, Fig. 1. En estos casos la normalización es llevada a cabo por comités y sub-comités técnicos compuestos por especialistas de cada sector específico pero dentro del ámbito nacional.



Fig 1. Acrónimos de diferentes entidades oficiales de normalización de ámbito nacional.

A nivel europeo está reconocido el “Comité Europeo de Normalización” (CEN), pero también el “European Committee for the Electrotechnical Standardization” (CENELEC) y el “European Telecommunications Standards Institute” (ETSI). Por último, a nivel

internacional se encuentran el “*International Organization for Standardization*” (ISO) y el “*International Electrotechnical Commission*” (IEC). Tanto a nivel europeo como internacional los comités técnicos están formados por expertos de diferentes nacionalidades. Las instituciones de ámbito europeo e internacional no trabajan de forma aislada, sino que existe una cooperación entre ellas. Así entre ISO y CEN la cooperación esta materializada en el Acuerdo de Viena y entre IEC y CENELEC en el Acuerdo de Dresden, Fig. 2. Los principales objetivos de este tipo de acuerdos es tanto la creación de una red que favorezca el óptimo uso de recursos y experiencias como la creación de mecanismos de intercambio de información que favorezca el conocimiento de los trabajos en curso [STE-STAGE].



Fig 2. Acuerdos de cooperación entre diferentes comités oficiales de normalización de ámbito europeo e internacional.

DESARROLLO DE NORMAS EN EL ÁMBITO NACIONAL

A nivel nacional, el desarrollo de nuevas normas debe ser conducido por las entidades oficiales de normalización de cada país. Como ya se ha indicado anteriormente en España es AENOR la encargada de crear un comité y/o un sub-comité técnico específico que gestione, supervise y desarrolle las normas específicas de cada sector.

En el sector de las centrales termosolares, existen cuatro países en los que hay comités técnicos desarrollando nuevas normas. Estos son: España, Alemania, China y Estado Unidos.

En **Alemania** el comité encargado de la normalización en el área de las centrales termosolares es DKE 374 “*Solarthermische Anlagen zur Stromerzeugung*”, que fue creado por DKE como imagen del comité internacional IEC/ TC-117 “*Solar thermal electric plants*”, del que hablaremos más adelante, con la intención de adoptar y usar las normas internacionales allí desarrolladas.

En **China** el instituto de estandarización CNIS, ha venido trabajando activamente con la presentación de la norma GB/T 26972-2011 de “*Vocabulary of concentrating solar thermal power*”.

En **Estado Unidos** el desarrollo de nuevas normas en este sector tiene lugar dentro de la “*American Society of Mechanical Engineers*” (ASME), que ofrece los “*Performance Test Codes*” (PTC), que suministran reglas y procedimientos para la planificación, preparación y ejecución de ensayos de funcionamiento. Hay desarrolladas 48 PTCs, dentro de cuatro categorías: “*Power Production*”, “*Combustion and Heat Transfer*”, “*Fluid Handling*”, y “*Emissions*”. Los PTCs relacionados con las centrales termosolares, se encuentran dentro del grupo “*Power Production*” y son:

- PTC-52 “*Concentrating Solar Power Plants*”
- PTC-53 “*Mechanical and thermal energy storage*”.

España es uno de los países que más esfuerzo ha hecho en el desarrollo de nuevas normas en este sector, debido principalmente a los 2.3 GWe de plantas comerciales que hay instaladas en su territorio. Esta tarea ha sido coordinada por AENOR con la creación, el 2 de marzo de 2010, del subcomité AEN/CTN 206/SC117 “Centrales Termosolares”. Este subcomite esta integrado dentro del comité AEN/CTN 206 “Produccion de energía eléctrica” y está compuesto por tres grupos de trabajo [<https://www.aenor.es/>]:

- (1) AEN/CTN 206/SC117 WG1. Este grupo está liderado por el Ciemat y la persona de contacto es Eduardo Zarza (eduardo.zarza@psa.es). El grupo está formado por dos subgrupos, especializados en el tratamiento de datos meteorológicos y en temas más generales. Hasta ahora se han elaborado cinco normas:
 - UNE 206009:2013. Centrales termosolares. Terminología.
 - UNE 206011:2014. Centrales termosolares. Procedimiento de generación de Año Solar Representativo.
 - UNE 206010:2015. Ensayos para la verificación de las prestaciones de las centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparábolicos
 - UNE 206013:2017. Centrales termosolares. Procedimiento de generación de años percentiles de radiación solar.
 - UNE 206014:2017. Ensayos para la determinación del rendimiento del campo solar de las centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparábolicos.
- (2) AEN/CTN 206/SC117 WG2. Este grupo está liderado por el CENER y la persona de contacto es Marcelino Sanchez (msanchez@cener.com). El objetivo es el desarrollo de normas para los diferentes componentes del campo solar y por tanto está dividido en ocho subgrupos: Tubos receptores, sistema de seguimiento solar, estructuras, fluidos de transferencia de calor, reflectores, uniones y otros componentes, sensores específicos, y captadores. Hasta ahora se han elaborado dos normas:
 - UNE 206016:2018. Paneles reflectantes para tecnologías de concentración solar.
 - UNE 206015:2018. Fluidos de transferencia de calor para centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparábolicos. Requisitos y ensayos.
- (3) AEN/CTN 206/SC117 WG3. Este grupo está liderado por el CIEMAT y la persona de contacto es Javier León (Javier.leon@psa.es). El objetivo es desarrollar normas para el sistema de almacenamiento térmico y hasta ahora se ha desarrollado la norma: UNE 206012:2017. Caracterización del sistema de almacenamiento térmico para aplicaciones de concentración solar con captadores cilindroparábolicos.

DESARROLLO DE NORMAS EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

La experiencia del Ciemat en el desarrollo de normas para centrales termosolares en el ámbito nacional le permitió seguir participando en el ámbito internacional, centrandolo en la actividad en la Comisión Internacional Electrotécnica, conocida por las siglas IEC. El desarrollo de nuevas normas en el entorno de IEC requiere de la realización de cinco etapas:

- (1) Propuesta desde cualquier comité nacional de normalización (AENOR AFNOR, etc.) al comité IEC/TC117 de la creación de un *Project Team* para el desarrollo de una nueva norma relacionada con las centrales termosolares. La propuesta debe de incluir un índice o el contenido de la norma propuesta, así como el nombre de la persona que coordinará el "*Project Team*" o equipo de trabajo, denominado "*Convenor*".
- (2) La propuesta recibida por IEC/TC117 es distribuida entre los comités nacionales de normalización y sometida a votación, dentro de un periodo de tiempo definido.
- (3) La propuesta es aceptada si al menos hay tres votos positivos, lo que significa que haya al menos tres países diferentes que apoyen el desarrollo de la norma propuesta. Si es finalmente aceptada se crea oficialmente el "*Project Team*" con los expertos propuestos desde los diversos comités nacionales que votaron a favor.
- (4) Cuando el contenido de la norma ha sido desarrollado, discutido y aprobado dentro del equipo técnico de trabajo (*Project Team*), se genera un documento denominado "*Committee Draft*" (CD), que es distribuido entre los comités nacionales para su revisión, teniendo entre tres y cuatro meses para realizar comentarios al mismo.
- (5) Después de que el comité técnico IEC/TC-117 revise los comentarios recibidos y finalice el documento, se genera un último borrador de la norma denominado FDIS, que es sometido de nuevo a votación. Si el 66.6% de los miembros participantes aprueban el documento o menos del 25% de los votos emitidos son negativos, entonces la norma internacional puede ser enviada para su publicación oficial, y en este punto finaliza el proceso de normalización.

Los primeros ocho "Project Teams" creados dentro del comité técnico IEC/TC 117 "Solar Thermal Electric Plants" se muestran en la Fig. 3. En cada uno de ellos se prepara una norma que está en diferente grado de desarrollo. Así en los tres primeros ya se ha finalizado el desarrollo de sus normas y por ello solo quedan actualmente activos los cinco últimos [<http://www.iec.ch>].

En el **comité PT 62862-1-1**, liderado por el Ciemat y que ha contado con la participación activa de 39 miembros de 10 países de Europa (7), Asia (2) y Africa (1) se ha desarrollado la norma donde se recoge la terminología. Para ello se partió del documento propuesto desde AENOR, como borrador, y que recogía el trabajo desarrollado dentro del comité nacional. A partir de ese documento y después de dos años y medio de reuniones se publicó en febrero de 2018 la norma IEC TS 62862-1-1 Solar thermal electric plants- part 1-1: Terminology, que contiene 159 términos con sus definiciones, agrupados en 11 secciones.

En los **comités PT 62862-1-2**, y **PT 62862-1-3**, liderados por la empresa española "Meteo for Energy", se ha trabajado en el desarrollo de dos normas relacionadas con el tratamiento de datos meteorológicos para el uso en centrales termosolares. Las normas son: IEC 62862-1-2 TS: Solar thermal electric plants - Part 1-2: Creation of annual solar radiation

data set for solar thermal electric plant simulation, y IEC 62862-1-3 TS: Solar thermal electric plants - Part 1-3: Data format for meteorological data sets.

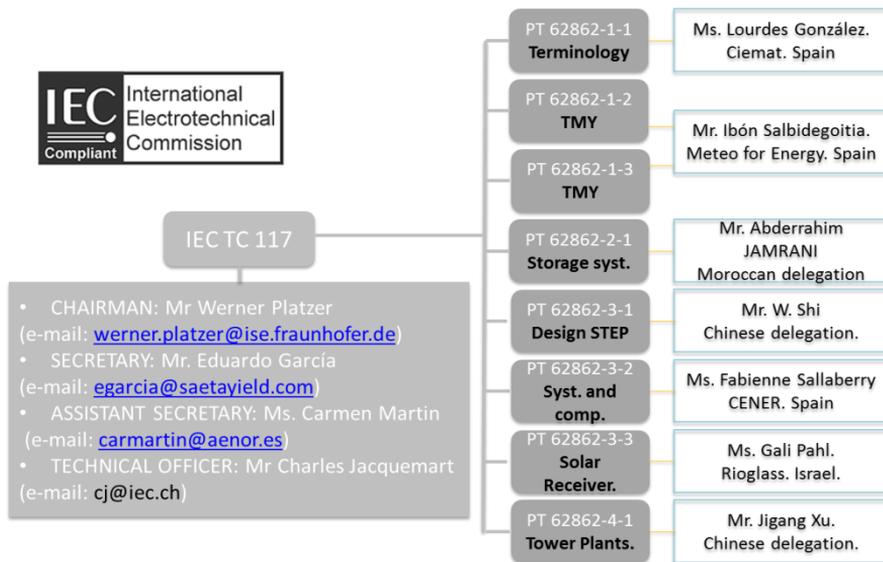


Fig 3. Project Teams pertenecientes al comité técnico IEC TC 117.

En el **comité PT 62862-2-1**, liderado por Marruecos, se está trabajando en una norma en donde se recoja la caracterización general de los sistemas de almacenamiento térmico.

En el **comité PT 62862-3-1**, liderado por China, se está trabajando en el desarrollo de una norma en la que se recojan los requisitos generales para el diseño de una central eléctrica termosolar con captadores cilindroparabólicos.

En el **comité PT 62862-3-2**, liderado por la empresa española CENER, se espera que aparezca publicada en breve la norma IEC 62862-3-2 Solar thermal electric plants - Part 3-2: Systems and components - General requirements and test methods for large-size parabolic-trough collectors, donde se recogen los métodos de ensayo de captadores cilindroparabólicos de gran tamaño.

En el **comité PT 62862-3-3**, liderado por Israel, se está desarrollando la norma que recoge la metodología de ensayo de receptores solares para captadores cilindroparabólicos.

Por último en el **comité PT 62862-4-1**, liderado desde China, se trabaja para el desarrollo de una norma que defina las necesidades generales para el diseño de una planta termosolar basada en la tecnología de torre.

DESARROLLO FUTURO DE NORMAS

Las normas desarrolladas hasta ahora, en el área de las centrales termosolares en las que ha participado activamente el Ciemat, tanto a nivel nacional como internacional están dentro del ámbito de la tecnología de captadores lineales, especialmente en el de cilindroparabólicos. Y se centran tanto en la terminología, como en el tratamiento de datos meteorológicos o en el de ensayo de componentes del captador o de sistemas como es el almacenamiento térmico. Las siguientes tecnologías en las que se van a centrar las futuras normas son las de foco puntual, en concreto la tecnología de torres central, que es la otra tecnología muy extendida en las centrales termosolares comerciales. Ejemplo de ello está en el comité de estandarización internacional PT 62862-4-1, cuya reunión oficial de lanzamiento tuvo lugar en marzo de 2018.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por la Unión Europea dentro del 7º Programa Marco en el ámbito del proyecto STAGE-STE, con número de contrato 609837, y por el Gobierno español dentro del proyecto DETECSOL (Ref. ENE2014-56079-R) con Fondos Europeos de Desarrollo Regional.

REFERENCIAS

<https://www.aenor.es/AENOR/normas/ctn/fichactn.asp?codigonorm=AEN/CTN%20206/SC%20117&pagina=1#.WwV98O6FOiS>

http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:23:10328986832600::::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:7851,25

SolarPACES <http://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>

STE-STAGE Project Deliverable 5.4: Guidelines for Standardization on STE. Eduardo Zarza, Werner Platzer. February 2016.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

PERSPECTIVAS FOTOVOLTAICAS **El fotovoltaico desbocado**

Lorenzo E.

Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, España, lorenzo@ies.upm.

RESUMEN

Este artículo discute sobre las razones que pueden explicar el rapidísimo crecimiento que viene experimentando el mercado fotovoltaico desde hace una década. Propone que la constancia de la relación superficie/volumen, que es una peculiaridad inherente a esta tecnología, ayuda a entender que la evolución histórica de las aplicaciones de esta tecnología haya comenzado relativamente pronto y hay sido particularmente rica en diversidad, lo que ha representado una importante ventaja competitiva sobre otras tecnologías.

PALABRAS CLAVE: Mercado fotovoltaico, Evolución

ABSTRACT

This paper discuss the reasons on the back of the quick grow of the photovoltaic market from the last decade. It is proposed that the constancy of the surface/volume relation, which is a peculiarity inherent to this technology, help to explain that the photovoltaic evolution stated soon and has develop through a large diversity of applications, meaning an important competitive advantage over other technologies.

KEYWORDS: Photovoltaic market; Evolution

INTRODUCCIÓN

El crecimiento del mercado fotovoltaico viene siendo sorprendentemente rápido desde hace ya bastantes años. Como botones de muestra:

- La potencia instalada en el Mundo en 2017 llegó a 100 GW
- La tecnología fotovoltaica es la primera en la instalación de nueva potencia eléctrica en el Mundo
- La fabricación de los contactos de las células solares es el primer consumidor mundial de plata.
- En una década, desde 2007 hasta 2017, el precio de los sistemas fotovoltaicos se redujo en un 85% (de 5\$/Wp a < 0,8\$/Wp) y su mercado se multiplicó por más de 15 (de 6,6 GW/año a >100 GW/año).
- El incremento de la capacidad de fabricación mundial anunciado en 2017 fue de 60 GW, lo que anuncia que esa capacidad llegará a 200 GW en 2020.

Este panorama es francamente distinto, tanto en constitución como en tamaño, de las predicciones que se hacían hace 20 años. Por ejemplo, el “Renewable Intensive Global Energy Scenario”, RIGES (Johansson y otros, 1993), un escenario de futuro elaborado por la ONU como material de base para la famosa Cumbre de la Tierra celebrada en Rio de Janeiro en 1992, y que contó con el concurso de varias personalidades del mundo fotovoltaico con relevancia mundial, predecía que el desarrollo del mercado fotovoltaico estaría asociado a tecnologías alternativas a la convencional de los módulos planos de silicio cristalino. Lo decía así: “*Although flat-plate systems using crystalline materials can capture significant niche markets in the near term, it appears that major cost reductions will be achieved over the long term only with thin-film materials or concentrators*” (pg. 327). Sin embargo, es precisamente esta tecnología de la que no se esperaba gran cosa la que copa más del 95% del mercado actual.

Otro ejemplo, esta vez de cosecha propia, es el libro “Electricidad Solar” publicado en 1994 (Lorenzo, 1994), en el que quien esto escribe tuvo la osadía de proponer un escenario de futuro que contemplaba una producción mundial de 2,3 GW/año para el año 2015. Esa cifra representaba casi 50 veces más que la producción de 1994, por lo que fue generalmente considerada como excesivamente optimista y más bien propia de sueños juveniles que de cabal entendimiento de la realidad. Pero la producción real en 2015 fue de 50 GW/año, ¡1000 veces más que la de 1994, o 22 veces más que la de mi “optimista predicción!

Así pues, pare justificado suponer que algo debe haber en el fotovoltaico que ha escapado hasta ahora al olfato de los analistas y que ha posibilitado que el crecimiento de su mercado haya superado, ¡y de largo!, a lo esperado. Además, y puesto que este crecimiento, lejos de ser un hecho puntual (que, entonces, podría explicarse atribuyéndolo a alguna circunstancia favorable) persiste en el tiempo, también parece justificado suponer que ese algo sea de naturaleza intrínseca, es decir, consustancial a la propia naturaleza de lo fotovoltaico. Lo que sigue es un intento de buscar ese algo explicativo.

PECULIARIDADES DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Características de la tecnología fotovoltaica que favorecen el desarrollo de su mercado son:

- a) Es muy fiable

- b) Su funcionamiento no necesita agua
- c) El grueso de los materiales que utiliza (silicio, vidrio, hierro, aluminio, ..) es abundante y no contaminante
- d) La instalación es muy rápida
- e) La radiación solar es abundante y muy ubicua
- f) **La relación superficie/volumen de los generadores es intrínsecamente independiente del tamaño.**

Ahora bien, las características listadas en primer lugar, de la a) a la e), son comunes a otras tecnologías, en particular a la eólica, por lo que quizás sirvan para explicar el auge actual de las EERRs, pero no para explicar por qué el mercado fotovoltaico anual ha llegado a sobrepasar al eólico, como manifiestan las cifras de la tabla 1. Al entender de este autor son las dos últimas, y muy particularmente la constancia de la relación superficie/volumen, la que explica mejor tal adelanto.

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Eólica</i>										
Anual	26,9	3,5	39,1	40,6	45	36	51,7	63,6	54,6	52,6
Acum.	121	159	198	23	23	319	370	433	489	540
<i>Fotovoltaica</i>										
Anual	6,6	8	16,8	30,6	29,4	37,7	39,8	50,7	75,7	100
Acum.	15	23	40	70	99	137	177	228	303	400

Tabla 1. Evolución de la potencia eólica (GWEC, 2017) y fotovoltaica (UNEF, 2017) instalada anualmente y acumulada en el Mundo, expresada en GW/año y en GW, respectivamente.

TAMAÑO, COSTE Y EFICIENCIA DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS

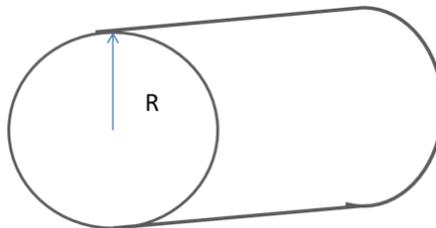


Figura 1. Un cilindro como representación esquemática de una caldera de vapor o de una tubería de conducción de agua

La figura 1 ayuda a entender que en general la construcción y, con ella, el coste de los generadores eléctricos (el cilindro de la fotografía puede representar, por ejemplo, una caldera de una central térmica, o la tubería de descarga de una central hidroeléctrica) tiene que ver con superficies (la pared de la caldera o de la tubería) mientras que su potencia tiene que ver con volúmenes, por lo que la relación coste potencia está asociada en gran medida a la relación $1/R - (R^2/R^3)$, y lo mismo ocurre con la relación entre pérdidas (que se producen por la superficie) y trabajo útil. Algo similar ocurre también con los generadores

eólicos cuyo coste tiene que ver con la longitud de sus palas (R) y su potencia con el área que interceptan al girar (R^2). Por ello se puede decir cabalmente de los generadores eléctricos en general que cuanto más grandes son más baratos resultan, lo que explica la notoria tendencia al gigantismo que ha caracterizado hasta ahora a su historia.

Pues bien, ocurre que los generadores fotovoltaicos constituyen una excepción a esta regla, porque tanto su construcción como su potencia tiene que ver con la superficie que exponen al Sol, de forma que su relación superficie/volumen es esencialmente independiente del tamaño, lo que permite que generadores grandes y pequeños convivan en el mercado actual en condiciones de igualdad (Figura 2), lo que ni ocurre ahora ni ha ocurrido nunca con ninguna otra tecnología.



Figura 2. Generador fotovoltaico de 2,7 kW (a la izquierda) y vista parcial de una central de 48 MW (a la derecha) conviviendo en el mercado actual.

Esta peculiar constancia de la relación superficie/volumen explica que:

- Los sistemas fotovoltaicos han podido comenzar su desarrollo atendiendo a aplicaciones de muy baja potencia, comenzando así su desarrollo de forma relativamente temprana (el mercado espacial empieza en el año 1958, con la inclusión de un generador de 1 W para alimentar al Vanguard I, un satélite USA de los orígenes de la carrera espacial; el mercado terrestre empieza en 1973 con la creación de Solar Power Corporation, y sus módulos para alimentar boyas de señalización marítima).
- Los sistemas fotovoltaicos han desarrollado su mercado en base a un abanico de aplicaciones creciente (el abanico se ha ido abriendo conforma ha ido bajando el precio de las células solares), lo que le ha permitido aprender en muchas experiencias simultáneamente.

Y estas circunstancias han representado una importante ventaja evolutiva. Forzando una analogía docente, podríamos decir que, en comparación con otras tecnologías, el fotovoltaico ha comenzado a ir a clase hace mucho tiempo y también que ha ido a clase de muchas asignaturas, lo que le ha permitido aprender más. Nada de esto ha ocurrido, por

ejemplo, con la tecnología termosolar, cuyas realizaciones siempre deben ser a una escala superior a las decenas de MWs.

EL ARBOL DE LA EVOLUCIÓN FOTOVOLTAICA



Figura 3. Un posible árbol de la evolución fotovoltaica

La figura 3 presenta un intento de describir la evolución fotovoltaica mediante un árbol que amplía progresivamente el número de sus ramas. La tabla 2 recoge algunas fechas e hitos utilizados para señalar los nudos en los que se inician las nuevas ramas. Esta tabla es un primer resultado de una recopilación aún inacabada, por lo que sólo abarca el periodo de 1954 a 1990. Hay que advertir que la elección de estos hitos es reflejo de algunas consultas bibliográficas (Perlin,1999), (Maycook,1985), (Luque,2018), pero también de la experiencia y opinión del autor, por lo que otras elecciones pueden ser tan cabales como esta (el autor agradece de antemano cualquier sugerencia razonada al respecto). Lo verdaderamente relevante es para mientes en que esta evolución procede a impulso de dos elementos bien diferenciados:

- El precio, que actúa como llave para abrir la puerta de cada nuevo nicho de mercado.
- La fiabilidad que actúa como elemento de selección. Sólo lo fiable sobrevive, como bien muestra la historia de algunas alternativas fotovoltaicas a la tecnología convencional. En particular, la de la concentración, cuyos intentos de realizaciones comerciales se han contado por fracasos en la satisfacción de las expectativas de producción energética.

<i>Era espacial</i>	
1954	The “Bell Solar Battery”; Chapin, Pearson y Calvin
1955	Alimentación de un amplificador de un teléfono rural en Georgia (USA). 300 \$USA/Wp
1958	Lanzamiento de los satélites Spunik y Vanguard (6 células, 1 W)
<i>Era terrestre de las aplicaciones aisladas</i>	
1973	“Solar Power Corporation”. Berman convence a Exxon. Silicio rechazado de la microelectrónica. Encapsulado en fibra de vidrio y silicona. 40 \$USA/Wp Boyas marinas, plataformas marinas de gas y petróleo y protección catódica. Primer célula solar de silicio realizada en España (Laboratorio de Semiconductores de la E.T.S.I. Telecomunicación)
1976	Repetidor de telecomunicaciones. Primera bomba de agua en Córcega. Fundación de Arco Solar.
1979	Producción de módulos en Francia (Photowat). Bombeo de agua en África (“Mali Accua Viva”)
1980	Viviendas rurales en España, Brasil y Tahití
1981	Producción de módulos en Brasil (Heliodinámica) y en Japón (Sharp)
1983	Producción de módulos en España (Isofotón, células bifaciales) Producción mundial 21,7 MW (USA/China : 60%/0%)
1985	Central de 100 kW en San Agustín de Guadalix
1989	Programa de los 1000 tejados en Alemania
1990	El PRS (Programme Regional Solaire): 620 bombas de agua en el Sahel Producción mundial 48 MW
<i>Era terrestre de las aplicaciones conectadas a red (en elaboración)</i>	

Tabla 2. Hitos de la evolución fotovoltaica en el periodo 1954 – 1990

CONSIDERACIONES SOBRE LA ACUMULACIÓN DE ELECTRICIDAD

Los perfiles temporales de la generación fotovoltaica no coinciden con los correspondientes al consumo de electricidad en los sistemas eléctricos, de donde, para asegurar la “despachabilidad” eléctrica, se hace necesario, primero, combinar los sistemas fotovoltaicos con otras fuentes de generación de electricidad y, segundo, asociar a las centrales fotovoltaicas algún tipo de acumulación. Para esto último, parece que se vislumbran dos opciones bien diferenciadas: las baterías electroquímicas, de las que hay varias tecnologías sobre el tapete, siendo la de ión-litio la más afamada; y las centrales termosolares con acumulación de calor.

Este autor confiesa que carece de experiencia directa con ninguna de estas dos alternativas, lo que limita y mucho el posible valor de sus opiniones. Pero aún así, se atreve a apuntar aquí las siguientes consideraciones:

- A nivel mundial, los sistemas eléctricos actuales pueden absorber sin necesidad de añadir acumulación hasta, al menos, 6 veces más potencia fotovoltaica de la instalada actualmente (esta afirmación deriva de analizar someramente la demanda de potencia al mediodía), lo que permite mantener el actual nivel de crecimiento del mercado fotovoltaico ($\approx 30\%$ anual) durante un mínimo de 5 o 6 años más.
- La tecnología del ión-litio viene desarrollándose en una diversidad de aplicaciones (desde pilas de pocos Wh para alimentar teléfonos móviles hasta baterías de algunos MWh para absorber fluctuaciones de potencia en las redes eléctricas) que pueden entenderse como un aprendizaje largo y diverso, similar al aquí señalado como importante para explicar el éxito de la tecnología fotovoltaica convencional. En coherencia con ello, parece sensato apuntar que este aprendizaje representa una ventaja competitiva.

CONCLUSIONES

Este trabajo ha propuesto que la persistencia en el tiempo del fuerte crecimiento del mercado fotovoltaico, que viene superando todas las expectativas desde hace ya una década, se puede explicar atendiendo a una característica peculiar e inherente a la tecnología fotovoltaica, que es la invariabilidad de la relación superficie/volumen con el tamaño de los generadores.

Esta invariabilidad ha propiciado que el mercado fotovoltaico pudiese comenzar muy pronto y que se haya desarrollado a través de un abanico de aplicaciones muy amplio, lo que se ha traducido en un largo y variado aprendizaje, que ha resultado una ventaja adaptativa.

Se ha presentado una descripción de la historia del mercado fotovoltaico en forma de árbol evolutivo, al modo de los que son típicos en otras ramas de la ciencia como la biología y la paleontología.

AGRADECIMIENTOS

Las ideas presentadas en este trabajo han cristalizado como fruto de muchas conversaciones con los miembros del Grupo de Investigación en Sistemas Fotovoltaicos del IES-UPM, en el que tengo el privilegio de trabajar. Gracias a todos ellos por su paciencia y atinados comentarios.

REFERENCIAS

Collares M, *O caminho para a electricidade termossolar despachável e competitiva*, (2018) Conferencia plenária, Congreso Brasileiro de Energía Solar, Gramado.

Global Wind Statistics (2017), GWEC, (disponible en www.gwec.net)

Johansson T., Kelly H., Reddy A., Willians R. (1993) *Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity*, Island Press, Washington DC.

Lorenzo E. *Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos* (1994). Progensa, Sevilla

Luque A. *Memorias y reflexiones de un investigador solar*, (2018) Amazon

Maycook P., *A Guide to Photovoltaic Revolution*, (1985), Rodale Press, Emmaus PA.

Perlin J., *From Space to Earth*, (1999), Aatec publications, Michigan

Unión Fotovoltaica Española (2017), *El auge mundial de la fotovoltaica*, Informe anual (disponible en www.unef.es)

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, EJEMPLOS DE APLICACIÓN URBANA EN MÉXICO Y DE APLICACIÓN REMOTA AUTÓNOMA COLOMBIA

Arrieta U.*, Vallvé X.*, Torra, M. **, Revelo, J. *, Oña, R. ******

* Trama TecnoAmbiental (TTA), Av. Meridiana 153, Barcelona, 08026, España,
una1.arrieta@tta.com.es

** Prodegee, marc@prodegee.com

*** Grupo de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Electrónica (GIIEE), Universidad de
Nariño (UDENAR), Ciudad Universitaria Calle 18 - Cr 50 Bloque VI, Pasto

**** Fundación Bariloche, San Carlos de Bariloche, Río Negro, Argentina

RESUMEN/RESUMO

La Generación Distribuida con energía solar fotovoltaica se ha consolidado en los últimos años como una estrategia de generación de energía con probada viabilidad técnica, económica, social y ambiental. El proyecto contempla dos tipos de intervenciones de diseño de proyectos de Generación Solar Distribuida. Por un lado, en el ámbito de FV urbana, se han diseñado 12 plantas FV sobre cubiertas de edificios públicos de la ciudad de Guadalajara, Jalisco (México) bajo un esquema de autoconsumo; por otro lado, en el ámbito de proyectos en zona rural, no interconectados a la red nacional, se han diseñado plantas autónomas y se ha propuesto un modelo de gestión para un centenar de escuelas de 5 municipios de la Subregión de Sanquianga, en Nariño, Colombia. La modularidad de los diseños permite alcanzar un equilibrio entre la simplificación de inventarios y la adecuación de las soluciones.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, generación distribuida, planta conectada a red, “off-grid”, aislada, modelo de gestión, México, Colombia

ABSTRACT

Distributed Generation with solar photovoltaic has consolidated in recent years as a strategy with proven technical, economic, social and environmental viability. This project consists of two types of interventions for the design of Distributed Solar Generation projects. One intervention is related to urban PV projects: 12 rooftop PV plants have been designed on public buildings in the city of Guadalajara, Jalisco (Mexico) under a scheme of self-consumption; the other intervention is for rural, off-grid autonomous plants. PV plants have been designed and a management model has been proposed for 100 schools in 5 municipalities of the Sanquianga Subregion, in Nariño, Colombia. In both cases, the modularity of the allows for a balance between the simplification of inventories during the future implementation and the adequacy of the solutions to the identified needs.

KEYWORDS: Solar energy, distributed generation, grid-connected PV plant, off-grid, isolated, management model, Mexico, Colombia

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

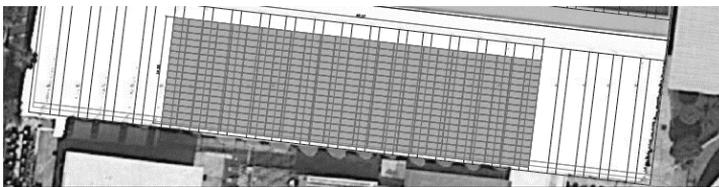
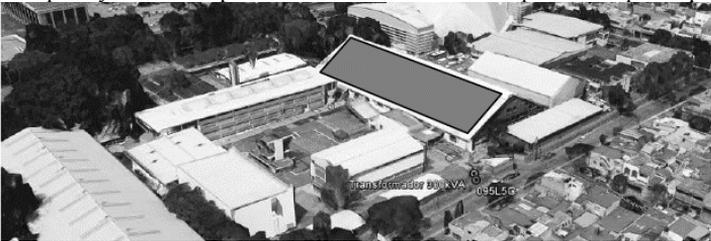
En los últimos años la energía solar fotovoltaica (FV) está siendo la tecnología más común aplicaciones de generación distribuida (GD) integrada a las instalaciones receptoras. En el marco de este trabajo las plantas proyectadas tienen una capacidad FV del orden de los kW hasta las centenas de kW.

Este trabajo se enmarca dentro del Proyecto “Mecanismos y redes de transferencia de tecnología relacionada con el cambio climático en América Latina y el Caribe”, implementado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) y ejecutado por la Fundación Bariloche de Argentina, que tiene como objetivo promover el desarrollo y transferencia de tecnologías ambientalmente racionales en países de América Latina y el Caribe (ALC). El Proyecto da respuesta a solicitudes de asistencia técnica realizadas por la Gobernación de Nariño, Colombia, y la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Territorial (SEMADET) de Jalisco, México.

METODOLOGÍA

En México, la SEMADET seleccionó los edificios públicos en los que se han realizado los diseños de plantas FV. El equipo de proyecto caracterizó los edificios a partir de visitas de campo, datos documentales a partir de las facturas eléctricas pagadas, entre otros. Se realizaron simulaciones de producción FV utilizando perfiles sintéticos de demanda eléctrica de cada edificio para optimizar la inversión y capacidad instalada.

La SEMADET validó las capacidades FV de las plantas propuestas y TTA con ENT (socio local) redactó el diseño de los proyectos, consistiendo en memoria de cálculo, lista de materiales principales y costeo. Las plantas diseñadas van de los 26Wp a 260 kWp de capacidad CEM FV.



1 Ejemplo de planta FV en recinto deportivo CODE: Ubicación del techo elegido, en rectángulo gris con contorno negro, dentro del recinto deportivo (imagen superior). Plano en planta de la planta FV (en rectángulo sombreado), sobre cubierta de piscina municipal (imagen inferior)

En Colombia el ámbito de estudio son un centenar de escuelas rurales en la Subregión de Sanquianga, Nariño, que no están conectadas a la red nacional. Las necesidades energéticas se caracterizaron a partir de visitas y encuestas recibidas de los coordinadores de las escuelas. Las necesidades identificadas son los usos eléctricos de la propia escuela y también de un sistema de tratamiento de agua. Además se ha querido ofrecer cierta disponibilidad adicional de energía para que cada escuela pueda, potencialmente, realizar una actividad productiva o económica (según decisión a ser tomada, por ejemplo: cine nocturno, venta de bebidas frías etc.).

Con un objetivo similar al del proyecto anterior en lo referente a conseguir un diseño modular, se han diseñado 7 plantas FV (en base a dos "kit FV", 1 y 2) para adaptarse a las diferentes necesidades específicas. Estos prototipos FV ponen a disposición de las escuelas energía para usos de la escuela (computadores/*tablets*, iluminación, sistema de bombeo y tratamiento de agua, nevera). Para cubrir el universo observado de escuelas se ha distinguido entre perfiles principalmente diurnos y otros con consumo nocturno.

RESULTADOS MÉXICO

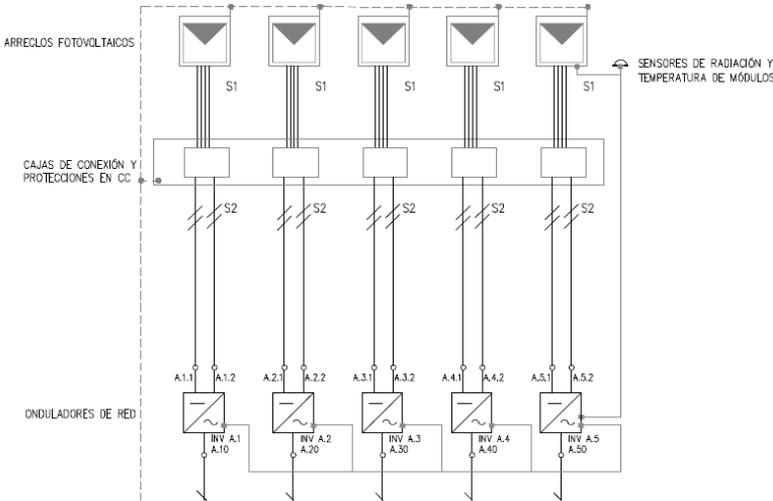
Con el fin de unificar las características de diseño del generador se ha establecido una Unidad Básica Fotovoltaica (UBFV), compuesta por 26 kWp de potencia fotovoltaica, distribuida en 4 cadenas o *strings* de 20 módulos en serie, esto es, 80 módulos por cada inversor (325Wp x 20 módulos/*string* x 4 strings en paralelo). Estos 4 strings se conectan 2 a 2 en paralelo en la caja de conexiones, e irán conectadas a un inversor de red de 20 kW Pnom CA (corriente alterna) de salida, con al menos 2 entradas MPPT independientes. Este generador se integra al sistema eléctrico de la edificación. Dependiendo de las condicionantes de la instalación se usan una o varias UBFV en el diseño, esta metodología aporta modularidad, permite que se puedan utilizar las áreas de cubierta que tienen diferentes orientaciones, gracias a los varios MPPTs que se utilizan y permite gestionar de manera independiente las diferentes partes de la instalación, además de permitir que, en caso de fallo de alguna UBFV, las demás sigan generando. Los proyectos propuestos pueden reducir entre un 15% y 90% las emisiones asociadas al suministro actual, considerando el factor de emisión de la red de 0.491tCO₂eq/MWh.

Una UBFV necesita 155 m² de área libre para módulos fotovoltaicos y adicionalmente, área de separación suficiente para evitar el sombreado entre estructuras, en el caso de instalación sobre cubierta plana.

	Totales	Presupuesto	Moneda	kWp
1	Polideportivo Alcalde - CODE	318.978,54	USD	130
2	Secretaría de Educación - Av. Alcalde	71.322,21	USD	26
3	Archivo Histórico	133.839,81	USD	52
4	Procuraduría Social	132.329,61	USD	52
5	Secretaría de Infraestructura y Obra Pública	132.329,61	USD	52
6	Secretaría de Movilidad	132.441,93	USD	52
7	Procuraduría General de Justicia - Fiscalía	193.284,36	USD	78
8	Subsecretaría de Finanzas	132.441,93	USD	52

9	Secretaría de Cultura	72.766,71	USD	26
10	Secretaría de Desarrollo Económico	71.122,41	USD	26
11	Casa Jalisco	132.329,61	USD	52
12	Secretaria de Educación Zapopan	642.619,62	USD	260

Tabla 1 Resumen de los 12 diseños realizados



2 Ejemplo de diagrama unifilar parcial de planta fotovoltaica basada en la implementación de 6 Unidades Básicas Fotovoltaica (UBFV), con un total de 130 kWp

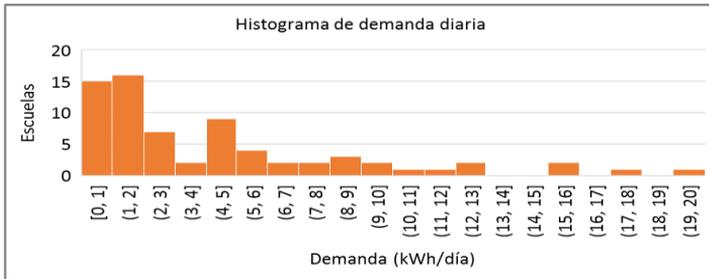
RESULTADOS COLOMBIA

Diseños de Plantas FV

Para obtener información sobre la demanda de energía en las escuelas, se siguieron dos estrategias:

- Visitas de campo: Se visitaron 14 escuelas ubicados en el departamento de Nariño, en los municipios de El Charco, La Tola, Olaya Herrera y Mosquera, para recopilar información in-situ en fichas de campo adaptadas para la ocasión
- Encuestas: para recopilar información respecto de localización, alumnado, usos de equipos eléctricos, horas de funcionamiento y acceso a agua potable. Se envió el modelo de encuesta en formato Excel a los Coordinadores de Educación de los cinco municipios, se recibieron 77 respuestas de las 102 escuelas listadas en la base de datos inicial

Con base en la información recopilada en las encuestas y en las visitas, se estimó la demanda eléctrica de las escuelas identificadas, considerando potencias y horas de uso de receptores más comunes.



1- Distribución de Número de escuelas según demanda diaria estimada

Se puede observar que los casos más frecuentes son las demandas en el rango bajo, con pocas escuelas, y sin estar agrupadas, situadas en demandas diarias de rango más alto.

Se determina que puede haber escuelas con dos tipos de perfiles. En el caso del perfil mixto, se considera que hay escuelas que pueden tener demanda nocturna, o incluso algunas que puedan tener anexa una casa de docente, con demanda nocturna.



Ilustración 3 Perfiles Diurno (Día) y Mixto considerados para el diseño de las plantas FV

Con base en la información recopilada en las visitas de campo a 14 escuelas (de un universo de 102) y con las respuestas a las encuestas recibidas de los coordinadores de educación de los municipios, se han diseñado los Prototipos para que tengan características de:

- Modularidad: los prototipos deben responder a necesidades identificadas de forma que la combinación de los elementos básicos permita abarcar mayores necesidades.
- Replicabilidad de componentes: se trata de que los mismos componentes sirvan para cubrir la diversidad de Kits diseñados, para conseguir la modularidad deseada con el mínimo número de elementos diferentes.

Y que con esto se maximicen dos aspectos:

- sencillez en la diversidad de componentes a la hora de mantener unidades de repuesto etc.
- número de prototipos que cubren el universo de escuelas observado (y posiblemente, más allá de las escuelas identificadas durante el proyecto, más escuelas que actualmente no tengan un sistema fiable y continuo de energía eléctrica en el Departamento de Nariño).

Se ha determinado que las demandas diarias (DD, en kWh/día) a suministrar son las siguientes, para cada tipo de perfil de consumo definido:

Perfil de consumo	Demanda diaria [kWh/día]	Capacidad FV [Wp]	Capacidad regulador [A]	Capacidad Batería [48V, kWh]	Capacidad Ondulador [VA 30']
Diurno	< 2	780	65	1x10	1200
	< 4	1.560 (2x780)	65	1x10	1200
	$4 \leq DD < 8$	2.340 (3x780)	65	2x10	1200
	$8 \leq DD < 16$	3.900 (5x780)	65	1x35	1200
Mixto	< 2	780	65	1x10	1200
	< 4	1.560 (2x780)	65	2x10	1200
	$4 \leq DD < 8$	2.340 (3x780)	65	1x35	1200
	$8 \leq DD < 16$	4.680 (6x780)	65	2x35	1200

Se definen 2 kits básicos, Kit 1 y Kit 2 y las siguientes opciones de ampliación:

Concepto de básico/ ampliación	780 Wp (3 x 260Wp)	Regulador de Carga MPPT	Batería 1 48V 10kWh	Batería 2 48V 35kWh	Ondulador 1400-48
Kit 1	1	1	1	-	1
Kit 2	3	1	-	1	1
Ampliación FV	1	-	-	-	-
Ampliación Ondulador	-	-	-	-	1
Ampliación Batería 1	-	-	1	-	-
Ampliación Batería 2	-	-	-	1	-

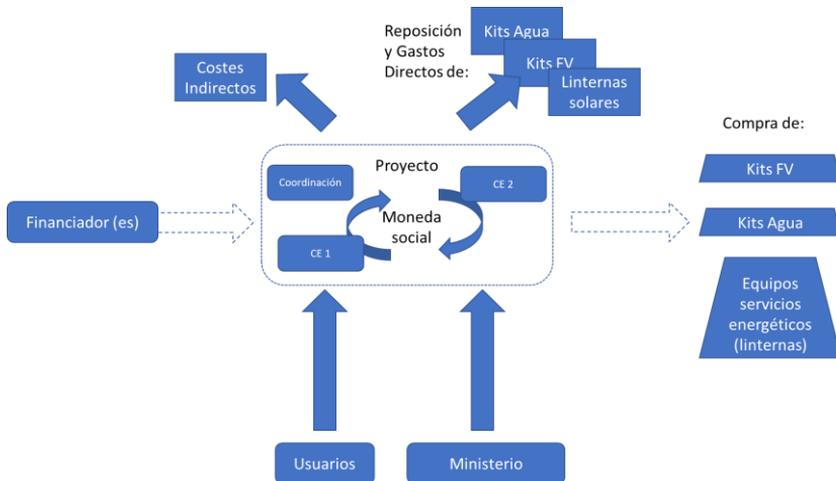
La asignación de prototipos a cada centro escolar se realiza teniendo como base su perfil (diurno/mixto) y demanda diaria media estimada., mediante una fórmula automática en la hoja de cálculo que realiza la comprobación y la asignación.

Propuesta de Modelo de Gestión

En el proyecto de Colombia, además se ha propuesto un modelo de gestión para la implementación del proyecto. El modelo propuesto busca garantizar la sostenibilidad desde sus cuatro dimensiones: ambiental, social, económica y técnica y está alineado con el Plan Participativo de Desarrollo Departamental “2016-2019 Nariño Corazón del Mundo”. Se propone la Escuela como Empresa de Servicios Energéticos (RESCO) y en un estadio inicial se propone que ofrezca el servicio de arriendo de linternas solares, que serían financiadas por el proyecto. Así, se busca el equilibrio financiero entre gastos e ingresos

contando con fondos de Financiadores, ingresos en moneda corriente que provengan de servicios ofrecidos por la RESCO y la implementación de una moneda social, en línea con el Plan 2016-2019 mencionado que cubriría Gastos Operacionales de dedicaciones de personal, estudiantes etc.

Finalmente, se ha utilizado una herramienta basada en Excel, llamada Prodegee (de licencia de uso Creative Commons) para simular los flujos y resultados financieros y económicos del proyecto planteado. Asimismo, será clave la participación de un gestor local de cada Centro Educativo (profesor/a) en la implementación y operación del proyecto en cada escuela.



4 Modelo de Gestión propuesto para la implementación y operación del proyecto en Colombia. Las flechas indican flujo financiero, de moneda corriente cuando son externos al cuadro central, y de moneda social para los gastos indicados. CE1 y CE2 son Centros Educativos de primaria y secundaria, respectivamente. Los Usuarios son usuarios de los servicios energéticos prestados por los Centros Educativos, y el Ministerio contribuye también con recursos

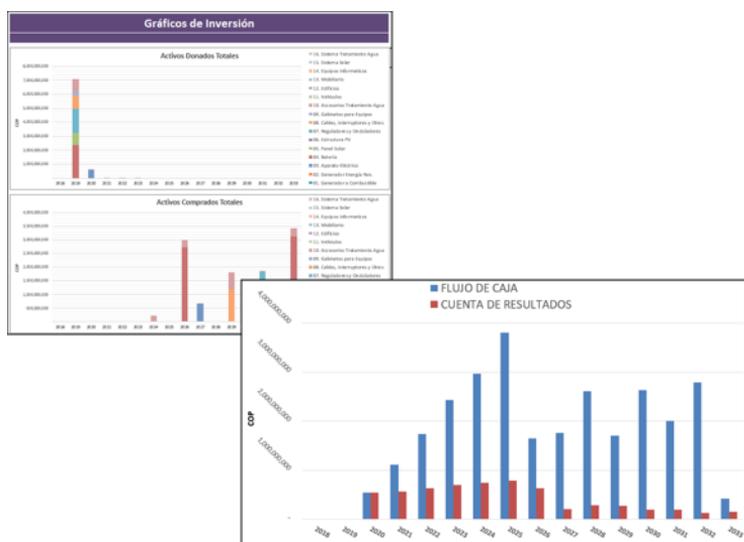
CONCLUSIONES

La Generación Distribuida, en este caso empleando tecnología FV, permite tanto el autoconsumo en edificios públicos como garantizar servicios energéticos en zonas remotas. La modularidad propuesta en cada proyecto supone un equilibrio entre, por un lado, la estandarización de soluciones, lo que facilita procesos posteriores al diseño como la instalación, operación y mantenimiento, y por otro lado la adecuación de las soluciones a cada caso, suponiendo cierto sobredimensionamiento en alguna aplicación.

En el caso del proyecto en Guadalajara, los diseños de las plantas se han realizado maximizando la generación FV en el espacio de cubierta disponible con criterios de modularidad. Se ha propuesto una Unidad Básica Fotovoltaica (UBFV) basada en los rangos de capacidad y potencia existentes en el mercado de onduladores para garantizar que en la fase de implementación serán proyectos factibles.

En el caso del proyecto de Colombia se ha recopilado el máximo de información posible para determinar el rango de demandas eléctricas en el centenar de escuelas objeto del proyecto, distinguiendo además entre perfiles diurnos y mixtos. En base a esta información se han diseñado 7 prototipos de plantas FV, basados en dos tipos kits FV básicos (kit 1 y kit 2), que sirven de base para combinaciones diferentes de equipos que los componen (batería, ondulador, módulo fotovoltaico), para cubrir el espectro de plantas FV adecuado para el centenar de casos identificados.

El modelo de gestión propuesto equilibra los costes de inversión, operación y mantenimiento de los proyectos y esto se refleja en la herramienta Prodegee, que permite adaptar el análisis financiero de la implementación de los proyectos de forma muy eficiente a nuevos escenarios.



5 Ejemplos de resultados de la herramienta PRODEGEE, de Inversión por tipo de activo (imagen superior) y proyección del Flujo de Caja (imagen inferior)

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a los socios locales de los proyectos, en México y Colombia, HEMEVA y Ecoturismo y Nuevas Tecnologías (ENT) respectivamente. Además, en particular, a la SEMADET en el proyecto de México, y a la Gobernación de Nariño y a los Coordinadores de Educación y los profesores y alumnos de las escuelas visitadas, en el proyecto de Colombia.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Gobernación de Nariño (2016). *Plan Participativo de Desarrollo Departamental 2016-2019 Nariño Corazón del Mundo* (pp. 1–372). Pasto, Nariño, Colombia.

ESTADO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES EN COLOMBIA

Jiménez-García F.N.*,, Restrepo-Trujillo J.*, Restrepo-Franco A.M.***

*Departamento de Física y Matemática, Universidad Autónoma de Manizales, Manizales, Caldas, Colombia, Antigua Estación del Ferrocarril, francy@autonoma.edu.co

**Departamento de Física y Química, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Manizales, Caldas, Colombia, fnjimenezg@unal.edu.co

RESUMEN

En esta investigación se presenta el resultado del análisis tanto de las políticas existentes en el Colombia en torno al tema de energías renovables (ER), así como del estado actual de la investigación en Colombia en esta temática. Se ha realizado la revisión, sistematización y análisis del marco legal del sector eléctrico en los últimos 20 años hasta la integración de ER no convencionales, y de los avances en investigación realizados en el país en temas de energía y más específicamente en ER. La información se obtuvo desde la plataforma Scienti de Colciencias de una muestra de 100 grupos de investigación que declaran tener investigación en temas de energía. Aunque las leyes y decretos que reglamentan la integración de energías renovables en el país son muy recientes, se han dado avances significativos en la implementación, ampliación e investigación de la ER, pero aun falta mucho por hacer.

PALABRAS CLAVE: Energías renovables, políticas, grupos de investigación, energía solar.

ABSTRACT

This research presents the results of the analysis of the existing policies in Colombia around the subject of renewable energies (REs), as well as the current state of research in Colombia in this area. The review, systematization and analysis of the legal framework of the electricity sector in the last 20 years has been carried out until the integration of non-conventional REs, and of the advances in research carried out in the country on energy issues and more specifically on REs. The information was obtained from the Scienti Platform of Colciencias from a sample of 100 research groups that claim to have research on energy issues. Although the laws and decrees that regulate the integration of renewable energies in the country are very recent, there have been significant advances in the implementation, expansion and research of the RE, but much remains to be done.

KEYWORDS: Renewable energies, policies, research groups, solar energy.

INTRODUCCIÓN

La sostenibilidad ambiental, la seguridad energética y la equidad se han convertido en los desafíos más importantes en el contexto energético mundial (Consejo Mundial, 2016). En este sentido, se han propuesto diversas alternativas para abordar estos desafíos, tales como: adopción de tecnologías ambientales sostenibles, mejora de la eficiencia energética e implementación de energía renovable (ER) (Chien y Hu, 2008), las cuales juegan un papel importante hacia el acceso y la seguridad energética (PNUMA, 2011).

En los países de América Latina y el Caribe (ALC), la implementación de ER depende de la distinción entre fuentes convencionales (como la hidroeléctrica) y no convencionales (Jacobs et al., 2013). Lo anterior debido a que en ALC la energía hidroeléctrica es la principal fuente de producción de electricidad (47.1%), seguida de combustibles fósiles (42.9%); mientras las fuentes renovables no convencionales solo representan el 5.3% (Banco Mundial, 2013). Sin embargo, la dependencia de las grandes centrales hidroeléctricas es mayor aun en países como Colombia, en el que representa el 68.5% de la energía total del país (Banco Mundial, 2013).

Los países de ALC requieren integrar una gama más amplia de tecnologías energéticas para mejorar la seguridad y equidad energética y reducir la huella de carbono (Consejo Mundial, 2016). A pesar de las condiciones geográficas y económicas favorables, el despliegue de ER es lento en los países de ALC (Jacobs et al., 2013), por lo tanto, el avance tecnológico, las políticas de ER y las interacciones entre los instrumentos de políticas son factores claves para lograr éxito en su implementación. Aunque muchas economías están adoptando políticas para promover el uso de ER (Chien y Hu, 2008) la reglamentación para su despliegue a gran escala sigue siendo un desarrollo relativamente nuevo (Pahle et al., 2016).

METODOLOGÍA

Esta investigación se ha planteado como aplicada fundamental con un enfoque mixto y de tipo descriptivo, en la cual se realiza una recopilación y análisis tanto de las políticas existentes en el país en torno al tema de energías renovables, así como del estado actual de la investigación en Colombia en esta temática.

Estos aspectos se han abordado de la siguiente forma:

- 1) Se realizó una revisión, sistematización y análisis del marco legal para el sector eléctrico en los últimos 20 años, con el fin de determinar su evolución hasta la inclusión de la ER no convencionales como alternativa para la generación de energía.
- 2) Se realizó una búsqueda sistemática de la información sobre los avances en investigación realizados en el país en el tema general de energía y más específicamente en energías renovables. La información se obtuvo desde la plataforma Scienti de Colciencias, en la cual se encuentra la recopilación de la información de los grupos de investigación en Colombia, se tomó una muestra de 100 grupos de investigación inscritos en la plataforma que han declarado que realizan investigación en temas de energía.

La búsqueda se realizó siguiendo los siguientes criterios:

Ingresar a la plataforma Scienti, luego ir a servicios de consulta, seguidamente seleccionar la opción grupos, a continuación, ir a Grupos por Programa Nacional de Ciencia y Tecnología, luego seleccionar la opción 13 Investigaciones en ingeniería y minería, finalmente se seleccionan los 100 grupos que aparecen como fuentes primarias. Se descargó en pdf la información de estos grupos con fecha de 15 de enero de 2018 y se procedió a la recopilación y sistematización de la información de cada grupo empleando el software Excel. Seguidamente se analizó la información en forma cuantitativa teniendo en cuenta tres categorías: clasificación, intereses investigativos y producción científica de los grupos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados se presentan en tres secciones descritas así: primero, la evolución de las políticas en temas de energías a lo largo del tiempo hasta llegar a ER, segundo, la organización de la investigación en energía en Colombia partiendo desde el panorama global, luego a ER y energía solar; finalmente, se hace una descripción de los principales sistemas de energía solar instalados en el país en los últimos 5 años.

Evolución de las políticas sobre ER en Colombia

Aunque el desarrollo del sistema interconectado nacional data del siglo XIX, después de los racionamientos sufridos en 1990, el sistema registró poca confiabilidad, motivo por el cual fue necesario reestructurarlo. En 1991 se marca un hito en esta reestructuración por medio del establecimiento de bases legales para que los agentes privados desarrollaran actividades orientadas a prestar servicios domiciliarios. Posteriormente, en la ley 142 de 1994 se establece el marco legal para que los servicios públicos domiciliarios se prestarán por medio de las Comisiones de Regulación y de la unificación de criterios tarifarios. En forma paralela a esta ley, se estableció la ley 143 de 1994 con las funciones de la Comisión de Regulación de Energía (CREG), de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y del Ministerio de Minas y Energía para la planeación energética, y se sentaron bases para creación del mercado de energía mayorista.

La inclusión en el sector Eléctrico colombiana de las ER viene marcada por una tendencia internacional al uso de estas energías. Desde la participación de Colombia en el acuerdo de Kyoto hasta la firma de compromisos vinculantes en el marco de la COP 21-Acuerdo de Paris. Colombia en búsqueda de hacer frente a estos nuevos desafíos incluyó en su política nacional esta temática mediante la ley 1715 de 2014, por medio de la cual se estableció el objetivo de la integración de las fuentes no convencionales al sistema energético nacional, principalmente aquellas de carácter renovable. La CREG quedó encargada de estipular la forma en que los auto generadores podrían entregar excedentes a la red eléctrica nacional y establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización CREG 024 de 2015. En respuesta a la misión encomendada y haciendo referencia a la división establecida en la ley 1715 de autogeneración a gran y pequeña escala, se instituyó el mecanismo por medio del cual se podrán vender excedentes mediante la resolución CREG 030 de 2018.

WRI (2015) advierte que los desafíos normativos no pueden retrasar la implementación y la ampliación de la ER en los países en desarrollo, en este sentido en Colombia, la ley 1715 de integración de las fuentes no convencionales de ER al sistema energético nacional fue formulada en 2015, pero apenas en el mes de febrero del presente año se expidió la resolución mediante la cual se establecen la reglamentación para la venta de excedentes (Resolución CREG 030 de 2018). Lo anterior no quiere decir que por no existir la reglamentación no se hiciera avances en el tema en el país, tal como muestran los resultados presentados por los grupos de investigación a lo largo de los últimos 10 años. En la tabla 1 se presenta un listado de las leyes, decretos y resoluciones de los últimos 4 años relacionadas con la implementación de ER en el país.

Tabla 1. Algunas Leyes, decretos y resoluciones sobre la integración de energías renovables en Colombia

Ley/Decreto/ Resolución	DEFINICIÓN
Ley 1715 de 2014	"Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional"
Dec. 2469 de 2014	"Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración"
Dec.2143 de 2015	"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos"
Resolución UPME 0281 de 2015	"Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala"
Resolución CREG 024 de 2015	"Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)"
Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible 1312 de 11 agosto de 2016	"Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental"
Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible 1988 de 2017. PAI 2017- PROURE	Programas para Exclusión IVA
Resolución UPME 585 de 2017	Procedimiento ante UPME Exclusión de IVA
Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible 2000 de 2017	Procedimiento ante ANLA para exclusión de IVA
Dec. 1543 de 2017	"Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, Fenoge"
Resolución CREG 167 de	"Por la cual se define la metodología para determinar la energía

2017	firme de plantas eólicas"
Resolución CREG 201 de 2017	"Por la cual se modifica la Resolución CREG 243 de 2016, que define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas"
Dec. 570 de 2018	"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones"
Resolución CREG 030_2018	"por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"

Estado de avance de la investigación en ER en Colombia

En primer lugar, se realizó un análisis de la conformación de los grupos de investigación en el país de acuerdo con su ubicación geográfica, el tipo de institución que lo avala, el año de formación y su clasificación en Colciencias.

- Se encontró que el 66% de los grupos de investigación en energía se encuentran concentrados en tres departamentos del país: Antioquia, Cundinamarca y Santander. Lo anterior puede deberse a dos razones: primero, a la privilegiada ubicación geográfica de tales departamentos lo cual les hace beneficiarios de fuentes hidrográficas importantes; segundo, a que en estos departamentos se encuentran tres importantes universidades del país que dan coberturas a tales grupos: la Universidad de Antioquia, La Universidad Nacional y la Universidad Industrial de Santander pioneras en la investigación en Colombia.

Es así como, el departamento de Antioquia se encuentran grandes empresas que se dedican a la generación, distribución y comercialización de energía tales como: ISAGEN S.A., Empresas Públicas de Medellín S.A. y un grupo de empresas menores. El departamento posee unas características privilegiadas en cuanto a su hidrografía lo cual le permite contar con alrededor de 15 embalses generadores y cuenta además con importantes centrales hidroeléctricas conectadas al Sistema Interconectado nacional (SIN) tales como: Ituango y San Carlos. De otra parte, el departamento de Cundinamarca se ubica en la región centro cuenta con un alto grado de industrialización y una significativa capacidad para la generación de energía eléctrica, además allí se encuentra la capital del país. En la región oriente -donde se encuentran los departamentos de Santander y Boyacá- se localizan importantes centrales hidroeléctricas conectadas al SIN como son: Sogamoso y Chivor; además el sector secundario en el departamento de Santander es la refinación de petróleo y la industria petroquímica.

-De los 100 grupos de investigación el 90% pertenecen a entidades de educación superior mientras solo un 10% están vinculados a corporaciones o institutos empresariales. Lo anterior está de acuerdo con el sistema de investigación en Colombia que, en general, aún sigue muy unido a la academia.

-El sistema de investigación colombiano divide los grupos de investigación en categorías así: A1, A, B, C y D. donde A1 es el mayor escalafón y D el menor. Los grupos A1, A, B, C deben tener al menos 1 investigador senior o asociado y estudiantes de doctorado como integrantes, productos de actividades relacionadas con la formación del recurso humano, de apropiación social del conocimiento y productos tipo TOP. Los A1 y A deben tener al menos 5 años de existencia, los B al menos 3 años y los C como mínimo 2 años, los grupos D solo deben tener 1 año de existencia y tener índice de producción de nuevo conocimiento distinto de cero (COLCIENCIAS, 2015). De acuerdo con esta clasificación los grupos en energía se clasifican como se muestra en la figura 1. Se observa que un 40% están ubicados en los escalafones superiores, lo cual indica que tiene una trayectoria investigativa tanto en tiempo como en producción.



Fig. 1. Clasificación De Grupos de Investigación de acuerdo con Colciencias

-En cuanto a los años de creación de los grupos se encontró que el intervalo de tiempo de mayor aparición de grupos están entre 1995 y 2006 con un total de 56 grupos; esto puede deberse a que, a comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera; además, entre 1991 y 1992 se produjo un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país. Todo esto fomentó la investigación en temas energéticos para tratar de solucionar la problemática energética nacional. (CREG, 2018)

La segunda categoría análisis de esta relacionada con los intereses investigativos de los grupos, es decir las líneas de investigación que declaran.

-Las áreas de interés son diversas e incluyen: energías renovables con sub líneas en energía solar, eólica, biomasa, políticas y gestión en ER; biocombustibles con sus análisis energético y exergético; eficiencia energética; materiales, en especial recubrimientos; gestión energética donde se incluyen temas de economía y regulación energética.; mercados de energía; hidrocarburos con estudios de yacimientos; energía y potencia con sub líneas en sistemas y calidad de potencia, generación, transmisión y distribución energética; minería con sub líneas en regulación minera, beneficio de minerales y carbones, geología, procesamiento de minerales, metalurgia, desarrollo sostenible y medio ambiente, procesos del carbón, entre otras.

-Es importante anotar que 40 grupos reportan como línea de investigación las energías renovables, pero hay 24 más que, aunque no declaran esta línea de investigación, si cuentan

con productos en estas temáticas. Esto puede deberse a que en el momento de la creación del grupo no tenían contemplada esta temática, pero han ido incorporándola a sus investigaciones debido a las necesidades del medio.

La tercera categoría tiene que ver con la producción científica de los grupos, en este aspecto se encontró que:

1. Se han publicado 7874 artículos en las líneas mencionadas por los 100 grupos lo que significa que aproximadamente se han dado 78 artículos/grupo y 192 artículos/año
2. En energías renovables se han publicados 348 artículos, es decir solo 4,43% de la producción total.
3. La tendencia de publicación de los grupos en temas relacionados con ER inicio en 1999 con la publicación de un artículo y presenta una tendencia creciente llegando a un máximo de 39 artículos publicados en el año 2015.
4. Los 348 artículos publicados en ER se dividen en las siguientes sub-líneas: biomasa 42,8%, energía eólica 10,1%, energía solar 37,9%, políticas y gestión energética 14,1%, recurso energético renovable 13,8%, implementación de energías renovables y enseñanza de las energías renovables 2,3%.
5. La producción científica relacionado con otro tipo de productos como software, prototipos, libros etc., se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Producción Científica

Tipo de producción	# de grupos	Producción total	# de grupos	Producción en ER
Software	56	500	---	---
Prototipos	49	352	---	---
Eventos científicos	99	3803	---	---
Patentes	14	14	2	2
Libros	73	520	26	69
Capítulos de libros	66	565	24	2469
Proyectos	93	3761	55	270

Finalmente, los trabajos dirigidos por estos grupos en temas relacionados con ER son: 2 en especializaciones, 552 trabajos de pregrado, 161 trabajos de maestría y 26 tesis doctorado. Es decir, se tiene un 69,4% de trabajos en estudios de pregrado frente a un 20,3 de maestría y solo un 3% en doctorado. 9 trabajos de doctorado reportados están relacionados con energía solar y son especialmente en el área de materiales para celdas solares.

Principales sistemas solares fotovoltaicos instalados en Colombia

Colombia a desarrollado grandes proyectos en energía solar en todo el territorio nacional, entre los más representativos en los últimos años están:

- El proyecto Celsia Solar en Yumbo Valle que suministra energía a 8.000 viviendas, cuenta con 35.000 paneles, evita la emisión de unas 6.600 toneladas de CO₂ al año y tiene una producción de 16 GWh/año (Bibo, 2017).

- El parque solar del Éxito Panorama en Barranquilla, es la más grande y moderna del país. Fue construida con fines de autoconsumo y actualmente suministra cerca del 24% de la energía requerida por el almacén diariamente. La instalación solar de 507 kWp permitirá reducir las emisiones de carbono en 230 toneladas de CO₂ anuales. (GreenYellow, 2015)
- El Sistema Fotovoltaico Interconectado de 99,36 kWp instalado en Ladrillera Delta, compuesto por 368 paneles solares, Este sistema ayuda a Reducir 27 Toneladas de emisión de CO₂ al año.
- El Parque solar Flotante, ubicado en el embalse El Peñol – Guatapé, está compuesto por 368 paneles solares, con este sistema se espera generar 145,4 MWh/año de energía (ERCO, 2017).
- El Proyecto IPSE: Implementación de soluciones fotovoltaicas individuales para usuarios rurales de ZNI. El proyecto benefició a 133 viviendas rurales individuales en La Guajira, 473 en Cesar, 300 en Meta, 180 viviendas y 10 escuelas en (Caquetá) para un total de 1,096 soluciones energéticas para el suministro de energía eléctrica a través de fuentes no convencionales de energía.
- SUNCOLOMBIA realizó la ejecución de 242 viviendas rurales individuales en la vereda La Uribe (Meta) y 64 en Chibolo (Magdalena), 306 soluciones integrada por 918 paneles solares, beneficiaron a más de 1.332 adultos y 1.093 menores en las veredas La Belleza, Amistad, Espalda, el Tigre (Uribe Meta) entre otras. (SUNCOLOMBIA, 2017)

CONCLUSIONES

- La inclusión de las ER en la política nacional se incorporó desde 2014, con la ley 1715, sin embargo, en los grupos de investigación la temática ha sido incorporada desde 1995, por efecto de la vulnerabilidad del sector de generación de energía eléctrica nacional.
- La inclusión de las ER en la política nacional colombiana se dio como respuesta a los compromisos adquiridos en el Acuerdo de Paris-COP21.
- Los proyectos de ER inicialmente han sido orientados a la electrificación de ZNI del país.
- La investigación en de las ER ha sido liderada por la academia con un 90% de los grupos de investigación.
- Aún se encuentra muy incipiente la investigación asociada con nuevo conocimiento en el campo de las ER. (9 trabajos de doctorado y 2 patentes).

REFERENCIAS

- Bibo, R. (2017). *La granja de energía solar más grande de Colombia*. Obtenido de El espectador: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/la-granja-de-energia-solar-mas-grande-de-colombia-articulo-679075>
- Chien, T. & Hu, J. (2008). Renewable energy: an efficient mechanism to improve GDP. Energy Policy 36, 3045-3052.
- COLCIENCIAS. (2015). *Modelo de medición grupos de investigación, desarrollo tecnologico o de innovación y de reconocimiento de investigadores del sistema nacional de ciencia, tecnología e innovación*
- CONSEJO MUNDIAL , D. (2016). *Consejo mundial de la energía*.

- GreenYellow. (2015). *GreenYellow*. Obtenido de <http://www.greenyellow.co/blog/greenyellow-implemento-la-planta-solar-mas-grande-de-colombia>
- Jacobs, D., Marzolf , N., Paredes , J., Rickerson, W., Flynn, H., Becker-Birck, C., & Solano-Peralta, M. (2013). Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case,.
- Pahle, M., Pachauri, S., & Steinbacher, K. (2016). Can the Green Economy deliver it all? Experiences of renewable energy policies with socio-economic objectives.
- PNUMA. (2011). *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Medioambiental*.
- SUNCOLOMBIA. (2017). *Proyecto IPSE: Implementación de soluciones fotovoltaicas individuales para usuarios rurales de ZNI*. Obtenido de <http://www.suncolombia.com/portfolio/proyecto-ipse-implementacion-de-soluciones-fotovoltaicas-individuales-para-usuarios-rurales-de-zni/>
- CREG. (2018). *Comisión De Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de Nuestra historia: <http://www.creg.gov.co/index.php/creg/quienes-somos/historia>

Generación de información de Mercado de la Industria Solar Mexicana bajo un modelo de análisis estratégico e innovación

Ricardo Alberto Rodríguez-Carvajal*, Paula C. Isiordia-Lachica, Rosa María Ortiz-Hernandez*, Jorge Alberto Romero-Hidalgo*, German Eduardo Devora-Isiordia*****

* Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Guanajuato, Lascaráin de Retana 5, Guanajuato, 36000, (Guanajuato) México, rodriguez.ricardo@ugto.mx **Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Sonora, Blvd. Luis Encinas y Rosales, S/N, Hermosillo, 83000, (Sonora), México, pisiordia@industrial.uson.mx

*** Departamento de Ciencias del Agua y Medio Ambiente, Instituto Tecnológico de Sonora, 5 de Febrero 818 Sur, Ciudad Obregón, 85000, (Sonora) México, german.devora@itson.edu.mx

RESUMEN

La industria solar mexicana esta naciendo ya que lo existente atiende a la comercialización de tecnología importada. Se han desarrollado iniciativas que buscan crear esta industria en México, una de ellas es la conformación del Centro Mexicano en Innovación en Energía Solar (CeMIE-Sol) creado el año 2013, donde se convocó al sector académico y de investigación a proponer proyectos que pudieran llegar al mercado y generar innovación, dando paso a una industria solar mexicana. Los resultados de este centro han generado propiedad industrial, pero sin una visión de mercado por falta de información útil, ya que no se tiene disponible en la actualidad. Este documento busca proporcionar información del potencial de integración en la cadena de proveeduría de los desarrollos tecnológicos del CeMIE-Sol, realizando una prospectiva de mercado por medio de consulta de pronósticos internacionales.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Innovación Industrial, Propiedad Intelectual.

ABSTRACT

The Mexican solar industry is being born as the existing serves the commercialization of imported technology. Have been developed initiatives that seek to create this industry in Mexico, one of them is the creation of the Mexican Center for Innovation in Solar Energy (CeMIE-Sol) created in 2013, where the academic and research sector was invited to propose projects that could reach the market and generate innovation, giving way to a Mexican solar industry. The results of this center have generated industrial property, but without a market vision for lack of useful information, since it is not available at present. This document seeks to provide information on the potential for integration in the supply chain of the technological developments of the CeMIE-Sol, making a market prospective by consulting international forecasts.

KEYWORDS: Solar Energy, Industrial Innovation, Intellectual Property.

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Este documento muestra un análisis de mercado de la energía solar térmica, de manera global y dando un particular interés en México, esto debido a que el potencial de mercado en este país va en crecimiento, derivado de varios factores políticos, económicos, sociales, científicos y de desarrollo tecnológico que se han presentado en los últimos 5 años, desde la promulgación de la reforma energética, y de varios compromisos adquiridos por el gobierno de México, en el tema de reducción de gases efecto invernadero para la mitigación del cambio climático.

Una de las normativas que está impulsando el desarrollo de mercado es la Ley de Transición Energética (LTE), la cual establece que la Secretaría de Energía (SENER) fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024.

También la Ley General de Cambio Climático (LGCC), contempla fomentar el uso de energías renovables como medida de mitigación al cambio climático, la ley establece las metas y aspiraciones siguientes: reducir al año 2020 un 30% de emisiones con respecto a la línea de base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Esto hace que México se enfrente a retos tecnológicos, económicos y políticos, que abren un mercado para satisfacer las metas planteadas por el gobierno.

Una de las grandes oportunidades que ha motivado esta apertura a la transición energética es el impulso a la investigación y desarrollo e innovación, la LGCC prevé el otorgamiento de estímulos fiscales para la realización de actividades relacionadas con:

- La investigación, incorporación o utilización de mecanismos, equipos y tecnologías que tengan por objeto evitar, reducir o controlar las emisiones; así como promover prácticas de eficiencia energética.
- La investigación e incorporación de sistemas de eficiencia energética; y desarrollo de energías renovables y tecnologías de bajas emisiones en carbono.

Para empresas usuarias y consumidoras de vectores energéticos, apuntando de manera principal al consumo de energía eléctrica, pero sin dejar por fuera el consumo de otros energéticos utilizados para la generación de calor industrial.

Adicionalmente en 2014 se crearon los CEMIE, como línea estratégica de SENER y CONACYT (Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología) para fortalecer las capacidades nacionales en energía geotérmica, solar y eólica. La creación del CEMIE Sol, representa un esquema novedoso ya que reúne a 57 participantes —47 institutos de investigación y educación superior, y 10 empresas privadas líderes—.

El CEMIE Sol ayudará en la creación de tecnologías para mejorar la explotación del recurso solar, el desarrollo de capacidades de emprendimiento y la generación de talento de clase mundial.

Entre sus líneas de investigación, el CEMIE Sol incluye el mapeo del recurso solar, I+D de materiales, celdas solares y módulos fotovoltaicos, combustibles solares, calor de proceso y calor para electricidad. Estas temáticas se integran en dos grandes áreas: la fototérmica y la fotovoltaica.

El apoyo económico del Fondo de Sustentabilidad Energética al CEMIE Sol representa una de las mayores inversiones que se han realizado hasta ahora en materia de I+D en materia solar; el CEMIE Sol cuenta con 452.8 millones de pesos de apoyo directo y 9.8 millones de pesos de recursos concurrentes.

Los proyectos del CEMIE Sol que están desarrollando tecnología e innovación en el tema de energía fototérmica son:

- Producción de electricidad solar mediante sistemas de disco parabólico, a partir de fotoceldas de alta eficiencia y dispositivos termoiónicos avanzados.
- Desarrollo de tanques de almacenamiento de energía solar térmica
- Desarrollo de sistemas de enfriamiento operados con energía solar.
- Combustibles solares y procesos industriales (COSOLPI).
- Desarrollo de captadores, sistemas solares y sistemas autocontenidos de baja temperatura con materiales novedosos para México.
- Laboratorio de pruebas para baja y media temperatura, laboratorio para el diseño e integración de sistemas termosolares asistido por computadora.
- Inventario Nacional del Recurso Solar (Mapa del Recurso Solar).
- Materiales selectivos y reflejantes para sistemas de conversión de energía solar en energía térmica. (CEMIE SOL, 2013)

ENERGÍA SOLAR FOTOTÉRMICA

En comparación con la energía solar fotovoltaica a gran escala, la energía solar fototérmica ha recibido menor atención dentro de la reforma energética; sin embargo, es la tecnología solar más arraigada en el mercado mexicano y la que ha aportado más energía a la matriz energética del país en los últimos años. Hasta 2015, la superficie total instalada de Calentadores Solares de Agua (CSA) ascendía a poco más de 3 millones de metros cuadrados. De mantenerse el ritmo de crecimiento que registró la energía solar fototérmica en el periodo 2010-2015 —en términos de superficie total instalada y nueva superficie instalada anualmente—, se estima que en 2020 esta tecnología podría alcanzar una superficie total instalada de entre 5 millones y 6 millones de metros cuadrados.

Si bien en los últimos años se ha registrado una tendencia al alza, el potencial del país para la tecnología fototérmica es mucho mayor. De acuerdo con un estudio realizado en 2015 por la Agencia IRENA y SENER, se estima que existe un potencial solar fototérmico de 33 GW distribuido en los sectores industrial y de edificios (SENER / IRENA REMAP 2030 México). El potencial de agua caliente sanitaria y enfriamiento en edificaciones asciende a 24 GW, mientras que en el sector industrial se calcula un potencial de 9 GW —80% de ellos en la industria manufacturera—; 7GW (\approx 10.3 millones de metros cuadrados) se ubican en el sector de baja temperatura —en procesos típicos de las industrias textil y de alimentos, por ejemplo— y 2GW (\approx 2.9 millones de metros cuadrados) se encuentran en procesos de temperatura media, para los que se requieren sistemas de concentración. (Energía Solar, 2018)

EL CALOR SOLAR INDUSTRIAL COMPENSA

El consumo final de energía térmica en el sector industrial es mayor que el consumo de electricidad a nivel mundial. Sin embargo, se habla mucho más de la electricidad. Figura 1.

GRAN DEMANDA DE CALOR EN LA INDUSTRIA A NIVEL GLOBAL

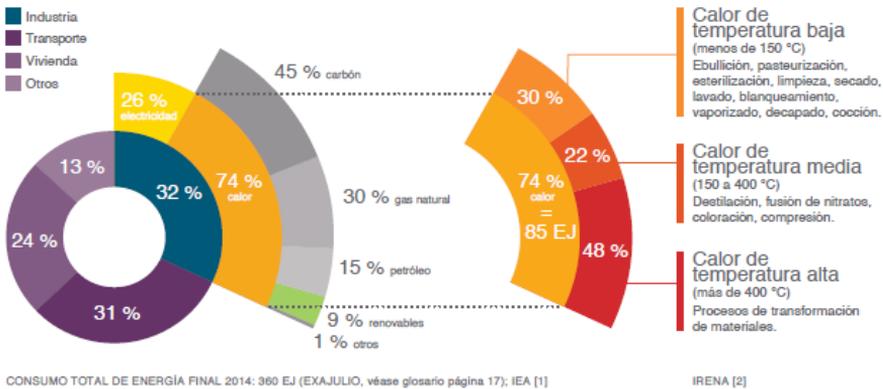


Figura 1 Distribución de uso de calor solar de proceso a nivel global.
Fuente: El calor solar industrial, Solar Payback, 2016.

Actualmente el calor de procesos industriales (SHIP, por sus siglas en inglés) se abastece en un 90% mediante carbón, petróleo y gas; y esta demanda crece en 1.7 % anual proyectada al 2030.

La tecnología solar térmica se utiliza ampliamente en todas las regiones del mundo para proporcionar agua caliente, calentar y enfriar el espacio, secar productos y para proporcionar calor, vapor o refrigeración para uso industrial procesos o cocina comercial. A finales de 2016, solar las tecnologías de calefacción y refrigeración se vendieron en al menos 127 países. La capacidad acumulativa de vidrio (placa plana y tecnología de tubo de vacío) y colectores sin vidrio en funcionamiento aumentó a un total de fin de año de 456 GWth, en comparación con 435 GWth a año anterior. (Renewables 2017, Global Status Report)

Al igual que en 2015, los primeros cinco países con capacidad instalada son: China, Estados Unidos, Turquía, Alemania y Brasil. Colectores solares térmicos de todos los tipos provistos aproximadamente 375 TWh (1,350 PJ) de calor al año hasta el final de 2016, equivalente al contenido energético de 221 millones de barriles de petróleo. Las instalaciones de nuevos sistemas termosolares se han estancado desde el 2016, esto derivado de los bajos precios de los combustibles fósiles. Se registraron desaceleraciones significativas en Polonia (-58%), Francia (-35%), Austria (-19%) e Israel (-16%). Entre los 20 mercados más grandes, y que presentan crecimiento son los países como: Dinamarca (84%), México e India (ambos 6%) (figura 2). Al igual que en 2015, los cinco países líderes en nuevas instalaciones en 2016 fueron China, Turquía, Brasil, India y Estados Unidos. Los principales 20 países para instalaciones termosolares representaron una estimado del 94% del mercado global en 2016. (Renewables 2017, Global Status Report)

En la mayoría de estos 20 países principales, los mercados estaban dominados por, colectores de placas, en China e India más de la mitad de las nuevas instalaciones de 2016 son colectores de tubos al vacío. En el mercado actual las tecnologías utilizadas se distribuyen de la siguiente manera: colectores de tubos de vacío representan el 75% de nuevas instalaciones, colectores de placas planas compuestas en un 21% y sin esmaltar los recolectores de agua representaron el 4% restante. En la figura 2 se puede ver que el mercado mexicano ha crecido un 6%.

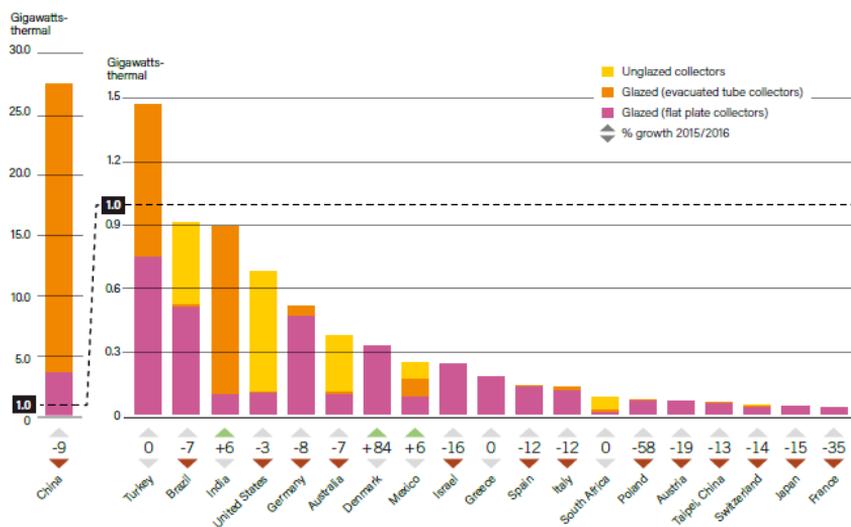


Figura 2 Top 20 de países con capacidad instalada de calentadores solares de agua.

Fuente: Renewables 2017, Global Status Report, (Paris: REN21 Secretariat).

El mercado de calentadores solares de agua es el que está en crecimiento, esto por diferentes políticas y proyectos, que impulsan y financian la adquisición de estos dispositivos.

Calentar agua es la operación que mayor cantidad de energía consume en el hogar, con casi un 50% del consumo energético de la vivienda, el calentador de agua representa más del doble que el refrigerador (22%) y más del triple que el aire acondicionado (15%) y que la iluminación (15%).

Factores estructurales como el elevado régimen solar de México (5.2 kW/m²/día) y el acelerado avance tecnológico, y factores coyunturales como las tendencias del mercado de los combustibles fósiles y del tipo de cambio, convierten al calentamiento solar de agua en una alternativa de alto potencial para reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En México desde hace una década se han intensificado los esfuerzos para fomentar el uso de los calentadores solares de agua (CSA), destacando el Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México. En tales circunstancias, dichos esfuerzos han posibilitado que las ventas de CSA se ubiquen en niveles cercanos a 400,000 m² anuales, frente a un potencial que ha sido estimado en más de 2 millones de m² anuales. Los principales logros se están dando en el equipamiento de la vivienda nueva, quedando un tanto rezagado el sector de vivienda preexistente. (Informe Bimcon, 2017).

La oferta al público en general de CSA es aún incipiente. Sin embargo, la fuerte red de distribuidores de calentadores convencionales es fácilmente utilizable para distribuir CSA de forma masiva. Tan solo la marca Calorex refiere en su página de Internet 2,517 puntos de venta de calentadores a gas.

A lo largo de la última década los CSA han ido ganando penetración en ese mercado con una tasa de crecimiento anual promedio de 14%. Sin embargo, apenas uno de cada 20 hogares mexicanos cuenta con un calentador solar de agua. El nicho que ha registrado el mayor crecimiento de CSA es el de la vivienda nueva de interés social, fuertemente apoyado por programas como Hipoteca Verde y Vivienda Sustentable. De las 31.4 millones de hogares existentes en México, 42% (13.2 millones) usan calentadores de gas. 63% del gasto familiar en energéticos es precisamente en gas, y de ello el

54% se usa para calentar agua. Por lo que el potencial de ventas de CSA ha sido estimado en 2 millones de m² anuales, de lo cual solo se está alcanzando aproximadamente una quinta parte.

ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS

Considerando un precio de venta promedio de 12,000 pesos por equipo, el crecimiento de 200 mil m² a 600 mil m² generaría ventas totales del orden de 2,400 millones de pesos, incluido el pago al fabricante (8,000), al distribuidor (2,000) y al instalador (2,000). El IVA generado por tales ventas será de 384 millones de pesos. El ISR no puede ser determinado en esta nota, porque depende de la estructura de costos de cada una de las empresas participantes. Esto implicaría un incremento de las ventas anuales del orden del 50%, pasando de 400,000 m² a 600,000m², lo que seguramente generaría nuevos empleos en los procesos de fabricación, distribución e instalación. Los fabricantes reportan poder absorber el incremento de producción sin necesidad de ampliar la infraestructura física, sino haciendo uso de un segundo turno. Cada CSA ahorra „en promedio 400 kg de gas LP al año, que al precio de 15.70 pesos/Kg y multiplicado por los 10 años de garantía, significan ingresos nominales de 43,960 pesos por pieza, 8,792 Millones de pesos por los 200,000 equipos = 439.6

Millones de USD. Tal ahorro permite recuperar el costo del equipo en 2.9 años, y que el adquirente del mismo pueda conservar íntegramente los ahorros durante un lapso mínimo garantizado de 7.1 años. Para el logro de estos resultados se presenta un CANVAS que a continuación se muestra en la figura 3.

Modelo de Negocios para Calentadores Solares de Agua (CSA)

<p>Aliados Clave </p> <ul style="list-style-type: none"> • Proveedores de prestigio que garanticen los equipos. • Detailistas para el hogar y la construcción. • Instaladores capacitados y certificados. • Bancos para financiar a los usuarios. • Fabricantes Mexicanos de Energías Renovables, A.C. (FAMERAC) 	<p>Actividades Clave </p> <ul style="list-style-type: none"> • Convenios con las tarjetas de crédito participantes • Diseño y despliegue de campaña promocional • Diseño y despliegue de demostraciones in piso. • Cobranza a través de los estados de cuenta de las tarjetas de crédito. • Programas de lealtad de los fontaneros. • Aseguramiento de calidad de los equipos y de la instalación. <p>Recursos Clave </p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de cobranza de las tarjetas de crédito. • Servicios especializados en campañas multimedia. • Sistemas de control de calidad de los equipos. • Instaladores certificados. • Espacios de demostración in piso. 	<p>Propuesta de Valor </p> <p>Incentivar y facilitar la adquisición de calentadores solares de agua (CSA), mediante: i. el uso de tarjetas de crédito en esquemas de meses sin intereses, de modo tal que los pagos mensuales se acerquen lo más posible al monto de los ahorros generados por concepto de combustibles, ii. El despliegue de campañas publicitarias de soporte que sensibilicen a la población objetivo respecto de los beneficios personales y ambientales del uso de CSA.</p>	<p>Relación con Clientes </p> <p>Instalación a través de plomeros capacitados y certificados.</p> <p>Canales de Distribución y Comunicación </p> <ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos de ventas por catálogo e internet de las tarjetas de crédito de Banamex, Bancomer, Santander y Banorte • Tiendas de equipos para el hogar • Campañas multimedia de sensibilización y exhibiciones en puntos de venta. 	<p>Segmentos de Clientes </p> <p>El proyecto se orientaría al segmento de los propietarios y usuarios de vivienda preexistente, que a su vez sean tarjetahabientes bancarios, y tendría el objetivo de 100,000 CSA anuales (200,000 m²/año), objetivo que se mantendría por dos años y que se buscaría incrementar en años subsecuentes, una vez que el modelo haya madurado.</p>
<p>Estructura de Costos </p> <ul style="list-style-type: none"> • El costo por cada equipo de 150 litros, incluyendo entrega en domicilio es de 8,000 pesos. • Las comisiones al distribuidor se estiman en 2,000 pesos por equipo, • El servicio de instalación son otros 2,000 pesos. • Se supone un costo financiero del 6% anual. • De esta forma el costo unitario total, sería de 12,792 pesos = 639.6 USD, que multiplicados por 200,000 piezas ascendería a 2,558.4 Millones de pesos = 127.9 MUSD. • Con estos números el retorno de la inversión sería de 2.9 años, contando indirectos. 		<p>Flujo de Ingresos </p> <p>Cada CSA ahorra 400 kg de gas LP al año, que al precio de 15.70 pesos/Kg y multiplicado por los 10 años de garantía, significan ingresos nominales de 43,960 pesos por pieza, 8,792 Millones de pesos por los 200,000 equipos = 439.6 Millones de USD</p>		
<p>Impacto Ambiental </p> <p>Las emisiones evitadas de GEI atribuibles al proyecto, considerando una vida útil de los CSA de 10 años, (lapso garantizado por el fabricante, pero generalmente superado en la realidad) sería de 2.1 millones de toneladas de CO₂eq, lo que significaría una rentabilidad ambiental de 57 dólares por tCO₂eq evitada, que mejoraría en la medida que la vida útil del equipo se prolongara, lo que resulta altamente probable.</p>		<p>Alternativas de Financiamiento </p> <ul style="list-style-type: none"> • Las empresas fabricantes financiarían la parte sustantiva del proyecto, otorgando a consignación el inventario de equipos a las empresas distribuidoras de los mismos. • Las empresas distribuidoras aportarían los espacios de exhibición y demostración de los equipos. • Las campañas multimedia de sensibilización serían donadas por Fondos públicos. 		

Figura 3. Modelo de negocio propuesto para incentivar el mercado nacional de CSA

Este crecimiento en el mercado pronosticado, da la gran oportunidad de poder generar una industria mexicana que provea los diferentes elementos que compondrían la cadena de valor de esta industria; actualmente los fabricantes mexicanos de CSA, se abastecen con productos importados como lo son recubrimientos absorbedores y reflejantes, tubos de concentración, colectores parabólicos, estructuras de seguimiento, estructuras fijas entre otros componentes que son importados y ensamblados en los productos que se ofertan en el mercado mexicano, con la iniciativa del proyecto CEMIE SOL antes mencionada, varios grupos científicos de investigación a nivel nacional, han orientado sus desarrollos a poder entregar a la industria mexicana, soluciones tecnológicas para que sean explotadas en el mercado nacional e internacional.

CONCLUSIONES

El mercado de energía solar térmico en México esta creciendo anualmente, lo que da un potencial de mercado muy importante que atender, aunque existen fabricantes nacionales como Módulo Solar, Calorex, Rheem México, IUSA, Bosch, entre otras marcas, estos no son fabricados 100% con componentes mexicanos.

Desarrolla la cadena de proveeduría para este mercado debe ser una estrategia nacional, ya que además de abastecer a fabricantes mexicanos, se pueden integrar a cadenas globales, y penetrar en el mercado de Centro y Latino America.

El esfuerzo realizado por grupos científicos mexicanos, ha sido muy bueno como lo son los proyectos: Desarrollo de tanques de almacenamiento de energía solar térmica; Desarrollo de captadores, sistemas solares y sistemas autocontenidos de baja temperatura con materiales novedosos para México; Laboratorio de pruebas para baja y media temperatura, laboratorio para el diseño e integración de sistemas termosolares asistido por computadora; Materiales selectivos y reflejantes para sistemas de conversión de energía solar en energía térmica. (CEMIE SOL, 2013), lo que da un potencial de desarrollo de la cadena de proveeduría mexicana de calentadores y colectores solares.

El aporte de México en el tema de aprovechamiento de la energía solar tiene que ser abordada de manera integral, con políticas públicas adecuadas, planes económicos favorables para la sociedad, y un enfoque ambiental para la reducción de GEI, que ayuden a la mitigación del cambio climático.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Proyecto CEMIE SOL P18, “Materiales selectivos y reflejantes para la conversión de energía solar en energía térmica”, por la motivación y apoyo para la realización de esta ponencia.

REFERENCIAS

Artículo de Revista:

Herrera Alcázar, Concepción; Andrade Vallejo, María Antonieta (2010). Estudio técnico-económico de colectores solares planos para zonas rurales del estado de Oaxaca, *Investigación y Ciencia*, vol. 18, núm. 50, septiembre-diciembre, 2010, pp. 55-68

Oscar Alfredo Jaramillo Salgado, Manuel Martínez Fernández, Jorge Alberto Tenorio Hernández y Jesús Antonio del Río Portilla, 2014, "Estrategia de Transición para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios en el tema de energía solar" 2014, pp. 1-19

L. Ariadna Velasco Montiel / Fernando F. Velasco Montiel, 2012, *Tecnología solar: costo-beneficio de los calentadores solares*, RUA 7 · Enero - Julio 2012 pp16-20.

Dra. Virginia Guadalupe López Torres, Dra. Ma. Carmen Alcalá Álvarez, Dr. Luis Ramón Moreno Moreno, *La Cadena de Suministro de la Energía Solar*, *Conciencia Tecnológica* No. 43, Enero-Junio 2012, pp 18-24

Artículo de Revista en Prensa:

Programa de Innovación Orientada, Sector Energía Solar, TechBA, México, FUMEC, 2014.

Informe_Bimcon_1t_2017.pdf recuperado en:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/294406/Informe_Bimcon_1t_2017.pdf

Barbel Epp, Oropeza Marisol, 2017, *EL CALOR SOLAR INDUSTRIAL, SOLAR PAYBACK*,

Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, CEMIE-SOL, 2014, SENER, Fondo de Sustentabilidad Energética.

Libro

REN21. 2017., *Renewables 2017 Global Status Report*, (Paris: REN21 Secretariat), ISBN 978-3-9818107-6-9

Rabia Ferroukhi (IRENA), Paolo Frankl (IEA) and Christine Lins (REN21), *Renewable Energy Policies in a Time of Transition*, 2018 IRENA, OECD/IEA and REN21, ISBN 978-92-9260-061-7.

PROMÉXICO, J. Santiago Rodríguez Suárez, Emmanuel Espinoza Navarrete, GIZ, Joscha Rosenbuch, Hermilio O. Ortega Navarro, IER, Dr. Manuel Martínez Fernández, Dra. Karla G. Cedano Villavicencio, Miriam M. Armenta Energía Solar, 2017. PROMEXICO, ISBN: 978-607-97294-8-6

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

MODELOS DE NEGOCIO PARA ACCESO A LA ENERGÍA: ESTUDIOS DE CASO EN PERÚ, MÉXICO Y BOLIVIA

Eras-Almeida A.*, Fernández M., Eisman J.***, Martín J.***, Egido-Aguilera M.***

* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Av. Complutense 30, Madrid, 28040, (Madrid) España, andrea.eras@ies.upm.es

**ENERGÉTICA, Calle La Paz E-573 entre Antezana y 16 de Julio, Cochabamba, 573, Bolivia, miguel@energetica.org.bo

***Fundación ACCIONA Microenergía, Av. de Europa 10, Alcobendas, 28108, (Madrid) España, cenag100@acciona.com

RESUMEN/RESUMO

La energía es un bien esencial y necesario para el desarrollo humano, el cual se ve restringido, especialmente, en las zonas rurales de los países en desarrollo. En América Latina, 17 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. Para dar una opción al acceso a la electricidad se han puesto en marcha modelos de negocio innovadores, como las microfranquicias, que promueven el uso de la tecnología solar fotovoltaica. En este artículo se estudian los casos de éxito llevados a cabo por las organizaciones sin ánimo de lucro: Fundación ACCIONA Microenergía (FUNDAME), en Perú y México, y ENERGÉTICA, en Bolivia. Sus iniciativas han conseguido que 4.000 familias en Perú, 7.500 familias en México y 11.800 familias en Bolivia accedan a la electricidad para mejorar su calidad de vida.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Modelos de negocio, microfranquicia, acceso a la energía, electrificación rural, sistemas fotovoltaicos de tercera generación

ABSTRACT

Energy is an essential good, which is especially restricted in rural areas in developing countries. In Latin America, 17 million of people do not have electricity access. To solve this situation, non-profit organizations have performed innovative business models, such as, "microfranchising" to promote the solar photovoltaic technology. This paper reviews the cases of success of Fundación ACCIONA Microenergía (FUNDAME) in Peru and Mexico and, ENERGÉTICA in Bolivia. Their initiatives have achieved electricity access to 4,000 households in Peru, 7,500 households in Mexico and 11,800 households in Bolivia improving their quality of life.

KEYWORDS: Business models, microfranchising, energy access, rural electrification, third generation photovoltaic systems

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Una vez concluido el periodo de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) (2000), las lecciones aprendidas han permitido reconocer la importancia de la energía para mejorar las condiciones de vida de las personas, reducir la pobreza en el mundo y hacer frente al cambio climático bajo el marco de la sostenibilidad. En 2016, se consolidan los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y es través de su Objetivo 7: “*garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos*” (United Nations, n.d.) que se pretende garantizar el acceso universal a la energía.

A partir del 2000, 500 millones de personas han accedido a la electricidad (IEA, 2017a). En 2016, 1.060 millones de personas en todo el mundo no tenían acceso a este servicio básico, lo que representa el 14% de la población global, de la cual el 84% vive en zonas rurales (IEA, 2017a). En América Latina, 17 millones de personas viven en estos entornos, en áreas de difícil acceso y sin acceso a la electricidad (IEA, 2017a). En Perú, México y Bolivia la tasa de electrificación alcanzó el 91,5% (2016), 95,1% (2014) y 99,17% (2016), respectivamente, y aunque las cifras parecen ser muy positivas, no lo son tanto si se habla de número de personas sin acceso a la electricidad: 1,6 millones en Perú, 1,02 millones en México y 925.000 en Bolivia (IEA, 2017b; World Bank, n.d.). Sin duda, para estos países representa una dificultad añadida el hecho de que esta población vive en pequeñas comunidades dispersas con un nivel de ingresos bajo, lo que hace más complejo alcanzar el 100% de acceso a la electricidad. Sin embargo, en 2030, de 674 millones de personas que tendrán acceso a la electricidad el 60% (485 millones) lo tendrán a través del uso de fuentes de energía renovable y 185 millones con la expansión de la red eléctrica. La inversión requerida será de aproximadamente de 391.000 millones de dólares (IEA, 2017a).

Garantizar y proveer de energía asequible, sostenible y moderna para todos, no es sencillo cuando las diferencias en el uso de servicios de energía moderna entre zonas urbanas y rurales son drásticas, a pesar de los objetivos internacionales y pese al reconocimiento de la energía como una estrategia de desarrollo humano y de reducción de pobreza (Herington et al., 2017). Los retos son amplios y múltiples, por lo que sin programas profundos y bien diseñados es difícil que países en desarrollo puedan eliminar las barreras asociadas a la pobreza energética (Sovacool, 2012).

METODOLOGÍA

En esta ponencia se describen los factores clave para la implementación de modelos de negocio que incrementen el acceso a la energía en Perú, México y Bolivia, y se identifican las lecciones aprendidas y los retos futuros. Para llevarlo a cabo, el Instituto de Energía Solar (IES) – Universidad Politécnica de Madrid (UPM) coordinó la realización de un taller de trabajo en Bolivia con la participación de los principales representantes de FUNDAME y ENERGÉTICA y con el apoyo de la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). En este taller se levantó información correspondiente a los modelos de negocio implementados en cada país, a través de presentaciones orales y entrevistas. Las entrevistas abordaron temas relacionados a la estructura de los modelos de negocio, tecnología, logística y normativa técnica. Adicionalmente, se ha revisado documentación científica y complementaria (informes, páginas webs y estadísticas oficiales). A través de un análisis descriptivo se muestran los principales hallazgos de esta investigación.

MARCO CONCEPTUAL

Modelos de Negocio

Alianza Público-Privada para el Desarrollo (APPD). Es un acuerdo contractual donde se combinan los recursos y habilidades del sector público y privado, y se comparten responsabilidades y riesgos para emprender iniciativas en la lucha contra la pobreza (Fundación CODESPA, 2013; World Bank, 2018, n.d.). Este concepto favorece al éxito de la Agenda de desarrollo sostenible que incluye, además, la participación de la sociedad civil según se enfatiza en el Objetivo 17 de los ODS (United Nations, n.d.).

Microfranquicia. Se trata de una relación contractual entre un franquiciado (pequeña empresa) y un franquiciador (propietario de un modelo de negocio o patente). El primero produce o comercializa un producto o servicio de un proyecto, el cual es diseñado por un franquiciador. Este último provee de asesoría, investigación y desarrollo y ayuda con el marketing y la publicidad (Stanworth et al., 1995). La microfranquicia, cuyo enfoque social viene dado por la connotación “micro”, pretende: generar oportunidades de empleo a microempresarios, consolidar un negocio adecuado, crear y mejorar capacidades locales y proveer de bienes y servicios a los más pobres (Fairbourne, 2002; Sunanda, 2016).

Pago por Uso (Pay As You Go - PAYG). Es un modelo de negocio impulsado por la tecnología, el cual permite al usuario realizar un pago por comprar un equipo, arrendar un sistema o contratar un servicio a través del uso o no de teléfonos móviles, y al proveedor facilita la gestión de cobros (Allet, 2016; Sanyal, 2017; Sanyal et al., 2016). Este modelo también es útil para solicitar apoyo en la comercialización de equipos y atención de incidencias técnicas. Sin embargo, la tecnología no puede reemplazar la necesidad de tener personal técnico para la promoción, entrega, instalación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos (Allet, 2016).

Sistemas Fotovoltaicos de Tercera Generación (SFV3G) y Control de Calidad

El desarrollo tecnológico ha evolucionado los sistemas fotovoltaicos domésticos hacia equipos de menor tamaño, más livianos, de más fácil uso e instalación, de larga duración y por consiguiente más económicos y amigables con el medio ambiente (Fernández Fuentes y Morales Udaeta, 2013; Fundación ACCIONA Microenergía, n.d.). Por lo tanto, los SFV3G hacen referencia a: módulos fotovoltaicos que funcionan como fuente de energía para recargar varias cargas; baterías de litio recargables y portables, que desplazan a las baterías de plomo-ácido; luminarias LED eficientes y compactas; cables con conectores estandarizados; y, microelectrónica aplicada al control de baterías recargables para facilitar el uso de los equipos (Fernández Fuentes, 2015; Fernández Fuentes y Morales Udaeta, 2013).

La evaluación de la calidad técnica de sistemas fotovoltaicos tiene dos enfoques. El primero es técnico, donde se evalúa el tiempo de vida del sistema y los componentes de acuerdo a normativa técnica internacional, el cumplimiento de los objetivos de diseño, la seguridad y la fiabilidad. El segundo es de tipo social, que conlleva a identificar los problemas técnicos que están ligados a la aceptación social de la tecnología, los cuales permitan mejorar su confiabilidad (Egido-Aguilera y Camino-Villacorta, 2008). El control de calidad asegura el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, la gestión de los recursos económicos del proyecto y el establecimiento adecuado de los requerimientos contractuales para futuras fases de implementación.

DESCRIPCIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CASO

Caso de Luz en Casa en Perú

Desde 2009 ACCIONA Microenergía Perú suministra energía eléctrica, con sistemas fotovoltaicos domiciliarios de segunda generación - SFV2G (baterías de plomo ácido y lámparas fluorescentes, que en la actualidad se sustituyen por LEDs en este proyecto), a 3.900 viviendas en Cajamarca mediante un modelo de pago por servicio. Con el fin de evitar para el usuario el elevado coste de la inversión de los SFV2G, la propiedad de los mismos es del proveedor del servicio eléctrico y el usuario abona mensualmente por la energía puesta a su disposición. De esta forma se garantiza la disponibilidad de los sistemas solares, la atención de averías y la reposición de cualquier componente, incluida la batería. En 2010, el regulador peruano, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, estableció las tarifas máximas según la potencia de los paneles y la energía disponible para el usuario. Con ello se consiguió que los usuarios accedieran al Fondo de Compensación Social Eléctrica - FOSE, que es un subsidio cruzado por el que los usuarios de mayor consumo del sistema eléctrico peruano abonan parte de la tarifa de los pequeños consumidores. De esta forma se facilita la sostenibilidad económica del suministrador y la asequibilidad de los usuarios de menores ingresos.

Desde 2012 se han creado 11 Centros Luz en Casa (CLC), centros de atención técnica, donde los técnicos locales atienden las intervenciones requeridas en su zona y disponen de un pequeño negocio mediante un contrato de franquicia para vender equipos compatibles con los sistemas solares instalados, tales como TVs, radio, tabletas, DVD, cargadores de pequeñas baterías, focos, ventiladores, etc. Así, se hace llegar la oferta de productos para que los usuarios puedan utilizar sus sistemas fotovoltaicos para otros usos adicionales a la iluminación.

Desde 2016, dentro del programa Luz en Casa Napo, se están instalando más de 1.000 SFV3G en localidades amazónicas ribereñas del río Napo en Loreto (a la fecha se han instalado 100 SFV3G), para luego extenderlo a otras cuencas de la Amazonía peruana. Recientemente se ha publicado el nuevo proyecto de tarifas para SFV3G con lo que se extiende el modelo de pago por servicio, que integra el sistema PAYG para facilitar el cobro de cuotas desde los CLC.

Caso de Luz en Casa en México

En el periodo 2012-2016 el programa Luz en Casa Oaxaca ha facilitado el acceso a SFV3G a más de 7.500 viviendas ubicadas en localidades de menos de 500 habitantes donde no estaba previsto que llegaran las redes eléctricas. Mediante una APPD promovida por ACCIONA Microenergía México, han participado el gobierno del Estado de Oaxaca y las Agencias Española y Mexicana de Cooperación Internacional al Desarrollo. En este modelo, la APPD ha promovido la venta subvencionada de los SFV3G. El usuario ha abonado la mitad del coste del equipo, aproximadamente 150 dólares, y cuando no podía asumir este pago se le ofrecía una microfinanciación en colaboración con la organización KIVA Internacional, de tal modo que sus cuotas mensuales durante un año eran inferiores a los costes que asumía por consumo de energéticos alternativos (pilas, velas, keroseno, etc.).

Aquí se han implantado 5 CLC, que mediante un modelo de franquicia permiten subsanar las averías de los sistemas y vender equipos de alta eficiencia, buena calidad y precio razonable, compatibles con los SFV3G. El éxito del programa ha propiciado que el nuevo gobierno de Oaxaca haya mostrado su interés en extenderlo a otras zonas y ampliarlo a suministros de agua, saneamiento y cocinas mejoradas. Así, se ha firmado un nuevo convenio para los próximos cuatro años.

Caso Microfranquicias de Energía Limpia para el Área Rural en Bolivia

El proyecto se estableció en 2014 bajo la marca “+energía” para la comercialización de SFV3G a través de un modelo de microfranquicias, con apoyo del Fondo Multilateral de Inversiones – Banco Interamericano de Desarrollo (FOMIN-BID), AECID y Agencia Alemana de Cooperación Técnica - GIZ. En 2017 se registraron 12.510 clientes beneficiados por el proyecto: 11.800 familias a través de SFV3G, 650 micro y pequeños negocios han adquirido sistemas productivos (molinos, bombas de agua para riego, cercos eléctricos) y 60 comunidades han adquirido sistemas de uso social (bombeo de agua potable, iluminación de escuelas y postas sanitarias).

Dentro de este modelo se reconoce la importancia de: trabajar con los municipios en un marco de cooperación, la capacitación periódica a los microfranquiados, los talleres de intercambio de experiencias y la selección y ampliación de la cartera de productos de manera paulatina (oferta diversificada), que asegura un movimiento económico para los microfranquiados y la microfranquicia en general. A finales de 2017 se ha logrado consolidar 60 empleos, con un incremento real de los ingresos de los microfranquiados del 20% o más. Las ventas totales han superado los 2,09 millones de dólares.

LECCIONES APRENDIDAS

Durante el proceso de implementación de los proyectos se han recogido ciertos factores que han ayudado en su mejora continua. Los factores a tener en cuenta para que los objetivos trazados por FUNDAME y ENERGÉTICA logren cumplirse son varios, entre ellos, están el mapa y definición de actores, las políticas públicas de acceso a la electricidad, los modelos de negocio, la calidad tecnológica, el acceso a financiación y la participación social.

Las APPD constituyen una estrategia interesante al momento de consolidar un mayor compromiso en la implementación y sostenibilidad de los proyectos. FUNDAME y ENERGÉTICA han trabajado con las instituciones locales, que funcionan como prestadores de servicio, canales de venta y financiadores. A esto se une el papel de los usuarios, en su representación como impulsores de la electrificación o como microfranquiados. Los organismos de cooperación internacional también tienen un papel protagónico como fuentes de financiación para cubrir la inversión inicial y auditar los proyectos en las comunidades.

Los proyectos no hubieran podido ejecutarse sin el apoyo político dada “la relación que existe entre pobreza y energía y de ésta en el ámbito de la política pública” (Ochoa, 2014). El soporte gubernamental local, regional y central genera confianza en los proyectos y permanencia en las comunidades.

Dar posibilidades de financiación al usuario es otro de los factores fundamentales en los modelos de negocio, ya sea a través de la fijación de tarifas eléctricas (subsidios cruzados) o por subvenciones a los equipos para electrificación. Con acierto los subsidios constituyen un catalizador.

Los SFV3G comercializados y los procesos de gestión realizados por FUNDAME y ENERGÉTICA pasan por un control de calidad técnica con base en normativa internacional. Los equipos se someten a pruebas de laboratorio y trabajos de verificación en campo. Los SFV3G han disminuido la tasa de fallos, no obstante se observa cierta desconfianza en algunos usuarios por el desconocimiento de las bondades de equipos de menor tamaño.

Para mejorar la acogida del proyecto y asegurar el interés y confianza de las comunidades en adquirir tecnología fotovoltaica, ENERGÉTICA y FUNDAME han llevado a cabo sesiones de capacitación a sus técnicos y microfranquiados en operación y mantenimiento de equipos y negocios, para dar servicio a los potenciales clientes.

Por la venta del equipo, en Bolivia, el microfranquiado recibe una comisión posterior al pago de la factura a ENERGÉTICA. La gente prefiere pagar los equipos al contado para evitar trasladarse. Mientras que, en Oaxaca, Cajamarca y Napo, es en su CLC, donde además de prestar atención al usuario, se realiza la venta de suministros. Previamente a la venta de equipos, se georeferencian las viviendas, se hace un análisis de ingresos de los beneficiarios así como de sus gastos energéticos convencionales (velas, pilas, combustibles) y se determina su capacidad de pago.

Los trabajos de reparación, junto con la venta de equipos compatibles con sistemas fotovoltaicos, constituyen una manera de llevar servicios y productos a localidades remotas y de desarrollar esas áreas

RETOS Y OPORTUNIDADES PARA LAS MICROFRANQUICIAS

Los retos que se han identificado con la experiencia adquirida son:

- Aumentar la presencia local a través del incremento en el número de microfranquiados.
- Garantizar al microfranquiado sus ingresos por venta de equipos y conseguir se empodere del negocio.
- Acceder a la financiación que permita cubrir la inversión inicial por adquisición de los equipos.
- Comprometer una mayor participación gubernamental para viabilizar subvenciones públicas, una vez finalice la emisión de subvenciones privadas.
- Las campañas de sensibilización son un reto en zonas remotas y por la ubicación tan dispersa de la población. Los costes asociados a esta actividad son altos.
- Asegurar la rentabilidad de los técnicos/emprendedores debido a que los costes de operación y mantenimiento han disminuido por la introducción de SFV3G.
- Adaptar la normativa técnica internacional, en relación al control de calidad, a las experiencias y equipos nacionales.
- Generar mayor compromiso social, a través de la difusión de conocimiento sobre los beneficios del uso de la tecnología fotovoltaica.

- Lograr una coordinación eficiente con los proyectos públicos y privados de extensión de redes eléctricas convencionales para no duplicar esfuerzos y malgastar recursos limitados.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Desde su implementación, los proyectos han demostrado ser una alternativa para solucionar el problema de acceso a la energía en países en desarrollo y para beneficiar a familias ubicadas en las áreas más remotas de Perú, México y Bolivia. Estas familias viven en pobreza o pobreza extrema y su actividad económica está relacionada principalmente con la agricultura y algo de ganadería, centrada mayoritariamente en economía de subsistencia.

El acceso a la energía es una política de Estado para todo país que haya firmado su compromiso con los ODS, que además tiene la responsabilidad de informar sobre los avances y logros conseguidos.

Las empresas distribuidoras de electricidad no pueden encargarse por sí solas de solucionar los problemas de acceso a la electricidad. Es necesario implementar nuevos modelos de negocio, incluir nuevos actores y tecnologías que han alcanzado su grado de madurez como la fotovoltaica.

Los modelos de negocio se crean en función de las características de cada país, bajo principios básicos homogéneos, como asequibilidad y participación del Estado. Así también, todo modelo debe garantizar su sostenibilidad económica, contar con un sistema de subvenciones, donde la capacitación técnica y empresarial es imprescindible para la gestión.

La electrificación no es suficiente para incrementar los ingresos de la población, es por eso que las microfranquicias hacen que las comunidades locales emprendan, generen su propio negocio y adquieran conocimiento.

Se identifican cuatro aspectos básicos que un modelo de microfranquicias debe considerar para su estructuración: tecnología (SFV3G y tecnologías de la información), economía (financiación y asequibilidad), gestión (microfranquicias), cultura (comunicación con las comunidades y conocimiento de sus necesidades). Estructuración que debe considerar los siguientes principios: sostenibilidad económica, asequibilidad para todos (incluidas las comunidades más remotas, sin discriminación), compromiso y participación comunitaria, rol del Estado, focalización en servicio (ventas, operación y mantenimiento) y equidad para considerar las diferencias económicas de las comunidades.

La existencia de 1.060 millones de potenciales usuarios de electricidad proporciona una oportunidad de negocio y de atracción para la inversión privada, pero esta debe ser canalizada por medios institucionales con el fin de dar respuesta a las necesidades sociales.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Allet, M., 2016. Energy Entrepreneurs: an innovative model to reach the last mile. *F. Actions Sci. Reports* 138–147.
- Egido-Aguilera, M.A., Camino-Villacorta, M., 2008. *Guía de Normas y Protocolos Técnicos para la Electrificación Rural con Energías Renovables*.
- Fairbourne, J.S., 2002. *Microfranchising: A New Tool for Creating Economic Self-*

Reliance 18–23.

- Fernández Fuentes, M., 2015. Experiencias con Sistemas Fotovoltaicos de Tercera Generación en Argentina, Bolivia y Perú. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Fundación Alimentaris, ENERGÉTICA.
- Fernández Fuentes, M., Morales Udaeta, M., 2013. Innovaciones en Fotovoltaica para el Acceso Universal a la Electricidad. [WWW Document]. URL <http://borradorum.blogspot.com.es/2013/12/innovaciones-en-fotovoltaica-para-el.html> (accessed 4.13.18).
- Fundación ACCIONA Microenergía, n.d. Fotovoltaica de tercera generación para el Acceso Universal - Fundación ACCIONA Microenergía [WWW Document]. 2016. URL <http://www.accioname.org/novedades/fotovoltaicadetercerageneracionparaelaccesouniversal> (accessed 4.13.18).
- Fundación CODESPA, 2013. Alianzas público-privadas para el desarrollo. Modelos para llevar a la práctica la Innovación Social Empresarial.
- Herington, M.J., van de Fliert, E., Smart, S., Greig, C., Lant, P.A., 2017. Rural energy planning remains out-of-step with contemporary paradigms of energy access and development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 67, 1412–1419. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.103>
- IEA, 2017a. Energy Access Outlook 2017: From poverty to prosperity. <https://doi.org/10.1787/9789264285569-en>
- IEA, 2017b. Electricity Access Database. World Energy Outlook 2017 Special Report. International Energy Agency.
- Ochoa, R.G., 2014. Pobreza energética en América Latina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Sanyal, S., 2017. “Pay-As-You-Go” Solar Could Electrify Rural Africa | World Resources Institute [WWW Document]. URL <http://www.wri.org/blog/2017/02/pay-you-go-solar-could-electrify-rural-africa> (accessed 4.9.18).
- Sanyal, S., Prins, J., Visco, F., Pinchot, A., 2016. Stimulating Pay-As-You-Go Energy Access in Kenya and Tanzania : the Role of Development Finance.
- Sovacool, B.K., 2012. The political economy of energy poverty: A review of key challenges. *Energy Sustain. Dev.* 16, 272–282. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.05.006>
- Stanworth, J., Price, S., Porter, C., Swabe, T., Gold, M., 1995. Franchising as a technology-transfer to developing. International Franchise Research Centre, University of Westminster.
- Sunanda, S., 2016. Microfranchising an Inclusive Business Model. *IRA-International J. Manag. Soc. Sci.* 03, 548–557.
- United Nations, n.d. Sustainable Development Goals: 17 Goals to Transform Our World [WWW Document]. URL <http://www.un.org/sustainabledevelopment/> (accessed 1.30.17a).
- United Nations, n.d. Global Partnerships - United Nations Sustainable Development [WWW Document]. URL <https://www.un.org/sustainabledevelopment/globalpartnerships/> (accessed 4.9.18b).
- World Bank, n.d. Access to electricity (% of population) | Data. World Bank.
- World Bank, 2018. Procuring Infrastructure Public-Private Partnerships Report.
- World Bank, n.d. About Public-Private Partnerships | Public private partnership [WWW Document]. URL <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/about-public-private-partnerships> (accessed 4.9.18).

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN EL ECOTURISMO COMUNITARIO EN ÁREAS PROTEGIDAS: EL CASO DE PERÚ

Manzana D.*, Egido M.A.**

Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid. Av. Complutense,30.
28040 – Madrid

RESUMEN

El ecoturismo se ha considerado desde sus orígenes como una herramienta útil para la conservación de entornos naturales protegidos. No obstante, en las últimas dos décadas, ha empezado a ser considerado también como una herramienta de generación de ingresos y desarrollo para las comunidades que habitan estos entornos. Las tecnologías energéticas renovables, así como las tecnologías de la información y la comunicación, pueden realizar grandes contribuciones al sector ecoturístico, mejorando los servicios existentes y ofreciendo nuevos que pueden repercutir en el aumento de ingresos y la afluencia de visitantes. Sin embargo, barreras de acceso como la inversión inicial pueden desincentivar su uso, haciéndose necesario el desarrollo de mecanismos que faciliten la inversión en las tecnologías.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Sistemas Fotovoltaicos Híbridos, Ecoturismo, Comunidades Indígenas, Desarrollo Humano

ABSTRACT

From its origins, ecotourism has been considered a useful tool for preserving protected natural environments. However, in the last two decades, it has also started to be considered as a tool for income and development generation for the communities that live in those environments. Renewable energy technologies, as well as information and communication technologies, can make major contributions to the ecotourism sector, improving the existing services and providing new ones that can have an impact on the increase of revenues and the influx of visitors. Nevertheless, access barriers such as initial investment can discourage their use, making it necessary to develop mechanisms that could facilitate the investment in these technologies.

KEYWORDS: Solar Energy, Hybrid Photovoltaic Systems, Ecotourism, Indigenous Communities, Human Development

INTRODUCCIÓN

El ecoturismo es una alternativa al turismo de masas que actualmente puede emplearse como estrategia para el apoyo a la conservación de áreas naturales y la provisión de ingresos a las comunidades que viven alrededor de ellas (Madhumita y Bani, 2015). Tiene potencial para contribuir en ambos aspectos a través de: a) la generación de beneficios tributarios que pueden ser empleados en la gestión sostenible de áreas protegidas, b) mediante la generación de empleo local, y c) mediante la generación de un sentimiento de arraigo al territorio que evite la diáspora y mejore la concienciación sobre su cuidado y respeto del área natural donde se desarrolla la actividad turística (Jalani, 2012).

No obstante, el ecoturismo no siempre actúa como la herramienta de desarrollo y protección ambiental que se esperaría por distintos aspectos. Por ejemplo, los excesivos intermediarios en la cadena de valor pueden generar desigualdades en la distribución de los ingresos (Coria y Calfucura, 2012), impidiendo que las comunidades o las empresas prestadoras de servicios reciban la retribución adecuada. También puede generar problemas la falta de capacidades técnicas y de gestión de las comunidades cuando estas capacidades no se desarrollan adecuadamente. Debe tenerse en cuenta, por ejemplo, que muchas de las comunidades nativas son ajenas al concepto de ecoturismo, no llegando a comprenderlo en su totalidad en muchas ocasiones (Libosada, 2009). El éxito del ecoturismo comunitario va ligado de manera muy estrecha a aspectos como las capacidades locales, el grado de organización comunitaria, el espíritu emprendedor de la comunidad, la voluntad por invertir recursos o la capacidad de asumir el riesgo de la fluctuación en los ingresos (Wunder, 2000). Estos aspectos, desincentivan la apuesta por el uso de Sistemas Energéticos Renovables o Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs) en las instalaciones. Además, se une el desconocimiento técnico, que en ocasiones puede alejar o desmotivar la apuesta por una tecnología que no conocen.

El Proyecto de Investigación Consorciado “**ENERGÍA RENOVABLE Y TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN PARA EL ECOTURISMO EN ÁREAS PROTEGIDAS DE IBEROAMÉRICA**” (ECOTUR RENOVA), con fondos del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED), coordinado por el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) y ejecutado en Bolivia y Perú por la ONG Energética y el Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER-UNI) respectivamente, busca analizar los requisitos del servicio energético y de telecomunicaciones para alcanzar un turismo sostenible en base a cinco ecoalbergues piloto, en los que el proyecto ha instalado sistemas híbridos fotovoltaico - diésel. A través de estos sistemas, así como de otras aplicaciones energéticas renovables como calentadores solares o pico lámparas para actividades nocturnas al aire libre, se busca generar algunos mensajes clave que permitan al sector ecoturístico decantarse por incorporar energías renovables (EERR) y TIC en sus instalaciones.

ANTECEDENTES

Es escasa la bibliografía académica disponible que evidencie los impactos que tanto las TIC como las EERR pueden tener en el ecoturismo. Éste fue una de las razones principales que motivo el proyecto ECOTUR RENOVA, que plantea cubrir ese vacío académico generando

evidencias y guías, que reflejen buenas prácticas en la implementación de las tecnologías en emprendimientos ecoturísticos comunitarios en áreas naturales protegidas de Iberoamérica.

METODOLOGÍA Y CASOS DE ESTUDIO

A través del proyecto ECOTUR RENOVA pudieron implementarse cinco instalaciones piloto que nutren de la información necesaria para los estudios y el análisis de resultados. De esos cinco pilotos, dos se ubican en Bolivia y tres en Perú.

Las instalaciones se dimensionaron tras varias visitas en las que se identificaron las necesidades energéticas de los albergues junto con el personal. Con la información recogida se desarrollaron unos diseños que posteriormente fueron optimizados mediante el software “Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources” (HOMER). De esta forma se valoró el uso de otros recursos energéticos disponibles, para minimizar tanto la inversión inicial como los costos de reemplazo de equipos.

El presente documento analiza los resultados preliminares del proyecto en Perú, tras la instalación y puesta en marcha de los equipos. Los albergues ubicados en Perú son: 1) Ivy Mara Ey, ubicado en la Reserva Nacional Pacaya Samiria de la región de Loreto; 2) Casa Matsiguenka, ubicado en el Parque Nacional del Manu de la región de Madre de Dios; y 3) Refugios Andinos, ubicado en el Parque Nacional Huascarán de la región de Áncash.

Ivy Mara Ey

Ivy Mara Ey es un ecoalbergue cuya propiedad pertenece a una empresa comunal formada por personas de las familias que conforman la comunidad de Yarina. Las personas asociadas son las que toman las decisiones sobre las inversiones de la empresa, así como sobre aspectos como nuevas contrataciones o salarios. Es una comunidad formada por colonos que tradicionalmente han explotado los recursos naturales de la zona, pero que en los últimos quince años se han dedicado a actividades de conservación como el ecoturismo, experimentando gracias a ellas un desarrollo sostenible a nivel ambiental, económico y social (Hillel, 2002). El albergue consta de tres cabañas, con expectativas de habilitar una cuarta ya construida, y con una construcción más que sirve como salón y cocina.

La infraestructura energética del albergue antes del proyecto era escasa, formada por dos sistemas fotovoltaicos autónomos de 150 Wp, capaces de acumular 280 Ah a 12 V de tensión, en baterías de automóvil. Con este sistema se podía iluminar las habitaciones durante algunas horas de la noche y cargar, mediante un pequeño inversor, equipos electrónicos de los turistas como cámaras fotográficas y teléfonos celulares. El agua se obtenía mediante el bombeo desde el río cercano, gracias a una moto bomba diésel. Las comunicaciones del albergue eran precarias, ya que sólo contaba con un teléfono satelital en la comunidad de Yarina, que se encuentra a unos 3 km de distancia en bote del albergue.

Casa Matsiguenka

El ecoalbergue Casa Matsiguenka pertenece a la Empresa Multicomunal Matsiguenka, que a su vez es propiedad de las comunidades nativas de Tayakome y Yomibato. Ambas comunidades son de etnia Matsiguenka, y son las dos únicas poblaciones en el interior del Parque Nacional del Manu con derecho a residir en el interior del parque por su arraigo histórico a la zona. La gerencia del albergue es compartida entre las dos comunidades,

habiendo siempre un gerente de cada comunidad. Todos los cargos vinculados al albergue son rotatorios, atendiendo a las costumbres de trabajo comunitario de los Matsiguenkas (Ohl, 2004). La gestión de la empresa y del albergue ha sido asumida por miembros de la comunidad, tras muchos años en los que se delegaba en una gestora contratada. El albergue consta de diez cabañas con habitaciones y de un módulo empleado como salón y cocina.

Casa Matsiguenka contaba antes del proyecto con dos sistemas fotovoltaicos autónomos de 75 Wp y 70 Ah de almacenamiento a 12 V de tensión. Ambos sistemas estaban mal instalados, tanto en la orientación del panel fotovoltaico, como en la inclinación y la ubicación. La energía producida les permitía iluminar cuatro puntos de luz en el módulo principal donde se ubican el salón y la cocina, mientras que el resto de estancias se iluminaba mediante velas. El abastecimiento del agua se hacía bombeando a un depósito elevado desde un río cercano, mediante una moto bomba diésel. Al no disponer de inversores, ni de mucha energía, la carga de equipos electrónicos de las personas turistas se realizaba mediante el arranque de un generador diésel. Las comunicaciones en Casa Matsiguenka eran precarias, pero funcionales. Contaban con un equipo de radio de onda larga que se comunicaba con un repetidor en la ciudad de Cuzco, el cual le permitía comunicarse con otras radios o con teléfonos fijos y móviles. La calidad de la llamada no era buena, siendo posible únicamente cuando el cielo estaba claro.

Refugios Andinos

La Red de Refugios Andinos es una empresa de turismo responsable propiedad de la parroquia de Chacas, en la región de Áncash. Esta empresa posee cuatro refugios de montaña y una cabaña pequeña, ubicados todos en enclaves estratégicos para el ascenso de distintos picos de la Cordillera Blanca de los Andes peruanos. La gerencia la ejerce la parroquia de Shilla, bajo la supervisión de Chacas, que contrata a un administrador externo.

El proyecto ECOTUR-RENOVA apoyó la instalación en el refugio Huascarán. A diferencia de los albergues anteriores que se ubican en zona selvática y son de propiedad comunitaria, el refugio Huascarán se encuentra en una zona de alta montaña a 4800 msnm. El refugio es un solo edificio con seis habitaciones, un salón y una cocina. Antes del proyecto contaba con un sistema fotovoltaico autónomo de 200 Wp de potencia y una capacidad de 200 Ah a 24 V de tensión. Había sido donado por voluntarios italianos a los pocos meses de construirse el refugio, encontrándose actualmente deteriorado e inactivo tras más de 15 años de uso. El refugio contaba con un equipo de radio de onda larga que le permitía comunicarse con la parroquia de Shilla, sin embargo la cordillera montañosa dificultaba la comunicación con la parroquia de Chacas y con el resto de refugios.

INSTALACIONES

Después del trabajo de campo que se realizó en las comunidades, los consumos energéticos identificados en los tres emprendimientos fueron similares: 4.432 Wh en Ivy Mara Ey, 4.460 Wh en Casa Matsiguenka, y 3.876 Wh en el Refugio Huascarán. Estos consumos corresponden principalmente a iluminación, carga de equipos electrónicos, conexión de equipos audiovisuales como apoyo en el guiado y uso de pequeños electrodomésticos como la licuadora o la nevera. En el caso de los albergues de selva se incluyó el consumo de una pequeña bomba eléctrica y de la iluminación exterior.

Tras un análisis de los distintos recursos energéticos disponibles se optó por un sistema híbrido fotovoltaico – diésel. El recurso eólico en selva es escaso y obstaculizado por la vegetación, mientras que en sierra había velocidades aceptables de viento pero poca densidad en el aire por la altura. Por otro lado, el recurso hidráulico en selva era abundante en caudal, pero resultaba difícil encontrar caídas de agua que aprovechar, no contemplándose el uso de una turbina “in stream” que aprovechan la energía cinética de las corrientes de agua. En sierra el recurso es irregular y estacional, formándose ríos cercanos de cauce variable y con caudal suficiente únicamente en la época de deshielo.

La opción de hibridizar con diésel se valoró por ser un recurso relativamente disponible en los centros poblados más cercanos, que permite optimizar componentes con un costo de remplazo elevado como el acumulador y aumenta la fiabilidad en la energía puesta a disposición. El diagrama del sistema se representa mediante la Figura 1.

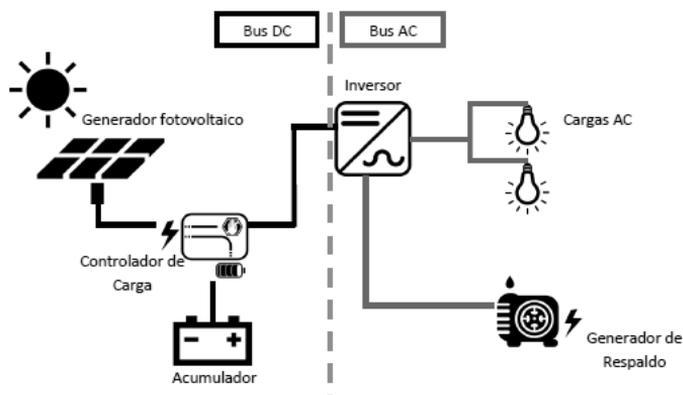


Fig. 1. Diagrama de los sistemas implementados por el proyecto ECOTUR RENOVA.

Los generadores fotovoltaicos van desde los 1,35 kWp de potencia del refugio Huascarán a los 2,5 kWp de la Casa Matsigenka, con una acumulación de 200 Ah a 48 V de tensión. Este diseño permite que en los momentos en los que el acumulador se quede sin energía se disponga de un generador de respaldo capaz de dar una carga que permita evitar los cortes de suministro. De esta forma se puede dimensionar un menor acumulador, disminuyendo los costes iniciales y de remplazo, además de otorgar a los albergues una fiabilidad en el suministro energético que repercute en los servicios turísticos que prestan.

La inversión económica inicial requerida para la adquisición e instalación de los equipos fue de entre 20.000 US\$ y 25.000 US\$ cada uno, recibiendo el aporte comunitario de parte de la mano de obra empleada en la instalación, así como el transporte de equipos y personal desde las ciudades más próximas a los albergues.

Sumado a estos equipos, los albergues han hecho aportes comunitarios en equipos de aprovechamiento energético renovable y TIC por valor del 10% de los sistemas instalados. Con ellos se van a adquirir en el próximo año calentadores solares para agua caliente sanitaria, mini y pico sistemas fotovoltaicos para excursiones o iluminación de cabañas

alejadas de los albergues, equipos de geolocalización GPS para las excursiones y el trazado de mapas y walkie-talkies para comunicaciones y coordinación en las excursiones.

RESULTADOS

Los principios del ecoturismo (Brandful, 2015), establecen las dimensiones que debe abordar la actividad ecoturística para tener el impacto y el alcance que permita un desarrollo integral de las comunidades, atendiendo a aspectos sociales, ambientales y económicos. Esos principios son: 1) la conservación del medioambiente, 2) la conservación de la cultura autóctona, 3) la participación comunitaria, 4) beneficios económicos, y 5) el empoderamiento de grupos vulnerables. Tras la instalación y puesta en marcha de los equipos, se pueden observar algunas contribuciones preliminares de las EERR a dos de estos principios; la conservación del medioambiente, y los beneficios económicos.

Conservación del medioambiente

Los sistemas energéticos instalados contribuyen a la conservación del entorno en dos aspectos fundamentales, la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y la reducción en la contaminación acústica.

Los dos albergues de selva, Ivy Mara Ey y Casa Matsiguenka, empleaban moto bombas diésel para el abastecimiento de agua en depósitos elevados, consumiendo una media de 34 l y 57 l mensuales de combustible respectivamente. La instalación de una bomba eléctrica para el suministro de agua permite eliminar las emisiones derivadas del bombeo. Además, disponer de EERR en el albergue permite que se evite el uso de combustibles fósiles para futuras actividades como la carga de dispositivos electrónicos o el uso de herramientas.

Por otro lado, los sistemas híbridos implementados emplean pequeños grupos electrógenos que a máxima potencia tienen niveles de ruido inferiores a los 60 dB. La sustitución de sistemas de generación eléctrica mediante combustibles fósiles por sistemas energéticos híbridos con ruidos amortiguados, permite disminuir el nivel de ruido en más de 9 dB, haciendo la experiencia turística más relajada y no alterando a la fauna local.

Beneficios económicos

Los resultados preliminares arrojan unos beneficios económicos fácilmente medibles, así como otros que por el momento son identificables, pero difíciles de medir en el corto plazo.

Entre los beneficios cuantificables, el que mayor impacto tiene es el aumento de tarifas derivado de la mejora de los servicios prestados en los ecoalbergues. Al disponer de tomas de corriente en las habitaciones y baños, así como de iluminación en los caminos y todas las estancias, todos los albergues decidieron aumentar sus tarifas por noche. Concretamente, tanto Ivy Mara Ey como el Refugio Huascarán decidieron aumentar su tarifa en 3 €/noche, mientras que Casa Matsiguenka optó por aumentarla 4,5 €/noche.

Otro de los beneficios económicos cuantificables es el combustible que se evitará quemar por el bombeo de agua. Como se describía previamente, el Refugio Huascarán no bombea agua, mientras que Ivy Mara Ey emplea 34 l/mes a 0,79 €/l, y Casa Matsiguenka 57 l/mes a 1,13 €/l en el bombeo de agua desde ríos próximos.

Temperaturas bajas, optó por cobrar 3 € por cada ducha de agua caliente que sus visitantes quieran tomar. De esta forma aprovechan la terma solar como fuente extra de ingresos, además de disponer de agua caliente para la cocina sin necesitar de transportar leña con el costo y esfuerzo que conlleva. La tabla 1 muestra los beneficios económicos anuales derivados de la disposición de equipos energéticos renovables en base al número de visitantes, los litros de combustible empleados para el bombeo de agua y la estimación de duchas de agua caliente.

Tabla 1. Beneficios económicos anuales cuantificables atribuibles a los sistemas.

	Ivy Mara Ey	Casa Matsiguenka	Refugio Huascarán
Aumento de tarifas	459 €	3.255 €	360 €
Ahorro bombeo de agua	216 €	516 €	NA
Duchas agua caliente	NA	NA	336 €
Beneficios anuales cuantificables	675 €	3.771 €	696 €

Sin embargo, los albergues han de hacer frente a cierta inversión de dinero para la sustitución de equipos a lo largo de los 15 años de vida que se han estimado a las instalaciones, así como la operación, reparaciones e imprevistos que puedan surgir. Esta inversión por parte de los albergues debe sumarse a la cantidad que ya han aportado como contraparte al proyecto, costos ilustrados en la tabla 2.

Tabla 2. Costos a asumir por los ecoalbergues a lo largo de la vida de las instalaciones.

	Ivy Mara Ey	Casa Matsiguenka	Refugio Huascarán
Reemplazo equipos	4.152 €	4.152 €	4.152 €
Operación y Mantenimiento	1.016 €	1.477 €	1.042 €
Reparaciones e imprevistos	1.034 €	1.126 €	1.039 €
Contraparte del proyecto	3.000 €	4.000 €	3.000 €
TOTAL balance en 15 años	9.202 €	10.755 €	9.233 €

Teniendo en cuenta el ahorro y los beneficios económicos cuantificables del uso de las EERR en los albergues y los gastos a los que tendrán que hacer frente por disponer de ellos, se obtiene un balance positivo en todos los albergues, como muestra la figura 2.

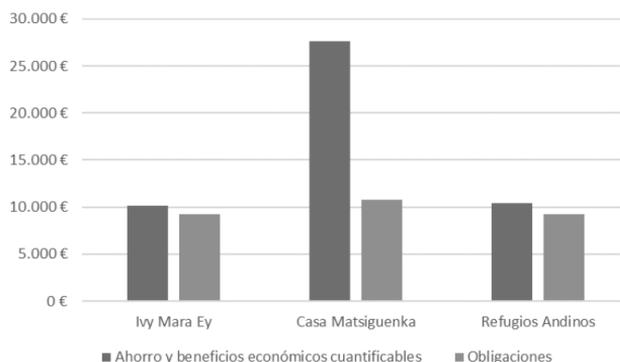


Fig. 2. Balance económico entre los beneficios y los costos de las instalaciones.

Al ser preliminar, este análisis se realiza en base a las visitas actuales de cada uno de los albergues, que podrían verse aumentadas debido al crecimiento de los negocios y la prestación de mejores servicios, aumentando los ingresos considerados en este análisis. También es probable que se generen nuevos ingresos derivados de la venta de bebidas frías, u otro tipo de nuevos servicios ofrecidos gracias a las EERR. Debe matizarse que en este balance económico no se incluye el costo inicial de adquisición de los equipos.

CONCLUSIONES

Apenas se puede encontrar literatura académica que genere evidencia sobre los impactos potenciales de la aplicación de las energías renovables en emprendimientos ecoturísticos, especialmente los de propiedad comunitaria. El análisis realizado gracias al proyecto ECOTUR RENOVA arroja algunos datos preliminares vinculados a los beneficios ambientales y económicos de los proyectos.

A nivel ambiental, los albergues reducen el uso de combustibles fósiles, reduciendo así su huella de carbono y su impacto ambiental. También reducen su contaminación acústica, reduciendo el impacto de la presencia humana en entornos naturales protegidos, evitando perturbar a la fauna del lugar. Tanto la reducción de la huella de carbono como la de la contaminación acústica contribuyen a la dimensión ambiental del ecoturismo, permitiendo un aprovechamiento sostenible de los recursos ambientales mediante el turismo.

A nivel económico, se identifica un aumento de ingresos en base a tres aspectos principales; 1) el aumento de precios en base a la mejora de los servicios ofrecidos, 2) el ahorro en combustible, y 3) el cobro de nuevos servicios ofrecidos como las duchas de agua caliente o la venta de bebidas frías. En base a los resultados preliminares extraídos del proyecto, se establece que hay un balance positivo en cuanto a ingresos frente a los gastos que suponen los equipos a lo largo de su vida útil, teniendo en cuenta que no todos los servicios ofrecidos se han podido medir todavía y que el número de visitantes puede incrementarse por la mejora de servicios. El balance positivo entre ingresos y gastos de los equipos contribuye al desarrollo local y la generación de ingresos, como otra de las dimensiones que abarca el ecoturismo entre poblaciones con menos recursos.

No obstante, debe tenerse en cuenta que este balance no tiene en cuenta el costo inicial de adquisición de los equipos, el cual es inasumible por cualquiera de los tres albergues. De cara a la adquisición de este tipo de equipos por este tipo de emprendimientos, deben desarrollarse líneas de crédito adaptadas, subvenciones y modelos de negocio englobados en políticas ambientales y de promoción del turismo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Artículo de Revista:

Brandful P. (2015). Contextualising the meaning of ecotourism. *Tourism management Perspectives*, 16, 179-189.

Artículo de Revista:

Coria J. y Califucura, E. (2012). Ecotourism and the development of indigenous communities: The good, the bad and the ugly. *Ecological Economics*. 73 (15), 47-55.

Artículo en Actas de Congreso:

Hillel M. (2002). Ecotourism as a tool for sustainable development: Trends and challenges. *Sustainable Development of Ecotourism Conference*. United Nations World Tourism Organization.

Artículo de Revista:

Jalani, J.O. (2012). Local people's perception on the impacts and importance of ecotourism in Sabang, Palawan, Philippines. *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, 57(9), 247-254.

Artículo de Revista:

Libosada C. (2009). Business or leisure? Economic development and resource protection – Concepts and practices in sustainable ecotourism. *Ocean & Coastal Management* 52, 390-394.

Artículo de Revista:

Madumita D. y Bani C. (2015) Ecotourism and Empowerment: A Case Analysis of Bhitarkanika Wildlife Sanctuary, Odisha, India.. *IIM Kozhikode Society & Management Review*, Vol 4, pp. 136-145.

Publicación

Ohl J. (2004). El ecoturismo como una oportunidad para un desarrollo sostenible. La economía de los Matsigenkas en el Parque Nacional del Manu, Perú. *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH*. Eschborn, Alemania.

Artículo de Revista:

Wunder S. (2000). Ecotourism and economic incentives – an empirical approach. *Ecological Economics* 32, 465-479.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS AUTO-
GESTIONADOS. UN FENÓMENO SOCIO-TÉCNICO DE AUTOAPRENDIZAJE:
EL CASO DE LA REGIÓN DE AYSÉN, PATAGONIA, CHILE**

Osorio-Aravena J.C.*, Muñoz-Cerón E.*******

* Grupo de Energía y Medio Ambiente, Campus Patagonia, Universidad Austral de Chile, km 4 camino a Coyhaique Alto, Coyhaique, 5950000, (Región de Aysén, Patagonia) Chile, dirección e-mail: juan.osorio@uach.cl

**CEAEMA (Centro de Estudios Avanzados en Energía y Medio Ambiente), Universidad de Jaén.

***Área de Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Gráfica, Diseño y Proyectos, Universidad de Jaén, Campus Lagunillas s/n, Jaén, 23701, (Jaén) España, dirección e-mail: emunoz@ujaen.es

RESUMEN

Los sistemas fotovoltaicos están jugando un papel importante en el acceso a la energía y en la transición energética sostenible. En la región de Aysén se ha dado que a pesar de la existencia de programas de electrificación rural, han surgido iniciativas privadas en las que particulares han implementado sistemas fotovoltaicos autónomos, donde, el diseño, la instalación y la mantención de estos ha sido hecha por ellos mismos. Este trabajo expone el estudio de tres casos con dichas características, con lo cual se inicia la comprensión de un fenómeno socio-técnico de auto-gestión, así como también se revelan lecciones aprendidas que permitirían, por una parte, mejorar futuros planes de fomento para sistemas aislados, y por otra, extrapolar dicho fenómeno a sistemas conectados a la red en zonas con acceso a la electricidad.

PALABRAS CLAVE: Sistemas FV, Electrificación Rural, Energía Descentralizada

ABSTRACT

Photovoltaic systems are playing an important role in energy access and the sustainable energy transition. In the Aysén Region, despite the existence of rural electrification programmes, private initiatives have emerged in which individuals have implemented stand-alone photovoltaic systems, managing the design, installation and maintenance themselves. This paper presents the study of three cases with these characteristics to begin to understand a socio-technical phenomenon of self-management. It also reveals the lessons learned that would allow for the improvement of future development plans for isolated systems and also the extrapolation of this phenomenon to grid-connected systems in areas with access to electricity.

KEYWORDS: PV Systems, Rural Electrification, Decentralized Energy

INTRODUCCIÓN

Para los más de mil millones de personas sin acceso a la electricidad, especialmente en zonas rurales, proyectos de energía descentralizada a través de micro-redes y autónomos domiciliarios, siguen siendo una de las opciones más factibles para proporcionar dicho acceso (REN21, 2017a). Además, las fuentes de energía renovable, por su naturaleza distribuida, modularidad y adaptabilidad de sus tecnologías de aprovechamiento, ofrecen vías para la participación directa de la ciudadanía y comunidad no solo en el suministro eléctrico, sino también para el fomento de una transición energética (REN21, 2017b). Según Breyer *et al.* (2017a) un sistema basado en fuentes renovables tiene el potencial de proporcionar energía para una sociedad menos centralizada, en la que la producción económica, y, por lo tanto, los estilos de vida, serían más distribuidos y locales que hoy.

A medio y largo plazo se espera que la energía solar en todas sus posibles aplicaciones sea la fuente de suministro de energía más importante del planeta (Breyer *et al.*, 2017b). Según Child y Breyer (2017) está claro que la tecnología fotovoltaica (FV) es clave para la transición energética sostenible. De hecho, en los últimos modelados de escenarios energéticos mundiales en el sector eléctrico, se ha estimado que la generación primaria de electricidad FV global, puede llegar al 69% en 2050, donde el 31% de esta contribución FV vendría de prosumidores (Breyer *et al.*, 2017c).

Tradicionalmente, con respecto al suministro eléctrico, la tecnología FV ha sido protagonista en el abastecimiento energético en zonas aisladas, fomentando así el acceso a la electricidad. Este protagonismo se está trasladando hacia pequeños sistemas conectados a la red, puesto que el descenso de precios, junto con su carácter modular está permitiendo que se instalen este tipo de sistemas, complementando a las grandes plantas ya existentes, que sin estar aislados, pueden competir en precios con la electricidad convencional. Este hecho está provocando que la tecnología FV tenga un rol imprescindible en el fomento de la transición energética sostenible de países desarrollados.

En América Latina y el Caribe, la energía solar FV ha desempeñado un papel importante para el acceso a la energía (REN21, 2017b). Sin embargo, en Chile además coexiste la implementación de grandes plantas FV en el desierto, junto con dar acceso a la electricidad en zonas rurales aisladas a través de sistemas FV autónomos domiciliarios. En particular, en la región de Aysén –una zona separada del resto de Chile, con condiciones de aislamiento dentro de la misma, y con sectores y poblados sin electricidad o con acceso limitado a ella–, debido a necesidades tanto de privados como de pobladores en situación de ruralidad extrema, hasta abril de 2016, se contabilizaron más de 440 sistemas autónomos de pequeña escala, de los cuales, 417 son sistemas FV domiciliarios de entre 0.6 y 1.5 kWp que han sido financiados y gestionada su instalación por entidades de gobierno, a través de programas de electrificación rural (Osorio-Aravena, 2018). No obstante, se ha dado que particulares con diferentes niveles de formación –técnica o no–, antes que existieran dichos programas estatales o que no han cumplido con todos los requisitos para ser beneficiarios de ellos, han decidido implementar sistemas solares FV autónomos, donde, el diseño, la instalación, la operación y la mantención de estos ha sido realizado por ellos mismos. Esto último, se puede ver como un fenómeno socio-técnico de auto-gestión y autoaprendizaje; una perspectiva sin evidencia de haber sido estudiada.

Por lo anterior, se torna interesante iniciar la comprensión del fenómeno de auto-gestión de sistemas FV autónomos, con el objetivo de prever su carácter replicable y su potencial de extrapolación a otros contextos donde se usa la tecnología FV. Por una parte, en este trabajo se expone y describe la información técnica y general recolectada en tres iniciativas privadas cuya capacidad instalada no supera los 2 kWp cada uno, y por otra, se destacan factores comunes junto a otros aspectos que sirven de referencia para comenzar a entender los alcances y las limitaciones del fenómeno en cuestión. Esto, además de aportar con información preliminar para seguir estudiando dicho fenómeno, puede servir para concebir propuestas que permitan fomentar iniciativas FV auto-gestionadas, tanto autónomas como conectados a la red, u otras aplicaciones de la tecnología FV.

En resumen, este trabajo busca contribuir con información inicial sobre sistemas FV auto-gestionados, que sirva como base para sugerir estrategias que promuevan la democratización de la energía, y, aceleren la transición bajo un modelo energético más descentralizado.

MÉTODO

Este trabajo corresponde a una investigación exploratoria que se hizo a través del procedimiento denominado estudio de casos. El medio para recolectar la información, fue realizar una visita a tres iniciativas privadas que tienen sistemas FV autónomos auto-gestionados. En la visita se hizo una inspección visual de los sistemas, al mismo tiempo que se fue registrando datos técnicos de estos, con la intención de observar el estado de cada instalación, teniendo presente detectar eventuales errores. Además, se realizó una entrevista abierta a los propietarios de los sistemas, cuya finalidad fue dilucidar aspectos tales como: su motivación, su formación previa, la forma en que han financiado las iniciativas, el uso final que le han dado a la energía, los problemas que han tenido, y los beneficios que consideran que les ha brindado la tecnología. Finalmente, se realizó un análisis de la información recabada. Éste, por una parte, se llevó a cabo a través de la detección tanto de particularidades de los casos como de sus factores comunes, y por otra, a través de la identificación de aspectos relacionados con limitaciones y alcances, que pueden ser relevantes para replicar y/o extrapolar el fenómeno de auto-gestión de sistemas FV a otras aplicaciones de la tecnología.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Fig. 1. se muestran fotografías de los módulos FV de cada una de las iniciativas objeto de estudio. En la fotografía (a) se pueden ver dos tipos de módulos, uno monocristalino (150 Wp) y otro policristalino (135 Wp). Estos módulos de distinto tipo y potencia estaban conectados a un mismo regulador de carga, lo que técnicamente es un error, pero que no ha generado problemas evidentes en el funcionamiento del sistema, según comentó el propietario. También es válido comentar que en el Caso 1, la estructura que soporta los módulos se le puede modificar el ángulo de inclinación de manera manual, teniendo posición tanto para la época estival como invernal.

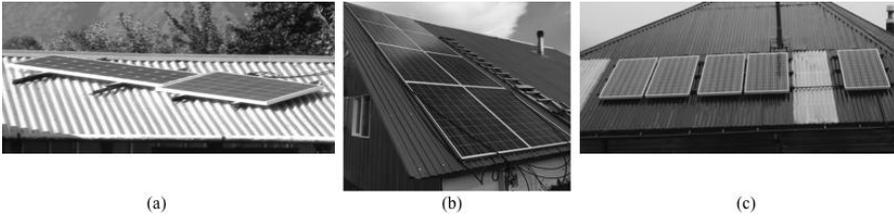


Fig. 1. Fotografías de los módulos FV: (a) Caso 1, (b) Caso 2 y (c) Caso 3.

En la fotografía (b) de la Fig. 1. se puede apreciar que hay ocho módulos policristalinos (250 Wp cada uno), y en ambos módulos inferiores, se puede ver que pasan conductores por encima de ellos, provocando sombras puntuales. Por otra parte, es destacable que en éste mismo caso, el propietario construyó la casa con la pendiente del techo pensando en aprovecharla como ángulo de inclinación para los módulos. En la fotografía (c) se pueden ver cinco módulos, siendo estos monocristalinos de 200 Wp cada uno, además, se puede apreciar que fue utilizada la misma inclinación del techo para instalarlos.

La Fig. 2. expone fotografías de las componentes de los sistemas FV en cuestión. En la visita se constató que los equipos estaban ubicados en espacios dispuestos específicamente para ellos y con protección del exterior. Además, tal como se aprecia en las fotografías (a) y (b) de dicha figura, las baterías contaban con protección adicional para evitar su enfriamiento producto de las bajas temperaturas que se experimentan en la zona, en gran parte del año.

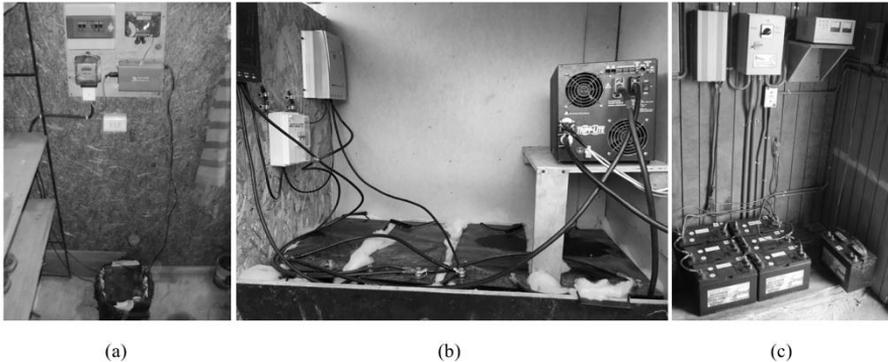


Fig. 2. Fotografías de componentes de los sistemas FV: (a) Caso 1, (b) Caso 2 y (c) Caso 3.

En el Caso 2, se observó que estaban instalados dos reguladores de carga, uno de 60 A que tenía conectado tres módulos en paralelo, y otro de 40 A que tenía cinco módulos, también conectados en paralelo. En este caso se dedujo un error de dimensionamiento, ya que la corriente de cortocircuito total que puede salir de los cinco módulos, supera la corriente máxima de entrada del regulador, sin embargo, según lo dicho por el propietario, no ha observado problemas en el funcionamiento.

En la Tabla 1 se exponen tanto la ubicación de los sistemas FV como los datos técnicos de sus componentes principales.

Tabla 1. Ubicación y datos técnicos de componentes principales de los sistemas FV.

	Ubicación	Potencia Instalada [kWp]	Regulador de carga [A]	Capacidad Baterías [kWh]	Potencia de salida inverter [kW]
Caso 1	45°24'48" S 72°35'20" W	0.285	40	1.56	0.3
Caso 2	45°24'18" S 72°41'56" W	2	60 y 40	9.6	3
Caso 3	45°51'31" S 72°02'49" W	1	40	6	1

En la Tabla 2 se expone parte de la información que se obtuvo en las entrevistas realizadas a los propietarios de los sistemas FV.

Tabla 2. Información recogida en las entrevistas hechas a los propietarios de las iniciativas.

	Motivación	Formación técnica previa	Forma de financiación
Caso 1	Probar y demostrar el funcionamiento de la tecnología e iluminar el quincho-leñera	Ingeniero en Mantenimiento Industrial con conocimientos de electricidad y conocimientos básicos en sistemas FV	Capital propio
Caso 2	Necesidad de contar con electricidad en su casa habitación, tender a la independencia e intentar reducir el consumo de combustibles fósiles	Sin formación técnica formal	Capital propio
Caso 3	Cambiar el uso de combustibles fósiles a fuentes de energía renovable como uno de sus sellos de sustentabilidad en su emprendimiento turístico	Con formación técnica eléctrica en secundaria, y con experiencia laboral de operario en una minicentral hidroeléctrica	Fondo público de apoyo al emprendimiento turístico y capital propio

Particularidades Caso 1

Respecto a este caso es necesario mencionar que en el lugar donde está implementado el sistema FV en cuestión existe red eléctrica convencional. Sin embargo, además del uso final de la electricidad para el que el propietario inicialmente lo implementó –iluminación del quincho-leñera, un espacio sin uso frecuente y con bajo consumo de energía eléctrica– instaló una extensión (en 220 Vac) a la casa habitación, en la cual, conectó un circuito de iluminación alternativo en la cocina, y en la época estival alimenta el router del wifi, el decodificador de la TV digital y la carga de un portátil.

También es importante mencionar que el propietario de esta iniciativa, ha realizado todo sin asesoría externa alguna, y además, conocía y aplicaba medidas de eficiencia energética

eléctrica en su casa, así como también manejaba argumentos ambientales a favor de la tecnología FV.

El principal problema que éste propietario mencionó en la entrevista, más que una cuestión técnica, es relacionada a la recuperación de la inversión, la cual, comentó que es lenta comparándola con el precio de la tarifa de la red, por el hecho de estar implementado en una zona donde ésta existe. Además, comentó que el transporte de equipamiento a la región de Aysén aumenta los costes de inversión, provocando que en sistemas de pequeña potencia como éste, ese coste sea significativo. Sin embargo, una lección importante para éste propietario, y que puede servir para futuras iniciativas, es el hecho de tener presente que instalar módulos de distinta potencia y tecnología, repercute en la generación, y por ende, en la productividad de los sistema, así como en la durabilidad del mismo.

Particularidades Caso 2

En principio el propietario de esta iniciativa instaló un sistema de 750 Wp, logrando abastecer con electricidad el circuito de iluminación, la nevera y poco más, y quedando sin energía en varias ocasiones durante la época invernal. Luego lo amplió a los actuales 2 kWp, pero sigue quedando sin energía en parte del invierno, debido a que también fue incrementando el consumo diario al ver que disponía de más energía. En los días con poca producción FV utiliza un generador diésel con el que suministra energía para la lavadora, además de utilizarlo cuando necesita ocupar herramientas eléctricas. No obstante, en la entrevista el propietario comentó que tiene proyectado en el corto plazo ampliar su sistema FV a 3 kWp, y si fuese necesario, seguirá aumentando la capacidad de éste para evitar quedar sin energía durante la época invernal, y así llegar a ser independiente en términos eléctricos.

En la entrevista el propietario comentó que la única asesoría técnica que había tenido, había sido de parte de los proveedores y por vía telefónica. Esto le ha significado afrontar costes de aprendizaje, como por ejemplo, quemar un regulador en la instalación, y el irse adaptando a la disponibilidad de la energía. Sin embargo, se puede decir que su visión queda plasmada en lo modular de sus instalaciones, y en el diseño de su casa con la techumbre predispuesta para la tecnología FV.

Por otra parte, a pesar de que en este caso no se registraba el consumo de combustible fósil con fines eléctricos, el propietario comentó que sin duda ha ahorrado en comparación a otros pobladores del sector que solo usan generador diésel para unas pocas horas diarias de electricidad. Además, mencionó que aunque varios de dichos pobladores quieren pagar un proyecto de alta inversión para ejecutar una extensión de la red eléctrica convencional –que está a 4 km–, el propietario ha dicho que se mantendrá con su sistema FV. Sin embargo, se sugiere analizar la rentabilidad de dicha extensión y compararla con el equivalente energético de sistemas FV.

Particularidades Caso 3

En esta iniciativa, el espacio que abastece la energía que genera el sistema FV, se usa como refugio y base de operaciones para expediciones turísticas que se hacen por el sector. Los consumos eléctricos son acotados a iluminación y carga de dispositivos electrónicos tales

como: portátiles, teléfono satelital, equipos de radiofrecuencia, entre otros de bajo consumo.

El entrevistado comentó que, gracias al fondo asignado, contrató una persona para que le ayudara en la instalación. Esta era una persona con experiencia en instalaciones de micro-centrales hidroeléctricas. Por otra parte, comentó que el sistema FV a funcionado sin problemas, solo que han quedado sin energía momentos en que había coincidido que han tenido afluencia de turistas con varios días nublados. Además, respecto a esto mencionó que aprovecha la oportunidad para educar a los visitantes en la necesidad de aplicar eficiencia energética y hábitos de ahorro de energía.

Otro aspecto importante que el propietario comentó es que, con esta iniciativa, ha ahorrado el 93% del dinero gastando en combustible fósil en un año, en función del generador diésel que antes usaba, y en consecuencia, la inversión que había hecho, se recuperó en dos años.

Factores comunes

En general, en los tres sistemas FV en cuestión, destaca que han sido implementados y modificados en función de ir probando hasta cuánto consumo permiten ir abasteciendo, y así llevan funcionando más de 4 años, dentro de márgenes aceptables. En términos técnicos, también destaca el hecho de que son sistema de baja potencia –menores a 5 kWp–. Además, todos los sistemas alimentan circuitos en 220 Vac.

Por otra parte, se observó que los propietarios tienen conocimiento y algún grado de conciencia de la problemática energético-ambiental. Además, destaca la convicción de los entrevistados por promover la tecnología FV y dar a conocer sus beneficios.

Otro factor común de los propietarios es que todos son micro-empresarios, aunque solo el del Caso 1 esta vinculado al rubro de la electricidad y las energías renovables. No obstante, esto puede insinuar que las iniciativa FV auto-gestionadas, se dé mayoritariamente bajo un perfil de persona emprendedora, pero no implica que sea así en todos los casos que existan, razón por la que se sugiere seguir estudiando el fenómeno, así como también, se sugiere estudiar casos en los que se ha fracasado en el proceso, dejando de usar los sistemas.

Aspectos relevantes

Debido a la aparente facilidad de conexión y uso de los sistemas FV, puede interpretarse como que no hacen falta conocimientos específicos en la tecnología. Pero a la luz de los resultados, incluso en aquellos casos donde había conocimientos en electricidad, se ha detectado que para el diseño y operación de este tipo de sistemas sí son necesarios, con el objetivo de evitar errores básicos que repercuten en la producción de energía, así como en la durabilidad del sistema.

Por otra parte, como línea futura en la que se sugiere profundizar, es en una comparación entre las iniciativas FV privadas y las promovidas por el estado a través de programas de electrificación rural, donde estos últimos, junto con contar con asesoría técnica, contienen cierta complejidad burocrática que difiere de las primeras, además, se podrían obtener lecciones desde ambos tipos de iniciativas para la mejora de futuros planes de fomento.

Es posible que sistemas FV autónomos auto-gestionados de baja potencia, puedan ser replicados, y eventualmente, también se podrían extrapolar a sistemas conectados a la red u otras aplicaciones. A esto se suma el hecho de que la tecnología FV, a parte de ser fácil de instalar, operar y mantener, tiene la modularidad y adaptabilidad entre sus características más ventajosas para replicar iniciativas auto-gestionadas. Quizás, una estrategia que puede tender al éxito de éste tipo de iniciativas, sea la creación de programas de co-gestión (ciudadano-empresa), considerando que una empresa capacitada sea la que asesore al ciudadano, donde el estado aporte un subsidio –inexistente en Chile para particulares– de cofinanciamiento, haciendo además, que se incremente la actividad de empresas locales del rubro, es decir, fomentaría de manera efectiva la democratización y descentralización de la energía, a través de los sistemas FV. Si esto fuese posible, ¿Como abordarlo política y/o gubernamentalmente?

CONCLUSIONES

El fenómeno de auto-gestión de sistemas FV puede entregar una base de información socio-técnica para la masificación de la tecnología FV a nivel ciudadano, sobre todo, desde iniciativas como los Casos 2 y 3 aquí presentados. Es probable que dicho fenómeno se esté dando en varios países en vías de desarrollo y en aquellas zonas aisladas de países desarrollados, por lo que se torna interesante buscar iniciativas similares, tanto de éxito como de fracaso, para continuar profundizando en su entendimiento. Además, por las características intrínsecas y la madurez tecnológica que tienen los sistemas FV, es probable que se pueda replicar la auto-gestión y extrapolarla a otras aplicaciones FV. En definitiva, es posible que el estudio e implementación de estrategias que promuevan la auto-gestión y/o co-gestión de sistemas FV de pequeña escala, además de democratizar y descentralizar la energía, podrían acelerar la transición energética sostenible.

REFERENCIAS

- Breyer C., Heinonen S. and Ruotsalainen J. (2017a). New consciousness: A societal and energetic vision for rebalancing humankind within the limits of planet Earth. *Technological Forecasting & Social Change*. 114, 7-15.
- Breyer C., Bogdanov D., Gulagi A., Aghahosseini A., Barbosa L., Koskinen O., Barasa M., Caldera U., Afanasyeva S., Child M., Farfan J. and Vainikka P. (2017b). On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 25, 725-745.
- Breyer C., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Child M., Oyewo A.S., Farfan J., Sadovskaia K. and Vainikka P. (2017c) Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 1-19.
- Child M. and Breyer C. (2017). Transition and transformation: a review of the concept of change in the progress towards future sustainable energy systems. *Energy Policy*. 107, 11-26.
- Osorio-Aravena J.C. (2018) Capítulo VI: Sistemas Aislados. Una mirada descriptiva de las experiencias en la región de Aysén. Libro: *¿Conectar o desconectar? Energía y comunidad para las transiciones energéticas*. Colección IDEA, Santiago de Chile.
- REN21, (2017a) *Renewables 2017 Global Status Report*, pp 97-109. Paris: REN21 Secretariat.
- REN21, (2017b) *Subastas de Energía Renovable y Proyectos Ciudadanos Participativos: América Latina y el Caribe*, pp 08-09. Paris: Secretaria REN21.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EL POTENCIAL DE LAS EMBARCACIONES SOLARES PARA ELECTRIFICAR LA NAVEGACIÓN. DESCARBONIZANDO LA AMAZONIA.

Alvarado P. L.*, Eisman V. J. **, Arribas Luis***

Titulada del Master Energías Renovables y Medio Ambiente. Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial Universidad Politécnica de Madrid, C/Ronda de Valencia 3, Madrid, 28012, (Madrid) España, lennyalpo@gmail.com

**Fundación ACCIONA Microenergía, ACCIONA S.A., Avenida de Europa N 10, Alcobendas, 28108, (Madrid) España, cenag100@acciona.com

*** Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT, Avenida Complutense 40, Madrid, 28040, (Madrid) España, lm.arribas@ciemat.es

RESUMEN

La Amazonia es el bosque tropical más grande del mundo, y debe ser una prioridad para el futuro de la humanidad conservarlo y protegerlo. El uso de combustible fósil en las embarcaciones, principal medio de transporte en la región, es la mayor fuente de contaminación, además de generar sobrecostes en el precio del combustible. Este artículo, resultado de un trabajo realizado en el marco de un proyecto de la Fundación Acciona Microenergía, analiza las embarcaciones que navegan en las vías fluviales y la viabilidad de incorporar energías alternativas como única fuente de energía. Se ha obtenido que, al menos para ciertos tipos de embarcaciones sea viable técnica y económicamente la instalación de paneles fotovoltaicos con baterías para sustituir el uso de combustibles fósiles.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Amazonia, Embarcaciones, Emisiones CO₂.

ABSTRACT

The Amazonia is the most important, and biggest tropical forest around the world, and we should have to protect and preserve it. The use of fossil fuels in ships is the main means of transportation of the region, causes damage to biodiversity, and pollution, as well as surcharges in the price of fuel. This article, result of Fundación Acciona Microenergía's Project, analyzes the type of ships which navigate in the Amazon's rivers. Subsequently, the technical and economic viability for incorporate renewable energy, for propulsion. And it is concluded that at least for the types of vessels is feasible technological and economically the installation of photovoltaic panels with batteries for electrical storage it's possible do a boats which energy are totally renewable.

KEYWORDS: Solar Energy, Amazonia, Boats CO₂ emissions.

INTRODUCCIÓN

La región de la Amazonia, una de las mayores reservas naturales de la humanidad, con la más alta biodiversidad, es el bosque tropical más grande del mundo, concentra una tercera parte de las reservas mundiales de bosques, posee casi la mitad de las aguas de los ríos de todo el mundo cuya principal cuenca hidrográfica es el río Amazonas, de más de 7.000.000 kilómetros y se extiende sobre el territorio de nueve países: Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Guyana, Guyana Francesa, Perú, Venezuela y Surinam. (Corporación Andina de Fomento, 1998)

El transporte fluvial es el principal medio de transporte en la región, para la actividad petrolera, comercio y traslado de pasajeros de las comunidades asentadas a las riberas del río Amazonas y sus afluentes, no cuentan con acceso por carreteras que las interconecten con otras poblaciones, dificultando de esta manera el traslado, y acceso a centros de salud y educación. Esta situación deriva en la dependencia a los combustibles fósiles que son responsables del 40% de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y gases de efecto invernadero a la atmósfera, generan contaminación acústica, riesgos de contaminación por derrames y accidentes además de encarecer los costes del transporte y comercialización.

Al ser un proyecto de la Fundación Acciona Microenergía, que tiene un punto de intervención la región amazónica del Perú, ha permitido complementar los estudios de navegabilidad con la recolección de información en la propia región, se ha tomado como punto de estudio las embarcaciones que transitan por el río Napo, que se desplaza a lo largo de los distritos Torres Causana, Napo y Mazán, del departamento de Loreto. Que afecta a más de 15 mil habitantes de 29 centros poblados asentados sobre las riberas del río Napo.

Se analizaron los datos para caracterizar los tipos de embarcaciones, condiciones de operación, sistemas de propulsión y demanda energética entre otros, para analizar la viabilidad técnica y económica de sustituir los combustibles fósiles por sistemas fotovoltaicos aislados, como fuente de generación de energía para la propulsión. Del estudio se concluye que para pequeñas embarcaciones es posible que el sistema de propulsión sea alimentada en su totalidad por energía fotovoltaica, sin embargo para embarcaciones de mayor tamaño se puede alcanzar hasta un 50% de alimentación fotovoltaica, para lo cual se deberán analizar otros sistemas complementarios de generación y almacenamiento.

SITUACIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE FLUVIAL Y PARQUE NAVIERO

La navegación en las hidrovías de la Amazonia peruana, concentrada en la provincia de Iquitos, donde se encuentra el puerto de Iquitos, principal puerto del país, concentra más de 50% del tráfico fluvial a nivel nacional e internacional, conectado directamente con el río Amazonas, hasta la frontera de Colombia y Brasil y por el río Napo hasta la frontera del Ecuador.

El río Napo con una extensión aproximada de 600 km (tramo peruano) desde el puerto de Cabo Pantoja frontera con el Ecuador, hasta el confluencia con el río Amazonas al norte del puerto de Iquitos, a la fecha no cuentan con un control oficial de la cantidad o tipos de embarcaciones que la transitan, solo un registro de operación en la cual no detalla itinerarios o precios del costo transporte de un punto a otro, ya sea de pasajeros o de carga,

tampoco información sobre pequeñas embarcaciones que transitan entre los pequeños centros poblados, o las embarcaciones provenientes de otros ríos que desembocan en el río Napo, como es el caso del río Curaray proveniente de población San Rafael que tiene como destino el puerto de Iquitos. (CSI. 2010)

A consecuencia de la ausencia de información oficial, en colaboración con personal de Acciona Microenergía Perú, se ha concentrado la recolección de datos específicos sobre embarcaciones en el puerto de Mazan, Tabla. 1, muestra las principales características del parque naviero, se toma como principal criterio la potencia que demanda el sistema de propulsión que consta principalmente de los motores, y en menor proporción la iluminación y aparatos auxiliares de navegación. El tamaño de las embarcaciones se definen por las dimensiones definidas en la tabla 1, en la que: eslora, se refiere a la longitud la embarcación, manga es el ancho medido en el centro de la embarcación y el puntal que es la altura medida en el centro de la eslora de la embarcación, es decir, la distancia vertical medida desde el plano hasta cubierta continúa más alta, sin embargo para la navegación es comúnmente utilizado el termino de calado que representa la parte sumergida de la embarcación.

Tabla 1. Caracterización de Embarcaciones Fluviales

Potencia	Alta	Media	Baja	Baja
Tipo de Embarcación	Motonave	Deslizador	CPP - A	CPP - B
Cantidad (u)	5	12	100	1500
Tipo de Combustible	Diésel	Gasolina	Gasolina	Gasolina
Potencia Motor (HP)	250 - 450	90 - 200	9,9 - 20	5,5
Potencia Motor (kW)	186 - 335	67 - 150	7,5 - 15	4,1
Peso [ton]	60 - 190	2 - 10	4	1
Eslora (m)	30 - 50	8 - 20	20	13
Manga (m)	6 - 7	2 - 2,5	2,5	1,8
Puntal (m)	1,5 - 1,8	0,7 - 1	0,8	0,8
Velocidad [m/s]	7,7	30 - 40	3,1	2,6

Las embarcaciones de gran tamaño, como la motonave, son las que tienen mayor capacidad de transporte, por sus dimensiones pueden llegar a recorrer toda la extensión del río Napo, haciendo paradas a demanda, para carga o descarga de pasajeros o carga, el tiempo de viaje puede variar entre 72 y 96 horas de ida, a baja velocidad, ya que debe superar los 2,5 (m/s) de velocidad media del río, en su recorrido a contracorriente, y de 58 a 72 horas la vuelta, con navegación continua, es decir, diurno y nocturno y si consideramos los tiempos de parada que son variables. Una embarcación para realizar todo el recorrido, puede requerir un tiempo de viaje de hasta 209 horas para completar un ciclo (ida y vuelta) que puede durar de 20 a 25 días, lo que dificulta de la provisión de combustible a lo largo del recorrido, además implica un alto coste de mantenimiento y operación que encarece los

costes al usuario final, ya que en algunas zonas el coste de combustible puede ser cuatro (4) veces más del coste real. (Revelations, 2017)

Las embarcaciones de menor tamaño, deslizadores, están destinadas principalmente al transporte de pasajeros de las empresas petroleras, o pobladores que deseen transportarse de forma rápida, pero a mayor costo, realizan recorridos a alta velocidad por ello requieren una mayor demanda de potencia, con un tiempo de navegación entre cuatro (4) y 15 horas por viaje, generalmente diurno.

Las embarcaciones pequeñas en forma de canoa llamadas comúnmente peque-peque, por el sonido que generan los motores fuera borda, simbolizados por las siglas CPP-A de menor potencia, y CPP-B las de mayor potencia, es el único medio de transporte para este sector carente de condiciones mínimas de vida, al no contar con servicios básicos como electrificación, sistemas de agua potable, alcantarillado, servicios de salud o educación, estas pequeñas embarcaciones son utilizadas a nivel familiar para el traslado a capitales de los centros poblados para el traslado niños a las escuelas, visita a centros de salud, abastecerse de productos alimentarios, o comercialización de productos de caza, pesca o excedentes de la producción agrícolas que son la única fuente de ingresos para los habitantes de esta región.

Al no contar con registros de operación de estas embarcaciones, se ha estimado la cantidad canoas que existen por datos obtenidos de la población de San Rafael, que con casi 500 habitantes, cuenta con 50 canoas, teniendo aproximadamente una canoa por cada 10 habitantes de la región, considerando que la cantidad puede ser mucho mayor he incluso el doble de lo estimado. Estas canoas de poco calado realizan viajes cortos entre poblaciones cercanas de no más de 100 kilómetros de distancia, por la modalidad de uso solo viajan de día, la potencia de propulsión es baja, tal que, en viajes en dirección de la corriente del río pueden prescindir del uso del motor y emplear el uso de remos, es la opción de transporte más asequible.

ES PROPUESTA: EMBARCACIONES FLUVIALES SOLARES

Una vez analizadas las características energéticas de las embarcaciones y tipo de servicios que realizan, se estudió el estado del arte de las embarcaciones solares existentes, tanto a nivel de prototipos y comerciales, se identificó que existen embarcaciones de navegación marina propulsadas con tecnología eléctrica, así como sistemas híbridos, en cuanto a la tecnologías disponible, se identificó que existen proveedores especializados en la comercialización de tecnología fotovoltaica, motores y sistemas de almacenamiento para botes marinos. Bajo esas premisas se propone instalar un sistema aislado de generación fotovoltaica, con sistemas acumulación de energía en baterías, regulado por sistemas de control de suministro. Para el diseño y dimensión los cálculos fueron realizados a través de métodos numéricos y posteriormente software de simulación especializado como el PVsyst.

Diseño y modelado

Para el estudio se seleccionó cuatro embarcaciones tipo: una motochata, un deslizador, y dos canoas peque-peque (CPP-A) y (CPP-B). Como punto de partida se analizó el régimen hidrológico propio del río que alcanza su mayor caudal en los meses de junio, julio y agosto, coincidiendo con las época de menor radiación, que toma como valor mínimo 4,5 y 6

(kWh/m²) como máximo respectivamente, con un valor medio de 5 (kWh/ m²), y una temperatura media anual de 24°C, que oscila entre 22 y 31°C.

Como paso siguiente se calcula la demanda energética se estimó con la sustitución de motores fuera de borda actualmente empleados, por motores eléctricos de alta eficiencia equivalentes a la potencia que actualmente utilizan.

Tabla 2. Condiciones de Operación y Demanda Energética

Nombre de la Embarcación	CPP-A	CPP-B	Deslizador	Motonave	Unidades
Número de pasajero a bordo	15	40	30	100	
Ruta de Navegación	Mazan - Iquitos	Iquitos - Santa Clotilde	Mazan - Santa Clotilde	Iquitos-Mazan-Santa Clotilde-Cabo Pantoja	
Distancia entre poblaciones	100	100	194	651	[km]
Capacidad de Carga	1.470	4.400	4.000	90.000	[kg]
Potencia del motor (HP)	5,50	9,90	90,00	250	[HP]
Potencia del motor equivalente (kW)	2,00	4,00	67,11	186,43	[kW]
Velocidad máxima de navegación	6,00	10,00	43,20	8,10	[nudos]
C	-	-	-	309	
Tiempo de navegación por día	6,00	6,00	5,00	8,00	[h/día]
Tiempo de navegación por viaje	2,00	3,00	10,00	168,00	[h/viaje]
Número de días de operación	313	313	104	336	[días/año]
Longitud recorrida	200,00	200,00	388,00	1.302,00	[km/viaje]
Horas de operación por año	1878,00	1878,00	520,00	31.319,40	[hora/año]
Energía necesaria por año	3756,00	7512,00	1.710.244,00	196.263,48	[kWh]

Para estimar la demanda energética bajo condiciones fijas de operación, Tabla. 2, Para embarcaciones de gran tamaño como la motonave, se introduce el coeficiente de Almirantazgo (C), constante adimensional que nos permite relacionar la potencia con la capacidad de carga, desplazamiento y velocidad de navegación, tiene un valor entre 264 a 350. Luego con las condiciones de operación, horas de navegación por día, y distancias recorridas, se estimó la demanda energética anual, de igual manera para el deslizador.

Para la canoa CPP-A se ha considerado un tiempo de navegación de seis (6) horas a lo largo del día ya que solo navegan con la luz del sol, considerando las horas de uso de una familia típica puede requerir el uso de su embarcación, para: llevar o recoger a los niños de la escuela, hacer un recorrido por abastecimiento a un centro poblado, viajes de pesca o casa, para una navegación continua de hasta seis (6) horas a pesar de que la distancia entre centros poblados es menor a 30 (km) y recordando que la navegación en sentido del río se hace sin el uso de motor. Para la canoa CPP-B, que cuenta con dimensiones mayores, se ha

supuesto la navegación para el transporte de pasajeros con su respectiva carga de hasta 30 (kg) por pasajero, para la ruta entre dos poblaciones principales, con navegación de hasta seis (6) horas continuas, y por seis (6) días a la semana para ambos casos.

Para el diseño preliminar se ha empleado un método numérico para calcular el área de captación y necesidad de almacenamiento para satisfacer la demanda energética, considerando la inclinación de los paneles, sabiendo que la ubicación es próxima a la línea del Ecuador, estos resultados, nos permiten identificar el tipo de tecnología para la selección definitiva de elementos de la instalación. (PFM)

Para el diseño y dimensionado definitivo se diseña y simula el sistema con el software especializado PVsyst, de acuerdo a las necesidades descritas anteriormente, para todos los casos se han tomados comportamientos estacionarios, se han simulado diferentes perfiles de consumo, es decir, desde funcionamiento por menos de una hora, hasta funcionamiento de seis (6) horas continuas, y considerando una autonomía de hasta dos días, coincidiendo las horas de generación y consumo. Finalmente con los resultados obtenidos de la simulación se procede a seleccionar la tecnología adecuada para satisfacer los requerimientos del sistema.

RESULTADOS

Para el sistema de generación se ha seleccionado paneles de alta eficiencia, especialmente diseñado para aplicación naval, flexibles, ligeros y adaptables a cualquier tipo de cubierta, regulados por un sistema de control, a un banco de baterías de ion-litio, Tabla 3. Podemos ver que con la tecnología disponible se puede llegar a cubrir la demanda energética en su totalidad para CPP-A, sin embargo, para CPP-B, tomemos en cuenta que la energía puede ser gestionada, disminuyendo la velocidad de navegación, para cubrir la demanda energética en su totalidad, o en su defecto, incrementar el banco de baterías, que incrementaría el coste del sistema.

Tabla 3. Dimensiones del Sistema

Generador fotovoltaico	CPP - A	CPP - B	Deslizador	Motonave	Unidades
Área requerida	24,75	54	39	420	[m ²]
Número de paneles FV SP 130	33	72	52	560	[u]
Potencia instalada	4290	9360	6760	72800	[kW]
Baterías	32	30	45	1659	[u]
Energía necesaria por año	3756	7512	17102,44	196263,48	[kWh]
Energía generada por el sistema FV	3760	7340	8450	9380	[kWh]
Porcentaje de cobertura de demanda	100%	98%	50%	34%	
Inversión	83.500	217.000	-	-	[Euros]

Para las embarcaciones de mayor tamaño, se ha obtenido que se puede alcanzar a cubrir hasta un 50 % de la demanda energética con paneles fotovoltaicos instalados en cubierta, factor limitante, por el área disponible proporcional a la demanda, para lo cual se deberán analizar sistemas híbridos, para incrementar el almacenamiento y generación de energía.

El monto aproximado de inversión ha tomado en cuenta desde el sistema de propulsión, es decir motor, paneles fotovoltaicos y accesorios necesarios, regulador y controlador, baterías, estructura de soporte, y costos de instalación eléctrica. Según análisis de rentabilidad realizado para la opción optima seleccionada, no solo a nivel técnico, si no también económico, nos permite amortizar la inversión en su totalidad, comparado con los costes de combustible fósil y operaciones de mantenimiento entre otros.

Según informes locales el 40% de las emisiones de CO₂ en el Perú provienen del sector de transporte, en la tabla 4. se analiza el impacto ambiental de sustituir sistemas de transporte limpios por el uso de combustibles fósiles, además de evitar contaminación por derrames en agua y suelo, contaminación acústica y principalmente reducir la emisión de gases de efecto invernadero, disminuir costes de transporte y mejorar la seguridad en la navegación al prescindir del uso de combustibles fósiles que son altamente inflamables.

Tabla 4. Emisiones Evitadas de CO₂ por Año

	Cantidad	Tipo de combustible	Galón/hora	L/Galón	horas	kg CO ₂ /L	Kg CO ₂ /año	Ton CO ₂ /año	Porcentaje
Embarcación CPP - A	1500	Gasolina	0,70	3,80	1872,00	2,32	11552,49	17328,73	75%
Embarcación CPP - B	100	Gasolina	1,81	3,80	1872,00	2,32	29871,43	2987,14	13%
Deslizador	12	Gasolina	15,00	3,80	520,00	2,32	68764,80	825,18	4%
Motonave	5	Diésel	20,00	3,80	2016,00	2,47	378443,52	1892,22	8%
Total								23033,27	100%

La puesta en marcha del proyecto además de evitar la generación de más de 23.000 toneladas de CO₂ al año, mejorara el sistema de transporte fluvial presidiendo de la construcción de caminos o carreteras que deforestan miles de hectáreas de bosques al año, y principalmente mejorara las condiciones de vida de las poblaciones que habitan la Amazonia, facilitando el acceso digno a educación, salud e inclusión social.

CONCLUSIONES

Se ha demostrado que la incorporación de energías renovables es técnica y económicamente viable, bajo condiciones de navegación definidas, ya que el recurso solar es altamente favorable, sin embargo, se debe recalcar que aún se puede mejorar estos sistemas de generación, para grandes y pequeñas embarcaciones analizando sistemas de generación híbrida o distribuida, aprovechar excedentes para la generación de energía eléctrica para hogares.

REFERENCIAS

- Carreira, Gonzales y Sandoval. 2010. Diseño y estudio de viabilidad de un barco híbrido eólico-solar
- Corporación Andina de Fomento. Los ríos nos unen Integración fluvial suramericana. 1998.
- CSI Ingenieros.2010.Estudio binacional de navegabilidad del río Napo (Ecuador - Perú). Volumen 1-5.
- Dirección general de transporte acuático de Perú. 2000. Transporte fluvial y vías navegables en el Perú.
- Ministerio de Transportes y Comunicaciones. 2017. Consulta de estado de las empresas de transporte acuático.
- Proyecto red de hidro vías Amazónicas.2017. Mejoramiento de la navegabilidad del río Napo (tramo Perú)
- PFM Proyecto fin de máster: Estudio del potencial de las embarcaciones solares en la amazonia, caso de estudio río Napo.
- Revelations- Blog Nomad. 550 hours on Amazon river: Brazil, Peru & Ecuador by boat. 2017.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

RECURSO SOLAR

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

VALPO SOLAR, MAPEO SOLAR DE CIUDADES
Serrano Rodríguez Pedro
Departamento de Arquitectura Universidad Técnica Federico Santa María
Valparaíso, Chile, pedro.serrano@usm.cl

RESUMEN

En las ciudades como Valparaíso, Chile, y otras con topografías escarpadas, el comportamiento de la radiación solar se ve afectado por factores en la escala urbana. VALPOSOLAR ha sido un Proyecto Regional de Innovación Competitiva, que permitió establecer una red neuronal, inalámbrica y distribuida de estaciones para medición de datos meteorológicos con vistas a desarrollar mapas mensuales y anuales de radiación solar y vientos en los techos de la ciudad. En paralelo se capacitaron 200 microempresarios en el estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas “on” y “off grid”. 10 estaciones funcionando durante un año demostraron que la hipótesis era válida, lo que incluye la variación de los vientos superficiales, dato indispensable para la contención de incendios en una ciudad como Valparaíso.

PALABRAS CLAVE: Radiación Solar, Urbano, Red Neuronal, Eólico

ABSTRACT

In cities such as Valparaíso, Chile, and others with steep topographies, the behavior of solar radiation is affected by factors on the urban scale. VALPOSOLAR has been a Regional Project of Competitive Innovation, which allowed the establishment of a neural, wireless and distributed network of stations for the measurement of meteorological data in order to develop monthly and annual maps of solar radiation and winds on the roofs of the city. At the same time, 200 microentrepreneurs were trained in the economic viability study of photovoltaic installations on and off grid. 10 stations operating during a year showed that the hypothesis was valid, which includes the variation of surface winds, an indispensable data for the containment of fires in a city like Valparaíso.

KEYWORDS: Solar Radiation, Urban, Neural Network, Eolic

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo comparte la metodología, tecnología y resultados, de un proyecto de investigación tecnológica desarrollado por el equipo de la Unidad de Arquitectura Extrema del Departamento de Arquitectura, de la Universidad Técnica Federico Santa María Carrera en la ciudad de Valparaíso, Chile.

Los fondos fueron concursados y ganados en el Fondo de Innovación Competitiva del Gobierno Regional de Valparaíso, FIC-R. El equipo de trabajo estuvo compuesto por ingenieros, arquitectos, estudiantes y el concurso de 2 spin off de la Universidad, ambas empresas trabajando en el ámbito de las energías renovables.

El proceso consistió en instalar 10 estaciones autónomas, de conexión inalámbrica, conectadas entre si y con un computador central. En esquema neuronal como aparece en (De La Fuente M.J. Cano T. 1999) relativo a redes de neuronas en supervisión, diagnóstico y control de procesos. Cada estación con capacidad para medir y transmitir numéricamente, radiación solar en el plano horizontal, velocidad y dirección de viento, temperatura y humedad. Cada estación ubicada en el centro de cada uno de los 10 sectores en que se divide geográficamente la comuna de Valparaíso. De modo paralelo, se ubicaron los colegios, centros de salud y microempresarios en torno a cada estación, se seleccionaron 200 posibles usuarios de la información, con vistas a capacitarlos en el uso de la información del sistema, para establecer participativamente la viabilidad económica de la instalación de sistemas fotovoltaicos comerciales en sus respectivas unidades de educación, salud o emprendimientos productivos. Se obtuvieron mapas de radiación y vientos superficiales a nivel de techumbres para 12 meses y el año en la ciudad de Valparaíso, a la vez que se entregaron carpetas de proyectos fotovoltaicos posibles para los colegios, postas de salud y microempresas que siguieron las capacitaciones.

El trabajo de levantar las posibilidades reales de cada usuario se realizó con el apoyo de empresas en ERNC, que son spin off de nuestros propios estudiantes de ingeniería.

La hipótesis inicial de la investigación fue la siguiente: que el ambiente urbano y la topografía de la ciudad con sus microclimas, afectaban la radiación solar incidente en los techos de posibles usuarios fotovoltaicos. Valparaíso, 33°S, se desarrolla en una cuenca orientada al Norte y se empina de los 0 metros a nivel del mar hasta los 400 msn en menos de 4 kilómetros. Esta topografía abrupta, sumada a la presencia del mar, las baguadas y nubosidades costeras, marcan ciertos microclimas, variables cada día, dentro de la propia ciudad y con ello se verifica que los antiguos datos, con una sola estación de medición por ciudad o las interpolaciones de las plataformas solares usuales que se encuentran en internet como el Explorador Solar UCH (1), o en (Álvarez J. Mitasoya H. Lee Hallen H., 2011) no entregan la información más precisa para apoyar una evaluación concreta de la viabilidad de un habitante, un microempresario o una entidad pública, como un colegio o una instalación de salud, para desarrollar sobre su techo una instalación fotovoltaica autónoma o conectada a red, que se valide económicamente.

Chile en particular no tiene subsidios o aportes en especial para la utilización de Energías Renovables No Convencionales. Las ERNC deben competir en el mercado energético convencional en igualdad de condiciones que las fuentes convencionales. Por fortuna, los costos de los equipamientos fotovoltaicos han llegado a competir de igual a igual con los

precios de las redes con fuentes convencionales y el equilibrio financiero de estas opciones puede resultar viable para habitantes y empresarios locales de pocos recursos.

LAS ESTACIONES DE MEDICIÓN

Fig 1) Estación autónoma empresa pineal.cl, filial philnet.



Panel solar monocristalino
20Ah, batería ciclo profundo
10 Ah.

Sensores:

- *Anemómetro
- *Temperatura ambiente
- *Higrometro
- *Pireliometro

Conexiones:

- * Data logger
- * Conexión telefonía celular

Cada una de estas estaciones puede mantenerse hasta un año de modo autónomo, recogiendo datos y transmitiéndolos en paquetes de información, por la vía de una red celular convencional urbana.

Un computador recibe los paquetes de información, la interconexión es de tipo neuronal,(De La Fuente M.J. Cano T. 1999) y los coloca en planillas mensuales para la posterior evaluación y mapeo. La transmisión de bloques se hace cada 5 segundos desde las 10 estaciones (estaciones philnet, 2015).

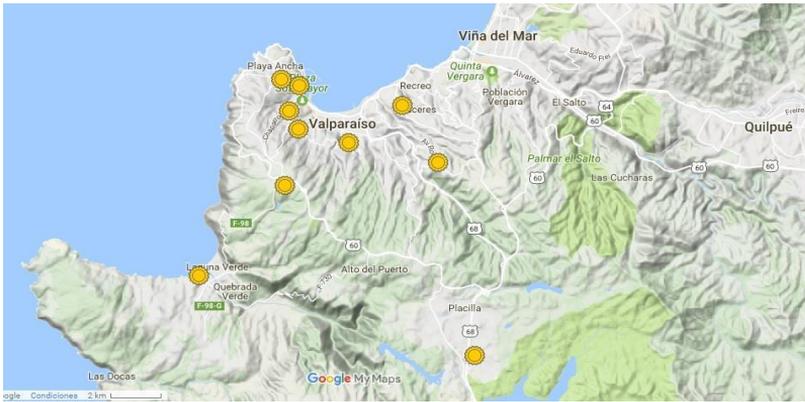
Con la clave adecuada, es posible recibir en tiempo real la información acumulada durante el día de modo gráfico. Para una evaluación solar técnicamente válida, se requieren los datos de un año y el proyecto Valposolar los vierte en mapas de promedios mensuales, según las zonas donde se ubican las estaciones

PRODUCTOS

1. Red neuronal de medición de radiación solar y viento.

Ubicada en las zonas del PLADECO, Plan de Desarrollo Comunal de la comuna de Valparaíso (Zona Urbana), que divide el territorio geográficamente según sus antiguos centros de salud. La red instalada está compuesta por 10 estaciones solarmente autónomas, conectadas de manera sincrónica con coordinación inteligente, capaces de medir y registrar en tiempo real: la radiación solar, la velocidad y dirección del viento y la temperatura local. Se logró el registro cada cinco minutos todo el año de estas variables en los 10 puntos, lo que nunca antes se había hecho en Valparaíso (fotos disponibles en página web, www.valposolar.usm.cl).

Fig 2 Mapa de Ubicación Estaciones



2. Red de Usuarios y Plataforma web

La red de usuarios incluye a los microempresarios en torno a las estaciones, los colegios públicos de cada cuadrante del PLADECO y las postas de salud de los mismos, está red se mantendrá activa con 4 años de continuidad(2017, 2018, 2019, 2020), además usando los medios disponibles en Internet, se estableció una “*Fan Page*” en *Facebook*, un Canal de *Youtube* con videos formativos e informativos, y un video de difusión animado producido por FIC-R VALPOSOLAR. La interacción generada entre la plataforma web y redes sociales constituyen el soporte de la Red de usuarios (más de 250) entre microempresarios y entidades públicas como consultorios y colegios. En la red están también los “socios cooperantes”, que son aquellos, públicos o privados, que permitieron por más de un año, la ubicación de las estaciones de medición en sus respectivos techos.

Fig. 3 productos en Internet



Video promocional



Página WEB



Canal You Tube



Facebook

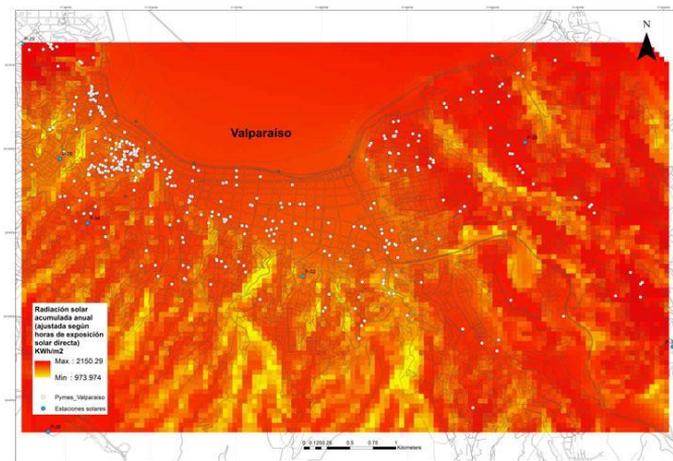
3.- 256 encuestas entre micro y PYMES de Valparaíso

Se tomaron encuestas en torno a las estaciones de medición, todas geo-referenciadas y contenidas en una base de datos, con metros cuadrados de techo disponibles en orientaciones viables, además de dirección y contacto. Un equipo de jóvenes encuestadores (9) recorrió cada entorno de las estaciones levantando la información de los potenciales usuarios solares.

4. 20 Mapas solares

Elaborados con la data eólico solar desde la red de estaciones. Se elaboraron con metodología geoestadística los primeros mapas solares mensuales de la comuna de Valparaíso. Se encuentran en la página web y son históricamente los primeros de su tipo en la zona.

Fig. 4



MAPA 01. Radiación acumulada Anual ponderada por horas exposición (en puntos blancos las microempresas e instituciones públicas encuestadas)

5. Data completa de radiación solar y viento

(dirección e intensidad) cada 5 minutos durante 12 meses. Toda esta data corresponde a mediciones numéricas de energía solar, viento y dirección, temperatura, de las 10 estaciones durante un año calendario. Esta información permitirá muchas otras iniciativas,

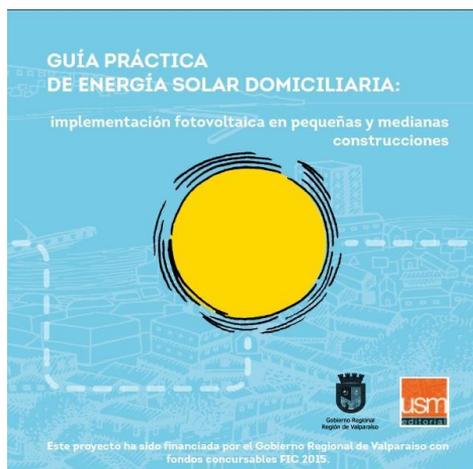
más allá de la generación energética en la comuna, por ejemplo su utilidad para los cuerpos de Bomberos de Valparaíso.

Valparaíso ha sido azotado por mega incendios urbanos (300 viviendas calcinadas) en eventos donde acontecen simultáneamente temperaturas sobre los 30 °C, humedades relativas bajo el 30% y vientos sobre 30 nudos. (30/30/30). Para los bomberos de la ciudad, su central, disponer de esta data en tiempo real permite prevenir y anticipar incendios en la ciudad y sus cerros, esta ha sido una contribución interesante del proyecto

6. 400 ejemplares impresos de la “Guía Práctica Solar”.

además ésta se puede leer en la página web o descargar libremente por potenciales usuarios. Además se generó un volante informativo del proyecto con la referencia a la página web, sitio donde se almacena y se orienta a los interesados en las prácticas solares.

Fig 5 Portada guía práctica para los usuarios



Guía Práctica Solar Domiciliaria y volante informativo (disponible para descarga en la página web)

7. CalculadoraSolar

De elaboración propia y con formato “*opensource*” y descargable desde la página web. Esta iniciativa también es única e innovadora para la región, permite a cada usuario con los simples datos de su cuenta de energía eléctrica, estudiar la pre factibilidad de sus propias decisiones en el tema solar fotovoltaico.

8. Proyecto Piloto,

Demostrativo de una instalación solar fotovoltaica autónoma, en Comedor social La Matriz y Población Obrera. Ambas locaciones corresponden a la parte histórica fundacional de Valparaíso en el caso de la Matriz y como población emblemática porteña, en el caso de la Población Obrera.

9. Donación a Cuerpo de Bomberos, Comandancia,

De una estación meteorológica para la medición de viento (dirección e intensidad), presión barométrica, humedad relativa y temperatura exterior e interior. El comendante podrá ver en su escritorio y en tiempo real, las situación meteorológica con avisos especiales para la temperatura, humedad y viento que son peligrosos en Valparaíso.

10. Talleres de capacitación

En las instalaciones solares fotovoltaicas para microempresarios y PYMES realizados en la Universidad Santa María en Noviembre 2016, que genera una red de interesados en el recambio a energía eléctrica solar. Ambos con certificación FICVALPOSOLAR.

11. Instalación por dos años de **cuatro estaciones meteorológicas** autónomas en cuatro puntos estratégicos de Valparaíso para darle continuidad al proyecto en Cerro Placeres, Placilla, Playa Ancha y Cerro El Litre de Valparaíso (fotos en punto 1). Son marca Spectrum® modelo WatchDog®, con sensores de radiación, humedad relativa, Temperatura, pluviómetro, dirección e intensidad del viento.

12. estudios de pre factibilidades solar fotovoltaica

Para las diez ubicaciones de las estaciones meteorológicas utilizadas para la medición, que consta de una descripción del proyecto, evaluación de rendimiento de la planta fotovoltaica con software “*solargis*” y cálculo del costo realizado por la empresa Ecoenergía.

Se trabajó con las empresas **SUNPLICITY, ECOENERGÍA, y PHINEAL**, las dos últimas son empresas tipo “*spin off*” de la UTFSM, que trabajan hoy en el mercado solar Chileno.

CONCLUSIONES

Luego de un año de trabajo con la comunidad, estableciendo la red de medición, levantando los futuros usuarios de interés social del proyecto se logró establecer la verdad de la hipótesis primaria de la investigación, que en una ciudad de geografía variable y abrupta la radiación solar cambia a la misma hora del mismo día, de un modo que influye en los cálculos, que debe hacer el usuario posible futuro, para determinar respaldo a su decisión de colocar o no un sistema fotovoltaico ya sea conectado red o independiente de la misma.

La información y cálculos recabados con la planilla de cálculos solares permiten además, justificar solicitudes de créditos bancarios y apostar por una recuperación de inversiones en los plazas que cada usuario determine. Esto en un país sin subsidios para las ERNC.

Por su parte la información de temperaturas y vientos en tiempo real corresponde a una ayuda para el cuerpo de Bomberos de la ciudad ante las eventualidades de incendios, incluso durante el mismo evento, cuando cambian los vientos y sus intensidades.

Esta metodología e instrumentación de trabajo se puede aplicar a cualquier ciudad que lo requiera. Disponer de gráficas concretas de la oferta solar en techos y la ocurrencia de vientos superficiales que también se alejan de los pronósticos de los vientos regionales.

Referencias.

Explorador Solar U de Chile, <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

Álvarez J. Mitasoya H. Lee Hallen H., Estimating Monthly Solar Radiation in South Central Chile, Chilean Journal of Agricultural Research 71(4) october-december 2011

De La Fuente M.J. Cano T. 1999, Aplicaciones de las redes de neuronas en supervisión, diagnóstico y control de procesos, Equinoccio, CYTED CONICIT, Ediciones U. Simón Bolívar, Venezuela

Páginas Web: www.phineal.com www.valposolar.usm.cl

Canal Youtube Valposolar: https://www.youtube.com/watch?v=OOOcsxyDu_k

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ESTIMACIÓN DE RECURSO SOLAR A LARGO PLAZO PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS SOLARES

Fernández-Peruchena C.M.*, Bernardos A.M., Gastón M., Gonzalez R.

Departamento de Energía Solar Térmica, Centro Nacional de Energías Renovables
(CENER), C/ Isaac Newton, 4, Sevilla. 41092, España

* cfernandez@cener.com

RESUMEN

En este trabajo se evalúa la precisión de series modeladas de irradiancia solar, su adaptación a emplazamientos concretos y su comportamiento a largo plazo. Los resultados obtenidos muestran una mayor precisión en el modelado de la componente global horizontal de la radiación solar (GHI) respecto a la componente directa normal (DNI). La adaptación de los modelos a partir de 1 año de registros por medio de técnicas de regresión lineales y de aprendizaje estadístico mejora de forma significativa su precisión (especialmente, la adaptación de DNI por aprendizaje estadístico). Respecto al largo plazo, los resultados de este trabajo sugieren el uso de distribuciones probabilísticas paramétricas (distribución Normal y Weibull para GHI y DNI, respectivamente) para la evaluación precisa de los escenarios de probabilidad de excedencia de series anuales de irradiación.

PALABRAS CLAVE: Recurso Solar, Largo Plazo, Adaptación, Aprendizaje Estadístico

ABSTRACT

This work evaluates the accuracy of modeled solar irradiance series, their adaptation to specific sites and their long-term behavior. The results found show a greater accuracy in the modeling of the global horizontal component of the solar radiation (GHI) with respect to the direct normal component (DNI). The local adaptation of the modeled series from 1 year of ground measurements by means of linear regression and statistical learning techniques significantly improves their accuracy (especially, the adaptation of DNI for statistical learning). Regarding the long term, the results of this work suggest the use of parametric probability distributions (Normal and Weibull distribution for GHI and DNI, respectively) for the precise evaluation of the probability of exceedance scenarios of annual irradiation series.

KEYWORDS: Solar Resource, Long Term, Adaptation, Statistical Learning

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de fuentes libres de carbono para satisfacer la demanda de energía eléctrica, transporte o calentamiento, la energía solar destaca como el recurso más abundante en la tierra. Aprovechar esta energía supone tanto un desafío como una oportunidad para lograr un suministro de energía libre de carbono para fines de este siglo. Los sistemas de concentración de energía solar, de calor y frío solar, y los fotovoltaicos son las principales aplicaciones de energía que utilizan la luz solar. Estos sistemas de energía hacen uso de diferentes componentes de la radiación solar, y sus tecnologías asociadas imponen diferentes requisitos de emplazamiento y capacidades de producción (Sengupta et al. 2017).

El diseño y la optimización de sistemas energéticos solares requieren de un conocimiento preciso del recurso solar disponible, así como su variabilidad en el tiempo. En particular, la variabilidad del recurso solar a corto plazo es necesaria para que las tecnologías de suministro y almacenamiento puedan optimizarse. Por otra parte, la variabilidad del recurso solar largo plazo juega un papel clave en la descripción estadística del futuro rendimiento de la planta, e influye tanto en sus condiciones de financiación como en su limitación de riesgos (Fernández-Peruchena *In Press*). En este trabajo se evalúa la precisión de bases de datos modeladas de irradiancia solar a partir de los correspondientes registros coincidentes validados a escala horaria. Asimismo, dichos modelos son adaptados localmente por medio de distintas técnicas a partir de 1 año de registros terrestres de calidad contrastada. Por último, se realiza un estudio de la variabilidad interanual de la irradiación solar anual, así como de su caracterización.

DATOS Y METODOLOGÍA

Registros de radiación solar

Para la elaboración de este trabajo se ha hecho uso de una amplia base de datos que contiene estaciones meteorológicas pertenecientes a distintas latitudes y zonas climáticas (Tabla 1).

Tabla 1. Estaciones radiométricas usadas en este trabajo

Estación (código)	Red	Localización	Altitud (m)	Clima	Periodo
Carpentras (CAR)	BSRN	44.08° N, 5.06° E	100	Mediterráneo	2004-2013
Burns (BRN)	SRML	43.52° N, 119.02° W	1265	Semiárido frío	1980-2017
Sede Boquer (SBO)	BSRN	30.86° N, 34.78° E	500	Desértico	2006-2011
Tamanraset (TAM)	BSRN	22.79° N, 5.53° E	1385	Desértico	2007-2015
Toravere (TOR)	BSRN	58.25° N, 26.46° E	70	Continental	2007-2013

Las estaciones seleccionadas pertenecen a las redes radiométricas *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) y *Solar Radiation Monitoring Laboratory* (SRML). La BSRN es un proyecto amparado por el *World Climate Research Programme* (WCRP). La SRML es una red radiométrica regional del Noroeste del Pacífico de EEUU promovida y mantenida por la *University of Oregon*. Ambas redes radiométricas imponen altos estándares de calidad, tanto en instrumentación como en mantenimiento. En este trabajo se ha hecho uso de series de irradiación solar global horizontal (GHI) y de irradiación solar directa normal (DNI). La GHI ha sido registrada por piranómetros Eppley PSP en las

estaciones de Burns (BRN), Sede Boquer (SBO) y Tamanrasset (TAM), y por Kipp & Zonen CM21 en las estaciones de Carpentras (CAR) y Toravere (TOR). La DNI ha sido registrada por pirheliómetros Eppley NIP en las estaciones de BRN, SBO, TAM y TOR, y por un Kipp & Zonen CH1 en la estación de CAR. La calidad de dichos datos registrados ha sido validada tanto visualmente como por procedimientos automáticos estandarizados (Ohmura et al. 1998).

Modelado y adaptación local

Se han usado series de irradiancia solar modeladas a partir de imágenes del satélite Meteosat en las estaciones de CAR, SBO, TAM y TOR, procedentes de la base de datos *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (CAMS). Dichas series han sido ajustadas localmente a partir de un único año coincidente entre registros y modelos (2013 para CAR y TOR, 2011 para SBO y 2015 para TAM), lo cual es una situación habitual en estudios de recurso solar. En este trabajo se hace uso tanto de técnicas de regresión clásicas (adaptación lineal) como técnicas recientes basadas en aprendizaje estadístico (*Random Forest*), que son aplicadas usando el Software R (versión 3.4.3).

Dichas técnicas de adaptación han sido aplicadas haciendo uso de distintos conjuntos de variables explicativas, clasificadas en: irradiancia solar (GHI modelada, DNI modelada, irradiancia solar extraterrestre); geometría solar (elevación solar, declinación); turbiedad atmosférica (espesor óptico de aerosoles). Además, se han generado distintos modelos de regresión basados en *Random Forest* para distintos tipos de días, clasificados según su índice de claridad diario (relación entre los valores diarios acumulados de GHI e irradiancia extraterrestre horizontal). El emplazamiento de BRN se ha empleado para el estudio del recurso solar a largo plazo.

Indicadores estadísticos

La comparación de series registradas y modeladas se ha llevado a cabo por medio de indicadores estadísticos de: dispersión (sesgo, error medio absoluto o MAD, y desviación cuadrática media, RMSD); similitud de distribuciones (Kolomogorov-Smirnoff integrado, KSI, y OVER); desempeño general (índice de rendimiento combinado, CPI), que combina tanto índices de dispersión como de similitud de distribuciones. Para una descripción detallada de estos indicadores, el lector es referido a un reciente trabajo de revisión elaborado por Gueymard (Gueymard 2014).

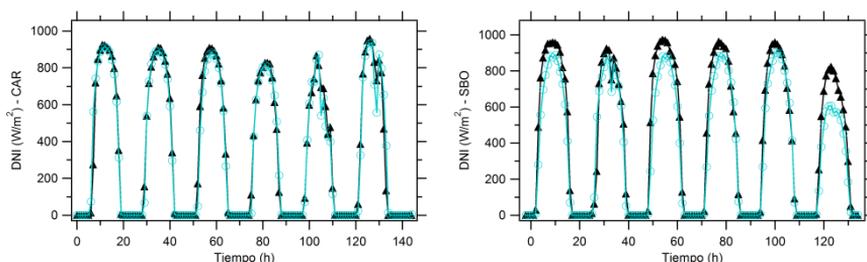
RESULTADOS

Datos registrados

En los emplazamientos analizados se ha encontrado una variabilidad interanual de GHI de hasta el 9% y de DNI de hasta el 29%. Asimismo, se ha encontrado una dependencia de dicha variabilidad respecto al promedio anual del índice de claridad (ratio entre la GHI anual media en el emplazamiento y la correspondiente irradiancia solar extraterrestre anual sobre plano horizontal). Este resultado hace recomendable el uso de series de irradiancia solar de larga duración para una correcta estimación del recurso solar a largo plazo. No obstante, dada la escasa disponibilidad de dichos registros (en particular, en emplazamientos donde se planea instalar una planta solar), es recomendable el uso de series de irradiancia solar modeladas a partir de imágenes de satélite y bases de datos climáticas para llevar a cabo dicha estimación.

Datos modelados

La Fig. 1 muestra datos registrados de DNI (línea negra con marcadores triangulares), junto a los correspondientes datos modelados (línea verde con marcadores circulares), para los emplazamientos de CAR (izquierda) y SBO (derecha). En el emplazamiento de CAR se aprecia una adecuada estimación de los perfiles diarios de DNI, en particular de sus valores más altos. Por el contrario, en el emplazamiento de SBO se aprecia una subestimación sistemática de la DNI, significativa en sus valores más altos. Este hecho se puede atribuir al efecto de los aerosoles: tanto en la dificultad de su modelado, como de la cuantificación de su efecto en modelos de cielo claro.



Fi. 1. Datos registrados (línea negra, marcadores triangulares) y modelados (línea verde, marcadores circulares) en CAR para el periodo del 20 al 25 de junio de 2009 (izquierda) y en SBO para el periodo del 8 al 13 de abril de 2011 (derecha).

La Tabla 2 muestra la comparación de las series de irradiancia solar modeladas con registros coincidentes y validados. La comparación entre dichas series de irradiancia solar, modeladas y registradas, indica una menor precisión para series modeladas de DNI que para las de GHI, así como una dependencia de dichos resultados en función de la zona climática.

Tabla 2. Comparación a escala horaria entre registros y modelos de irradiancia solar.

Comparación entre GHI registrada y modelada								
	Dispersión				Similitud		General	
	Sesgo		MAD	RMSD		KSI	OVER	CPI
	W/m ²	%	%	W/m ²	%	%	%	%
CAR	2.4	0.6	8.6	56.5	14.1	35.6	1.4	16.3
SBO	-20.5	-3.9	7.8	67.7	12.9	70.8	7.1	25.9
TAM	-24.1	-4.4	8.9	75.4	13.7	76.5	16.7	30.2
TOR	4.3	1.7	19.0	72.0	28.4	57.5	11.8	31.5
Comparación entre DNI registrada y modelada								
	Dispersión				Similitud		General	
	Sesgo		MAD	RMSD		KSI	OVER	CPI
	W/m ²	%	%	W/m ²	%	%	%	%
CAR	-5.2	-1.1	17.6	116.2	24.6	154.8	68.9	68.2
SBO	-90.4	-15.2	22.5	185.9	31.3	329.6	240.4	158.1
TAM	13.0	2.3	20.6	163.8	29.4	158.6	72.8	72.6
TOR	-26.6	-10.0	38.9	155.1	58.1	218.5	133.7	117.1

Los modelos de irradiancia solar para emplazamientos situados en climas desérticos pueden mostrar sesgos altos debido a sus imprecisiones en situaciones de cielo claro, aunque la

desviación cuadrática media suele ser superior en climas Continentales. Este hecho se debe a que el efecto de las nubes en la radiación solar, el principal atenuante atmosférico, puede darse a alta frecuencia (desde minutos) mientras que el efecto de los aerosoles es de menor intensidad y del orden de horas (y por tanto su dinámica temporal es más fácil de seguir).

Los modelos de GHI reproducen con precisión ($KSI < 100\%$) la distribución de probabilidad registrada a escala horaria en todos los emplazamientos analizados. Por el contrario, los modelos de DNI reproducen con poca precisión ($KSI > 100\%$) la distribución de probabilidad registrada a escala horaria, siendo sus resultados muy distintos según la zona climática analizada. Cabe destacar que dicha distribución tiene impacto en la producción de sistemas solares de concentración, debido a la necesidad de desenfoque de los sistemas ópticos cuando se sobrepasa el umbral de energía admisible por el sistema.

Adaptación local

Los resultados encontrados en series de irradiancia solar modeladas (sesgos de hasta un 4.2% en GHI, y un 15.2% en DNI, así como valores de $KSI > 100\%$ para DNI) sugieren el empleo de técnicas de adaptación local con registros terrestres validados para una adecuada evaluación del recurso solar y su variabilidad interanual.

La Fig. 2 muestra a modo de ejemplo gráficos de dispersión entre irradiancia medida, modelada y ajustada localmente. En la gráfica izquierda se muestra dicha dispersión para la GHI, tanto modelada (cruces rojas) como ajustada linealmente (puntos azules) para TAM, donde se aprecia una notable reducción de la dispersión. En la gráfica derecha se muestra dicha dispersión para la DNI, tanto modelada (cruces rojas) como ajustada por *Random Forest* (puntos verdes). En este caso existe una marcada dispersión entre el modelo inicial y los registros, con valores modelados mayoritariamente inferiores. La adaptación local por *Random Forest* reduce considerablemente dicha dispersión.

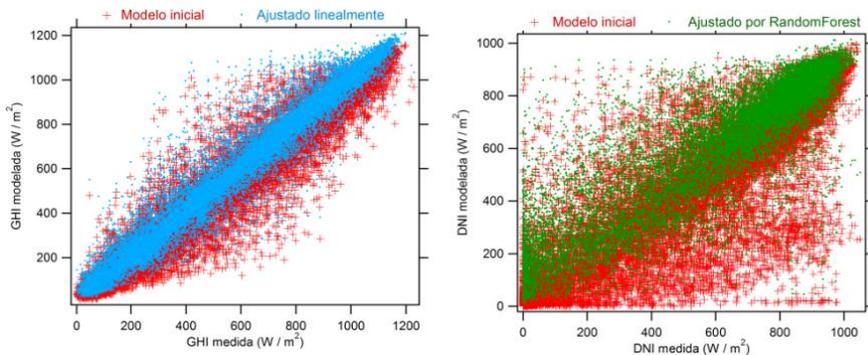


Fig. 2. Dispersión entre GHI modelada, ajustada linealmente y registrada (izquierda), así como DNI modelada, ajustada por *Random Forest* y registrada (derecha).

La Fig. 3 muestra los indicadores estadísticos obtenidos por la comparación de series de GHI horarias registradas con las correspondientes series modeladas y adaptadas localmente. En este caso, los sesgos encontrados a partir del modelo de irradiancia (~4% en los emplazamientos de SBO y TAM) son reducidos por medio de la adaptación local por

debajo del 3% y del 2%, para los procedimientos lineal y basado en *Random Forest*, respectivamente. No obstante, los otros indicadores de dispersión analizados (MAD y RMSD) son similares en promedio tanto en el modelo de irradiancia (11% y 17%, respectivamente) como en la adaptación lineal (10% y 16%, respectivamente) y en la basada en *Random Forest* (10% y 17%, respectivamente). Por el contrario, la adaptación local conlleva una mejora en la reproducción de las distribuciones de series de GHI registradas, que se traduce en una reducción de los parámetros KSI (desde un 60% en el modelo de irradiancia, a un 40% y un 42% para las adaptaciones lineales y basadas en *Random Forest*) y OVER (desde un 9% en el modelo de irradiancia, a un 5% para ambas adaptaciones).

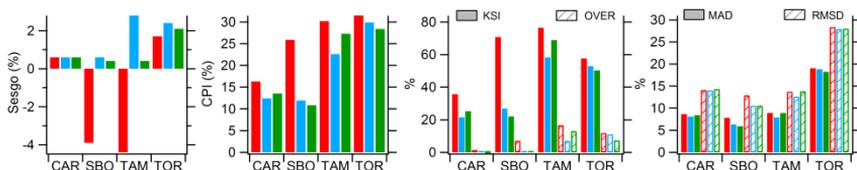


Fig. 3. Indicadores estadísticos de la comparación de series horarias de GHI registradas y: modeladas (rojo); ajustadas linealmente (azul); ajustadas por *Random Forest* (verde).

Los indicadores estadísticos obtenidos por la comparación de series de DNI horarias registradas con las correspondientes series modeladas y adaptadas localmente se muestran en la Fig. 4. Dichos indicadores muestran que el modelado de DNI es menos preciso que el de GHI, lo cual puede ser debido a su mayor dependencia frente a nubosidad y aerosoles. En particular, los sesgos encontrados en el modelo inicial de DNI (en promedio, 6% llegando hasta el 15%) se reducen de forma drástica aplicando las técnicas de adaptación local, tanto basadas en regresión lineal (~2%) como de aprendizaje estadístico (~0%).

Los demás indicadores de dispersión analizados mejoran ligeramente con la adaptación local, especialmente con la técnica *Random Forest* (que reduce en un 11% y un 3% el MAD y el RMSD, respectivamente, frente a la correspondiente reducción en 9% y 2% que produce la adaptación lineal). Asimismo, cabe destacar que el procedimiento de adaptación local conlleva una marcada mejora en la reproducción de las distribuciones de series de DNI registradas: tanto el KSI del modelo de irradiancia (215%) como el OVER (129%) se reducen con la adaptación lineal (156% y 80%, respectivamente), y de forma más marcada aún con la adaptación basada en *Random Forest* (127% y 56%, respectivamente).

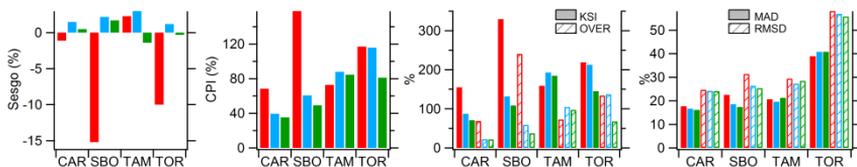


Fig. 4. Indicadores estadísticos de la comparación de series horarias de DNI registradas y: modeladas (rojo); ajustadas linealmente (azul); ajustadas por *Random Forest* (verde).

Largo plazo

La Fig. 5 (izquierda) muestra las series anuales de GHI y DNI en BRN para el periodo 1980-2017. En dicha figura destaca la presencia de bajadas de DNI anual mucho más marcadas que las correspondientes de GHI a principios de los 80 (erupción volcánica de El Chinchón, marzo de 1982) y de los 90 (erupción volcánica del Monte Pinatubo, junio de 1991). Este hecho refleja la mayor dependencia de la DNI que de la GHI respecto a la turbiedad atmosférica, que da lugar a la mayor variabilidad inter-anual de la DNI y a distribuciones anuales de DNI con mayor asimetría.

La Fig. 5 (derecha) muestra las distribuciones empíricas de probabilidad acumuladas (ECDF) de GHI y DNI, así como sus probabilidades de excedencia del 10% (P10), del 50% (P50) y del 90% (P90) (líneas verticales punteadas). En esta figura destaca el amplio rango abarcado por la DNI, así como su marcado carácter asimétrico hacia valores bajos, en contraste con la GHI cuyo rango es menor y su distribución presenta mayor simetría.

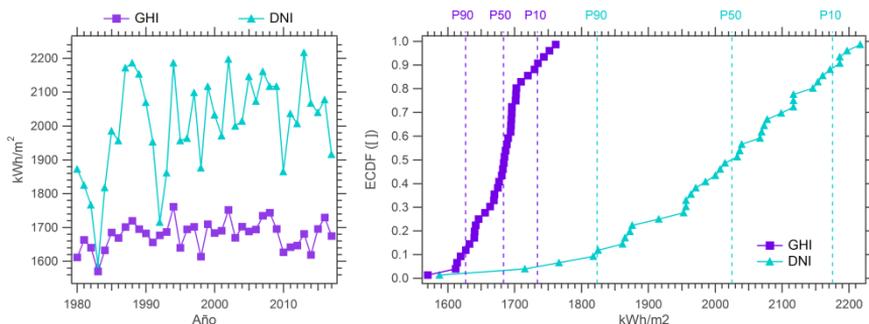


Fig. 5. Series anuales (izquierda) y ECDF (derecha) de GHI y DNI en BRN.

Desafortunadamente, las bases de datos disponibles de imágenes de satélite y de parámetros atmosféricos no proporcionan un periodo suficiente como para caracterizar por sí mismas la variabilidad a largo plazo del recurso solar. Por ejemplo, si hacemos uso únicamente de los últimos 20 años de dicho periodo (1998-2017), obtenemos una estimación de la probabilidad de excedencia del 90% (P90) de la serie anual de DNI sobreestimada (4.9%) con respecto al mismo valor de la serie de largo plazo (1979-2017), si bien el P90 de la GHI es similar en ambos casos ($\sim 0.1\%$). Por otra parte, la probabilidad de excedencia del 99% (P99) calculada a partir de dicho periodo de 20 años está sobrestimada para ambas componentes de la radiación solar: 1.8% para GHI y 14.2% para DNI.

Estos resultados sugieren el uso de funciones de densidad de probabilidad para la caracterización de la variabilidad del recurso solar a largo plazo por medio de un periodo inferior a 20 años. La adaptación local de las distribuciones anuales de GHI y DNI del citado periodo de 20 años (1998-2017) a distribuciones normales permite la cuantificación precisa de los P90 y P99 de GHI ($< 1\%$), pero no de DNI (la cual sobrestima en un 5.7% y 11.5% a los P90 y P99, respectivamente). Por el contrario, la adaptación de la distribución anual de DNI por medio de una distribución Weibull (que da cuenta de la asimetría de la distribución) proporciona valores similares tanto de P90 como de P99 ($< 3\%$). Por último, la idoneidad de estos ajustes se ha comprobado a partir de los test estadísticos Kolmogorov–y Shapiro–Wilk ($p > 0.05$).

CONCLUSIONES

Los distintos componentes atmosféricos, en especial nubes y aerosoles, atenúan la componente directa de la radiación solar por medio de los procesos de absorción y dispersión. Por tanto, parte de dicha radiación directa que ha sido dispersada se convierte en radiación difusa, lo que provoca que la radiación global (suma de las componentes directa y difusa) se vea atenuada en menor grado. Este hecho se refleja en el mejor comportamiento de modelos de GHI frente a los de DNI, tal y como muestran los resultados obtenidos. Por otra parte, la adaptación de series de irradiancia solar modeladas con registros coincidentes y validados es un procedimiento preceptivo para una adecuada estimación del recurso solar en un emplazamiento. Cabe destacar que las desviaciones de la GHI modelada respecto a los correspondientes registros se reducen de forma similar por medio tanto de la adaptación lineal como de la basada en *Random Forest*. Esto indica que dichas desviaciones del modelo de GHI respecto a los correspondientes registros presentan un carácter lineal, en oposición al caso de la DNI, donde la adaptación basada en aprendizaje estadístico da lugar a resultados significativamente mejores que los obtenidos por la adaptación lineal.

La mayor dependencia de la DNI que de la GHI respecto a las condiciones atmosféricas se refleja a su vez en su mayor variabilidad inter-anual, especialmente en años de alta turbiedad atmosférica. Los resultados obtenidos indican que dicha variabilidad, en especial sus valores más extremos, no puede ser caracterizada de forma precisa por series modeladas y ajustadas localmente. Asimismo, el uso de distribuciones probabilísticas paramétricas parece ser una aproximación adecuada en la evaluación precisa de sus escenarios de probabilidad de excedencia, por medio del uso de distribuciones Normal para la GHI y Weibull para la DNI.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio fue posible gracias a los datos proporcionados por BSRN, SURFRAD y CAMS.

REFERENCIAS

Sengupta, M., Habte, A., Gueymard, C., Wilbert, S., & Renne, D. (2017). *Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications* (No. NREL/TP-5D00-68886). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

Fernández-Peruchena, C. M., et al. Probabilistic assessment of concentrated solar power plants yield: The EVA methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. In Press.

Ohmura, A., Dutton, E. G., Forgan, B., Fröhlich, C., Gilgen, H., Hegner, H., ... & Philipona, R. (1998). Baseline Surface Radiation Network (BSRN/WCRP): New precision radiometry for climate research. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79(10), 2115-2136.

Gueymard, C. A. (2014). A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 1024-1034.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA COMO APOYO A LAS
POLÍTICAS DE FOMENTO DEL AUTOCONSUMO SOLAR EN EL ÁMBITO
MUNICIPAL. APLICACIÓN DEL MODELO GSOLARROOF EN EL MUNICIPIO
DE ALPEDRETE (ESPAÑA).**

Domínguez J.*, Martín Ávila A.M.*, Amador Guerra J.**

* División de Energías Renovables, CIEMAT, Avenida Complutense, 40, Madrid, 28040,
España, javier.dominguez@ciemat.es

** Ingeniería Eléctrica y Energías Renovables, Escuela Técnica Superior de Ingeniería y
Diseño Industrial, Universidad Politécnica de Madrid, Ronda de Valencia 3, 28012 Madrid,
España, julio.amador@upm.es

RESUMEN

En este artículo se presenta el estudio realizado en Alpedrete para evaluar el potencial solar en sus tejados. El proyecto implementa el modelo gSolarRoof, desarrollado por el CIEMAT con ArcGIS, para estudiar la superficie potencial de las cubiertas del conjunto de los edificios del municipio. En colaboración con la ETSIDI (UPM), se ha realizado también un estudio de detalle de los edificios municipales. El objetivo principal es dotar al Ayuntamiento de una información clara y veraz sobre su potencial solar que le permita adoptar medidas de fomento de estas fuentes de energía. Las conclusiones del estudio arrojan un potencial solar (térmico y fotovoltaico) próximo a la demanda anual, tomando en cuenta un escenario de fomento del autoconsumo y la generación distribuida.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Sistemas de Información Geográfica, Planificación urbana, Promoción energías renovables

ABSTRACT

In this article we present the study carried out in Alpedrete to evaluate the solar potential in its roofs. The project implements the gSolarRoof model, developed by CIEMAT with ArcGIS, to study the potential surface of the roofs of all the buildings in the municipality. In collaboration with the ETSIDI (UPM), a detailed study of the municipal buildings has also been carried out. The main objective is to provide the City Council with clear and truthful information about its solar potential that allows it to adopt measures to promote these energy sources. The conclusions of the study show a solar potential (thermal and photovoltaic) close to the annual demand, taking into account a scenario of self-consumption and distributed generation promotion.

KEYWORDS: Solar Energy, Geographic Information Systems, Urban Planning, Promotion of renewable energies

INTRODUCCIÓN

España está inmersa en una discusión sobre la pertinencia de desarrollar un modelo de generación distribuida, fundamentalmente con autoconsumo fotovoltaico, que facilite la transición energética hacia un nuevo paradigma basado en energías renovables. En esta discusión, un nuevo municipalismo apuesta por apoyar el autoconsumo residencial bajo el prisma de una información pública y solvente.

Bajo esta perspectiva, el equipo de gobierno de la localidad madrileña de Alpedrete (municipio próximo a la capital española) tomó la iniciativa de contactar con el CIEMAT para que realizase un estudio de su potencial solar aplicando el modelo gSolarRoof, desarrollado por esta institución (Martín-Ávila, 2014, Verso, et al., 2015) sobre el software ArcGIS. El modelo debía de adaptarse a las condiciones locales e incluir tanto el potencial solar fotovoltaico como el térmico (ACS) para todos los edificios de su término independientemente de su titularidad (privada o pública) y uso (Dominguez, et al., 2018).

Esta petición se hizo en el marco de una estrategia en tres fases que incluía: la puesta a disposición de los ciudadanos de un mapa solar municipal, el apoyo a los ciudadanos que quieran tomar la iniciativa de instalar energía solar en sus hogares y la incorporación de esta fuente a varios edificios de titularidad pública. En esta comunicación analizamos la primera de las iniciativas, la adaptación del modelo gSolarRoof a Alpedrete, pues es la que ha sentado las bases de las otras dos estrategias.

Las cubiertas de los edificios representan una de las áreas en los entornos urbanos con mayor superficie disponible para la instalación de paneles solares. El objetivo de este trabajo es la implementación de un estudio para evaluar el potencial solar, térmico y fotovoltaico, de las cubiertas de los edificios en el municipio de Alpedrete, aprovechando la capacidad de análisis de los Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Este estudio forma parte del proyecto gSolarRoof dirigido a la evaluación de la capacidad de los diferentes entornos urbanos para incorporar el uso de la energía solar. El proyecto es desarrollado por el grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables del CIEMAT, en colaboración con Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (Universidad Politécnica de Madrid).

En este trabajo se incluye la evaluación de 4053 edificios de diferentes usos, tomando como unidad de análisis la parcela catastral y distribuidos en la totalidad del término municipal que ocupa una superficie de 12,66 km².

Además de evaluar el municipio de Alpedrete en su conjunto, este estudio también se ha centrado en las posibilidades que ofrecen los edificios municipales. Se han seleccionado como muestra varios edificios para llevar a cabo un análisis más detallado del potencial fotovoltaico mediante el software PVsyst de simulación de instalaciones fotovoltaicas. En el proyecto se han analizado diferentes configuraciones para instalaciones de módulos fotovoltaicos y seleccionado la mejor solución posible. No obstante, esta comunicación se centrará fundamentalmente en la adaptación del modelo gSolarRoof, en el análisis de sus resultados y sus perspectivas futuras.

METODOLOGÍA

Como ya hemos anticipado, la metodología de este proyecto se basa en la adaptación del modelo gSolarRoof. Una descripción detallada del mismo puede encontrarse en numerosos informes y artículos (Martín-Ávila, et al., 2016). Sin embargo, la peculiaridad de este proyecto consiste en su imbricación en la estrategia municipal ya comentada y en su enorme impacto y trascendencia.

Esta personalización podemos visualizarla en la siguiente ilustración (figura 1) que recoge como se ha aplicado el modelo gSolarRoof para realizar el análisis a la totalidad de los edificios municipales y PVsyst para los estudios de detalle de los edificios municipales.

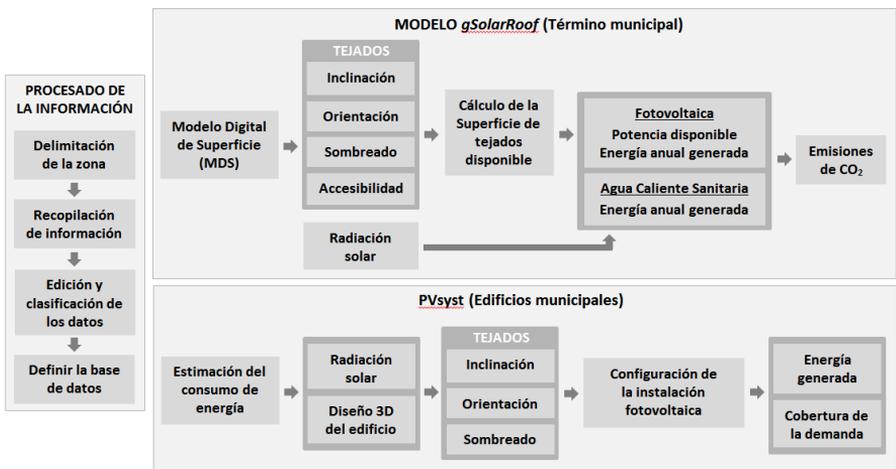


Fig. 1. Diagrama de flujo de la metodología aplicada en el proyecto.

Como podemos apreciar en la figura 1, tras la delimitación de los diferentes núcleos urbanos de Alpedrete, se ha recopilado toda la información pertinente (tal y como veremos posteriormente) procediendo a su edición e incorporación en la base de datos (BD) del proyecto. Una vez disponible esta BD, se han aplicado los dos modelos obteniendo, en el primer caso (gSolarRoof) la superficie de tejado disponible por parcela catastral con su potencial solar correspondiente (fotovoltaico y térmico) en las tecnologías seleccionadas y en el segundo, PVsyst, la configuración de la instalación fotovoltaica, energía generada y cobertura de la demanda para los seis edificios municipales seleccionados en el estudio de detalle (cuatro colegios, polideportivo y centro cultural) (Dominguez, et al., 2018).

Ámbito del estudio

Alpedrete está situado en el noroeste de la Comunidad de Madrid, en las estribaciones del Valle de Guadarrama a 47 km de la capital. Con una superficie urbanizada próxima a los 500 ha, una altitud media superior a los 900 m. y una población cercana a los 15000

habitantes, el municipio cuenta con algo más de 4000 edificios con una superficie total próxima a los 700000 m². El uso principal de los mismos es residencial, situándose alguna pequeña industria, comercios y servicios.

De acuerdo al Instituto de Estadística de la Comunidad de Madrid, Alpedrete consumió en 2016 cerca de 34 GWh. Es decir, unos 2400 kWh per cápita año. (<http://www.madrid.org/iestadis/fijas/estructu/general/anuario/ianucap12.htm>, consulta 24/5/2018). Como demuestra nuestro estudio, en un escenario de máxima penetración de renovables, y con el apoyo de la red, el municipio podría generar una cantidad equivalente a su consumo en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos.

Al analizar las distintas áreas del municipio, como en cualquier configuración de un entorno urbano, se puede observar que las zonas presentan un mayor aprovechamiento de los tejados para la instalación de sistemas solares son las áreas industriales, centros educativos y equipamientos deportivos o de ocio. Estos edificios, con grandes superficies de tejados, representan un 15% de la zona urbanizada que, dominada principalmente por la presencia de viviendas unifamiliares, constituye un tejido urbano en su mayor parte de media y baja densidad con una ocupación del suelo por edificios inferior al 50%.

Alpedrete cuenta con 25 edificios de titularidad municipal que abarcan un importante abanico de servicios públicos que incluyen actividades culturales y deportivas, servicios educativos, sanitarios, asistenciales, seguridad y administración. Todos estos edificios han sido considerados dentro del modelo gSolarRoof, habiéndose realizado el estudio de detalle de PVsyst para 6 de ellos, tal y como se ha señalado.

Fuentes de datos

Para el desarrollo de este proyecto se han recopilado las siguientes capas de información y datos estadísticos:

- *Nube de puntos LIDAR*: Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) del Instituto Geográfico Nacional (IGN) (0,5 puntos/m², año 2010) (figura 2).
- *Fotografías aéreas*: del PNOA e Infraestructura de Datos Espaciales de la Comunidad de Madrid (IDEM). (2009 a 2014).
- *Datos de temperaturas mensuales*: Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).
- *Datos de la posición del Sol*: Solar Energy Services for Professionals (SoDa). Solar Geometry 2 (SG-2), biblioteca para el cálculo de la posición del Sol.
- *Datos de radiación solar*: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), Comisión Europea.
- *Distribución de los edificios*: Dirección General de Catastro.
- *Límites administrativos*: IGN e IDEM.
- *Situación de los edificios protegidos y edificios municipales*: Ayuntamiento de Alpedrete, Plan General de Ordenación Urbana.
- *Planos e información de los edificios municipales*: Ayuntamiento de Alpedrete.
- *Estadísticas varias*: Instituto Nacional de Estadística e Instituto de Estadística de la Comunidad de Madrid.

Como vemos, la mayor parte de la información necesaria ha sido obtenida de bases de datos geográficas estándares disponibles en diferentes organismos oficiales. Hay que resaltar, tal

y como hemos visto en el diagrama de flujo de la metodología del proyecto, que el estudio está basado en el levantamiento de un modelo tridimensional de los edificios, con una resolución de 1 m., generado a partir de la nube de puntos LIDAR (Light Detection and Ranging) suministrada por el IGN (ver figura 2). El uso de esta fuente de datos es común a la mayoría de los estudios actuales y mapas solares urbanos. Si bien, en nuestra opinión, tiene la gran ventaja de ser una fuente de datos pública fácilmente accesible, tiene el hándicap de la vigencia (en nuestro caso los datos son de 2010) y de que no siempre resulta suficiente para describir con precisión tejados complejos. Una completa revisión del uso de estos datos y su problemática puede ser consultada en (Martín, et al., 2015).



Fig. 2. Nube de puntos LIDAR del municipio de Alpedrete.

Radiación solar

El estudio de la radiación solar incidente en los edificios se realiza mediante las herramientas incluidas dentro de ArcGIS. Estas herramientas permiten examinar y representar la insolación en un área geográfica durante un periodo de tiempo determinado, dando como resultado la radiación solar global para cada ubicación calculada como la suma de las radiaciones directa y difusa (ESRI, 2017, Fu and Rich, 1999, Kodysh, et al., 2013).

Para el estudio de la radiación solar en un área urbana se requiere tener en cuenta diferentes factores que afectan a su distribución espacial. El software empleado permite diferentes opciones de parametrización ajustadas a la zona de estudio. En este análisis es fundamental considerar elementos como la localización, altura, entorno, pendiente y orientación de los tejados y las condiciones atmosféricas. Estos últimos factores son considerados mediante la estimación de la transparencia atmosférica (transmisibilidad) y proporción difusa de la radiación solar.

La inclusión de parámetros atmosféricos se puede realizar siguiendo diferentes metodologías. (Sun, et al., 2013) adoptan un valor anual para estos factores. Sin embargo,

otros estudios utilizan datos mensuales proporcionados por agencias como la NASA o las bases de datos PVGIS (Brito, et al., 2012, Fogl and Moudrý, 2016) para adaptar mejor los resultados a las variaciones mensuales y estacionales de la radiación solar. Los datos de cobertura de nubes de estaciones meteorológicas y bases de datos climáticos también se aplican en el cálculo de parámetros para ArcGIS (Oloo, et al., 2015).

En el caso de Alpedrete se han estimado los valores mensuales de transmisibilidad y proporción difusa (ver tabla 1) partiendo de datos de radiación solar horizontal (H_h) obtenidos de PVGIS (European-Commission, 2012) y tomando como referencia un día promedio para cada mes del año. Primero, se calcula la transmisibilidad, determinada por el índice de transparencia atmosférica medio mensual (K_T) que establece la relación entre la radiación solar global en una superficie horizontal y la radiación solar extraterrestre (Duffie and Beckman, 2013). Posteriormente se deriva la proporción difusa (K_D) con la correlación lineal de (Gopinathan and Soler, 1995). Con estos valores, se calcula el mapa de radiación solar global mensual, obteniendo el valor anual de la suma de estos. En la tabla siguiente podemos ver los valores medios mensuales para estos parámetros.

Tabla 1. Valores de transmisibilidad (K_T) y proporción difusa (K_D) para el municipio de Alpedrete (Madrid).

Mes	H_h (Wh/m ² /día)	K_T	K_D
Enero	1970	0,49	0,45
Febrero	3050	0,54	0,39
Marzo	4510	0,60	0,33
Abril	5320	0,55	0,38
Mayo	6500	0,59	0,34
Junio	7560	0,65	0,28
Julio	7940	0,70	0,23
Agosto	6890	0,68	0,25
Septiembre	5180	0,63	0,31
Octubre	3530	0,57	0,36
Noviembre	2270	0,51	0,42
Diciembre	1810	0,49	0,44

RESULTADOS DEL ESTUDIO

Los resultados del estudio permiten visualizar como la mayor parte de los edificios podrían albergar módulos solares (térmicos y/o fotovoltaicos) de acuerdo a una serie de reglas basadas tanto en los reglamentos edificatorios como en las condicionantes de la tecnología. Se estima una superficie potencial, siguiendo esos criterios, superior a 18 ha de tejado, con una potencia instalable fotovoltaica de más de 20 MWp y una generación superior a los 30 GWh anuales (equivalente al consumo eléctrico de toda la población en el año 2016). Para el desarrollo de este potencial sería imprescindible un modelo de balance neto con el apoyo

de la red eléctrica existente. En conjunto, y a lo largo de un año de generación, podrían ser evitadas más de 20000 T equivalentes de CO₂ sólo en la parte eléctrica.

Tabla 2. Principales resultados de la aplicación del modelo gSolarRoof en Alpedrete.

Módulos Fotovoltaicos (Silicio Multicristalino)	
Número de edificios analizados	4.053
Superficie total construida	698.677 m ²
Número edificios con superficie disponible	3.656
Superficie disponible	186.903 m ²
Potencia disponible	23 MWp
Energía disponible	33 GWh
Emisiones evitadas de CO ₂	21.417 T
Coletores Solares Térmicos (Placa Plana)	
Número de edificios de viviendas analizados	3.746
Superficie total construida	573.895 m ²
Número edificios con superficie disponible	3.412
Superficie disponible	135.214 m ²
Energía disponible	100 GWh
Emisiones evitadas de CO ₂	20.400 T

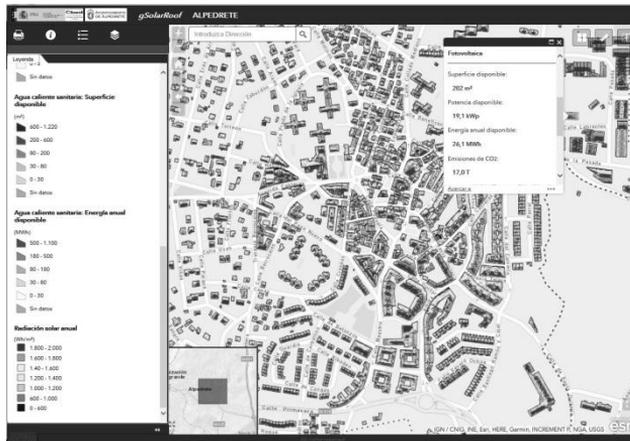


Fig. 3. Visor web del Mapa Solar de Alpedrete desarrollado por el CIEMAT.

Todos los resultados son de acceso público y pueden consultarse a través de la página web del Ayuntamiento, tanto mediante un visor de mapas como mediante la descarga del informe del proyecto (ver figura 3). Además, se ha desarrollado una potente campaña divulgativa con un alto impacto entre los vecinos y medios de comunicación. A título de ejemplo, podemos señalar que el portal del mapa solar de Alpedrete ha recibido más de 1500 visitas en los tres primeros meses de funcionamiento.

CONCLUSIONES

La energía solar está jugando un papel preponderante en el cambio de nuestro modelo energético gracias a su versatilidad, sencillez, fiabilidad y economía. El papel de los ciudadanos en este cambio de modelo es fundamental. En este contexto, el rol de los municipios, tanto como grandes consumidores de energía, como canalizadores de las inquietudes de sus habitantes, es fundamental. Numerosos ayuntamientos están dando pasos decididos, implementando políticas de ahorro y eficiencia y ayudando a sus vecinos en la promoción de las energías renovables y la movilidad sostenible.

El CIEMAT, como centro público de investigación, es sensible a estas demandas y lleva colaborando activamente desde hace muchos años en la promoción y desarrollo tecnológico de las energías renovables. En el ámbito concreto del estudio que nos ocupa, el grupo de Tecnologías de la Información Geográfica y Energías Renovables (gTIGER), adscrito a la División de Energías Renovables del CIEMAT, ha desarrollado un modelo geográfico que permite analizar con rigor el potencial solar de los tejados de amplias áreas (polígonos industriales, zonas comerciales y de servicios, urbanizaciones, barrios o municipios).

El modelo gSolarRoof, estima a partir de diferentes fuentes de datos, la superficie de tejado disponible para aprovechamiento de la energía solar, valorando la potencia de las instalaciones y la energía que podría ser generada a lo largo del año.

Este modelo ha sido adaptado al municipio de Alpedrete con unos resultados que cuantifican las posibilidades de generación solar muy próximas a las necesidades de la población, aplicando un criterio de máxima cobertura. En el caso de los edificios municipales, el análisis detallado utilizando una herramienta “ad hoc” ofrece unos resultados variables pero en cualquier caso nada desdeñables. Todos estos datos, tomados con el rigor necesario del que ha partido el estudio, son una herramienta excepcional tanto para los ciudadanos como para las autoridades municipales, en su papel protagonista en la mejora de la calidad ambiental y de vida del municipio y de sus habitantes.

Como conclusión, el estudio arroja unos resultados alentadores que permiten al Ayuntamiento abordar en corto plazo las nuevas etapas de su proyecto. La colaboración entre entidades (ayuntamiento, universidad y centro de investigación) se ha mostrado fructífera ya que ha permitido, a cada uno de los actores, desarrollar sus intereses específicos y generar sinergias enriquecedoras para el conjunto.

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto se ha desarrollado en estrecha colaboración con el Ayuntamiento de Alpedrete a quien desde aquí queremos agradecer su meritoria labor en pro de la promoción de las energías renovables en su municipio.

REFERENCIAS

- M.C. Brito, N. Gomes, T. Santos, J.A. Tenedório, Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data, *Sol Energy*, 86 (2012) 283-288.
- J. Domínguez, A.M. Martín, J. Amador, G. Sande, J.A. Alfonso, G. Romero, Estudio del Potencial Solar del Municipio de Alpedrete (Comunidad de Madrid, España), in: CIEMAT (Ed.) *Informes Técnicos CIEMAT*, CIEMAT, Madrid, 2018, pp. 110.
- J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, Wiley, Nueva Jersey, 2013.
- ESRI, ArcGIS Desktop. Herramientas de ArcMap: Descripción general del conjunto de herramientas de radiación solar., in, 2017.
- European-Commission, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Interactive Maps. Europe., in, 2012.
- M. Fogl, V. Moudrý, Influence of vegetation canopies on solar potential in urban environments, *Applied Geography*, 66 (2016) 73-80.
- P. Fu, P.M. Rich, Design and implementation of the Solar Analyst: an ArcView extension for modeling solar radiation at landscape scales, in: *Proceedings of the 19th Annual ESRI User Conference*, San Diego, USA, 1999.
- K.K. Gopinathan, A. Soler, Diffuse radiation models and monthly-average, daily, diffuse data for a wide latitude range, *Energy*, 20 (1995) 657-667.
- J.B. Kodysh, O.A. Omiaomu, B.L. Bhaduri, B.S. Neish, Methodology for estimating solar potential on multiple building rooftops for photovoltaic systems, *Sustainable Cities and Society*, 8 (2013) 31-41.
- A.M. Martín-Ávila, Modelo geográfico para la estimación del potencial fotovoltaico en tejados. Caso de estudio: Miraflores de la Sierra., in: *Geography*, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 2014, pp. 82.
- A.M. Martín-Ávila, J.D. Bravo, J.A. Guerra, Desarrollo de un modelo geográfico para la evaluación del potencial fotovoltaico en entornos urbanos, *GeoFocus. Revista Internacional de Ciencia y Tecnología de la Información Geográfica.*, (2016) 20.
- A.M. Martín, J. Domínguez, J. Amador, Applying LIDAR datasets and GIS based model to evaluate solar potential over roofs: a review, *AIMS Energy*, 3 (2015) 326-343.
- F.O. Oloo, L. Olang, J. Strobl, Spatial Modelling of Solar energy Potential in Kenya, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 6 (2015) 17-30.
- Y.W. Sun, A. Hof, R. Wang, J. Liu, Y.J. Lin, D.W. Yang, GIS-based approach for potential analysis of solar PV generation at the regional scale: A case study of Fujian Province, *Energy Policy*, 58 (2013) 248-259.
- A. Verso, A. Martín, J. Amador, J. Domínguez, GIS-based method to evaluate the photovoltaic potential in the urban environments: The particular case of Miraflores de la Sierra, *Sol Energy*, 117 (2015) 236-245.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

15 AÑOS DE DATOS REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DEL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD DE VIGO

Santos J.M.

Laboratorio de Energía Solar. Universidade de Vigo. Escuela de Ingeniería Industrial.
Campus As Lagoas-Marcosende, Vigo 36310, Galicia, España
josanna@uvigo.es

RESUMEN

En el Laboratorio de Energía Solar de la Universidade de Vigo, Galicia, España, una estación meteorológica ha estado en funcionamiento desde finales de 2001. La base de datos recopila datos, en escala minuto-a-minuto, de irradiación solar global y difusa, en plano horizontal, temperatura seca y humedad relativa, velocidad y dirección de viento, y precipitación. Estos registros son mostrados, de manera instantánea, a través de la web *solar.uvigo.es*. Se emplean gráficos temporales (escala minutaria, diaria, mensual y anual) y tablas que recopilan los valores extremos y promedios, para cada día, mes y año. El análisis de estos datos muestra un periodo cíclico de 11 ó 12 años para la temperatura, y una tendencia al alza de las mismas y sus extremos. Para las precipitaciones acumuladas, el ciclo ocurre cada 5 años, aunque la influencia del cambio climático es más evidente en los últimos años, del 2012 al 2017, con la alternancia de años singulares lluviosos con años secos.

PALABRAS CLAVE: variables meteorológicas, radiación solar, gráficos, valores extremos, promedios diarios, promedios mensuales, promedios anuales

ABSTRACT

In the Solar Energy Laboratory of the Universidade de Vigo, Galicia, Spain, a weather station has been in operation since the end of 2001. The database collects data, in minute-to-minute scale, of global and diffuse solar irradiation, in horizontal plane, temperature and relative humidity, wind speed and direction, and precipitation. These records are displayed, instantaneously, through the website *solar.uvigo.es*. Temporary graphs (minute, daily, monthly and annual scale) and tables that collect the extreme and average values, for each day, month and year are used. The analysis of these data shows a cyclical period of 11 or 12 years for the temperature, and an upward trend of them and their extremes. For accumulated rainfall, the cycle occurs every 5 years, although the influence of climate change is more evident in recent years, from 2012 to 2017, with the alternation of rainy singular years with dry years.

KEYWORDS: meteorological variables, solar radiation, graphs, extreme values, daily averages, monthly averages, annual averages

INTRODUCCIÓN

El análisis de los sistemas térmicos como instalaciones solares, térmicas y fotovoltaicas, equipos de acondicionamiento y climatización de edificios, así como los referidos a estudios sobre eficiencia energética requieren para completarse del conocimiento de ciertos datos meteorológicos correspondientes a las variables como: temperatura, humedad relativa, radiación solar (global y difusa), velocidad y dirección de viento, etc. Generalmente, estos datos proceden de registros mantenidos de estas variables, que se presentan en escala horaria, diaria o mensual. En valores máximos, mínimos o en promedio de los correspondientes a escalas temporales inferiores. Aunque son abundantes las estaciones que presentan un gran número de estos registros en muchos casos no están disponibles en la escala temporal idónea o si lo están suelen presentar huecos o fallos a lo largo del tiempo considerables, que impiden su utilización para este tipo de estudios.

Es por ello que no basta con que estos registros se mantengan en el tiempo como serie temporal, lo suficiente larga, con el mínimo número de errores, sino también en su cadencia temporal, como para ser utilizados escalas temporales diaria, mensual, anual, promedio-día.

Desde finales del año 2001, en la Universidad de Vigo, el Laboratorio de Energía Solar viene recopilando registros de las variables meteorológicas: temperatura seca, humedad relativa, presión, dirección y velocidad de viento, irradiancia solar global y difusa. La estación se encuentra situada en la terraza de la Escuela de Ingeniería Industrial fuera de la ciudad de Vigo y exenta de obstáculos que priven algún registro. Es por ello que no está influida por el efecto isla de la ciudad y aunque fuera de ella, tan sólo 11 km, puede considerarse que los datos pueden ser de referencia para realizar estudios en el ámbito de los sistemas térmicos.

A estas se han ido incorporando, en los últimos años, otros registros como la radiación espectral (global, difusa y directa), y un seguidor solar para la medida de la radiación directa y la luminosidad del cielo.

De este modo, se dispone de una base datos suficientemente extensa y con una cadencia temporal que permite estimar las variaciones estacionales de estas variables meteorológicas, proveyendo de datos suficientes para realizar los estudios estadísticos para ciertos parámetros climáticos.

BASE DE DATOS

El sistema de adquisición de datos empleado consta de un PC que recopila y guarda los datos, y un datalogger programado para realizar lecturas de los canales de conexión. Las lecturas de los sensores conectados son de temperatura, humedad, irradiación solar (global (I_t) y difusa (I_d)) en plano horizontal, velocidad y dirección de viento, presión y precipitación.

Las lecturas se llevan a cabo cada 10 segundos, y al cumplirse el minuto, se promedian estos 6 valores, guardando en memoria este dato. Al final del día, se ha completado un día completo de 1440 minutos, donde en cada fila se disponen los valores de cada una de las variables meteorológicas y otros valores de interés como los acumulados a lo largo del día y registros

calculados tales como la altura y azimut solar, ángulo horario, minuto solar, irradiación extraterrestre (I_0) e índices de claridad (global ($Kt=I_t/I_0$) y difusa ($Kd=I_d/I_0$)) de tal forma que se completan 43 columnas. Además, al finalizar el día, se guardan los valores máximos y mínimos de cada día, junto con el instante en el que se produce, además de los acumulados y valores medios, que el sistema ha actualizado continuamente a lo largo del día.

El proceso de descarga de los registros se lleva a cabo al minuto siguiente al del registro, y los datos, ordenados según columnas, se guardan en un fichero de datos, en escala minutaria (minuto-a-minuto). Toda esta gestión de datos se lleva a cabo mediante programación de rutinas empleando el lenguaje de programación gráfica de LabView, que a la vez, gestiona su publicación de manera instantánea, es decir, al minuto, a través de internet en la web *solar.uvigo.es*. La Figura 1 muestra un ejemplo de la publicación de los datos en la web.

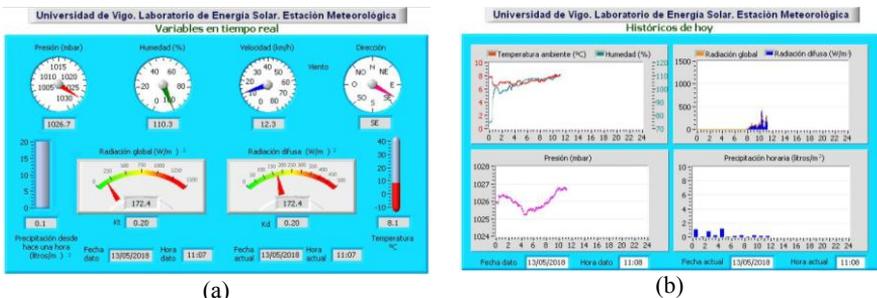


Figura 1. Presentación de las variables meteorológicas registradas, al minuto, a través de la web, (a) en forma de panel, (b) gráfico temporal

Junto con estos ficheros diarios, se generan otros relacionados con los valores de extremos, máximos y mínimos del día, valores promediados y acumulados, de las distintas variables en registro que completan un fichero mensual de datos diarios. A su vez, estos mismos valores se recogen en un fichero anual que recopila los 365 días del año. Y, además, el sistema se completa con un fichero anual que recopila los valores promedios, máximos y mínimos de cada mes de todas las variables registradas.

Los datos de viento, la velocidad y dirección, tienen un tratamiento especial. Estos registros se guardan un fichero de ámbito anual donde se recopila, para cada día, los estadísticos correspondiente a las frecuencias de ocurrencia junto a velocidades de viento en las 12 direcciones principales de la rosa de los vientos, junto al cálculo de la potencia producida por el viento.

Durante esos 15 años que ha funcionado el sistema, no se ha estado exento de pérdida de datos, principalmente debida a pérdida del suministro eléctrico. Esto está solucionado, ya que desde un principio, se utilizó un sistema de baterías de acumulación, alimentadas con paneles fotovoltaicos, consiguiendo una alimentación ininterrumpida al datalogger y los sensores. Además, hubo que sustituir varias veces el PC, por fallos en disco duro y/o placa base, sin embargo, el datalogger mantenía el registro guardando en su memoria interna, la cual presenta una capacidad de almacenamiento de unos 20 días sin que se produzca la descarga de datos al PC.

REPRESENTACION DE LOS DATOS

Se utiliza la representación gráfica temporal para facilitar la visualización de los registros. Se emplean distintos paneles o tablas para presentar las variables meteorológicas registradas, temperatura, humedad relativa, presión, precipitación, irradiancia solar global y difusa, viento, etc. Distintas gráficas en escala horaria para la evolución a lo largo del día, y en escala diaria y mensual de estas mismas variables.

Gráfico “online”

Los valores registrados minuto-a-minuto se muestran de una manera gráfica, usando un panel para el actual minuto, actualizándose cada minuto. Un ejemplo de esta presentación puede observarse en la Fig. 1a.

Gráficos diarios

Además, el conjunto de históricos de datos se muestra empleando gráficos de evolución diaria donde, al igual que los gráficos “online” se actualizan al minuto. Al finalizar el día, el conjunto de gráficos del histórico del día se guardan en formato de imagen. La Figura 1b es un claro ejemplo del tipo de gráficos diarios empleados.

También se representan los valores de la irradiación solar en plano horizontal, minuto-a-minuto, de la global, difusa y extraterrestre, y los valores del índice de claridad y de difusa. Las Figuras 2a y 2b son un claro ejemplo de este tipo de representación.

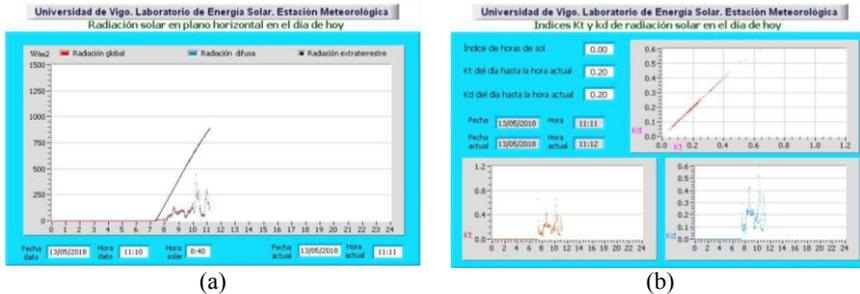


Figura 2. Representación en escala diaria. (a) evolución de la radiación solar en plano horizontal, (b) evolución de los índice Kt y Kd para el día 13 de mayo de 2017

En el caso de la pluviometría o precipitación caída, se emplea la correspondiente a la acumulada para el intervalo de 1 hora, junto con el valor del último minuto, en la última hora y la acumulada desde el inicio del día. La Figura 3 muestra la evolución de la precipitación recibida en el último minuto y acumulada en el día de 13 de mayo de 2017.

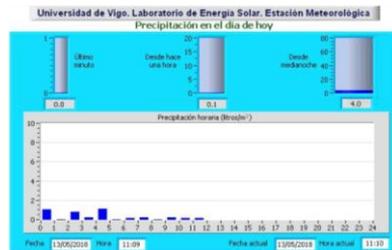


Figura 3. Evolución de la precipitación el día 13 de mayo de 2017

La presentación gráfica de los datos referidos a la velocidad y dirección de viento se muestran en la Fig. 4. La Figura 4a recopila la rosa de frecuencias para los términos de velocidades y potencias. Finalmente, la Figura 4b recoge, las frecuencias del viento, según las direcciones empleando la escala Beaufort (Royal Meteorological Society).

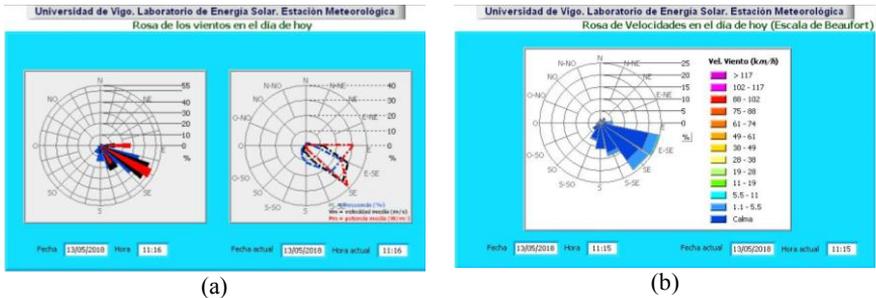


Figura 4, Representación gráfica para la velocidad y dirección del viento, (a) rosa de los vientos de frecuencias , y (b) rosa de los vientos en escala Beaufort.

Gráficos mensuales

Junto con los gráficos del día, los valores medios y extremos, máximo y mínimos, para cada día del mes actual, también tienen su representación gráfica. En la Figura 5a y 5b se muestran las variaciones a lo largo del mes de los valores diarios para la temperatura, humedad relativa, presión y precipitación para los días del mes. Gráficos similares para otras variables.

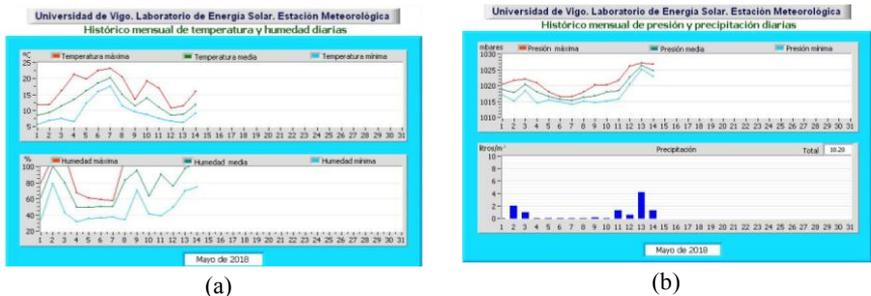
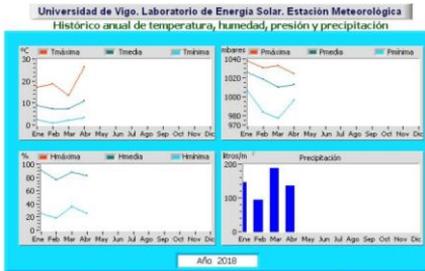


Figura 5. Representación a lo largo del mes de los valores máximos y mínimos, y medios, (a) temperatura y humedad relativa, y (b) presión atmosférica y precipitación

Gráficos y tablas anuales

Finalmente, a partir de los datos minuto-a-minuto, los valores promedio y extremos de cada mes, se presentan en varios gráficos y tablas anuales. La Figura 6a muestra, como ejemplo, la evolución para cada mes, para los valores mensuales, y la Fig. 6b recopila a modo de tabla los extremos junto con el instante en que se produjo estos valores extremos y que se actualizan durante todo el periodo.



(a)



(b)

Figura 6. Representación de los datos del mes de los máximos y mínimos, y medios para algunas variables, (a) en forma de gráfico, y (b) recopilado en forma de tabla

ANÁLISIS DE LOS DATOS

De todos los registros, los más significativos desde 2002 hasta 2017 destacarían:

La temperatura máxima registrada el día 22 de agosto de 2003 a las 14:58 de 37.35°C. Una racha máxima de viento registrada el día 10 de noviembre de 2015 a las 00:16 de 155.5 km/h en la dirección 174.9° (dirección Sur). La precipitación máxima acumulada en un minuto el día 21 de agosto de 2011 a las 00:22 de 27 litros/m².

En *valores diarios* cabe destacar, el día más caluroso ocurrió el día 7 de agosto de 2016 con una temperatura media de 33.2°C. Mientras el 12 de febrero de 2016 se acumuló la mayor cantidad de lluvia con 86.6 litros. El 15 de febrero de 2007 fue el más ventoso con una velocidad de viento promedio de 40,824 km/h. El 6 de junio de 2005 se correspondió con el día con 862 minutos de sol, mientras que el 28 de abril de 2017 fue el día más claro con valor más alto del índice de claridad de 0.798.

Los meses más lluviosos se corresponden con enero y noviembre con más de 150 litros/m² de promedio.

La Figura 7 muestra la evolución de la temperatura media anual. En este periodo se observa un aumento progresivo en torno de +1°C. En los últimos 5 años, esta tendencia es más significativa con una amplitud de casi +1.5°C.

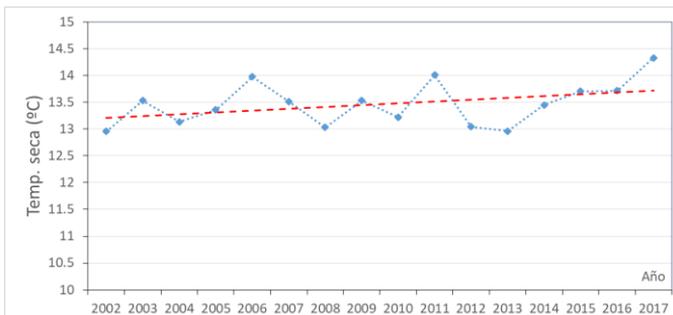


Figura 7. Evolución de las temperaturas anuales a lo largo del periodo 2002-2017.

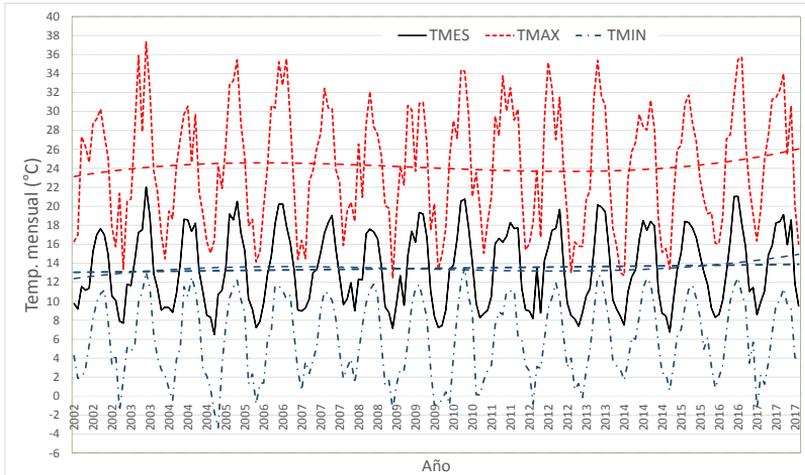


Figura 8. Evolución de la temperaturas promedio-mensual para el periodo 2002-2017

La Figura 8 muestra la evolución de las temperaturas promedio-mensual junto con los valores máximo y mínimo. Claramente se observa un “ciclo” cada aproximadamente 11 ó 12 años. En los últimos años, el ascenso en la tendencia de las temperaturas máximas se ha pronunciado en mayor medida que en el resto de años. Esto corrobora el cambio climático que está ocurriendo.

La Figura 9 recoge la precipitación promedio de los 15 años. La tendencia en pluviosidad es a aumentar, tal y como muestra la Fig. 9a. Sin embargo, existen dos periodos, de 2002 a 2005, y de 2009 a 2012, con un efecto ciclo. Se observa un año lluvioso y paulatinamente disminuye hasta finalizar en años secos, 2005 y 2012, respectivamente. No hay este efecto en 2006 y 2013. Así, tras el año seco, existen unos años en los que la precipitación aumenta en los 2 ó 3 años siguientes, rompiendo esa tendencia en el 2017, año bastante seco, en el que los incendios al sur de Galicia arrasaron importantes cantidades de montes. La Figura 9b muestra, en valores medio-mensual, que los meses con mayor pluviosidad coinciden con las entradas de los temporales atlánticos, octubre, noviembre y enero.

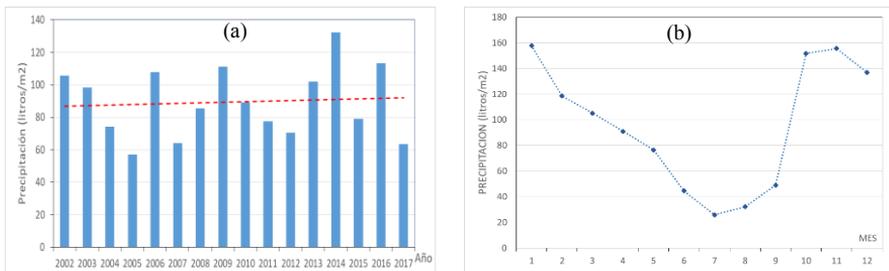


Figura 9. Precipitación a lo largo del conjunto de años 2002-2017. (a) valores promedio anual, (b) valores medio-mensual

Un análisis de los registros de radiación solar plantea las correlaciones de difusa a global (Kd vs Kt) del tipo Liu-Jordan (Liu y Jordan, 1960), y que ya fueron preliminarmente analizadas para los años 2002 y 2003 (Vázquez y Santos, 2004). Las Ecuaciones 1 y 2, recogen esta correlación para valores diarios y mensuales.

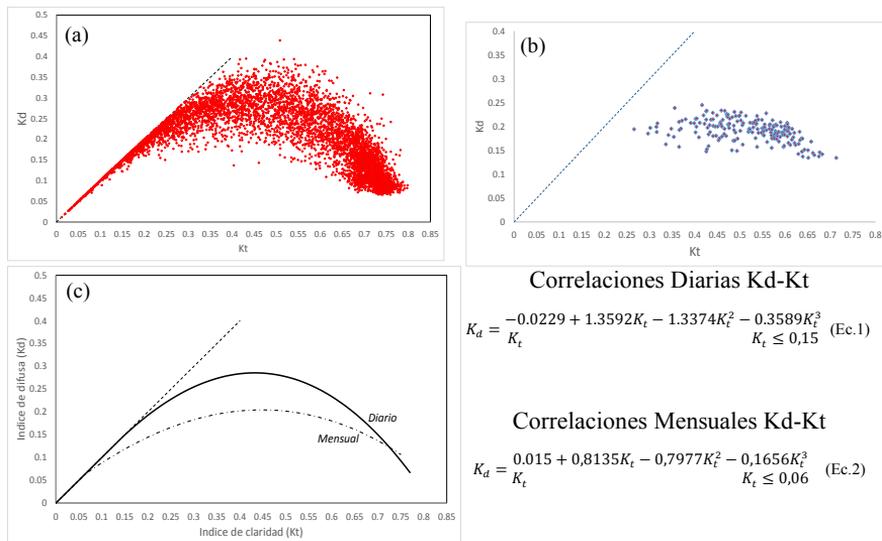


Figura 10. Representación de las correlaciones Kd vs Kt, (a) valores diarios, (b) valores mensuales, (c) ajustes tipo Liu-Jordan

CONCLUSIONES

Se dispone de una base de datos, en valores minuto-a-minuto referidas a varias variables meteorológicas en una ubicación privilegiada fuera del “efecto isla” de la ciudad de Vigo. Estos registros se publican, de manera *online*, a través de la web solar.uvigo.es. El análisis de datos muestra una tendencia al alza de la temperatura, con un aumento de +1°C, en este periodo, y para la pluviometría recogida aumentan los periodos de años secos, junto con años singulares lluviosos, lo que hace evidente el cambio climático en esta región.

REFERENCIAS

- Liu B. H. Y. y Jordan R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy* 4, 1-19
 Royal Meteorological Society. Beaufort Scale for Land Areas. <https://www.rmets.org/>
 Vázquez M., Santos J.M. (2004) Correlaciones minutarias, horarias y diarias de la radiación solar difusa a la radiación solar global en Vigo. *Actas del XII Congreso Ibérico y VII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, Vigo, España, 14-18 Sept. 2004. M. Vázquez y J. F. Seara (Editores), pp 1165-1170

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EVALUACION EXPERIMENTAL DE MODELOS DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA PARA PLANTAS SOLARES DE RECEPTOR CENTRAL

Jesús Polo*, **Jesús Ballestrín****, **Elena Carra****, **Rafael Monterreal****, **Javier Barbero*****, **Gabriel López******, **Joaquín Alonso-Montesinos*****, **Juan L. Bosch*******,
Javier Batlles***, **Aitor Marzo*******, **Jesús Fernandez-Reche****

* Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía - CIEMAT, Avda.
Complutense 40, 28040, Madrid, España, jesus.polo@ciemat.es

** Unidad de Concentración Solar, Plataforma Solar de Almería-CIEMAT, 04200,
Almería, España

***Departamento de Química y Física, Universidad de Almería, 04120 Almería, España

**** Departamento de Ingeniería Térmica y Eléctrica, Diseño y Proyectos, Universidad de
Huelva, 21004 Huelva, España

***** Universidad de Antofagasta, CDEA, Antofagasta, Chile

RESUMEN

La extinción atmosférica es una de las fuentes más importantes de pérdidas ópticas en centrales solares de torre. En el proyecto PRESOL, el CIEMAT, la Universidad de Almería y la Universidad de Huelva están trabajando en su caracterización precisa, a nivel experimental y de modelización. Los modelos que se han desarrollado se están evaluando con las medidas experimentales en la PSA. En la PSA se está midiendo con bastante continuidad y exactitud la extinción, generando una base de datos experimental idónea para la evaluación de modelos.

PALABRAS CLAVE: Centrales solares de torre, extinción atmosférica, Pérdidas ópticas del campo solar

ABSTRACT

Atmospheric extinction is one of the greatest sources of optical losses in solar tower plants. In the PRESOL project, CIEMAT, University of Almería and University of Huelva are working together towards a better and precise characterization of extinction, both experimentally and analytically. The models developed so far are being assessed with the experimental measurements at PSA. Extinction is being measured at PSA with high accuracy and continuity, delivering an ideal experimental database for model assessment.

KEYWORDS: Solar tower plants, atmospheric extinction, optical losses in the solar field

INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de concentración solar con receptor central permiten mayores temperaturas de trabajo en el fluido caloportador aumentando con ello la eficiencia del ciclo termodinámico. Esto, unido a la elevada capacidad de almacenamiento térmico, cuando se usan sales fundidas como fluido de trabajo, está produciendo un reciente y creciente interés en las plantas de torre (www.solarpaces.org). En las plantas solares de torre el campo solar está formado un gran número de heliostatos dispuestos de tal manera que concentran la irradiancia solar directa en lo alto de una torre donde se sitúa el receptor. La eficiencia óptica del campo solar se ve reducida por las pérdidas ópticas asociadas. Estas son de dos tipos: pérdidas ópticas de tipo tecnológico (efecto coseno, sombreados, bloqueo, aberración, etc) y pérdidas de tipo meteorológico, es decir, extinción o atenuación atmosférica en el camino óptico entre el heliostato y el receptor. La atenuación atmosférica es pues consecuencia de los procesos de absorción y dispersión atmosférica en el camino óptico espejo-receptor y es tanto mayor cuanto mayor es dicha distancia. Así, las pérdidas ópticas por atenuación pueden resultar más importantes que el resto de pérdidas cuando las plantas son de gran tamaño (campo solar de gran diámetro) y cuando la climatología local conlleva una importante carga de aerosoles atmosféricos (regiones áridas y desérticas).

La extinción atmosférica en las plantas de torre es función de dos parámetros: la distancia al receptor y el coeficiente de extinción en la capa límite. Este último determina la intensidad de los procesos de absorción y dispersión, y depende de las partículas en suspensión y de la humedad en el medio a nivel local. La relación física entre el coeficiente de extinción y la visibilidad, comúnmente expresada como el rango óptico meteorológico, es la razón fundamental de que los primeros modelos y estimaciones, de principios de los 80, cuantificaran de forma relativa la extinción en función de la visibilidad (Hanrieder et al., 2017). El reciente interés por este fenómeno ha generado diversas aproximaciones para medir y estimar la atenuación atmosférica con aplicación a plantas de torre (Ballestrín et al., 2018b; Carra et al., 2018; Hanrieder et al., 2017, 2016, 2015; Polo et al., 2016).

En este trabajo se presentan los desarrollos experimentales y de modelización realizados en la Plataforma Solar de Almería, dentro del marco del proyecto PRESOL. El CIEMAT en colaboración con la Universidad de Almería y la Universidad de Huelva está estudiando tanto a nivel experimental como analítico la relación entre la atenuación atmosférica con la carga de aerosoles (a través del espesor óptico de aerosoles, AOD) y la humedad relativa en superficie. Los resultados de estos modelos se han comparado con las medidas de la extinción para la PSA usando como entrada al modelo el AOD medido en la estación AERONET de la PSA y la humedad relativa medida. Se ha comprobado que los dos modelos son muy sensibles a los cambios de AOD, lo que no siempre ocurre con la medida experimental. Aunque existen diferencias puntuales en alguna estimación instantánea, la estimación de la atenuación atmosférica concuerda con las medidas experimentales dentro del rango de incertidumbre. El promedio de la extinción en la campaña de 6 meses de medida resultó ser del 5 % y el promedio de la estimación con los modelos desarrollados coincide con este 5 %.

MEDIDA DE LA EXTINCION EN LA PSA

La determinación experimental del coeficiente de extinción, y por tanto de la atenuación atmosférica, se realiza mediante el análisis estadístico de la imagen de un blanco lambertiano vista por dos cámaras de muy alta resolución situadas a 82 y 824 m del blanco (Fig. 1). El sistema permite monitorizar la extinción atmosférica, en el rango espectral 400-1000 nm, que tiene lugar en un camino óptico de 742 m (distancia entre cámaras) debido a las condiciones de turbiedad en la capa límite (Ballestrín et al., 2018c). El blanco lambertiano consiste en una plancha de 2 x2 m situada a 1 m del suelo, que dispone de dos superficies iguales, una pintada en blanco con Amercoat741 y la otra en negro con Zynolyte, dos pinturas específicas con propiedades difusoras adecuadas. Las cámaras han sido calibradas espacialmente in situ para poder analizar con la misma proyección un área seleccionada de cada parte del blanco lambertiano (Ballestrín et al., 2018a). Así, la primera cámara recoge 4646 pixels mientras que la segunda recibe la información de 3961 pixels. El análisis estadístico de ambas regiones permite determinar la extinción a 742 m mediante la diferencia de intensidades luminosas entre las imágenes simultáneas de ambas cámaras. Asimismo, la dispersión en la iluminación de los pixel de cada imagen permite la cuantificación de la incertidumbre en la medida de la extinción, que se sitúa en torno al 2% absoluto en condiciones normales.

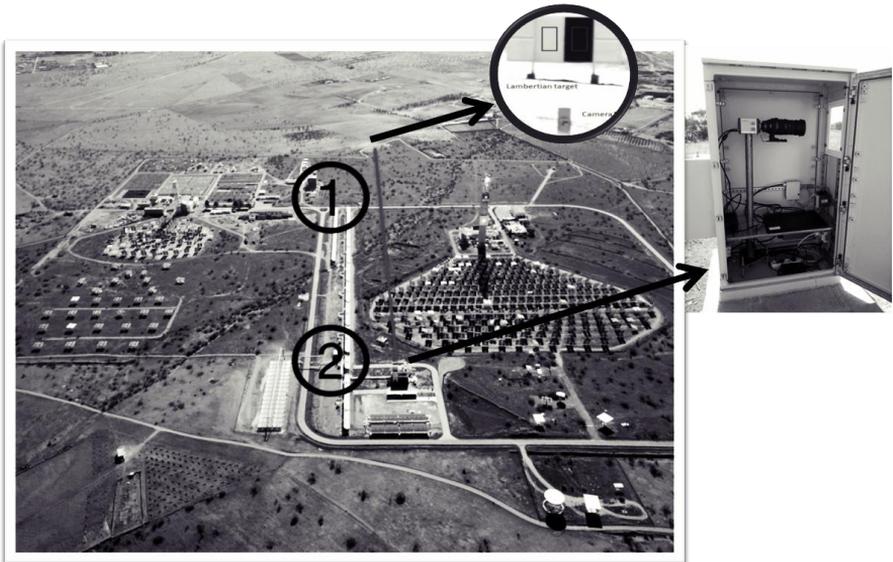


Fig. 1. Vista del sistema experimental para medir la extinción en la PSA.

MODELIZACION DE LA ATENUACION ATMOSFERICA

La atenuación atmosférica en el camino óptico S viene dada por la siguiente expresión (Ballestrín and Marzo, 2012),

$$A(S) = 100 (1 - T(S)) \quad (1)$$

donde $T(S)$ es la transmitancia a lo largo del camino óptico S ,

$$T(S) = \frac{\int \tau_\lambda(S) \rho_\lambda DNI_\lambda d\lambda}{\int \rho_\lambda DNI_\lambda d\lambda} \quad (2)$$

donde $\tau_\lambda(S)$ es la transmitancia espectral a lo largo del camino óptico, ρ_λ es la reflectividad espectral de los espejos del heliostato y DNI_λ es la irradiancia espectral directa normal incidente en el heliostato. La transmitancia espectral a lo largo del camino óptico así como la irradiancia directa normal incidente se han estimado mediante cálculos de transferencia radiativa con el modelo libRadtran. Se han realizado miles de cálculos de sensibilidad con libRadtran frente a los parámetros que influyen en el fenómeno: la distancia espejo-receptor, el espesor óptico de aerosoles (AOD) y la humedad relativa. Para determinar el rango de variabilidad del AOD a 550 nm se revisaron los datos de estaciones de la red AERONET en distintas climatologías, determinando finalmente un rango de variabilidad de 0.06-0.72 (Polo et al., 2016). Como resultado de los múltiples cálculos de sensibilidad se desarrollaron dos tipos de modelos. El primer modelo, denominado modelo SE, resultó del ajuste de los cálculos de transferencia radiativa a un polinomio de orden tres para el camino óptico cuyos coeficientes dependen del AOD a 550 nm. Este modelo se ha ajustado de esta forma para poder ser implementado en las herramientas de trazado de rayos (DELSOL o MIRVAL) y de estimación de la producción (SAM), que habitualmente formulan la atenuación atmosférica mediante un polinomio de orden 3 (Polo et al., 2016). El segundo modelo (modelo LUT), es un conjunto de tablas de interpolación (Look-up tables) como resultado de cálculos con libRadtran para todas las posibles combinaciones de los parámetros de influencia. El camino óptico se varió de 250 a 2000 m, el AOD de 0.02 a 0.7, y la humedad relativa de 2 al 100%.

EVALUACION DE MODELOS

En las instalaciones de la PSA se está midiendo de forma permanente la extinción a 742 m con el dispositivo experimental anteriormente descrito. Se toman medidas cada 15 minutos generalmente entre las 11:00 y las 16:00 horas. Se han seleccionado periodos de tiempo con medidas simultáneas de la extinción y del AOD que se mide en la estación AERONET que opera el DLR en la PSA (Alonso-Montesinos et al., 2017). En estos periodos se ha estimado la extinción con los modelos desarrollados (modelo SE y modelo LUT). La Figura 2 presenta la comparación entre las medidas, que incluyen sus barras de incertidumbre, y las estimaciones de ambos modelos cuyo input es el AOD en el caso del modelo SE y el

AOD y la humedad relativa en el caso del modelo LUT. La figura muestra, en la parte inferior, además la evolución de los valores del AOD y de la humedad relativa.

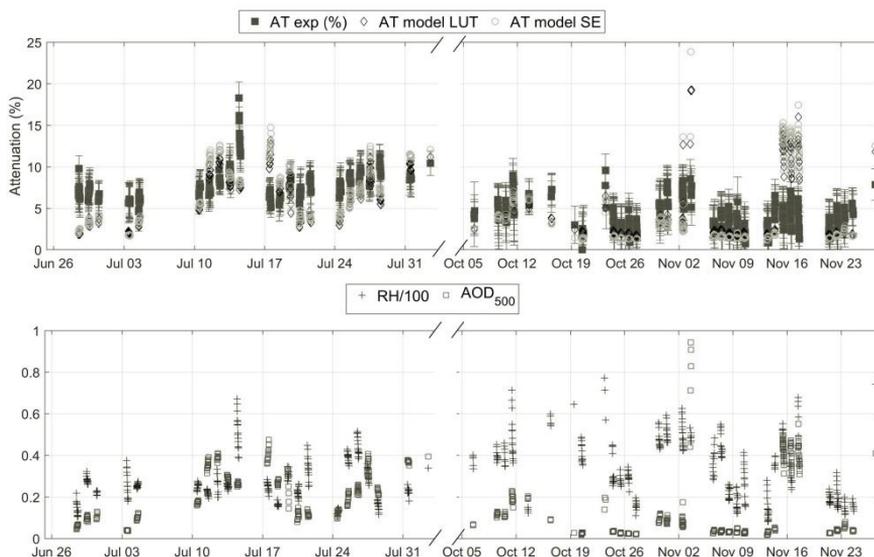


Fig. 2. Resultados de la evaluación de los modelos de extinción SE y LUT.

Los resultados de la Figura 2 muestran una buena aproximación, en general, de los modelos al fenómeno medido en la PSA. Una gran parte de las estimaciones de la extinción se encuentran dentro del rango de incertidumbre de las medidas experimentales. Los modelos SE y LUT muestran una enorme sensibilidad a la variación del AOD. El hecho de modelar la atenuación atmosférica en función del AOD supone una limitación a estos modelos, ya que el AOD es un parámetro integrado en la columna vertical de toda la atmósfera y no siempre representa fielmente la dinámica de las partículas en suspensión en los primeros cientos de metros, o en la capa límite. Esto se aprecia en la figura donde se puede comprobar que en ocasiones hay incursiones bruscas de la extinción debida a fenómenos locales que no se perciben en la variabilidad del AOD (al tratarse de un parámetro integrado y de carácter más global a nivel de atmósfera). No obstante, el motivo de usar el AOD como parámetro de entrada a modelos de extinción está claramente justificado, pese a sus limitaciones, por la mayor facilidad y disponibilidad de medidas de AOD así como de bases de datos de este parámetro. Así, un buen ajuste entre la extinción y el AOD permitiría la

estimación precisa de la extinción en todo lugar donde haya una buena determinación del AOD.

Por otro lado, en términos estadísticos el acuerdo entre los modelos SE y LUT y las medidas experimentales es mucho más pronunciado. Si bien, los modelos están muy limitados para ser sensibles a variaciones locales y puntuales de la extinción, su promedio estadístico coincide con el promedio de las medidas. La Figura 3 presenta la distribución de probabilidad acumulada de las medidas y de los modelos. El promedio global de extinción durante la campaña de medidas en la PSA arroja un valor en torno al 5%, valor al que tienden también los dos modelos evaluados en este trabajo.

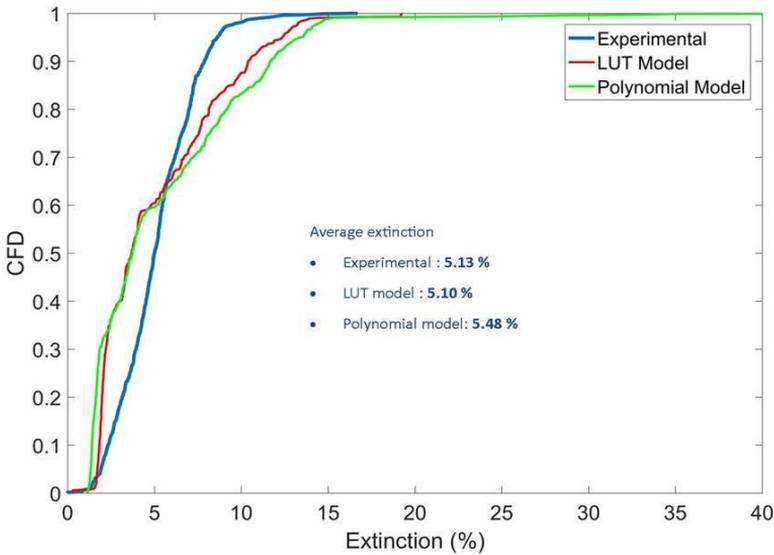


Fig. 3. Distribución de probabilidad acumulada de la extinción en la PSA.

CONCLUSIONES

La atenuación atmosférica o extinción en la irradiancia directa reflejada por los heliostatos hacia el receptor es un fenómeno cuya determinación precisa resulta de enorme interés en la cuantificación de la eficiencia del campo solar en plantas de torre. En las instalaciones de la PSA se está midiendo con elevada continuidad la extinción a 742 m con un sistema de dos cámaras de elevada resolución. Asimismo, se han realizado multitud de cálculos de transferencia radiativa para generar dos modelos de atenuación atmosférica (uno de tipo polinómico y otro de interpolación) cuyos resultados se han evaluado frente a los datos

experimentales de la PSA. Los modelos muestran un acuerdo en promedio con los datos experimentales. Las mayores discrepancias se han observado en ocasiones puntuales de inestabilidad local (episodios de calima). El promedio de la extinción medido y estimado en la PSA en 742 m tiende al 5%. El ajuste de los modelos de extinción con las medidas realizadas en la PSA permitirá la generación de modelos que se puedan extrapolar a otras condiciones climáticas y que se puedan integrar en las herramientas de trazado de rayos y de modelización de la producción de plantas solares de torre.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad de España, bajo el proyecto PRESOL, con referencias ENE2014-59454-C3-3-R, y cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). La colaboración de la Universidad de Antofagasta está a su vez financiada por el programa CONICYT/FONDAP/15110019 y por el programa CORFO, proyecto de código: 17BPE3-83761. Finalmente los autores desean expresar su agradecimiento al Dr. Stefan Wilbert (DLR) como responsable de las medidas y operación de las estación AERONET de Tabernas-PSA.

REFERENCIAS

- Alonso-Montesinos, J., Barbero, J., Polo, J., López, G.L., Ballestrín, J., Batlles, F.J.J., López, G., Ballestrín, J., Batlles, F.J.J., 2017. Impact of a Saharan dust intrusion over southern Spain on DNI estimation with sky cameras. *Atmospheric Environment* 170, 279–289. doi:10.1016/j.atmosenv.2017.09.040
- Ballestrín, J., Carra, M.E., Enrique, R., Monterreal, R., Fernández-Reche, J., Polo, J., Casanova, M., Barbero, F.J., Marzo, A., 2018a. Diagnosis of a lambertian target in solar context. *Measurement* 119, 265–269. doi:10.1016/J.MEASUREMENT.2018.01.046
- Ballestrín, J., Marzo, A., 2012. Solar radiation attenuation in solar tower plants. *Solar Energy* 86, 388–392. doi:10.1016/j.solener.2011.10.010
- Ballestrín, J., Monterreal, R., Carra, M.E., Fernández-Reche, J., Polo, J., Enrique, R., Rodríguez, J., Casanova, M., Barbero, F.J., Alonso-Montesinos, J., López, G., Bosch, J.L., Batlles, F.J., Marzo, A., 2018b. Solar Extinction Measurement System based on digital cameras. Application to solar tower plants. *Renewable Energy* 125, 648–654. doi:10.1016/j.renene.2018.03.004
- Ballestrín, J., Monterreal, R., Carra, M.E., Fernández-Reche, J., Polo, J., Enrique, R., Rodríguez, J., Casanova, M., Barbero, F.J., Alonso-Montesinos, J., López, G., Bosch, J.L., Batlles, F.J., Marzo, A., 2018c. Solar Extinction Measurement System based on digital cameras. Application to solar tower plants. *Renewable Energy* 125, 648–654. doi:10.1016/j.renene.2018.03.004
- Carra, E., Ballestrín, J., Polo, J., Barbero, J., Fernández-Reche, J., 2018. Atmospheric extinction levels of solar radiation at Plataforma Solar de Almería. Application to solar thermal electric plants. *Energy* 145, 400–407. doi:10.1016/j.energy.2017.12.111
- Hanrieder, N., Sengupta, M., Xie, Y., Wilbert, S., Pitz-Paal, R., 2016. Modeling beam attenuation in solar tower plants using common DNI measurements. *Solar Energy*

129, 244–255. doi:10.1016/j.solener.2016.01.051

Hanrieder, N., Wilbert, S., Mancera-Guevara, D., Buck, R., Giuliano, S., Pitz-Paal, R., 2017. Atmospheric extinction in solar tower plants - A review. *Solar Energy* 152, 193–207. doi:10.1016/j.solener.2017.01.013

Hanrieder, N., Wilbert, S., Pitz-Paal, R., Emde, C., Gasteiger, J., Mayer, B., Polo, J., 2015. Atmospheric extinction in solar tower plants: absorption and broadband correction for MOR measurements. *Atmos. Meas. Tech.* 8, 3467–3480. doi:10.5194/amt-8-3467-2015

Polo, J., Ballestrín, J., Carra, E., 2016. Sensitivity study for modelling atmospheric attenuation of solar radiation with radiative transfer models and the impact in solar tower plant production. *Solar Energy* 134, 219–227. doi:10.1016/j.solener.2016.04.050

IMPACTO DE LOS AEROSOLES SOBRE LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ÁREA EURO-MEDITERRÁNEA EN UN CONTEXTO CLIMÁTICO.

Gutiérrez C.*, Perpiñán O.**, Gaertner M.Á.***, Somot S.*****, Nabat P. *****,**
Mallet M.***

* Facultad de Ciencias Ambientales y Bioquímica, Universidad de Castilla-La Mancha.

** Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada,
ETSIDI-UPM, Madrid, Spain.

*** CNRM UMR 3589 Météo-France/CNRS, Centre National de Recherches
Météorologiques, Toulouse, France.

RESUMEN/RESUMO

Este trabajo analiza el impacto de los aerosoles sobre el área Euro-Mediterránea en la producción de energía fotovoltaica para escalas temporales climáticas. Los resultados muestran que los modelos climáticos regionales son una herramienta importante para evaluar la influencia de los aerosoles en el recurso solar, así como para la estimación del potencial fotovoltaico en un futuro. Los resultados del periodo histórico prueban que los aerosoles antropogénicos pueden reducir la productividad anual en más de un 20% . Para las proyecciones de cambio climático, la consideración de la evolución temporal de los aerosoles es fundamental para la estimación robusta del potencial energético.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Cambio Climático, Aerosoles

ABSTRACT

This work analyzes the impact of aerosols in photovoltaic energy production over the Euro-Mediterranean area for climate time scales. Results show that regional climate models are useful to evaluate the influence of aerosols in solar resource, as well as to estimate photovoltaic potential in the future. The analysis of the historical period show that anthropogenic aerosols can reduce annual productivity in more than 20%. For the climate change projections, the temporal evolution of aerosols is necessary to have a robust answer on the future energy potential.

KEYWORDS: Solar Energy, Climate Change, Aerosols

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El crecimiento generalizado de la capacidad instalada de energía fotovoltaica durante las últimas décadas obliga al estudio pormenorizado del recurso solar y sus características espacio-temporales. Las necesidades de los distintos agentes del sector energético abarcan desde la predicción a corto plazo para la operación de plantas fotovoltaicas, hasta escalas temporales más largas relacionadas con la planificación o estudios de viabilidad.

Debido a la relación entre el recurso solar y las variaciones en distintas variables atmosféricas, existe una creciente motivación para conocer la disponibilidad del recurso en condiciones de cambio climático. Es por ello que la modelización climática aparece como una de las herramientas necesarias para la evaluación del potencial energético en el futuro (Gaetani et al., 2015), incluso considerando algunas de sus limitaciones como su resolución espacial o la caracterización de la nubosidad.

Para la tecnología fotovoltaica la variabilidad de la radiación solar está asociada principalmente a las variaciones en la nubosidad. Sin embargo, en días claros, la cantidad de aerosoles en la atmósfera puede disminuir la radiación incidente en los generadores eléctricos, haciendo menor la energía producida.

Por su situación geográfica, el área mediterránea es una de las zonas más influenciadas por los aerosoles naturales y de origen antropogénico, influyendo en la distribución espacio-temporal de la radiación solar (Lelieveld et al., 2002). El potencial fotovoltaico en escenarios de cambio climático ha sido recientemente investigado sobre Europa usando tanto modelos climáticos globales como regionales (Crook et al., 2011, Wild et al. 2015). Sin embargo, la mayoría de ellos muestran limitaciones debido a la falta de consideración de los aerosoles en las simulaciones y/o la aplicación de modelos simplificados de producción fotovoltaica (Jerez et al. 2015).

El objetivo de este trabajo es evaluar el impacto de los aerosoles en la generación eléctrica en distintos periodos temporales. Primero se considera un periodo histórico con evidencias observadas de una reducción de aerosoles de origen antropogénico sobre la zona. En segundo lugar, se consideran proyecciones de cambio climático que muestren la posible evolución del recurso solar en relación con la evolución de los aerosoles en el área y se analiza el uso de distintos modelos regionales climáticos.

METODOLOGÍA

En este estudio se utilizan distintas simulaciones de modelos regionales climáticos a partir de las cuales se obtienen las variables necesarias para el modelo fotovoltaico. La radiación de onda corta en superficie y la temperatura, se utilizan para calcular la productividad, definida como la energía producida por unidad de potencia instalada.

El estudio se divide en dos periodos: histórico, 1980-2012, conocido como “brightening period” por el aumento de la radiación en superficie observado, debido a la reducción de aerosoles antropogénicos sobre Europa (Wild et al, 2005) . En segundo lugar se estudian las proyecciones futuras bajo el escenario de emisiones RCP4.5 con dos modelos climáticos de la iniciativa Med-CORDEX.

Simulaciones climáticas

Periodo histórico. El análisis de éste periodo se realiza mediante una simulación climática con el modelo CNRM-RCS4 (Sevault et al., 2014) de 50 Km de resolución horizontal, que será utilizada como input de un modelo fotovoltaico. La simulación incluye una climatología de aerosoles, NAB13 (Nabat et al, 2013), que es hasta la fecha, la más precisa utilizada en modelización climática regional, además de una tendencia a los aerosoles de azufre para el periodo de análisis. La evaluación del modelo ha sido llevada a cabo en diferentes referencias (Nabat et al. 2014; Nabat et al. 2015b).

Escenario de emisiones RCP4.5. Hasta ahora, no todos los modelos climáticos regionales han considerado los aerosoles en sus proyección de escenarios de clima futuro. Por ello, un resultado robusto requiere del consenso de los grupos de modelización para poder hacer un estudio de sensibilidad adecuado. Sin embargo, a pesar de las limitaciones, un primer análisis de la influencia de los aerosoles en las proyecciones de radiación puede ayudar a sensibilizar a la comunidad sobre su importancia.

En este caso, se han utilizado dos modelos regionales climáticos de la iniciativa Med-CORDEX con una resolución espacial de 50 km y un dominio que abarca toda la zona Mediterránea y gran parte de Europa. Ambas simulaciones están anidadas en el mismo modelo climático global (GCM), CNRM-CERFACS-CM5.

Los modelos regionales empleados son CNRM-ALADIN y ENEA-PROTHEUS. Las características de cada uno de estos modelos climáticos están definidas en diferentes publicaciones científicas (Sevault et al., 2014) y su comportamiento evaluado a lo largo de la literatura (Artale et al. 2009).

La simulación del escenario RCP4.5 del modelo CNRM-ALADIN incluye la base de datos de aerosoles definida por Szopa et. al. Para las simulaciones de ENEA-PROTHEUS, sin embargo, no se incluyen aerosoles.

Modelo fotovoltaico

El cálculo de la producción fotovoltaica se realiza mediante el paquete de R „solaR“ (Perpiñán, O., 2012). Este software construido en el lenguaje de programación R, implementa las funciones necesarias de geometría solar, así como la transformación de la radiación incidente en el plano del generador a energía eléctrica.

RESULTADOS

Periodo Histórico

En este apartado, se analiza la diferencia de energía fotovoltaica anual en 1980 y la energía anual para el año 2012. La simulación representa la tendencia creciente de la radiación observada en el período histórico y ha sido evaluada en Nabat et al., 2014.

En la Fig. 1 (a) se puede observar la diferencia de energía entre el final y el principio del periodo histórico en términos absolutos por país.

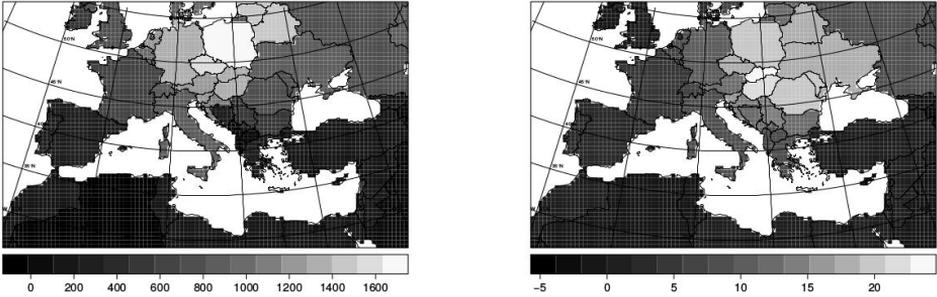


Fig. 1. (a) Diferencia absoluta media por país en productividad anual fotovoltaica [kWh/kWp] entre 2012 y 1980. (b) Diferencia relativa media por país de la productividad anual entre 2012 y 1980 [%].

Los resultados muestran que los países de Europa Central, sobre todo Alemania, Polonia y República Checa son los que en términos absolutos tienen un mayor aumento de su productividad fotovoltaica en el periodo histórico.

En términos relativos son los países del Este los que tienen un aumento mayor de la productividad, con alrededor de un 20% para Ucrania o República Checa y por encima de este valor para Eslovaquia, Polonia o Rumanía

Proyecciones futuras

Para las proyecciones del s. XXI con los dos modelos climáticos, se ha realizado un análisis de la radiación en superficie y la nubosidad como variable relevante en la evolución a largo plazo del recurso solar, para un escenario RCP4.5.

Se han analizado las anomalías de los meses de verano (junio, julio y agosto) con respecto a un periodo de referencia que es 1971-2000.

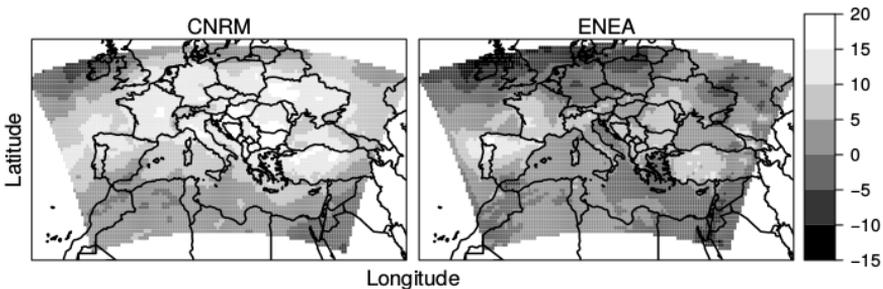


Fig. 2. Diferencia en media anual de radiación en superficie [W/m^2] para los meses junio, julio y agosto entre 2021/2050 y 1971/2000 para CNRM-ALADIN y ENEA-PROTHEUS.

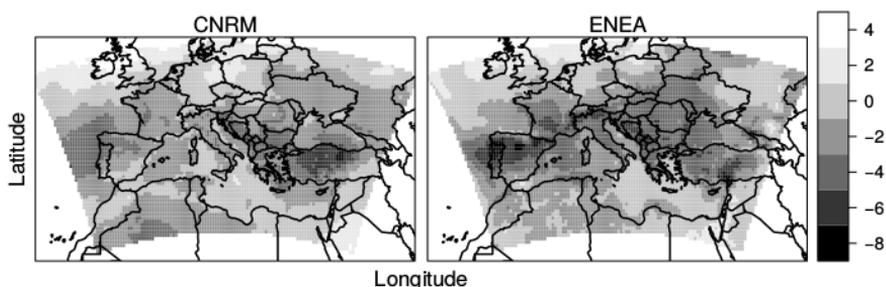


Fig. 3. Diferencia en media anual de cobertura total nubosa [%] para los meses junio, julio y agosto entre 2021/2050 y 1971/2000 para CNRM-ALADIN y ENEA-PROTHEUS.

En la figura 2 se aprecian las anomalías en la radiación solar en superficie para los dos modelos con respecto al periodo de referencia. El patrón espacial es diferente para ambos modelos. El modelo CNRM-ALADIN muestra un aumento generalizado sobre el dominio con valores de 10 W/m^2 y en ocasiones alcanzando una anomalía de 15 W/m^2 . En el caso de ENEA-PROTHEUS, el patrón espacial es diferente, con anomalías negativas en la zona norte del dominio. Los valores positivos son de 5 W/m^2 en la zona sur de Europa, con algunas zonas puntuales con valores de 10 W/m^2 . La zona suroeste del dominio, que corresponde con la Península Ibérica, alcanza localmente los valores de anomalía más altos, de unos 15 W/m^2 .

En la figura 3 podemos apreciar las anomalías de la cubierta nubosa de los dos modelos con respecto al mismo periodo de referencia. En este caso, los patrones espaciales de ambos modelos son parecidos entre sí, proyectando un descenso de la cubierta nubosa para la zona Mediterránea y un ligero ascenso en el norte de Europa.

Las diferencias en los patrones espaciales de radiación sugieren que existen otros factores que afectan a la evolución del recurso en las proyecciones. Un cálculo de las correlaciones espaciales entre las anomalías de radiación y nubosidad para los dos modelos se presenta en la tabla 1.

	$\Delta\text{SSR}[\text{W/m}^2]$	$\Delta\text{CLT}[\%]$	$\text{cor}(\Delta\text{SSR}, \Delta\text{CLT})$	$\text{cor}(\Delta\text{SSR}, \Delta\text{AOD})$
ENEA-PROTHEUS	0.67	-1.76	-0.90	-
CNRM-	6.83	-1.17	-0.61	-0.66

	$\Delta SSR [W/m^2]$	$\Delta CLT [\%]$	$cor(\Delta SSR, \Delta CLT)$	$cor(\Delta SSR, \Delta AOD)$
ALADIN5.2				

Tabla 1. Anomalías de radiación (SSR) y cubierta nubosa (CLT) para el periodo 2021-2050 con respecto al periodo de referencia 1971-2000 y correlaciones espaciales entre las la anomalía de radiación y la nubosidad y la anomalía de radiación y anomalía de profundidad óptica de aerosoles (AOD).

La anomalía media de todo el dominio de la radiación en superficie, SSR, es mucho mayor para CNRM-ALADIN5.2, mientras que para CLT es similar en ambos modelos. La correlación espacial entre la nubosidad y la radiación es muy alta para el modelo ENEA-PROTHEUS y mucho menor para CNRM-ALADIN5.2.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Debido a la relación entre las variables atmosféricas y la generación eléctrica con energías renovables, es necesario el estudio de la evolución de los recursos en un contexto de cambio climático. Para ello son importantes tanto la variabilidad de los recursos en periodos históricos y en las proyecciones de clima futuro.

A partir de los resultados de la contribución, pueden extraerse las siguientes conclusiones: en primer lugar, se muestra que los aerosoles tienen un influencia importante sobre la variabilidad espacio-temporal de la productividad fotovoltaica sobre la cuenca mediterránea.

En segundo lugar, se observan las diferencias entre dos modelos climáticos distintos y las proyecciones de radiación solar en superficie y nubosidad sobre el área mediterránea. Las diferentes anomalías indican que además de la nubosidad hay otros factores que afectan a la radiación, apuntando a un posible efecto de los aerosoles. El modelo CNRM-ALADIN5.2 muestra un aumento generalizado en la zona central y sur de Europa, mientras que el patrón espacial de ENEA-PROTHEUS es diferente, con aumentos localizados y ligados con una reducción de la nubosidad, como muestra la alta correlación espacial entre las dos variables.

Entre las limitaciones del estudio se encuentra el reducido número de simulaciones que impide analizar un ensemble compuesto de diferentes modelos que nos de un rango de dispersión y permita analizar la sensibilidad de cada uno de ellos. A pesar de esto, es importante considerar que debido a que muchos de los modelos regionales no incluyen la evolución de los aerosoles en sus proyecciones futuras, cuando se han analizado los ensembles de proyecciones climáticas, no se los ha considerado de manera diferente, pudiendo ésto haber sido una fuente de error importante. Por ello, este primer trabajo quiere mostrar la necesidad de diferenciar las distintas simulaciones climáticas en función de la caracterización de los aerosoles para poder utilizarlas para modelos de impactos o servicios climáticos.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Artale, V., Calmanti S., Carillo A., Dell'Aquila A., Marine H., Pisacane, G., Ruti P.M, Sannino G., Struglia M.V., Giorgi F., Xunqiang Bi, Rauscher S., (2010). An atmosphere-ocean regional climate model for the Mediterranean area: Assessment of a present climate simulation. *Climate Dynamics*.
- Crook, J.A., Jones, L.A., Forster, P.M., Crook, R. (2011). Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. *Energy & Environmental Science* 4, 3101.
- Gaetani, M., Vignati E., Montforti F., Huld T., Dosio A., Rases S. (2015). Climate modelling and renewable energy resource assessment. *JRC Science and Policy Report*.
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J.P., López-Romero, J.M., Thais, F., Bartok, B., Christensen, O.B., Colette, A., Déqué, M., Nikulin, G., Kotlarski, S., van Meijgaard, E., Teichmann, C., Wild, M. (2015). The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature communications* 6, 10014.
- Lelieveld, J., Berresheim, H., Borrmann, S., Crutzen, P., Dentener, F., Fischer, H., Feichter, J., Flatau, P.J., Heland, J., Holzinger, R., Kormann, R., Lawrence, M., Levin, Z., Markowicz, K., Mihalopoulos, N., Minikin, A., Ramanathan, V., De Reus, M., G.-J, R., Ziereis, H. (2002). Global Air Pollution Crossroads over the Mediterranean. *Science*. 298, 794–799. New York, N.Y.
- Nabat, P., Somot, S., Mallet, M., Chiapello, I., Morcrette, J.J., Solmon, F., Szopa, S., Dulac, F., Collins, W., Ghan, S., Horowitz, L.W., Lamarque, J.F., Lee, Y.H., Naik, V., Nagashima, T., Shindell, D., Skeie, R. (2013). A 4-D climatology (1979-2009) of the monthly tropospheric aerosol optical depth distribution over the Mediterranean region from a comparative evaluation and blending of remote sensing and model products. *Atmospheric Measurement Techniques*.
- Nabat, P., Somot, S., Mallet, M., Sanchez-Lorenzo, A., Wild, M., (2014). Contribution of anthropogenic sulfate aerosols to the changing Euro-Mediterranean climate since 1980. *Geophysical Research Letters*
- Nabat, P., Somot, S., Mallet, M., Sevault, F., Chiacchio, M., Wild, M. (2015). Direct and semi-direct aerosol radiative effect on the Mediterranean climate variability using a coupled regional climate system model. *Climate Dynamics*. 44, 1127–1155.
- Perpiñán, O. (2012). solaR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R. *JSS, Journal of Statistical Software*. 50, 32pp
- Sevault, F., Somot, S., Alias, A., Dubois, C., Lebeau-pin-Brossier, C., Nabat, P., Adloff, F., Déqué, M., Decharme, B. (2014). A fully coupled Mediterranean regional climate system model: design and evaluation of the ocean component for the 1980–2012 period. *Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography*. 66, 23967
- Wild M., Folini D., Henschel F., Fischer N, Müller B., (2015). Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. *Solar Energy*. 116, 12-24.
- Wild, M., Gilgen, H., Roesch, A., Ohmura, A., Long, C.N., Dutton, E.G., Forgan, B., Kallis, A., Russak, V., Tsvetkov, A. (2005). From Dimming to Brightening: Decadal Changes in Solar Radiation at Earth's Surface. *Science* 308, 847–850.

GeoPAR - Red de estaciones de medida de Radiación Fotosintéticamente Activa

Valenzuela R.X.*, Vindel J.M.*, Navarro A.A.*, Zarzalejo L.F.*, Paz-Gallardo A.,
Ferrera-Cobos F.***

* División de Energías Renovables, CIEMAT, Av. Complutense nº 40, Madrid, 28040,
(Madrid) España, r.valenzuela@ciemat.es

** Departamento de Tecnología, CETA-CIEMAT, Calle Sola nº 1, Trujillo, 10200,
(Extremadura) España, abelfrancisco.paz@ciemat.es

RESUMEN

La radiación fotosintéticamente activa (PAR) es un dato necesario en aplicaciones dedicadas a la producción de biomasa, el balance energético en ecosistemas, la producción de algas o los estudios de sumideros de carbono, entre otras. A diferencia de las distintas componentes de la radiación solar, en España las medidas de esta variable son escasas y se limitan a estudios locales, no existiendo una red de medidas que facilite su caracterización y la generación de modelos a una escala regional.

GeoPAR, es un Proyecto de I+D financiado por el Subprograma de Generación de Conocimiento (Programa estatal de fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia), que tiene como objetivo la instalación y monitorización de una red de medidas de radiación fotosintéticamente activa (PAR) en la España peninsular.

PALABRAS CLAVE: Radiación fotosintéticamente activa, PAR, modelizado, red de medidas, servicio web de mapas

ABSTRACT

Photosynthetically active radiation (PAR) is a necessary data in applications dedicated to the production of biomass, energy balance in ecosystems, algae production or studies of carbon sinks, among others. Unlike the different components of solar radiation, in Spain measurements of this variable are scarce and limited to local studies, where there is not a measurement network to get the characterization and generation of models on at regional scale.

GeoPAR, is a R & D project financed by the National Sub-Programme for Knowledge Generation (National Programme for Fostering Excellence in Scientific and Technical Research), which aims to install and monitor a network of photosynthetically active radiation (PAR) measurements in the mainland Spain.

KEYWORDS: Photosynthetically active radiation, PAR, modelling, measurement network, web map service

INTRODUCCIÓN

Las medidas de la radiación fotosintéticamente activa (PAR) son necesarias en las áreas relacionadas con la fisiología vegetal y las ciencias agrarias porque se relacionan con la producción de biomasa, morfología y crecimiento de las plantas (Rosillo-Calle, 1992; Wyman 1994, Mulla 2013). La PAR puede ser definida como la fracción del espectro solar comprendida entre 400 nm y 700 nm. Sin embargo, medidas de PAR no están disponibles en la mayoría de las estaciones que miden radiación solar. Por ello, el principal objetivo del proyecto *GeoPAR* es la instalación y monitorización de una red de medidas de esa variable en la España peninsular.

Para llevar a cabo ese objetivo, inicialmente se obtendrán estimaciones de PAR a partir del producto Spectral Resolved Irradiance (Muller et al., 2009; Müller et al., 2013) proporcionado por CM-SAF en todo el territorio de estudio. Ese producto contiene las llamadas bandas de Kato (Kato et al., 1999, Wandji et al., 2015) en las que se puede dividir el espectro solar, atendiendo al coeficiente de absorción de diferentes gases. Las estimaciones de PAR se obtendrán considerando aquellas bandas de Kato de la región del espectro entre 400 nm y 700nm. También se obtendrán estimaciones de radiación global horizontal (GHI) considerando las bandas de Kato correspondientes a todo el espectro. A partir de esas primeras estimaciones de PAR se determinarán los emplazamientos más adecuados para la instalación de la red. Por otro lado, las estimaciones anteriores de PAR y GHI obtenidas a partir de los datos del satélite, permitirán establecer un primer modelo que proporcione la PAR a partir de la GHI.

Se tomarán medidas de PAR durante al menos un año en los distintos emplazamientos seleccionados. El modelo previamente obtenido a partir de los datos de CM-SAF para toda el área de estudio, podrá ser corregido utilizando las medidas llevadas a cabo en la nueva red de PAR instalada. De ese modo, se dispondría de mejores estimaciones de la PAR en cualquier lugar del territorio, que podrían ser utilizadas por las distintas empresas o entidades con interés en las aplicaciones, ya mencionadas, de esta variable.

Para la utilización de los resultados obtenidos, se crearán mapas de PAR para la España peninsular que se incorporarán al portal ADRASE, desarrollado por el CIEMAT para el proyecto ADRASE: Geoportal de Recurso Fotovoltaico y en el que se puede acceder a distintos datos de radiación solar en España. Además, los datos correspondientes a la red de medidas se monitorizarán, de tal forma que también se podrá acceder a ellos mediante la implementación de un sistema de acceso a los mismos, similar al obtenido para el proyecto ARES: Acceso a Red de Estaciones Solares (Ramírez et al., 2014), que se enmarca dentro del proyecto DNICast: Direct Normal Irradiation Nowcasting methods for optimized operation of concentrating solar technologies, en el cual los datos se pueden consultar en tiempo real.

DESARROLLO DEL PROYECTO

El proyecto se ha estructurado en cinco etapas, de las que, hasta el momento, se ha cubierto la primera:

- a) Determinación de los emplazamientos más adecuados a partir de estimaciones de PAR utilizando datos de satélite

Atendiendo a criterios presupuestarios, se decidió limitar la red a nueve estaciones, de las cuales seis servirán para la corrección del modelo obtenido a partir de las estimaciones de PAR y GHI del satélite, y otras tres para validar dicho modelo. El Grupo de Radiación Solar del CIEMAT dispone de dos estaciones de PAR y GHI, una situada en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y otra en el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), ubicado en la provincia de Soria.

Para llevar a cabo la selección de aquellos emplazamientos que fueran representativos de amplias zonas, se realizó un análisis clúster, utilizando como variable de estudio el índice de claridad para la radiación PAR, k_{tpar} , que es similar al índice de claridad definido para la radiación global. De esa forma, el territorio quedó dividido en zonas con un comportamiento similar, en términos de k_{tpar} . De acuerdo con los resultados obtenidos, se obtuvieron dos clúster óptimos. Posteriormente, el número de estaciones correspondiente a cada zona se determinó atendiendo al tamaño y variabilidad dentro de cada zona. Por último, la localización específica de cada estación se llevó a cabo mediante un proceso iterativo en el que cada región era dividida en dos nuevas subregiones, en cuyos centros se emplazarían las estaciones (Vindel et al., 2018). Tras la determinación teórica de los emplazamientos, las ubicaciones definitivas de las estaciones debieron supeditarse a la disponibilidad del terreno. En ese sentido, el CIEMAT firmó acuerdos de colaboración con diversos organismos de investigación con objeto de proceder a la disponer de sus instalaciones para la instalación de los equipos de medida. La Fig. 1 muestra los emplazamientos definitivos seleccionados para la ubicación de las estaciones: Lugo (Escuela Politécnica Superior de Lugo – USC), Álava (Instituto Vasco de Investigación y Desarrollo Agrario – NEIKER), Zaragoza (Estación Experimental de Aula Dei – CSIC), Salamanca (Centro Hispanoluso de Investigaciones Agrarias – CIALE – USAL), Albacete (Instituto Técnico Agronómico Provincial –ITAP) y Córdoba (Instituto Andaluz de Investigación y Formación Agraria, Pesquera, Alimentaria y de la Producción Ecológica – IFAPA).



Fig. 1. Distribución de las localizaciones para las estaciones

b) Instalación, operación y mantenimiento de las estaciones de medida

Las estaciones se instalarán, al menos durante un año, en las ubicaciones previamente identificadas. Esta fase incluye: recopilación de los metadatos de la estación (ubicación, sensores, características, calibraciones...), recogida automática de datos medidos de cada estación y su envío a un servidor centralizado, y la realización de campañas de calibración de los sensores de radiación solar cuando sea oportuno.

c) Obtención de un modelo de PAR a partir de las estimaciones de satélite, reajustadas con las medidas registradas en la fase anterior

Como se indicaba en la introducción, a partir de las estimaciones de PAR y radiación global, obtenidas a partir de los datos del satélite, se elaborará un primer modelo que proporcione la PAR a partir de la GHI. Ese modelo podrá ser corregido y mejorado a partir de las medidas tomadas en las estaciones de la red instalada.

El modelo obtenido será validado en tres estaciones: las dos ya disponibles, ubicadas una en la PSA y otra en el CEDER, y otra tercera que se instalará en Mieres (Asturias).

d) Elaboración y difusión de mapas de PAR

A partir de los modelos determinados en la fase anterior, y con la definición de interfaces (basadas en la localización geográfica de las estaciones) se podrá acceder en cada uno de los puntos del área de estudio a los datos de PAR. Esos valores serán representados gráficamente e incorporados al portal ADRASE (www.adrase.es). En la Fig. 2 se muestra una imagen correspondiente al portal ADRASE, con el que se pretende poner información de la radiación solar al alcance de cualquier posible interesado. El portal permite la consulta y descarga de datos de radiación solar, media mensual representativa de un largo periodo, con una resolución aproximada de 5x5 km.



Fig. 2. Portal ADRASE

e) Desarrollo de la base de datos

Los datos recogidos en la red de medidas se monitorizarán, de tal forma que también se podrán consultar los datos en tiempo real de las distintas estaciones. Se definirán interfaces (basadas en la localización geográfica de las estaciones) a través de las cuales se podrá acceder a las distintas estaciones, periodos y variables registradas utilizando la plataforma Sensoscopio (<https://www.sensoscopio.eu/es/>).

CONCLUSIONES

El proyecto *GeoPAR* pretende la instalación y monitorización de una red de medidas de la variable PAR y la elaboración de un modelo que proporcione estimaciones de dicha variable en la España peninsular. Para ello, se obtuvieron estimaciones de PAR y de GHI a partir de las bandas de Kato contenidas en el producto Spectral Resolved Irradiance de CM-SAF. A partir de esas estimaciones se puede elaborar un primer modelo que proporcione PAR en función de GHI. Además, mediante un análisis clúster, utilizando las estimaciones del satélite, se obtuvieron zonas con un comportamiento similar, en términos de k_{par} . Sobre dichas zonas se determinaron los emplazamientos específicos teóricos para la instalación de los equipos de medida, aunque los emplazamientos definitivos tuvieron que supeditarse a la disponibilidad del terreno y a los acuerdos suscritos con otros centros de investigación.

Las estaciones enviarán los datos a un servidor centralizado al menos durante un año. Esos datos podrán utilizarse para corregir el primer modelo de PAR obtenido a partir de las estimaciones proporcionadas por CM-SAF. A partir del modelo corregido, se elaborarán y difundirán mapas de PAR para todo el territorio de estudio. Además, los datos recogidos en las estaciones podrán ser consultados en tiempo real por los usuarios.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) [Proyecto CGL2016-79284-P AEI/FEDER/UE].

Los autores agradecen las facilidades dadas para la instalación de la red de estaciones a: Escola Politécnica Superior de Lugo – USC, Instituto Vasco de Investigación y Desarrollo Agrario – NEIKER, Estación Experimental de Aula Dei – CSIC), Centro Hispanoluso de Investigaciones Agrarias – CIALE – USAL, Instituto Técnico Agronómico Provincial – ITAP y Instituto Andaluz de Investigación y Formación Agraria, Pesquera, Alimentaria y de la Producción Ecológica – IFAPA.

REFERENCIAS

- Rosillo-Calle, F. and Hall, D.O. (1992). Biomass energy, forest and global warming. *Energy Policy* 124-132.
- Wyman, C.E. (1994). Ethanol from lignocellulosic biomass: technology, economics and opportunities. *Bioresorce Techn.* 50, 3-16.
- Mulla, D.J. (2013). Twenty five years of remote sensing in precision agriculture: key advances and remaining knowledge gaps. *Biosyst. Eng.* 114, 358-371.
- Mueller, R.W., Matsoukas, C., Gratzki, A., Behr, H.D., Hollmann, R. (2009). The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance - A LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sensing of Environment* 113, 1012–1024.
- Müller, R., Behrendt, T. (2013). Algorithm Theoretical Baseline Document: Spectrally Resolved Solar Surface Irradiance SRI. doi:10.5676/EUMETSAT_SAF_CM/CLAAS/V001
- Kato, Seiji; Ackerman, Thomas P.; Mather, James H.; Clothiaux, E.E. (1999). The k-distribution method and correlated-k approximation for a shortwave radiative transfer model. *J. Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer* 62, 109–121.
- Wandji, W. Espinar, B., Blanc, P, Wald, L. (2015). Estimating the photosynthetically active radiation under clear skies by means of a new approach. *Adv. Sci. Res.* 12, 5–10.
- Ramírez, L., Bojo, R., Valero, J., Wilbert, S., Zarzalejo, L. F., Paz, A., Garcia, G., Reinalter, W., Valenzuela, R. X., Diaz-Herrero, G., Campos, A. y Wolfertstetter, F., 2014b. Proyecto ARES: Acceso a Red de Estaciones Solares. *Ponencias del XI Congreso Iberoamericano y XXVIII Semana Nacional de Energía Solar*, 6-10-2014b, Querétaro, México.
- Vindel, J.M., Valenzuela, R.X., Navarro, A.A., Zarzalejo, L.F. (2018). Methodology for optimizing a photosynthetically active radiation monitoring network from satellite-derived estimations: A case study over mainland Spain. *Atmos. Res.* Aceptado para publicación.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

DETERMINACIÓN DE LA ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA UTILIZANDO UNA CÁMARA DIGITAL DE BAJO COSTE: APLICACIÓN EN PLANTAS SOLARES DE TORRE CENTRAL.

Alonso-Montesinos J. *, Barbero J. **, Ballestrín J. *, Carra M.E. ***, Polo J. ****, López G. *****, Marzo A. *****, Batlles F. J. ****

* Centro de Investigación en Energía Solar (CIESOL), Universidad de Almería-CIEMAT, 04120 Almería, España, joaquin.alonso@ual.es

** Departamento de Química y Física, Universidad de Almería, 04120 Almería, España, jbarbero@ual.es y fbatlles@ual.es

*** Unidad de Sistemas solares de Concentración, Plataforma Solar de Almería-CIEMAT, 04200 Almería, España, jesus.ballestrin@psa.es y ecarra@psa.es

**** Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, CIEMAT, 28040 Madrid, España, jesus.polo@ciemat.es

***** Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica, Universidad de Huelva, 21004 Huelva España, gabriel.lopez@dfaie.uhu.es

***** Centro Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA), 02800 Antofagasta, Chile, aitor.marzo@uantof.cl

RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se pretende determinar el coeficiente de extinción de la radiación en las capas bajas de la atmósfera, utilizando una cámara digital convencional y un algoritmo específico. Con esto, pretendemos ir en la escena hasta una profundidad de campo amplia, condicionada por la turbiedad de la atmósfera pero que, en condiciones normales, se extendería hasta varios kilómetros. A partir de una imagen se determina un mapa de transmitancias que posteriormente servirá como herramienta para establecer la atenuación atmosférica a una distancia dada, con objeto de ser introducida en cualquier sistema de predicción de radiación aplicada a plantas solares de torre central.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Atenuación atmosférica, plantas de torre central, cámaras digitales, energía solar, teledetección

ABSTRACT

In this work, we intend to determine the coefficient of extinction of the radiation in the lower layers of the atmosphere, using a conventional digital camera and a specific algorithm. We intend to go on the scene to a broad depth of field, conditioned by the turbidity of the atmosphere that, under normal conditions, would extend up to several kilometres. Therefore, a map of transmittances can be determined from an image that will

later serve as a tool to establish the atmospheric attenuation at a given distance in order to be introduced in any radiation prediction system applied to central tower solar plants.

KEYWORDS: Atmospheric Attenuation, Central Solar Power Plants, Digital Cameras, Solar Energy, Remote Sensing

INTRODUCCIÓN

Para conseguir una optimización del control del sistema de producción de una planta termosolar de torre central, es necesario disponer de las técnicas adecuadas que permitan conocer aquellos factores ambientales que puedan alterar la producción eléctrica final.

El mayor atenuador atmosférico que se presenta sobre el campo de heliostatos de una planta de concentración de torre son las nubes. Detectar su presencia y predecir su posición en un futuro cercano ayuda a tomar decisiones en tiempo real sobre el plan de actuación que debe llevar a cabo el equipo de operadores e ingenieros encargados de gestionar la planta. Actualmente, son ya numerosos los estudios y técnicas publicados que proporcionan esta información con aceptables tasas de éxito.

Otro de los problemas que se presentan en las plantas de tecnología de torre central es la atenuación de la radiación solar que tiene lugar entre los heliostatos y el receptor de la torre. La determinación en tiempo real de dicha atenuación por la presencia de los aerosoles y el vapor de agua interpuestos entre los espejos y el receptor es un objetivo que se persigue desde diversos puntos de vista y metodologías.

Visibilidad, extinción/atenuación atmosférica o transmitancia son términos muy relacionados entre sí que pueden ayudar a desvelar esta incógnita. La estimación de la medida de la visibilidad estaba ligada inicialmente a observadores humanos, pero se automatizó posteriormente con instrumentación existente o desarrollada expresamente para ello (escatómetros y transmisómetros).

Las cámaras fotográficas pueden ser una buena herramienta para evaluar la visibilidad, y así se puso en evidencia con cámaras con película fotográfica; evaluar la concentración de contaminantes (Hoffer, 1982) y calcular distancias relativas dentro de un paisaje (Cotzman y Krotov, 1997).

Desde hace un par de décadas se desarrollan metodologías para evaluar y/o eliminar la presencia de nieblas, brumas, etc. en las imágenes tomadas con cámaras digitales, utilizando muy diversas técnicas, desde la aplicación directa del concepto de contraste, el uso de dos cámaras, filtros polarizadores, etc. (Graves and Newsam (2011), Xie et al (2008), Janeiro et al (2007), Schechner et al (2001)).

La radiancia que procede de un objeto iluminado en una escena se atenúa por los componentes atmosféricos presentes en el camino entre el objeto y el observador; al mismo tiempo, la luz ambiente o *airlight* se suma a la luz que llega al observador procedente del objeto, y ambos efectos causan un empeoramiento de la visibilidad del mismo, ya que disminuye el contraste. El *dehazing* de una imagen turbia trata de obtener fiabilidad en su

restauración; bajo ciertas condiciones radiométricas, trata de reconstruir la escena original revirtiendo las pérdidas de contraste que se han producido.

En este trabajo se presenta una metodología que permite determinar el coeficiente de extinción de la atmósfera en la banda espectral del sensor de la cámara, o en las distintas bandas de color del mismo, tomando una imagen de una escena, en la que sea posible determinar la luz ambiente. Para ello, se seguirán un algoritmo de *dehazing* que permite, bajo ciertas condiciones, calcular un mapa de transmitancias de la imagen. Una vez calculados estos valores, la atenuación será la complementaria a la transmitancia, si se conoce la distancia entre la cámara y el objeto analizado.

MATERIALES Y MÉTODOS

Conceptos previos

Se ha desarrollado un sistema software capaz de determinar la atenuación atmosférica en el momento de la captura de una imagen, si en ella se detecta la presencia de objetos que, en condiciones sin turbiedad, tendrían radiancia nula.

Una escena es iluminada por la radiación solar y por la que procede de otros elementos presentes en ella; cada "objeto" refleja la luz que le llega de acuerdo con sus características fotométricas (reflectividad especular, lambertiana...); la radiancia recibida de él se atenúa por la presencia de la atmósfera interpuesta (absorción por los componentes de la atmósfera y dispersión fuera de la línea de visión entre el objeto y el observador). La ley de Beer-Bouguer-Lambert parametriza la relación entre la radiancia que emite y la recibida a una distancia d :

$$L(d) = L(0)t(d) = L(0)e^{-kd} \quad (1)$$

$L(0)$ es la radiancia emitida por el objeto = reflectividad * radiación incidente sobre él,
 k es el coeficiente de extinción atmosférica y
 $t(d)$ la transmitancia de la atmósfera en esa distancia.

Pero también la radiación general interacciona con la atmósfera interpuesta, creándose una luz ambiente (*airlight*) que contribuye a crear la sensación de profundidad, en lo que llamaríamos "la formación radiométrica de la escena".

Con estos conceptos, podemos escribir la ecuación de la intensidad radiante recibida en cada (pre)pixel de la imagen (Middleton, 1963), sin incluir las variables asociadas al sistema óptico y al detector, que supondremos las mismas para todos ellos:

$$I(x) = L(x)t(x) + A(1 - t(x)), \quad (2)$$

x es la ubicación (bidimensional) del pixel en la imagen,
 $I(x)$ es la intensidad registrada en ese pixel,
 $L(x)$ es la radiancia procedente del "objeto",
 A es la radiación atmosférica ambiente (*airlight*),
 $t(x)$ la transmitancia atmosférica correspondiente a dicho punto.

Después de conocer los factores que influyen en la formación de la intensidad recibida, toma una relevancia especial la transmitancia atmosférica que será muy importante y decisivo conocer cuál es el valor real de intensidad que el receptor (cámara digital) recibe en una escena. Por tanto, determinar la transmitancia de la atmósfera a partir de la imagen digital de la escena es una tarea de suma importancia para luego determinar el coeficiente de extinción o atenuación atmosférica en las capas bajas de la atmósfera.

La metodología propuesta se basa en el método *dark channel prior* (DChP) (He et al, 2011). El apriorístico al que hace referencia este método es que en toda escena hay "objetos" de reflectividad nula (cuerpos negros, sombras intensas u objetos de color puro). Estos elementos tienen la característica de que la radiancia emitida en condiciones de muy baja turbiedad, sería nula en todas las bandas o en alguna de ellas. Localizando estos elementos, se calcula un mapa de transmitancias asociado (que el método denomina "canal oscuro"):

$$t(x) = 1 - I(x)/A \tag{3}$$

y, a partir de ella, se restauraría la imagen libre de turbiedad.

En nuestro caso, si conocemos el valor de la luz ambiente, A, se puede calcular la transmitancia correspondiente a dicho pixel y, a partir de la expresión (1), si conocemos la distancia a la que se encuentra el objeto en dicho pixel, obtener el valor de k.

Determinación del coeficiente de extinción atmosférica

Para poder determinar la atenuación atmosférica utilizando una cámara y el método de *dehazing* en primer lugar es necesario conocer las propiedades ópticas de la cámara y la respuesta espectral de sus diferentes bandas o canales. En este sentido, la Figura 1 muestra la eficiencia espectral de la cámara:

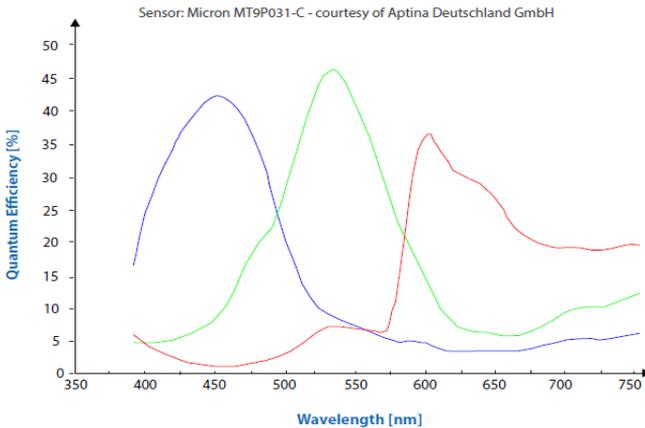


Fig. 1.- Representación de la respuesta espectral de la cámara (%).

Como puede observarse, uno de los factores determinantes será elegir si trabajar con todas las bandas o sólo con algunas, en las que se cumplan las condiciones radiométricas adecuadas (que no saturen en ningún caso). Elegida la banda más interesante es momento de determinar los factores implicados en la determinación de la atenuación atmosférica.

Analizando la Ec. 2, se observa que el valor de la luz ambiente se puede determinar para aquellos píxeles que corresponden a puntos de transmitancia 0 (los del cielo), que serán los mayores valores de intensidad en la imagen que no correspondan a ningún objeto. Por tanto, se selecciona una zona de cielo despejado, representativa para obtener el valor que determinará el valor de A; esta es la más importante limitación del método, disponer de un horizonte libre de nubes.

Posteriormente, se realiza el cociente entre la imagen y el valor de A siguiendo la pauta marcada en la Ec. 3. De este modo, tendremos una imagen o mapa de transmitancia de la escena estudiada (será la transmitancia real en aquellos píxeles de objetos de reflectividad nula o prácticamente nula). Es decir, podremos determinar el valor de la atenuación atmosférica entre la fuente emisora (objeto/parte de la imagen con $\rho = 0$) y la cámara conociendo la distancia entre ellos. La Figura 2 muestra fases del tratamiento digital de la imagen donde pueden comprobarse los procesos llevados a cabo para determinar el coeficiente de extinción en una escena dada.

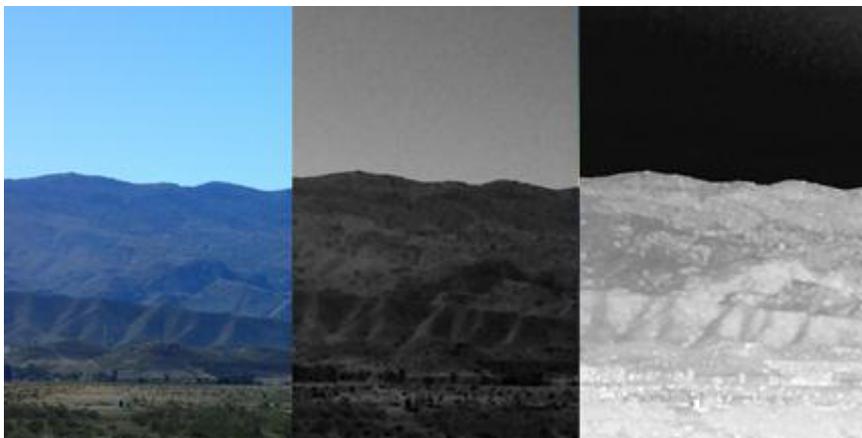


Figura 2.- Secuencia de imágenes con los procesos llevados a cabo para realizar un mapa de transmitancias el día 9 de marzo del año 2018 a las 12:15 horas (UTC+1). La primera es la imagen original, la segunda muestra una imagen de radiancia mínima en las 3 bandas y la última muestra, en escala de grises, el mapa de transmitancias.

Después de los primeros ensayos, los resultados han puesto de manifiesto la importancia de la resolución utilizada y de las propiedades ópticas de la cámara. Por último, los resultados han sido contrastados con medidas de atenuación obtenidas con un sistema innovador

instalado en la Plataforma Solar de Almería y recientemente publicado (Ballestrín et al., 2018), mostrándose una buena sintonía entre ambos. Se muestra el caso de la imagen analizada en la Fig. 2, en el que la atenuación con esta metodología fue de un 3.3%, mientras que la determinada por el sistema de dos cámaras en la PSA fue de un 4.1%.

Teniendo en cuenta que es una primera aproximación y que se compara con un sistema sofisticado y contrastado, la relación y acuerdo entre medidas presenta resultados muy prometedores y relevantes para el estudio de la atenuación en las capas bajas de la atmósfera.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una metodología para determinar el coeficiente de extinción de las capas bajas de la atmósfera utilizando una cámara digital convencional de bajo coste.

Los primeros resultados de comparación con un sistema sofisticado, nos permiten concluir que podría ser una buena herramienta para estimar la atenuación atmosférica de una manera simple con el propósito de incluirla en un sistema de predicción de radiación aplicado a plantas termosolares de torre central.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad de España, bajo el proyecto coordinado PRESOL con referencias ENE2014-59454-C3-1, 2,3 y el proyecto PVCastSOIL con referencias ENE2017-83790-C3-1, 2, 3. La colaboración de la Universidad de Antofagasta está a su vez financiada por el programa CORFO, proyecto con código: 17BPE3-83761.

BIBLIOGRAFIA

Ballestrín, J., Monterreal, R., Carra, M.E., Fernández-Reche, J., Polo, J., Enrique, R., Rodríguez, J., Casanova, M., Barbero, F.J., Alonso-Montesinos, J., López, G., Bosch, J.L., Batlles, F.J. and Marzo, A. (2018). Solar extinction measurement system based on digital cameras. Application to solar tower plants, *Renewable Energy* 125, 648-654,

Cotzman, F. and Krotov, E. (1997). Depth from scattering. *Proc. 1997 IEEE Conf. on Computer Vision and Pattern Recognition* 31, 801-806.

Graves, N. and Newsam, S. (2011). Using Visibility Cameras to Estimate Atmospheric Light Extinction. *IEEE Workshop on Applications of Computer Vision (WACV)*, 577-584.

He, K., Sun, J. and Tang, X. (2011). Single image haze removal using dark channel prior. *IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence* 33 (12), 2341-1353.

Hoffer, T.E., Schorran, D.E. and Farber, R.J. (1982). Photography as a technique for studying visual range. *The Science of the Total Environment* 23, 293-304.

Janeiro, F.M., Wagner, F., Ramos, P.M. and Silva, A.M. (2007). Atmospheric Visibility Measurements Based on a Low-Cost Digital Camera. *Proceedings of the ConfTel, 6th Conference on Telecommunications*, Peniche, Portugal.

Middleton, W.E.K. (1963). Vision through the Atmosphere. *University of Toronto Press, Toronto*.

Schechner, Y.Y., Narasimhan, S.G. and Nayar, S.K. (2001). Instant dehazing of images using polarization. *Proc. IEEE Conf. Comput. Vis. Pattern Recognit.*, vol. 1. 325-332.

Xie, L., Chiu, A. and Newsam, S. (2008). Estimating Atmospheric Visibility Using General-Purpose Cameras. G. Bebis et al. (Eds.): *ISVC 2008, Part II, LNCS 5359*, 356–367.

VARIABILIDAD ESPACIAL Y TEMPORAL EN LA RELACIÓN PAR/GHI DE ACUERDO CON EL ÍNDICE DE CLARIDAD

Vindel J.M. *, Valenzuela R.X. *, Navarro A.A. *, Zarzalejo L.F. *,
Souto J.A. **, Méndez-Gómez R. **, Cartelle D. **, Casares J.J. **

* División de Energías Renovables - CIEMAT, Av. Complutense nº 40, 28040 Madrid

** Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Santiago de Compostela ETSE -
Campus Sur - Rua Lope Gomez de Marzoa s/n, 15782 Santiago de Compostela (A Coruña)

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es comprobar la variabilidad del cociente entre la radiación fotosintéticamente activa (PAR) y la irradiancia global horizontal (GHI) de acuerdo con el lugar y el mes considerado. Para ello, se analizan medidas diarias de PAR y GHI registradas en tres emplazamientos repartidos por la Península Ibérica con características climatológicas diferentes: clima oceánico, clima mediterráneo continental y clima mediterráneo típico. Para realizar el estudio, relacionamos el cociente PAR/GHI en con la evolución anual experimentada por el índice de claridad (k_t) en tales emplazamientos. Los resultados obtenidos demuestran la necesidad de que los modelos que estiman la relación PAR/GHI incluyan la variabilidad espacial y temporal asociada a la claridad atmosférica y que, por tanto, los modelos locales no pueden ser extrapolados a otras localizaciones.

PALABRAS CLAVE: radiación fotosintéticamente activa (PAR), radiación global horizontal (GHI), índice de claridad (k_t)

ABSTRACT

The aim of this work is to check the variability of the ratio between the photosynthetically active radiation (PAR) and the global horizontal irradiance (GHI) according to the place and the month considered. So PAR and GHI daily measurements were registered in three sites distributed over the Iberian Peninsula with different climatological features: Oceanic climate, continental Mediterranean climate and standard Mediterranean climate. For the study, the PAR/GHI ratio was related with the annual evolution undergone by the clearness index (k_t) in these places. The results obtained show the need that the models to estimate the PAR/GHI ratio include the spatial and temporal variability associated to the clearness index and how, thus, the local models cannot be extrapolated to other places.

KEYWORDS: photosynthetically active radiation (PAR), global horizontal irradiance (GHI), clearness index (k_t)

INTRODUCCIÓN

La radiación fotosintéticamente activa (PAR) es la parte de la radiación incluida en el intervalo 400-700 nm del espectro solar. El conocimiento de esta parte de la radiación es de gran interés para la producción de biomasa, el balance energético de los ecosistemas o la iluminación natural de invernaderos, entre otras aplicaciones. Pero a pesar de su importancia, apenas se dispone de estaciones que la midan por lo que habitualmente se estima a partir de relaciones empíricas con la radiación global horizontal (GHI), de la que se dispone de mayor número de medidas. Por otro lado, existen estimaciones de PAR obtenidas a partir de imágenes de satélite, como por ejemplo mediante la utilización de datos de MODIS (Liang et al., 2006) o de GOES (Zheng et al., 2008).

Con frecuencia, a la relación PAR/GHI se le asigna un valor constante, aunque en realidad se trata de una tasa variable (Akitsu et al., 2015) que se ve afectada por diversos parámetros. De hecho, se han desarrollado numerosos modelos para estimar esa relación, a partir de datos registrados en estaciones radiométricas, utilizando diversas técnicas, como regresiones (Escobedo et al., 2008; Wang et al., 2013; Peng et al., 2015; Alados et al., 1996) o redes neuronales (Jacovides et al., 2013; Foyo-Moreno et al., 2017). Esos modelos muestran gran dependencia de la climatología local, siendo una variable de entrada recurrente para la mayoría de ellos el índice de claridad o índice de transparencia atmosférico (k_t).

El índice de transparencia atmosférico se define como el cociente entre la GHI que alcanza la superficie de la Tierra y su valor fuera de la atmósfera. Este índice caracteriza el grado de claridad existente en la atmósfera, tratándose, por tanto, de un índice especialmente dependiente de la nubosidad. Por otro lado, la relación PAR/GHI depende de la atenuación que afecta a las diferentes bandas del espectro solar y, en esa atenuación, la nubosidad juega un papel primordial. La atenuación espectral debida a las nubes presenta dos aspectos: el scattering y la absorción. En cuanto al primero, no depende del lugar del espectro (atenuación no selectiva) y, por tanto, la relación PAR/GHI no se ve afectada de modo importante por la presencia de nubosidad. El caso de la absorción es diferente, ya que el agua absorbe de manera muy importante en el rango del infrarrojo, lo que, por tanto, afecta a la atenuación de radiación global, pero no a la de PAR. De acuerdo con ello, la relación PAR/GHI debe verse incrementada en zonas nubosas, con menor k_t , en relación a las más despejadas.

DATOS

Se tomaron medidas diarias de PAR y GHI en tres emplazamientos repartidos por la Península Ibérica: 1) la Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT), desde el 24 de febrero de 2016 hasta el 22 de junio de 2017; 2) el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER-CIEMAT) desde el 26 de enero de 2016 hasta el 20 de agosto de 2017; 3) Santiago de Compostela (Santiago-EOAS) desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2017. En las dos primeras estaciones, la PAR fue medida con un ML-020P (EKO Instruments) y la GHI con un piranómetro CM21 (Kipp & Zonen). En la tercera estación, la PAR se midió con un radiómetro multi-banda GUV-2511 (Biospherical Instruments Inc.) y los datos de GHI fueron tomados de las medidas realizadas por MeteoGalicia mediante un piradiómetro PH.SCHENK Type 8111. Los tres emplazamientos fueron elegidos por su pertenencia a zonas con características

climatológicas diferentes. La de Santiago-EOAS, situada en el noroeste de la Península, presenta un claro clima oceánico, caracterizado por la continua nubosidad y precipitación a lo largo de todo el año y, por tanto, por una baja actividad solar de manera habitual. La situada en CEDER-CIEMAT, en el centro peninsular, con un clima mediterráneo continental, presenta una mayor variabilidad en cuanto a nubosidad a lo largo del año. Finalmente, en la de la PSA-CIEMAT, en el sureste, el clima es el típico mediterráneo, con veranos bastante cálidos.

En la tabla 1 se resumen las características de los sensores utilizados.

Tabla 1. Características de los sensores

SENSOR	MODELO	FABRICANTE	RESPUESTA	LOCALIZACIÓN
PAR	ML-020P	EKO	0 – 3000 ($\mu\text{mol} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$)	PSA-CIEMAT CEDER-CIEMAT
PAR	GUV-2511	Biospherical Instruments Inc.	305, 313, 320, 340, 380, 395 (nm.) y PAR (400-700 nm.)	SANTIAGO-EOAS
GHI	CM21	Kipp & Zonen	305 – 2800 (nm.)	PSA-CIEMAT CEDER-CIEMAT
GHI	Pyrradiometer 8111	SCHENK	300 – 3000 (nm.)	MeteoGalicia

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Fig. 1 hemos representado la relación PAR/GHI vs. k_t . En las tres estaciones consideradas se aprecia una disminución de esa relación cuando k_t aumenta. Esa disminución es muy suave, sobre todo para índices de claridad mayores, en el caso de la PSA-CIEMAT y el CEDER-CIEMAT. Además, ambas estaciones presentan muy escasa dispersión, esto es, la relación PAR/GHI siempre presenta valores muy similares para un valor determinado del índice de claridad. Sin embargo, en el caso de Santiago-EOAS, la disminución experimentada por la ratio en función del incremento del índice de claridad es mucho más acusada, al igual que la dispersión observada. Por otro lado, los valores PAR/GHI resultan en general más elevados en esta estación que en las otras dos estaciones, en las que, por otra parte, los índices de claridad elevados son más abundantes. Además, la relación PAR/GHI es algo menor en la estación correspondiente al clima mediterráneo continental (CEDER-CIEMAT) que en la correspondiente al clima mediterráneo típico (PSA-CIEMAT).

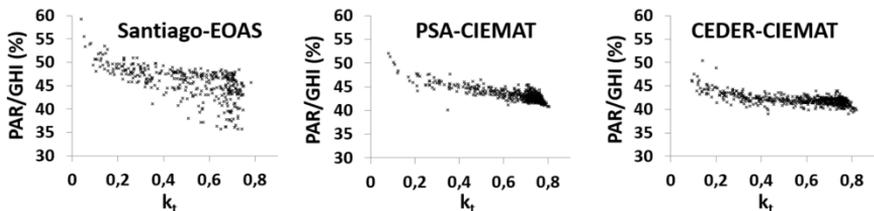


Fig. 1. PAR/GHI vs. k_t en las estaciones de medida

Las anteriores observaciones podrían explicarse atendiendo a las características climáticas de las zonas en las que se sitúan las distintas estaciones. En efecto, PSA-CIEMAT y CEDER-CIEMAT, situadas en zonas con clima mediterráneo, aunque con variedades diferentes, presentan un comportamiento similar. En el clima mediterráneo, menos nuboso que el oceánico, los índices de nubosidad resultan, en general, mayores, lo que justifica también, de acuerdo con la mayor capacidad de absorción del vapor de agua en la zona espectral del infrarrojo, menores valores en la relación PAR/GHI.

Por otro lado, la menor dispersión en esa relación, observada en las estaciones mediterráneas, podría explicarse por el comportamiento más regular por parte de la atmósfera. Esto es, en esas estaciones, la obtención de un determinado estado de claridad responde a situaciones nubosas determinadas. En ese sentido, la mayor estabilidad característica del clima mediterráneo, en términos de nubosidad, explicaría niveles de claridad asociados a determinadas situaciones nubosas y, por tanto, a determinados ratios PAR/GHI. Por el contrario, la mayor inestabilidad propia del clima oceánico resulta propicia para una mayor variabilidad en la relación PAR/GHI. En efecto, la continua entrada de frentes cargados de nubosidad y precipitación genera una mayor variabilidad de situaciones atmosféricas y, por tanto, mayor variabilidad de valores PAR/GHI, capaces de dar lugar a situaciones similares de claridad. Todo ello explicaría la mayor dispersión observada en la estación de Santiago-EOAS.

Con objeto de analizar la relación entre el ratio PAR/GHI y k_t desde un punto de vista estacional, en la Fig. 2 hemos representado la evolución mensual de las medias geométricas mensuales de ambas variables. Nuevamente se observa cómo los valores PAR/GHI son claramente mayores en la estación oceánica (Santiago-EOAS). También se aprecia que, con respecto a las dos estaciones mediterráneas, esos valores son algo inferiores en la estación característica del clima mediterráneo continental (CEDER-CIEMAT). Esa diferencia se puede explicar por la mayor humedad propia de las zonas costeras, lo que aumentaría, como hemos explicado, el valor de la relación PAR/GHI. Ese mayor valor de PAR/GHI en la zona costera mediterránea se observa a pesar de que la nubosidad, menor en esa zona costera, produzca índices de claridad algo superiores a los del clima mediterráneo continental.

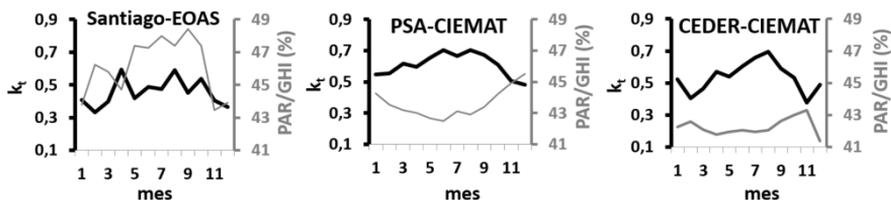


Fig. 2. Evolución mensual de k_t y de PAR/GHI en las estaciones de medida

Como era esperable, los valores de k_t son más elevados en los meses de verano, más despejados, que en los meses invernales. Además, las evoluciones mensuales de ambas variables resultan, en general, complementarias en todas las estaciones. En efecto, cuando

el índice de claridad aumenta/disminuye, la relación PAR/GHI, en general, disminuye/aumenta.

CONCLUSIONES

Los resultados confirman el carácter local y estacional de la relación PAR/GHI. Ese carácter viene marcado, en parte, por el índice k_t . Este índice se muestra menos determinante en la obtención del cociente PAR/GHI en la zona con clima oceánico, donde la altamente variable situación atmosférica no permite caracterizar de manera unívoca ese cociente a partir del k_t . Por el contrario, en el caso de las zonas con clima mediterráneo, disminuye la ambigüedad en la caracterización de PAR/GHI a partir de k_t , haciendo menos necesaria la introducción de otras variables que ayuden a explicar dicho cociente.

Por otro lado, y como cabría esperar, la relación PAR/GHI disminuye, en general, conforme k_t aumenta. Ese comportamiento se explica por la mayor absorción en la banda infrarroja del espectro por parte del vapor de agua, que hace que en las zonas cargadas de humedad, y por tanto, con menor k_t , la radiación global disminuya sin que la parte correspondiente a la PAR se vea afectada. En consecuencia, la disminución de k_t aumentaría la relación PAR/GHI, lo que explicaría los mayores valores de ese cociente registrados en la estación de la zona Oceánica.

Esa relación inversa entre ambas variables, PAR/GHI y k_t , se hace también evidente en la evolución anual en cualquiera de las estaciones analizadas. En efecto, valores de k_t mayores, habitualmente registrados en meses de verano, vienen asociados a cocientes PAR/GHI menores, de tal forma que los incrementos o decrementos, de un mes al siguiente, en los valores de k_t , se corresponden, de manera generalizada, con decrementos o incrementos en los valores de PAR/GHI.

Finalmente, en cuanto a las diferencias dentro de las zonas con clima mediterráneo, la variedad continental muestra, en general, menores valores del cociente PAR/GHI. Ese resultado se observa a pesar de que la nubosidad, menor en la zona costera mediterránea, produzca índices de claridad algo superiores a los del clima mediterráneo continental. Por tanto, el mayor valor de PAR/GHI en esa zona costera puede estar asociado al mencionado efecto de absorción en la banda infrarroja del espectro por parte del vapor de agua, muy presente junto al mar. Esa fuerte absorción provoca una disminución en la GHI sin afectar a la PAR, elevando el valor de la relación PAR/GHI en esa zona.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) [Proyecto CGL2016-79284-P AEI/FEDER/UE]. Los autores también agradecen a MeteoGalicia (Consellería de Medio Ambiente e Ordenación do Territorio, Xunta de Galicia) los datos proporcionados de irradiancia global en la estación Santiago-EOAS y a la Universidad de Santiago de Compostela los datos proporcionados de PAR en dicha estación.

REFERENCIAS

- Liang S., Zheng T., Liu R., Fang H. and Tsay S.-C. (2006). Running, S. Estimation of incident photosynthetically active radiation from Moderate Resolution Imaging Spectrometer data. *J. Geophys. Res. Atmos.* 111, D15208.
- Zheng, T., Liang, S. and Wang, K. (2008). Estimation of incident photosynthetically active radiation from GOES visible imagery. *J. Appl. Meteorol. Climatol.* 47, 853–868.
- Akitsu T., Kume A., Hirose Y., Ijima O. and Nasahara K.N. (2015). On the stability of radiometric ratios of photosynthetically active radiation to global solar radiation in Tsukuba, Japan. *Agric. For. Meteorol.* 209, 59–68.
- Escobedo J.F., Gomes E.N., Oliveira A.P. and Soares J. (2008). Modeling hourly and daily fractions of UV, PAR and NIR to global solar radiation under various sky conditions at Botucatu, Brazil. *Appl. Energy* 86, 299-309.
- Wang L., Gong W., Li Ch., Lin A., Hu B., and Ma Y. (2013). Measurement and estimation of photosynthetically active radiation from 1961 to 2011 in China Central. *Appl. Energy* 111, 1010-1017.
- Peng S., Du Q., Lin A., Hu B., Xiao K., and Xi Y. (2015). Observation and estimation of photosynthetically active radiation in Lhasa (Tibetan Plateau). *Adv. Space Res.* 55, 1604-1612.
- Alados I., Foyo-Moreno I. and Alados-Arboledas L. (1996). Photosynthetically active radiation: measurement and modelling. *Agric. For. Meteorol.* 78, 121-131.
- Jacovides C.P., Tymvios F.S., Boland J. and Tsitouri M. (2013). Artificial Neural Network models for estimating daily solar global UV, PAR and broadband radiant fluxes in an eastern Mediterranean site. *Atmos. Res.* 152, 138-145.
- Foyo-Moreno I., Alados I. and Alados-Arboledas L. (2017). A new conventional regression model to estimate hourly photosynthetic photon flux density under all sky conditions. *Int. J. Climatol.* 37, 1067-1075.

SISTEMA AUTÓNOMO PARA REGISTRAR LA IRRADIANCIA SOLAR

García G.N.*, Liria J.G.* , González S.* , Zarzalejo L. F.** ,
Valenzuela R. X.** , Wilbert S.***

* Plataforma Solar de Almería (PSA). Ctra. de Senés, km. 4.5, E04200 Tabernas, Spain.

** Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
División de Energías Renovables. Avda. Complutense 40, 28040 Madrid (España).

*** German Aerospace Center (DLR). Institute of Solar Research. Ctra. de Senés, km. 4.5,
E04200 Tabernas, Spain.

RESUMEN

Presentamos un sistema de bajo mantenimiento para registrar la irradiancia solar en lugares remotos o de difícil acceso, con un piranómetro de termopila ventilado, una banda rotatoria de sombreado y una estructura con soportes móviles. Se diseña para trabajar autónomamente con medios para limpiar el cristal esférico del sensor mediante soplado con aire comprimido y cepillado; medios de guiado de la banda de sombreado y brazo de protección; medios de alimentación que comprenden una batería y un panel solar; medios de control con una tarjeta de electrónica acoplada con los medios de guiado para posicionar la banda de sombreado respecto del sensor y establecer intervalos de medida en sol y en sombra, según situación geográfica, fecha, momento del día y tiempo de respuesta del sensor. Medios de adquisición registran las medidas realizadas y se almacenan en memoria.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Irradiancia solar, recurso solar, metrología

ABSTRACT

We present a low maintenance system to record the solar irradiance in remote places or difficult access, with a ventilated thermal pyranometer, a rotating shadowband and a structure with movable supports. It is designed to work autonomously with a cleaning device that cleans the spherical glass of the sensor by blowing with compressed air and brushing; a rotating shadowband and a protection arm; a power supply comprising a battery and a solar panel; a control device with an electronic card coupled with the guiding means to establish the position of the shading band with respect to the sensor and to establish measurement intervals in sun and shadow conditions, according to geographical location, date, time of day and response time of the pyranometer. A data acquisition device records the measurements made and these are stored in memory.

KEYWORDS: Solar Energy, solar irradiance, solar resource, metrology

INTRODUCCIÓN:

Los proyectos de plantas solares a gran escala requieren del conocimiento previo de los recursos solares existentes en las zonas donde pueden implantarse con garantía. Ello requiere un banco de datos histórico de varios años de las condiciones de irradiancia solar del lugar, que avalen la financiación necesaria para la construcción de las plantas solares.

En la actualidad hay una gran carencia de mediciones de irradiación solar en grandes y extensas zonas del planeta. Por este motivo son utilizados datos tomados desde satélite en combinación con datos de campo de un periodo corto (al menos un año) para estimar la variabilidad interanual y los valores medios a largo plazo. Las medidas tomadas en tierra son necesarias porque tienen una mayor precisión que los datos de satélite.

Es importante disponer de datos tomados en tierra para garantizar las financiaciones necesarias. Los radiómetros más exactos necesitan mantenimiento manual diario, sobre todo para la limpieza de los cristales de apertura. A menudo los lugares de interés para plantas solares grandes están aislados con dificultad de acceso y en climas secos. Por eso son necesarios sistemas de medición más robustos que requieren menos mantenimiento.

El objeto del dispositivo descrito en este documento pretende dar una posible solución a estas necesidades por lo que se propone un sistema especialmente diseñado para la medición y registro de una base histórica de datos de irradiancia solar en lugares aislados con dificultad de acceso, que pueda funcionar sin asistencia.

Este dispositivo ha sido diseñado y construido en la Plataforma Solar de Almería y, en la actualidad, CIEMAT lo tiene patentado (García et al., 2017)

ESTADO DE LA TECNICA:

Las tecnologías de concentración solar emplean la irradiancia solar directa, DNI (*Direct Normal Irradiance*) para, mediante el empleo de espejos, poder obtener altos flujos de energía solar concentrada al objeto de producir, mediante procesos térmicos a alta temperatura, grandes cantidades de energía eléctrica entre otras, de forma eficiente. Es por ello que se requiere del conocimiento de los niveles históricos de irradiancia solar directa en los emplazamientos más idóneos para su implantación, así como su medición continua durante los periodos de producción de las mismas.

Para la medición precisa de la irradiancia solar directa, DNI, se emplean pirheliómetros que necesitan estar permanentemente orientados al sol con gran precisión mediante seguidores solares y de un mantenimiento diario para garantizar el funcionamiento y la limpieza del sensor, lo que complica su utilización continuada en zonas apartadas o de difícil acceso. Para medir al irradiancia global horizontal (GHI) se aplican piranómetros. Los piranómetros más precisos son piranómetros con un sensor termopila.

Otros equipos empleados para la medida de la DNI y GHI son los *Rotating Shadowband Irradiometer*, RSI, los cuales son más económicos y requieren menos cuidados/limpiezas (Maxwell et al., 1999, Pape et al., 2009) pero necesitan igualmente limpiezas periódicas del sensor y son más imprecisos ya que, en la actualidad, la mayoría de ellos emplean un fotodiodo de silicio cuya respuesta está limitada a una pequeña parte del espectro solar, luz visible e infrarrojo cercano. Su insensibilidad, a parte del espectro solar, los hace imprecisos y dependientes de condiciones atmosféricas determinadas por la presencia de

aerosoles, vapor de agua precipitable y nubes. Otros errores sistemáticos aparecen por cambios de la temperatura y del ángulo de incidencia. Es necesario aplicar correcciones (e.g. Vignola et al., 2006, Geuder et al., 2011) para estas influencias, pero incluso con las correcciones queda una incertidumbre adicional (Geuder et al., 2014, Wilbert et al., 2016).

Estos equipos emplean un único sensor para la medición de las tres componentes de la irradiancia solar (directa, global y difusa), el cual obtiene una medición de la irradiancia horizontal en condiciones de sol y sombra. Actualmente se disponen de varios RSIs en el mercado con características similares. Los más conocidos son:

- Modelo RSP-4G (Rotating Shadowband Pyranometer) de “Reichert GmbH”
- Modelo RSR-2 (Rotating Shadowband Radiometer) de “Irradiance, Inc.”
- Modelo Twin-RSI (Twin Rotating Shadowband Irradiometer) “CSP Services GmbH”
- Modelo: SDR-1 (Single Detector Rotating Shadowband Radiometer) de “Yankee”

Todos estos equipos emplean un fotodiodo como elemento sensor que, generalmente, es el modelo LICOR-LI200. Estos sensores se caracterizan por su alta sensibilidad y pequeño tiempo de respuesta, lo que les permite adaptarse a rápidas y bruscas variaciones de la irradiancia solar. Esta característica se aprovecha para tomar medidas de la irradiancia solar en condiciones de sol y sombra gracias al paso de una estrecha banda que sombra por unos instantes el sensor durante su movimiento rotativo. En el caso del Twin-RSI, controlando la velocidad de la banda, puede determinarse el tamaño del disco solar en función del tiempo de sombreado (ver fig.1).



Fig.1. Twin RSI (CSPS)

Otro RSI's, como el TSR de Yankee, emplea un piranómetro de termopila pero de características limitadas debido a su pequeño tamaño, rápida respuesta y altos errores de coseno para ángulos cenitales de 0-80°, y no es adecuado para lugares con temperaturas muy elevadas. El modelo PRB-100 de Prede puede incorporar piranómetros de termopila más precisos pero a un precio muy elevado y con los problemas de mantenimiento, ya que ninguno de los RSI's mencionados dispone de sistemas de protección y limpieza automática. por lo que no son actos para trabajar sin asistencia.

DESCRIPCIÓN DEL DISPOSITIVO:

A la vista de lo anterior, sería deseable contar con una solución capaz de registrar la irradiancia solar que mejorase las limitaciones existentes. En particular, un dispositivo del tipo RSI que cubra un mayor espectro de longitudes de onda, con errores más pequeños por efectos de temperatura y ángulo de incidencia y que pueda operar fiablemente más tiempo de forma autónoma y sin revisiones de mantenimiento. Este dispositivo, así concebido, se denomina “Autonomous *Rotating Shadowband Irradiometer*”, en adelante, ARSI.

Con este objetivo se propone un sistema especialmente diseñado para trabajar de forma autónoma y para registrar la irradiancia solar que emplea un piranómetro Kipp&Zonen modelo CMP22 para medir la irradiancia solar incidente, con una banda de sombreado móvil. El sistema cuenta con medios de limpieza preventiva, mediante ventilación forzada, y activa para limpiar el sensor mediante cepillado y soplado con aire comprimido, medios

de protección ante inclemencias meteorológicas y medios de guiado de la banda de sombreado para efectuar medidas en diversas condiciones de sombra y sol.

Una unidad de control gobierna los medios de protección y limpieza para garantizar la seguridad y las condiciones óptimas de medida del sensor, y los medios de guiado para fijar la banda de sombreado respecto del sensor y para establecer ciclos con sombra y con sol, de acuerdo con la latitud y el momento del día, donde la duración de los ciclos tiene en cuenta el tiempo de respuesta de un piranómetro térmico del tipo termopila.

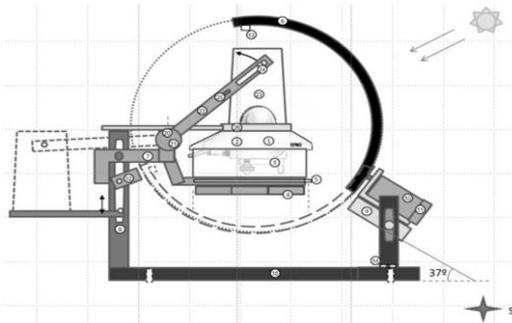


Fig.2. Dispositivo ARSI

Como muestra la fig.2, el dispositivo de sombreado consta de una estructura especial al objeto de posicionar el ojo de un piranómetro CMP22 en el centro de la esfera descrita por una banda metálica en forma de arco y pintada de negro, que gira mediante un motorreductor inclinado a la latitud del lugar.

Con el dispositivo soleado, la banda gira hasta una posición en la que se proyecta su sombra sobre el sensor y permanece allí un tiempo suficiente al objeto de que el sensor

se acomode a las nuevas condiciones de luz y realice una medición de la irradiancia solar en sombra. Transcurrido este tiempo, la banda se esconde bajo el sensor durante un tiempo para permitirle la medición en condiciones de soleado.

Para obtener mediciones más precisas del piranómetro, éste se mantiene ventilado mediante tres pequeños ventiladores y sus medidas se ajustan debido a la dependencia de su sensibilidad con la temperatura ambiente y con la variación de la irradiancia.

La ventilación del equipo reduce la deposición de partículas encima del cristal del sensor, lo que le mantiene más limpio durante el día. Un dispositivo de protección, se estaciona sobre el sensor en periodos nocturnos o de condiciones climáticas adversas como lluvia ligera o fuerte viento protegiéndole de éstas y evitando un deterioro o suciedad.

Este dispositivo de protección dispone de un sistema activo de limpieza, mediante el soplado de aire a presión sobre el cristal y el cepillado simultáneo del mismo mediante un rodillo/cepillo contenido en el interior del contenedor, accionado por un motor eléctrico, que se activa al comenzar el día para asegurar la limpieza del cristal del sensor durante la jornada de medición. Se dispone de un compresor de aire que carga un pulmón a 1,2 bar y de una electroválvula para producir el soplado. La fig.3 muestra el dispositivo en operación

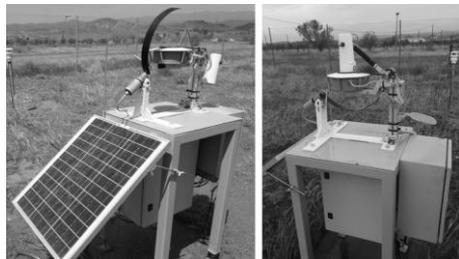


Fig.3. Vista en operación y en protección

rutinaria y en posición de protección por lluvia.

Gracias a lo anterior, el sistema ARSI requiere bajo mantenimiento y asegura la protección y la limpieza. Dispone de alimentación autónoma, preferiblemente mediante un panel fotovoltaico, un cargador y una batería eléctrica que, junto con las características anteriores, le permiten trabajar en lugares de difícil acceso, sin asistencia y por largos periodos de tiempo. Eso también es posible ya que dispone de un almacenamiento permanente en una tarjeta de memoria SD, la cual es capaz de conservar los datos obtenidos de irradiancia y de otras variables meteorológicas durante largos periodos de tiempo. Opcionalmente se puede conectar un modem para obtener los datos diariamente.

FUNCIONAMIENTO:

A la salida del Sol, el control acciona el sistema de limpieza y de protección mediante la carga del pulmón de aire, el movimiento oscilante del brazo de protección, el soplado y el barrido del cepillo sobre la ventana del sensor. Una vez realizada la limpieza se procede a la retirada del contenedor del sensor y se activan los ventiladores dando comienzo el ciclo de movimiento de la banda, registrándose los datos obtenidos en cada ciclo de medida.

En el ocaso, se activa el modo de defensa y la banda se recoge en la parte inferior del sensor permaneciendo allí durante toda la noche, se paran los ventiladores y se acciona el sistema de protección, posicionando el contenedor sobre la ventana del sensor, protegiendo ésta durante el periodo nocturno. Durante este periodo los datos siguen registrándose.

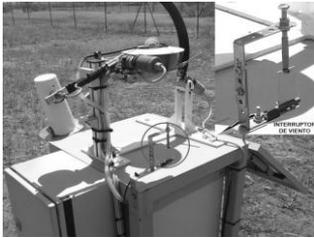


Fig.4. Interruptor de viento

Al objeto de proteger la ventana del sensor de la suciedad, de la humedad y de los agentes externos tales como viento, abrasión, lluvia ligera, etc., el equipo decidirá la activación del sistema de limpieza y protección cuando sea necesario gracias a los datos suministrados por un sensor de Clima y por un interruptor de viento, el cual detecta vientos peligrosos por ensuciamiento o abrasión del cristal (ver fig.4.)

El dispositivo ARSI emplea un CMP22, uno de los mejores piranómetros del mercado, que tiene un rango espectral de 200 a 3800nm, con un pequeño error por temperatura y por coseno y un tiempo de respuesta de 5 segundos. Para resolver su lenta respuesta se ha desarrollado un control de sombreado cíclico complejo que adapta el tiempo de respuesta del sensor a los periodos de sol y de sombra.

Una vez medidas la irradiancia global horizontal, GHI, tomada en condiciones de sol y la irradiancia difusa horizontal, DHI, en condiciones de sombra, corregida por un factor de banda, FB, originada por la obstrucción de la misma sobre la superficie de la esfera, se determina la irradiancia normal directa, DNI, mediante la ecuación:

$$DNI = ((GHI - (DHI * FB * FC) / \text{SENO}(\alpha)); \quad \text{Ec. (1)}$$

Siendo: * Altura solar del lugar en radianes, α

* El factor de Banda, **FB**, es mínimo en el orto y ocaso del día y adopta un valor máximo en el mediodía. Varía dependiendo de las dimensiones constructivas del equipo y de la posición de la banda a lo largo del día. Este factor se aplica al valor de la irradiancia difusa horizontal, DHI, y corrige la obstrucción de la banda sobre el hemisferio celeste vista por el sensor en cada instante.

* El factor de Claridad, **FC**, es mínimo en días despejados y máximo en días con fuerte neblina y depende de las condiciones de la atmósfera caracterizadas por el índice de claridad y de la fracción de difusa en el lugar de ensayo.

Una tarjeta electrónica es gobernada por microcontrolador asistido con un reloj RTC, un convertidor ADC de 24bits y una tarjeta SD de 32Gb para realizar todas las funciones operativas y de cálculo del vector solar con precisión de ± 20 segundos de arco, así como procesos de medida, protección, ventilación y limpieza, ciclos de sol/sombra, lectura, procesado y almacenamiento de los datos y cálculo y control de posición de la banda. El convertidor ADC puede medir la radiación solar con un error menor al 0,2% y dispone de 8 canales que se leen cada dos segundos registrándose, cada minuto, los valores mínimo, medio y máximo pudiéndose almacenar hasta 200 días con grabaciones cada minuto

Una vez obtenidos los valores de la irradiancia en condiciones de sol y sombra, se aplica la ecuación Ec.(1) para la determinación de la irradiancia directa considerando la elevación solar del momento y aplicando el factor de Banda, FB, y el factor de Claridad, FC.

La tarjeta de control emplea una línea serie MODBUS para comunicarse con un sensor de Clima, con un modem o con un PC desde el que se realiza la programación y configuración del equipo, así como el salvado de los datos almacenados en la tarjeta SD.

Los datos procedentes del sensor de Clima se emplean, además de para su registro y enriquecimiento de la base de datos, para la determinación de situaciones peligrosas y para permitir al equipo su autoprotección mediante el movimiento del brazo a la posición de protección. Situaciones tales como:

- Detección de vientos peligrosos y de tormentas de arena
- Detección de lluvia, nieve o granizo
- Baja temperatura ambiente, detección de heladas.
- Baja tensión de batería



Fig.5. Estación METAS

RESULTADOS DE LA INTERCOMPARACIÓN:

Durante el mes de abril y mayo de 2018 se realiza una campaña de intercomparación de los datos obtenidos por este dispositivo, ARSI, con los registrados por la estación METAS que se encuentra a escasos 25 metros dentro de la estación meteorológica de la PSA (figura 5).

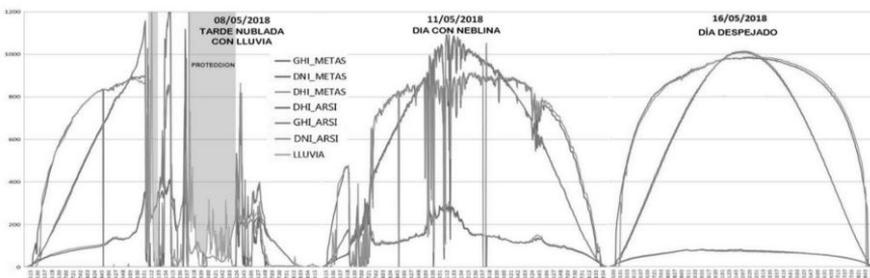


Fig.6. Intercomparación en días de diferentes condiciones meteorológicas

Esta estación consta en un seguidor SOLYS-2 equipado con un pirheliómetro CHP1, y dos piranómetros ventilados CMP21. Todos estos instrumentos, junto con el piranómetro CMP22 del dispositivo ARSI, fueron calibrados en el mes de julio de 2017 dentro de las actividades del proyecto SFERA 2.

Los datos registrados de la estación METAS corresponden a medias cada minuto de datos tomados cada segundo, mientras que los obtenidos por el dispositivo ARSI son valores puntuales tomados cada minuto, de forma que los datos DHI y GHI están desfasados entre sí 30 segundos, lo que corresponde con los periodos de sol y sombra. Esta circunstancia hace que rápidas variaciones de irradiancia ocasionadas al principio o final del día o ante el paso de nubes pueda afectar en la comparación produciendo retrasos o adelantos.

La figura 6 muestra la intercomparación en tres días de condiciones meteo diferentes observándose la coincidencia de los datos en la medida GHI y pequeñas diferencias en DHI y DNI ocasionadas por la variabilidad y por el error en la determinación del factor de claridad lo que puede suponer desviaciones no mayores del 5%.

RESULTADOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y LIMPIEZA:

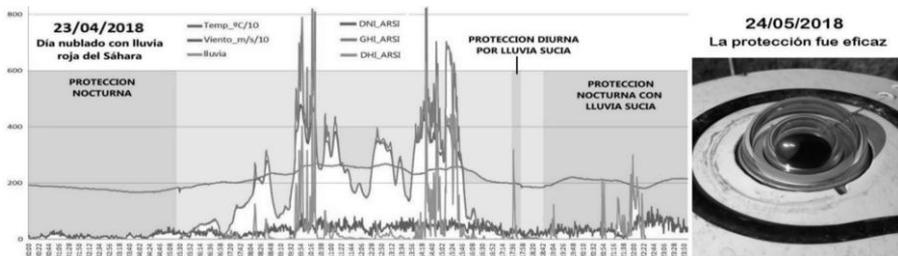


Fig.7. Auto protección ante lluvia sucia

Durante el periodo de ensayos, del 20 de abril al 17 de mayo, la limpieza del sensor ha sido realizada de forma automática por el sistema en el orto de cada día y en ningún caso se han realizado otras limpiezas. Los valores GHI_METAS y GHI_ARSÍ, de los tres días mostrados en la fig.6, muestran una gran similitud lo que indica que el cristal está limpio comparándolo con el de la estación METAS que es limpiado a diario por un operario.

El día 23 de abril aconteció una tormenta con polvo y arena del desierto y el sistema fue capaz de auto protegerse convenientemente como indica la fig.7.

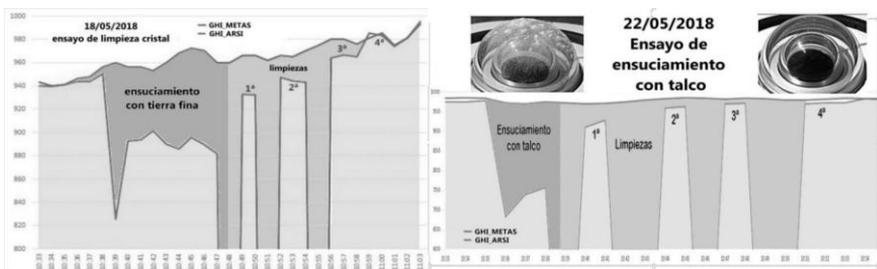


Fig.8. Ensayos de ensuciamiento con tierra fina local y talco

Los días 18 y 22 de mayo se realizaron ensayos de ensuciamiento mediante la deposición de tierra fina del lugar sobre el cristal del sensor GHI_ARSI y con polvos de talco. Como muestra la fig.8, la irradiancia recuperó los valores anteriores al ensuciamiento después de cuatro ciclos de limpieza automática.

CONCLUSIONES:

Los ensayos realizados indican que este dispositivo puede emplearse con éxito para la obtención de largas series de datos de irradiancia en lugares apartados donde la presencia humana es escasa. Los resultados muestran una gran aproximación con los datos obtenidos con estaciones meteorológicas estándares bajo supervisión. Los procesos de auto protección y auto limpieza han demostrado ser eficaces y mantienen el cristal del sensor en condiciones óptimas durante más tiempo. El equipo queda funcionando en demostración.

AGRADECIMIENTOS:

Se ha recibido financiación del Seventh Framework Programme de la Unión Europea (FP7/2007-2013) en virtud del acuerdo de subvención nº 312643.

REFERENCIAS:

- Ferrera Cobos, F., Valenzuela, R.X., Ramirez, L., Zarzalejo, L.F., Nouri, B., Wilbert, S., García, G., 2018. Assessment of the impact of meteorological conditions on pyrheliometer calibration. *Sol. Energy*. doi:10.1016/j.solener.2018.03.046
- Geuder, Norbert, Marja Hanussek, Johannes Haller, Roman Affolter, and Stefan Wilbert. 2011. Comparison of Corrections and Calibration Procedures for Rotating Shadowband Irradiance Sensors. Paper read at SolarPACES Conference, at Granada, Spain.
- Geuder, N, R Affolter, B Kraas, and S Wilbert. 2014. "Long-term Behavior, Accuracy and Drift of LI-200 Pyranometers as Radiation Sensors in Rotating Shadowband Irradiometers (RSI)." *Energy Procedia* no. 49:2330-2339.
- Ginés García, José Liria. 2017. Sistema autónomo para registrar la irradiancia Solar. Patente española ES 2656737 A1 con número de solicitud P201730884 de fecha 04/07/2017.
- Maxwell, Eugene L, Stephen M Wilcox, Chris Cornwall, Bill Marion, Saleh H Alawaji, Mohammed bin Mahfoodh, and Anmed Al-Amoudi. 1999. Progress Report for Annex II--Assessment of Solar Radiation Resources in Saudi Arabia 1993-1997, NREL/TP-560-25374. (US).
- Pape, Benedikt, Javier Batlles, Norbert Geuder, Rayco Zurita Pinero, Fernando Adan, and Benedikt Pulvermüller. 2009. Soiling impact and correction formulas in solar measurements for CSP projects. Paper read at SolarPACES Conference, at Berlin, Germany.
- Vignola, F. 2006. "Removing Systematic Errors from Rotating Shadowband Pyranometer Data." *Proceedings American Solar Energy Society*.
- Vignola, F., Peterson, L., Wilbert, S., Blanc, P., Geuder, N., & Kern, C. (2016). New Methodology for adjusting Rotating Shadowband Irradiometers Measurements. In 22nd SolarPACES Conference.
- Wilbert, S., Kleindiek, S., Nouri, B., Geuder, N., Habte, A., Schwandt, M., & Vignola, F. (2016). Uncertainty of rotating shadowband irradiometers and Si-pyranometers including the spectral irradiance errors. *AIP Conference Proceeding*, 1734(1), 150009.
- S. Wilbert, B. Nouri, C. Prah, G. Garcia, L. Ramirez, L. Zorzalejo, R. Valenzuela, F. Ferrera, N. Kozonek, J. Liria "Application of whole sky imagers for data selection for radiometer calibration". 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Munich June 2016, Proceedings 10.4229/EUPVSEC20162016-5AO.8.6 pages 1493-1498. ISBN 3-936338-41-8.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

AVANÇOS NA CONSTRUÇÃO DE MODELOS DE SEPARAÇÃO PARA ESTIMATIVAS DE IRRADIAÇÃO SOLAR DIFUSA E DIRETA NORMAL NO BRASIL

Lemos L.F.L.*, Starke A.R.*, Cardemil J.M.*, Boland J.***, Colle S.***

* Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia – LEPTEN, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, llacerda@lepten.ufsc.br

** Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade do Chile, Beauchef 851, Santiago, Chile

*** Centre for Industrial and Applied Mathematics, University of South Australia, Mawson Lakes Boulevard, Mawson Lakes, SA, 5095, Australia

RESUMO

O projeto e simulação de sistemas de energia solar requerem dados de irradiação direta e difusa, entretanto é comum que apenas medições de irradiação global estejam disponíveis. Uma possível solução para contornar essa deficiência é o uso de modelos de separação para estimar a irradiação difusa e direta a partir da global. Utilizando medições das três componentes de irradiação de várias estações meteorológicas no Brasil, foi possível construir modelos de separação adaptados às condições do país, de modo a estimar a fração difusa da radiação solar de hora em hora ou de minuto a minuto. Os modelos desenvolvidos reduzem os erros da fração difusa quando comparados a outros modelos de separação publicados.

PALAVRAS CHAVE: Fração difusa, BRL, Brasil, modelo de separação

ABSTRACT

The design and simulation of solar energy systems require data on direct and diffuse irradiation, but often only global irradiation measurements are available. A possible solution to this problem is to use separation models to estimate direct and diffuse irradiation from global irradiation values. Using measured data for all three components of solar radiation, from several meteorological stations in Brazil, it was possible to create separation models adapted do Brazilian conditions. The models can estimate the diffuse fraction of solar radiation in hourly and minute basis. The developed models have smaller diffuse fraction errors when compared to other published separation models.

KEYWORDS: Diffuse fraction, BRL, Brazil, separation model

INTRODUÇÃO

A alta incidência de radiação solar no território brasileiro torna interessante o aproveitamento das energias solar térmica e PV. Com efeito, o território brasileiro conta com uma incidência de radiação solar direta normal que pode chegar a 2400 kWh/(m².ano), com alto potencial de uso de energia solar para aquecimento de água doméstica e calor de processo industrial, especialmente na região Nordeste do país (Pereira et al., 2017).

Há, no Brasil, diversas redes de estações meteorológicas medindo, dentre outras variáveis meteorológicas, a irradiação solar global, sem medição das outras componentes da irradiação solar. A maior dentre essas redes é mantida pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), e disponibiliza valores de irradiação global horária medidos por cerca de 500 estações meteorológicas automáticas espalhadas pelo país, tornando essa a maior rede de monitoramento meteorológico da América do Sul (INMET, 2018).

Entretanto, o projeto e simulação de sistemas de energia solar requer dados das três componentes de irradiação solar, a saber as componentes difusa e direta. Quando apenas dados de irradiação global estão disponíveis, uma solução para contornar essa deficiência é a utilização dos chamados modelos de separação, modelos matemáticos capazes de estimar irradiação difusa e direta a partir de medições de irradiação global. O desenvolvimento desses modelos iniciou-se nos anos 60, e desde então diversos modelos de maior ou menor complexidade e precisão já foram criados. Um modelo de separação para o Brasil, aplicado a dados de irradiação global como os fornecidos pelo INMET, é interessante para subsidiar o projeto e simulação de sistemas de energia solar no Brasil.

MODELO BRL

Dada a diversidade de modelos já publicados, neste trabalho buscou-se escolher um modelo de separação que seja de simples implementação e que possa ser facilmente adaptado para as condições brasileiras. Levando esses fatores em conta, o modelo apresentado por Ridley et al. (Ridley et al., 2010) foi escolhido. O então denominado modelo BRL, em homenagem a seus autores, faz uso de uma função logística para modelar o comportamento da fração difusa da irradiação solar:

$$\hat{d} = \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 AST + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi)} \quad (1)$$
$$= \frac{1}{1 + \exp(-5.38 + 6.63 k_t + 0.006 AST - 0.007 \alpha + 1.75 K_t + 1.31 \psi)}$$

A estimativa \hat{d} da fração difusa horária é calculada em função do índice de claridade k_t para aquela hora, da hora solar aparente AST , do ângulo de altitude solar α , do índice de claridade diário K_t , e de um fator de persistência ψ definido pelos autores, que é calculado a partir dos índices de claridade antes e depois da hora avaliada:

$$\psi = \begin{cases} \frac{k_{t-1} + k_{t+1}}{2}, & \text{sunrise} < t < \text{sunset} \\ k_{t+1}, & t = \text{sunrise} \\ k_{t-1}, & t = \text{sunset} \end{cases} \quad (2)$$

Tendo-se a estimativa da fração difusa e um valor medido de irradiação global I_g , pode-se então estimar as componentes difusa e direta normal da irradiação solar:

$$I_d = \hat{d} I_g \quad I_{bn} = \frac{I_g(1 - \hat{d})}{\sin \alpha} \quad (3)$$

O modelo BRL requer como variáveis de entrada apenas valores obtidos a partir da medição de irradiação global, do horário da medição e da localização da estação medidora. Os coeficientes β_i na Eq. (1) foram calculados por Ridley et al. através de um ajuste da Eq. (1) a dados de radiação medidos por sete estações meteorológicas espalhadas pelo mundo. Já foi demonstrado que o modelo BRL entrega boas estimativas de irradiação difusa (Ridley et al., 2010) e direta (Boland et al., 2013) horárias, quando comparado com outros modelos de separação já propostos. Além disso, o modelo pode facilmente ser adaptado a condições brasileiras. Com efeito, tendo-se dados de irradiação difusa e direta de estações no Brasil, é possível ajustar um novo conjunto de coeficientes β_i da Eq. (1), de modo a obter melhores estimativas de irradiação difusa e direta no território brasileiro.

ESTIMATIVAS HORÁRIAS DE IRRADIAÇÃO: MODELO BRL-BRASIL

Recentemente, um estudo realizado por estes autores (Lemos et al., 2017) apresentou uma adaptação do modelo BRL para condições de irradiação direta e difusa no Brasil. Para isso, foram utilizados dados experimentais de várias estações no Brasil (Martins et al., 2007), com medições das três componentes de irradiação. Estes dados, originalmente medidos a cada minuto, foram integrados em cada hora, e então utilizados para reajustar a equação original do modelo BRL às condições brasileiras. O resultado foi um modelo BRL modificado, denominado BRL-Brasil, dado pela equação:

$$\hat{d} = \frac{1}{1 + \exp(-4.41 + 7.87 k_t - 0.088 AST - 0.0049 \alpha + 1.47 K_t + 1.10 \psi)} \quad (3)$$

A Fig. 1 exemplifica como o modelo BRL-Brasil resulta em melhores estimativas de fração difusa do que o modelo BRL original. Na Fig. 1a é apresentado o diagrama $d \times k_t$ para a cidade de Brasília, com as estimativas de fração difusa do modelo BRL (em cinza) sobrepostas aos valores medidos experimentalmente (em preto). De maneira semelhante, a Fig. 1b apresenta as estimativas do modelo BRL-Brasil sobrepostas aos dados experimentais.

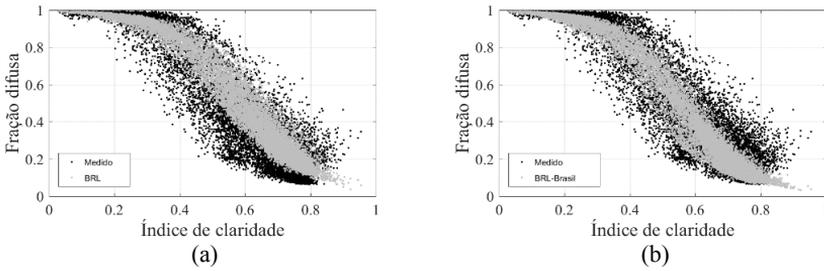


Fig. 1. Estimativas de fração difusa horária para Brasília. (a) Modelo BRL. (b) Modelo BRL-Brasil.

Para avaliar o desempenho do modelo em diversas estações no Brasil, pode-se calcular diversos indicadores de erro. Para fins de ilustração neste trabalho, foi calculado o desvio absoluto médio (MAD) entre estimativas do modelo e dados experimentais, dado pela expressão:

$$MAD = \frac{100}{\bar{d}} \left(\frac{\sum_{i=1}^n |\hat{d}_i - d_i|}{n} \right) \quad (4)$$

Nesta expressão, \hat{d}_i é a i -ésima estimativa de fração difusa dada pelo modelo, d_i o i -ésimo valor medido da fração difusa, n é o número de pontos medidos. O erro é normalizado pela média \bar{d} dos n valores medidos de fração difusa, e apresentado em porcentagem. A Eq. (4) também pode ser usada para calcular o MAD para estimativas de DNI, trocando-se os valores de \hat{d}_i e d_i pelos valores estimados e medidos de DNI, respectivamente. O desempenho dos modelos BRL e BRL-Brasil, representados pelo MAD, pode ser comparado através dos resultados listados na Fig. 2, que mostra o valor do MAD para ambos os modelos em cada uma das estações avaliadas. A Fig. 2 mostra que estimativas fornecidas pelo modelo BRL-Brasil tem menores erros quando comparados ao modelo BRL original. Para mais indicadores de comparação entre os modelos, recomenda-se a publicação destes autores (Lemos et al., 2017).

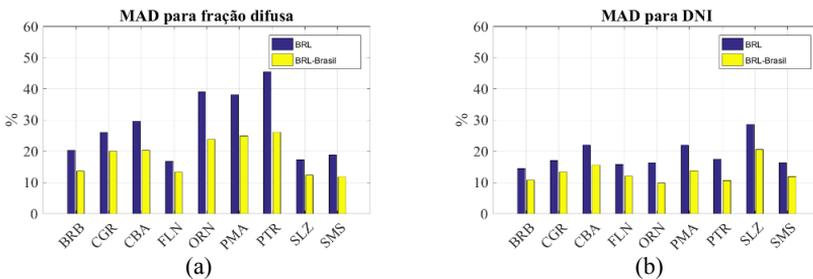


Fig. 2. Erros de estimação dos modelos BRL e BRL-Brasil. (a) Comparação entre MAD de cada modelo para a fração difusa. (b) Comparação entre MAD de cada modelo para DNI.

Portanto, o modelo BRL-Brasil horário já possibilita simulações de energia solar no Brasil com menores erros nos valores de radiação incidente, bastando, para executar a simulação, haver disponibilidade de medições de irradiação global. Entretanto, se por um lado o modelo desenvolvido disponibiliza dados de irradiação horária para todo o Brasil, as simulações mais recentes de sistemas de energia solar utilizam *timesteps* cada vez menores, demandando dados de irradiação solar em resolução cada vez maior. Faz-se então necessário desenvolver soluções capazes de estimar a fração difusa a partir de medições de minuto a minuto.

MODELO BRL-BRASIL MINUTO

Para construir um modelo de separação para dados de irradiação em minuto, o primeiro passo foi avaliar a capacidade da função logística do modelo BRL em modelar o comportamento da fração difusa medida minuto a minuto. Também no trabalho publicado por estes autores (Lemos et al., 2017), foi feito um ajuste dos coeficientes β_i da Eq. (1) a dados em minuto. Resultou que a Eq. (1) é capaz, em certa medida, de simular a maior dispersão dos dados de fração difusa no diagrama $d \times k_t$, como mostrado na Fig. 3. Entretanto, a figura também mostra que a função logística do modelo não consegue fazer estimativas na região do diagrama $d \times k_t$ caracterizada por pontos de alta fração difusa para índices de claridade altos, os chamados eventos de *cloud enhancement*.

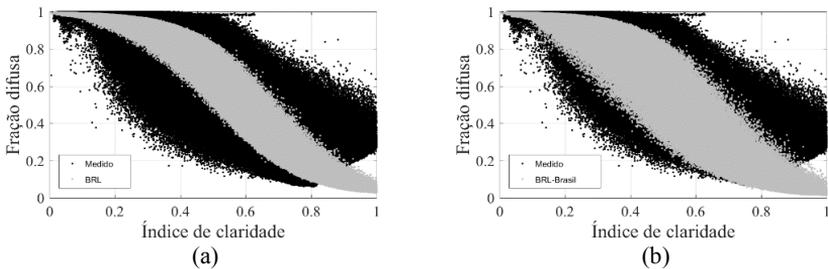


Fig. 3. Ajuste da função logística aos dados de fração difusa em minuto de Brasília. (a) Modelo BRL com coeficientes originais. (b) Modelo com coeficientes ajustados para dados em minuto.

O *cloud enhancement* ocorre quando radiação solar é refletida por nuvens e atinge a superfície do coletor ou instrumento de medição, resultando em um aumento da fração difusa medida, muito embora o dia esteja claro, ou seja, com alto índice de claridade (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016). Tal fenômeno requer que as nuvens estejam na posição certa no momento certo para refletir radiação do sol para a superfície de medição, portanto eventos de *cloud enhancement* são por natureza rápidos, sendo captados quando a radiação difusa é medida em intervalos de tempo menores. Por outro lado, quando as medições de radiação são integradas para cada hora, esses eventos deixam de ser captados. Os transientes rápidos gerados por *cloud enhancement* são de especial interesse no dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016), sendo então mais um motivo para desenvolver um modelo de separação capaz de entregar estimativas de fração difusa em minutos.

Em outro artigo publicado pelos autores deste trabalho (Starke et al., 2018), o modelo BRL foi modificado para fazer estimativas de irradiação em minuto, utilizando dados de irradiação direta e difusa de quatro estações meteorológicas no Brasil. O novo modelo baseia-se na função logística mostrada na Eq. (1), mas adiciona como *input* valores de irradiação de céu limpo (*CSI*). Além disso, o modelo divide o diagrama $d \times k_t$ em duas regiões, a serem modeladas separadamente. Para isso, cria-se a variável K_{CSI} , definida por:

$$K_{CSI} = \frac{I_g}{CSI} \quad (5)$$

O chamado BRL-Brasil Minuto é dado pela expressão:

$$\hat{d} = \begin{cases} \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 AST + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi + \beta_6 CSI)}, & K_{CSI} < 1.05 \text{ or } k_t \leq 0.65 \\ \frac{1}{1 + \exp(\beta_7 + \beta_8 k_t + \beta_9 AST + \beta_{10} \alpha + \beta_{11} K_t + \beta_{12} \psi + \beta_{13} CSI)}, & K_{CSI} \geq 1.05 \text{ and } k_t > 0.65 \end{cases} \quad (6)$$

Os intervalos definidos na Eq. (6) visam determinar se a irradiação global inserida no modelo corresponde ou não a um evento de *cloud enhancement*. A depender da conclusão, uma ou outra função logística apresentada na Eq. (6) pode ser usada para estimar a fração difusa. Os coeficientes β_i da Eq. (6) são dados na tabela a seguir:

Tabela 1. Coeficientes do modelo BRL-Brasil Minuto

β_0	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6
-6.37505	6.68399	0.01667	0.02552	3.32837	1.97935	-0.74116
β_7	β_8	β_9	β_{10}	β_{11}	β_{12}	β_{13}
0.19486	-3.52376	-0.00325	-0.03737	2.68761	1.60666	1.07129

Durante o desenvolvimento do modelo BRL-Brasil Minuto, o modelo de céu limpo utilizado para calcular os valores de *CSI* foi o modelo Solis simplificado (Ineichen, 2008), entretanto foi provado que o modelo de céu limpo utilizado tem pouco impacto no desempenho do modelo BRL-Brasil Minuto (Starke et al., 2018).

A Fig. 4 mostra como o modelo BRL-Brasil Minuto consegue modelar a fração difusa em minuto para a cidade de Brasília. Nota-se que o novo modelo consegue entregar estimativas de fração difusa na região de *cloud enhancement* do diagrama $d \times k_t$, o que não era feito pelo modelo BRL-Brasil proposto anteriormente.

Em sua revisão de modelos propostos na literatura, Gueymard e Ruiz Arias avaliaram o desempenho de diversos modelos de separação em fazer estimativas de fração difusa e DNI para dados em minuto (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016). Os autores propuseram uma série de modelos que, segundo os resultados do estudo, seriam os mais adequados para uso com dados de irradiação global em minuto. Dentre os modelos recomendados, estão os modelos propostos por Engerer (Engerer, 2015), Perez (Perez et al., 2002) e Skartveit (Skartveit et al., 1998). Estes modelos listados foram usados para estimar fração difusa no Brasil, e seu desempenho foi comparado ao do modelo BRL-Brasil Minuto, usando o indicador de erro MAD (Eq. (4)) como parâmetro de comparação. A Fig. 5 mostra a comparação de MAD

dos modelos para cada uma das estações brasileiras utilizadas para desenvolver o modelo BRL-Brasil Minuto.

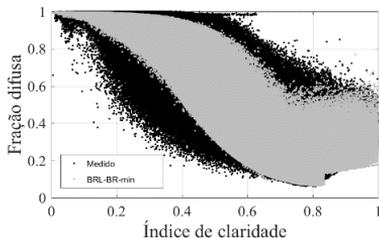


Fig. 3. Modelo BRL-Brasil minuto sobreposto aos dados experimentais de Brasília.

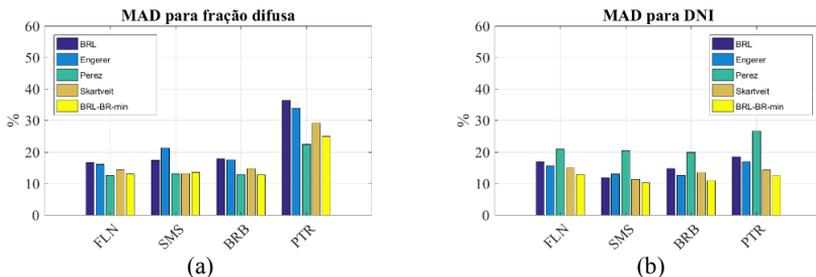


Fig. 4. Erros de estimação dos modelos BRL, Engerer, Perez, Skartveit e BRL-Brasil-Minuto. (a) Comparação entre MAD de cada modelo para a fração difusa. (b) Comparação entre MAD de cada modelo para DNI.

FUTUROS DESENVOLVIMENTOS E CONCLUSÕES

Os modelos BRL-Brasil e BRL-Brasil Minuto entregam estimativas de fração difusa ainda melhores que outros modelos de separação comuns na literatura, apresentando-se como avanços na estimativa de irradiação direta e difusa no Brasil.

O método utilizado para desenvolver estes modelos mostrou-se um sucesso, qual seja, o uso de dados medidos das três componentes da radiação solar para ajustar a equação de um modelo de separação. Com base nesse método, um futuro desenvolvimento deste trabalho é a expansão da metodologia empregada no Brasil para estações ao redor do mundo que medem irradiação solar em minutos.

Espera-se avaliar a possibilidade de desenvolver um modelo para irradiação em minuto no mundo inteiro. Além disso, Gueymard e Ruiz-Arias (Gueymard and Ruiz-Arias, 2016) sugeriram a possibilidade de desenvolver modelos de separação específicos para cada zona climática do planeta, ao invés de um único modelo que estime irradiação direta e difusa no

mundo inteiro. Pretende-se desenvolver tais modelos específicos por zona climática, e comparar suas estimativas com aquelas entregues pelo modelo global.

REFERÊNCIAS

- Boland, J., Huang, J., Ridley, B., 2013. Decomposing global solar radiation into its direct and diffuse components. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 28, 749–756. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.023>
- Engerer, N.A., 2015. Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Sol. Energy* 116, 215–237. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.04.012>
- Gueymard, C.A., Ruiz-Arias, J.A., 2016. Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Sol. Energy* 128, 1–30. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.010>
- Ineichen, P., 2008. A broadband simplified version of the Solis clear sky model. *Sol. Energy* 82, 758–762. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.02.009>
- INMET, 2018. Instituto Nacional de Meteorologia [WWW Document]. URL inmet.gov.br (accessed 4.4.18).
- Lemos, L.F.L., Starke, A.R., Boland, J., Cardemil, J.M., Machado, R.D., Colle, S., 2017. Assessment of solar radiation components in Brazil using the BRL model. *Renew. Energy* 108, 569–580. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.077>
- Martins, F.R., Guarnieri, R.A., Chagas, R.C., Mantelli Neto, S.L., Pereira, E.B., Andrade, E., Thomaz, C., 2007. Projeto Sonda – Rede Nacional De Estações Para Coleta De Dados Meteorológicos Aplicados Ao Setor De Energia. I Congr. Bras. Energ. Sol. 9. <https://doi.org/10.1590/S0102-311X2007000800007>
- Pereira, E.B., Martins, F.R., Abreu, S.L. De, Rütther, R., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar 64. <https://doi.org/978-85-17-00030-0>
- Perez, R., Ineichen, P., Moore, K., Kmiecik, M., Chain, C., George, R., Vignola, F., 2002. A new operational model for satellite-derived irradiances: Description and validation. *Sol. Energy* 73, 307–317. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(02\)00122-6](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(02)00122-6)
- Ridley, B., Boland, J., Lauret, P., 2010. Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. *Renew. Energy* 35, 478–483. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.018>
- Skartveit, A., Olseth, J.A., Tuft, M.E., 1998. An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. *Sol. Energy* 63, 173–183. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00067-X](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00067-X)
- Starke, A.R., Lemos, L.F.L., Boland, J., Cardemil, J.M., Colle, S., 2018. Resolution of the cloud enhancement problem for one-minute diffuse radiation prediction. *Renew. Energy* 125, 472–484. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.107>

Comparativa de la influencia del perfil intra-diario de la radiación directa sobre la producción de una central termosolar en dos emplazamientos Sevilla (España) y en Pirassununga (Brasil)

Moreno-Tejera, S. *, López-Álvarez, J. **, Silva-Pérez, M. A. *, Maag, G. *, Oliveira, C.E.L. *****

* Departamento de ingeniería energética, Universidad de Sevilla. Camino de los Descubrimientos s/n. 41092, Sevilla, España. Teléfono: (+34)954487237/ (+34)954487233.
E-mail: saramoreno2@us.es

** Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA), Camino de los Descubrimientos s/n. 41092, Sevilla, España

*** Departamento de Engenharia de Biosistemas, FZEA, Universidade de São Paulo, Pirassununga, SP, Brasil.

RESUMEN

En este trabajo, se aborda la influencia de tres características de la irradiación directa normal: su energía, su variabilidad intradiaria y su distribución temporal, y cómo estas características afectan a la producción de una central termosolar cilindroparabólica. Para dicho análisis, se analizan y se comparan las características intradiarias de un año (año 2016) de medidas 10- minutales de irradiancia directa normal registradas en dos emplazamientos con distinta climatología: Sevilla (España) y Pirassununga (Brasil). Posteriormente, se estima la producción bruta de dos centrales cilindroparabólicas (con y sin almacenamiento térmico) que operan durante dicho periodo en ambos emplazamientos. Finalmente, se analizan las diferencias radiométricas encontradas en ambos emplazamientos y cómo dichas diferencias se trasladan a la producción de las plantas.

PALABRAS CLAVE: radiación solar, variabilidad, central termosolar, SAM

ABSTRACT

In the present study the effect of three features of the direct normal irradiance (DNI) daily curves (the energy, the variability and the temporal distribution) on the production of a concentrated solar power plant is addressed. To this end, a year of 10-minute DNI measurements (2016) recorded in two location with different climatological conditions are analysed and compared: Seville (Spain) and Pirassununga (Brasil). Then, the electrical gross production of two parabolic through (PT) plants with different configurations (with and without thermal storage system) for that period is estimated. Finally, the radiometrics differences between both sites and their influences on the production of the PT plants are analysed.

KEYWORDS: solar radiation, variability, Concentrated Solar Power (CSP), SAM

INTRODUCCIÓN

La producción eléctrica de una determinada central de energía solar de concentración (CSP) depende principalmente de la cantidad de radiación directa normal (DNI) disponible. Su distribución temporal intra-diaria también tiene un impacto significativo, no solo debido a los efectos geométricos relacionados con la posición del Sol (ángulo de incidencia, horas de Sol), sino también a la interacción entre la dinámica de la DNI y de la misma planta. El conocimiento de las características relevantes del recurso solar puede ser útil para evaluar el comportamiento de una planta CSP (Moreno-Tejera et al., 2018) o para definir estrategias de operación basadas en la predicción de estas características (Rohani et al., 2016).

En un trabajo previo, Moreno-Tejera et al. (2017) aplican técnicas de agrupamiento no supervisadas para clasificar los días desde el punto de vista de la operación de las plantas CSP obteniendo resultados satisfactorios. Cada día se clasifica de acuerdo con su perfil diario de DNI utilizando tres índices: k_b (Skartveit and Olseth, 1992), VI (Stein et al., 2012) y F_m (Moreno-Tejera et al., 2017), que representan la energía, variabilidad y distribución temporal de sus curvas.

En este trabajo, se aborda la influencia de tres características de las curvas diarias de DNI: su energía, su variabilidad intra-diaria y su distribución temporal, y cómo estas características afectan a la producción de dos centrales cilindroparabólicas (CCP) con y sin sistema de almacenamiento térmico (SAT). Para dicho análisis, se analizan y se comparan las características intra-diarias de un año (2016) de medidas 10-minutales de DNI registradas en dos emplazamientos con distinta climatología: Sevilla (España) y Pirassununga (Brasil). Posteriormente, se estima la producción de ambas centrales (con y sin SAT) durante dicho periodo en ambos emplazamientos. Para estimar la producción de las centrales se utiliza el programa de simulación “System Advisor Model” (NREL, 2010) empleado por otros autores para propósitos similares (Casati et al., 2015; Meybodi et al., 2017; Polo et al., 2016). Las centrales CCP modeladas son similares a dos plantas que actualmente se encuentran en operación en el sur de España: Andasol 3 (Guadix) y Solnova 1 (Sanlúcar La Mayor). Ambas centrales tienen una capacidad instalada de 50 MWe; la primera tiene un sistema SAT de 7,5 horas, mientras que la segunda no dispone de SAT. Finalmente, se analizan las diferencias radiométricas encontradas en ambos emplazamientos y cómo dichas diferencias se trasladan a la producción de las centrales.

METODOLOGÍA

Base de datos

En el presente estudio se utiliza un año completo (2016) de medidas 10-minutales promediadas de medidas de irradiancia directa normal registradas a escalas superiores por dos estaciones radiométricas situadas en diferente localización. La primera estación se encuentra emplazada en Sevilla, España (37.4° N, 6.0° O) y pertenece al Grupo de Termodinámica y Energías Renovables de la Universidad de Sevilla. La segunda estación se localiza en Pirassununga, Brasil (21.6° S, 47.5° O) y pertenece a la Universidad de Sao Paulo.

Caracterización intra-diaria de la DNI

En el presente estudio se utilizan tres índices para caracterizar la energía, variabilidad y la distribución temporal de las curvas de DNI registradas en ambos emplazamientos.

El índice utilizado para caracterizar la energía diaria de la DNI es el índice de transmitancia, k_b , introducido por Skartveit y Olseth (1992). Su definición se muestra en la Ec. (1):

$$k_b = \frac{H_{bn}^d}{H_{cs}^d} \quad (1)$$

donde H_{bn}^d es la DNI diaria y H_{cs}^d es la irradiación diaria en condiciones de cielo despejado. Ambos valores diarios de irradiación se obtienen como la integración de los valores de irradiancia diez-minutales. Para obtener las curvas de irradiancia en condiciones de cielo despejado, se utiliza el modelo de ASHRAE ajustado mediante la aplicación del concepto de “curva máxima envolvente de cielo despejado” aplicado por Moreno-Tejera et al (2017).

Para caracterizar la variabilidad de la DNI se utiliza el índice de variabilidad (VI) definido por Stein et al. (2012) para identificar períodos y ubicaciones con alta variabilidad de GHI y posteriormente utilizado por Moreno-Tejera et al. (2017) para caracterizar la variabilidad diaria de las curvas de DNI. Dicho índice se define como la relación entre la longitud de la curva de DNI y la longitud de la curva de DNI en condiciones de cielo despejado:

$$VI = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{bnk} - I_{bnk-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{csk} - I_{csk-1})^2 + \Delta t^2}} \quad (2)$$

donde I_{bn} es la DNI, I_{cs} es la DNI en condiciones de cielo despejado, Δt se refiere a un intervalo de 10 minutos, y n es el número de intervalos de 10 minutos del día considerado. Este índice se normaliza dividiendo los valores de VI por el VI máximo obtenido para cada emplazamiento con el objeto de comparar los resultados obtenidos.

Caracterizar la distribución del tiempo de una curva a partir de un índice no es una tarea fácil. Moreno-Tejera et al. (2017) proponen un nuevo índice que informa sobre la fracción de energía concentrada durante la primera mitad del día. La fracción de mañana se define como la relación entre la DNI acumulada en la primera mitad del día y la DNI acumulada durante todo el día. Este índice permite saber si la radiación diaria se concentra en la primera o la segunda mitad del día:

$$F_m = \frac{H_{bn_m}^d}{H_{bn}^d} \quad (3)$$

donde $H_{bn_m}^d$ es la DNI registrada desde el amanecer hasta el mediodía solar y H_{bn}^d es la DNI diaria.

Simulación y modelos de planta

Se han seleccionado dos modelos de centrales cilindroparabólicas similares a plantas actualmente en operación ubicadas en el sur de España como modelos de referencia: Andasol 3 (NREL, 2013) y Solnova 1 (NREL, 2017). Ambas centrales tienen una capacidad instalada de 50 MWe de potencia nominal neta y utilizan tecnología

cilindroparabólica para recolectar la energía solar. De aquí en adelante, se hará referencia a la central modelada según Andasol 3 como CCP7.5 y como CCP0 a la central modelada según Solnova 1. Las principales características de estas centrales se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos técnicos de SOLNOVA 1 y ANDASOL 3, respectivamente.

Parámetros	CCP0	CCP7.5
Potencia neta de diseño (MWe)	50	50
Colector	EuroTrough ET150	EuroTrough ET150
Receptor	Schott PTR70 2008	Schott PTR70 2008
Número de lazos	90	156
Colector por lazo	4	4
Área de apertura (m ²)	300000	510120
HTF	Therminol VP-1	Therminol VP-1
Temperatura de salida del lazo (°C)	391	391
Horas de almacenamiento	0	7.5
Tipo de SAT y medio	-	Dos tanques, Sales fundidas

La estrategia de operación de CCP7.5 se ha modelado para proporcionar una salida de potencia máxima durante el máximo tiempo posible. El propósito de definir esta estrategia de operación es usar toda la energía restante en los tanques de almacenamiento después de la puesta del sol, de modo que el SAT esté vacío al amanecer del día siguiente. La gran capacidad del SAT de CCP7.5 permite la generación de electricidad durante las primeras horas del día siguiente. Para evitar el efecto de la energía almacenada durante un día determinado en la evaluación de la producción del día siguiente, la energía eléctrica diaria se calcula teniendo en cuenta la producción de 4:00 a.m. a 3:50 a.m. del día siguiente.

RESULTADOS

Evaluación de los índices diarios para los dos emplazamientos

En la Fig. 1 se representan los índices de transmitancia diarios, k_b , para los dos emplazamientos disponibles, Pirassununga en la izquierda y Sevilla a la derecha. Se observa como en ambos casos, los valores máximos de k_b se alcanzan en los meses considerados de invierno (o en días cercanos) en ambos hemisferios. Durante esos días la atmósfera menor turbidez atmosférica. En Sevilla, el periodo que engloba los meses de verano muestra un mayor porcentaje de días con k_b cercanos a la unidad que el resto de las estaciones. Estos días se corresponden con días con poca o nula nubosidad. Sin embargo, en

el caso de Pirassununga el periodo de días con menos nubosidad aparece en torno a los meses considerados de invierno en el hemisferio Sur.

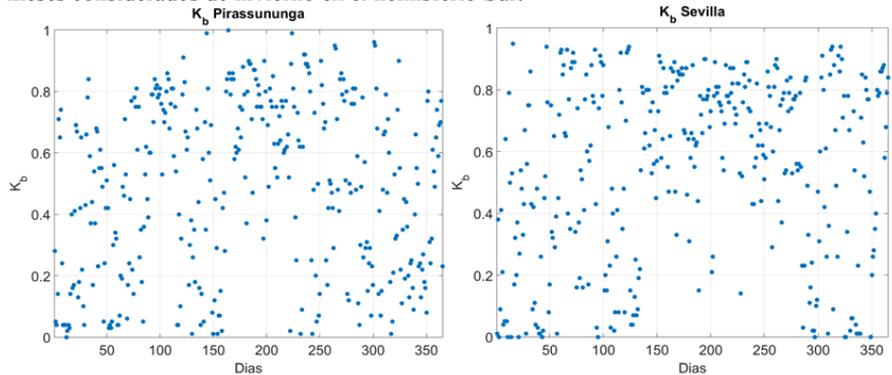


Fig.1 Valores de k_b diarios obtenidos para el 2016 en Pirassununga (izquierda) y Sevilla (derecha).

En la Fig. 2 se muestra la evolución anual del factor de mañana, F_m , de ambos emplazamientos durante el 2016. Se observa como para Sevilla el factor de mañana diario tiene una concentración en valores cercanos al 0.5 en la mayoría de las estaciones, con ligera dispersión durante el invierno. Esto indica que la energía se distribuye de forma homogénea durante la mayoría de los días. Sin embargo, Pirassununga presenta a lo largo del año valores más dispares, siendo más acusados durante los meses de verano.

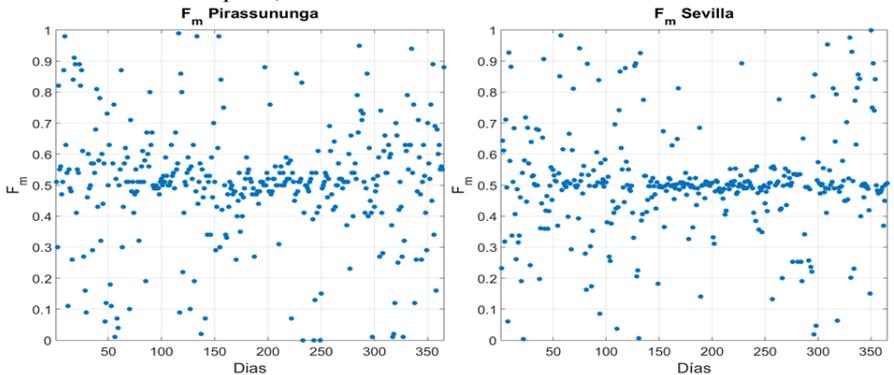


Fig.2 Valores de F_m diarios obtenidos para el 2016 en Pirassununga (izquierda) y Sevilla (derecha).

En la Fig. 3 se muestra la evolución anual del índice de variabilidad adimensional, $VI/V_{i_{max}}$, para Pirassununga y Sevilla. Se observa como en Pirassununga se obtienen valores de $VI/V_{i_{max}}$ muy dispares a lo largo del año, concentrados la mayoría en el rango de 0.1 a 0.6, mientras que Sevilla presenta muchos días con un $VI/V_{i_{max}}$ cercano a 0.1. Estos resultados indican que Sevilla tiene un número mayor de días con baja variabilidad que Pirassununga. Estos días se concentran principalmente durante los meses de verano (del hemisferio Norte). En los resultados obtenidos para Pirassununga se observan días con

media o alta variabilidad a lo largo de todo el año, aunque durante los meses de invierno (del hemisferio Sur) los días con menor variabilidad aparecen con más frecuencia.

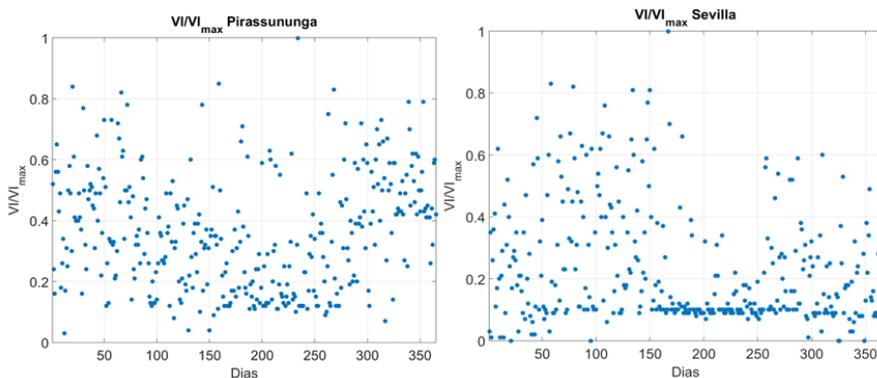


Fig.3 Valores de VI/VI_{\max} diarios obtenidos para el 2016 en Pirassununga (izquierda) y Sevilla (derecha).

Producción eléctrica de las plantas

Se ha estimado la producción eléctrica de los dos tipos de centrales en ambos emplazamientos utilizando dos series anuales de datos de DNI diferentes. En primer lugar, usando los datos medidos para ambos emplazamientos durante el año 2016, y, en segundo lugar, usando el año de cielo despejado envolvente máximo generado para definir los índices de radiación. Los años generados con días de cielo despejado representan las condiciones más óptimas desde el punto de vista radiométrico del emplazamiento que se podrían obtener, por lo que la producción obtenida durante estos años será considerada como la máxima de referencia.

Tabla 2. Producción eléctrica bruta anual y DNI acumulada del año 2016 y del año generado con días de cielos despejados.

Tipo de año	Producción bruta (GWhe)		DNI anual (kWh/m^2)	
	medido	Cielos despejados	medido	Cielos despejados
Pirassununga CCP0	90.3	196.3	1824.0	3805.6
Pirassununga CCP7.5	178.2	326.0	1824.0	3805.6
Sevilla CCP0	107.2	181.7	2130.5	3780.5
Sevilla CCP7.5	189.1	295.2	2130.5	3780.5

En la Tabla 2 se observa que ambas centrales CCP7.5 y CCP0 presentan una mayor producción anual durante el 2016 en Sevilla, donde la DNI acumulada anual es un 17 %

superior que en Pirassununga. Sin embargo, en condiciones de cielo despejado Pirassununga presenta una mayor producción para ambas configuraciones (un 8% superior en CCP0 y un 10% en CCP7.5 respecto a Sevilla) teniendo una DNI anual muy similar. La localización geográfica de Pirassununga proporciona una irradiancia normal al plano de apertura (ANI) que favorece la producción de este tipo de centrales. Estas ventajas no compensan el efecto de la nubosidad en el emplazamiento, que como se muestra en la Tabla 2, hace que Sevilla en 2016 obtenga una mayor producción para ambas configuraciones. Si comparamos los valores de energía anual producida en ambos casos para un mismo emplazamiento, observamos que en Pirassununga se produce el doble de energía en la central con SAT, mientras que en Sevilla la producción de CCP7.5 es un 76% superior a la de CCP0 (respecto a CCP0).

Las ventajas de la localización geográfica de Pirassununga en condiciones de cielo despejado también pueden observarse en los valores máximos de producción diarios obtenidos para ambas configuraciones y representados en la Fig 5, donde se identifica una mayor diferencia estacional en los valores de producción de Sevilla. También podemos destacar que en Sevilla el SAT durante los meses de invierno no almacena energía.

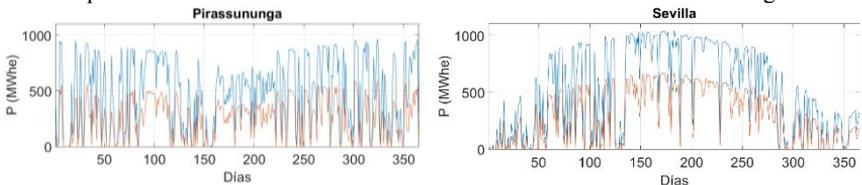


Fig. 4. Producción eléctrica bruta diaria durante el 2016 estimada de CCP0 (naranja) y CCP7.5 (azul) en Pirassununga (izquierda) y en Sevilla (derecha).

CONCLUSIONES

En el presente estudio se compara la producción estimada de una CCP con y sin SAT situadas en Pirassununga (Brasil) y en Sevilla (España) durante un año medido. En los resultados se observa como una central CCP (con SAT y sin SAT) ubicada en una latitud próxima a los trópicos presenta una producción mayor con una distribución anual de valores de DNI diarios más favorable en ausencia de nubes. No obstante, la producción máxima durante el año 2016 se obtiene para la planta ubicada en la latitud más alejada de los trópicos, debida a la climatología. El estudio de las características radiométricas en ambos emplazamientos refleja la influencia de las distintas climatologías en las propiedades intradiarias de sus curvas de DNI. Los resultados obtenidos en producción están directamente relacionados con las características de sus curvas de DNI. La menor frecuencia de días despejados y mayor frecuencia de días variables que se observa en los índices analizados, justifica la menor producción estimada en Pirassununga en ambos casos. La diferencia de producción anual obtenida entre ambos emplazamientos se suaviza con la incorporación del SAT, consiguiendo aprovechar mejor la energía radiante sin interrumpir el funcionamiento de la planta en Pirassununga, donde los días con alta variabilidad son más frecuentes y se presentan a lo largo de todo el año.

REFERENCIAS

- Casati, E., Casella, F., Colonna, P., 2015. Design of CSP plants with optimally operated thermal storage. *Sol. Energy* 116, 371–387. doi:10.1016/j.solener.2015.03.048
- Meybodi, M.A., Ramírez-Santigosa, L., Beath, A.C., 2017. A Study on the Impact of Time Resolution in Solar Data on the Performance CSP Plants. *Renew. Energy* 109, 551–563. doi:10.1016/j.renene.2017.03.024
- Moreno-Tejera, S., Silva-Pérez, M.A., Ramírez-Santigosa, L., Lillo-Bravo, I., 2018. Evaluation of classification methods according to solar radiation features from the viewpoint of the production of parabolic trough CSP plants. *Renew. Energy* 121. doi:10.1016/j.renene.2018.01.040
- Moreno-Tejera, S., Silva-Pérez, M.A., Ramírez-Santigosa, L., Lillo-Bravo, I., 2017. Classification of days according to DNI profiles using clustering techniques. *Sol. Energy*. doi:10.1016/j.solener.2017.02.031
- NREL, 2017. Concentrating Solar Power Projects. Solnova-1 [WWW Document]. URL https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=21
- NREL, 2013. Concentrating Solar Power Projects. Andasol-3 [WWW Document]. URL https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=117
- NREL, 2010. System Advisor Model (SAM) [WWW Document]. URL <https://sam.nrel.gov/>
- Polo, J., Téllez, F.M., Tapia, C., 2016. Comparative analysis of long-term solar resource and CSP production for bankability. *Renew. Energy* 90, 38–45. doi:10.1016/j.renene.2015.12.057
- Rohani, S., Fluri, T., Dinter, F., 2016. Modelling , Simulation and Data Validation of a Solar Thermal Parabolic Trough Plant with Storage. *Conf. Proc. SolarPACES 2015*.
- Skartveit, A., Olseth, J.A., 1992. The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance. *Sol. Energy* 49, 477–487.
- Stein, J., Hansen, C., Reno, M., 2012. The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and PV output variability. *World Renew. Energy* 1–7.

EVALUACIÓN DE LA DEPENDENCIA DE LAS CALIBRACIONES DE PIRANÓMETROS CON LAS CONDICIONES EXPERIMENTALES

Ferrera-Cobos F.^{*}, Zarzalejo L. F.^{}, Valenzuela R. X.^{**}, Ramírez L.^{**},
Hanrieder N.^{***}, Wilbert S.^{***}, Liria J.^{****}, García G.^{****}, González S.^{****}.**

^{*} Universidad Complutense de Madrid (UCM). Avda. Séneca, 2, 28040 Madrid, España.

^{**} Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
División de Energías Renovables. Avda. Complutense 40, 28040 Madrid, España.

^{***} German Aerospace Center (DLR). Institute of Solar Research. Ctra. de Senés km 4,
04200 Tabernas, España.

^{****} Plataforma Solar de Almería (PSA). Ctra. de Senés, km. 4.5, 04200 Tabernas, España.

RESUMEN

Este trabajo aborda el estudio de la influencia de dos condiciones experimentales sobre las constantes de calibración de piranómetros. Las condiciones experimentales estudiadas son el ángulo de elevación solar y la velocidad del viento. Los resultados sugieren que la influencia sobre las constantes de calibración puede describirse mediante una dependencia lineal respecto del ángulo de elevación solar y la velocidad del viento, individualmente. El estudio llevado a cabo también evidencia que la influencia de ambos factores puede caracterizarse como una dependencia conjunta. Los resultados del análisis de variación (ANOVA) realizado subrayan las diferencias entre las calibraciones realizadas con ángulos de elevación solar bajos, medios y altos.

PALABRAS CLAVE: Calibraciones, Energía Solar, Recurso Solar, Metrología

ABSTRACT

This work addresses the study of the influence of two experimental conditions on the calibration constants of pyranometers. The experimental conditions studied were the solar elevation angle and the wind speed. The results suggest that the influence on the calibration constants can be described by a linear dependence with respect to the solar elevation angle and the wind speed, individually. The study carried out also shows that the influence of both factors can be characterized as a joint dependence. The results of the analysis of variance (ANOVA) performed underline the differences between the calibrations performed with low, medium and high solar elevation angles.

KEYWORDS: Calibrations, Solar Energy, Solar Resource, Metrology

INTRODUCCIÓN

Una adecuada calibración de piranómetros constituye el primer paso para una medida fiable de la radiación solar. Teniendo en cuenta que existen distintos protocolos de calibración de piranómetros normalizados, la principal motivación de este trabajo es mejorar el conocimiento y la comprensión de los factores que afectan a la determinación de la sensibilidad de piranómetros durante una campaña de calibración al aire libre. Profundizar en el conocimiento de estos factores propicia que los resultados de las calibraciones sean más fiables, así como una aplicación más adecuada de las calibraciones obtenidas.

Diversos autores han abordado en los últimos años la influencia de las condiciones experimentales o climatológicas sobre las calibraciones de piranómetros. Por ejemplo, (Olano et al., 2015) encontraron pequeñas diferencias dependiendo de las condiciones de cielo bajo las cuales se realizaron las calibraciones. En (Dooraghi et al., 2014) se estudia la implementación de una constante de calibración como una función del ángulo cenital, con buenos resultados para cielos despejados o parcialmente cubiertos. La influencia del ángulo cenital sobre las calibraciones de piranómetros también fue abordada por (Habte et al., 2017, 2016).

Durante el último lustro y dentro del marco del proyecto Sfera 2 se han realizado campañas de calibración e intercomparación de piranómetros y pirheliómetros en las instalaciones de la Plataforma solar de Almería (PSA-CIEMAT) en Tabernas, Almería. En junio de 2017 se llevó a cabo la última campaña de calibración en la que participaron 13 piranómetros. A partir de los datos obtenidos en esta campaña, se procede al estudio y análisis de la influencia que tienen las condiciones experimentales sobre los resultados de la calibración. En este trabajo concretamente se va a abordar la influencia del ángulo de elevación solar y la velocidad de viento.

CAMPAÑA JUNIO 2017 EN LA PSA

Esta campaña de calibración se llevó a cabo del 26/06/2017 al 13/07/2017 en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA) en Almería, España. Puesto que se va a emplear el método de calibración piranómetro vs pirheliómetro (ISO, 1993) se van a utilizar dos bancos de calibración. El primero consiste en un sistema de seguimiento solar donde se sitúan dos radiómetros de cavidad absoluta PMO6-CC (ACR) (WRC, 2009) con números de serie 807 y 106 que se usarán como pirheliómetros de referencia para la calibración. En una bancada horizontal se sitúan los piranómetros a calibrar. El piranómetro de referencia Kipp & Zonen CMP22 con número de serie 110288 se dispuso en un seguidor Kipp & Zonen 2-AP (Kipp & Zonen, 2005). Los datos se almacenan en una tarjeta modelo IMP 35951C y en un datalogger Campbell Scientific CR3000 (Campbell Scientific Inc., 2013). En la Tabla 1 se detallan los piranómetros que participaron en esta campaña.

DATOS AUXILIARES

Los datos auxiliares fueron proporcionados por una estación meteorológica en la PSA, que está operada por el Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR). Los instrumentos de estación meteorológica se muestran en la Tabla 2. Esta estación nos proporciona datos de dirección y velocidad del viento, presión barométrica y humedad relativa, registrados en períodos de 10 segundos. Más detalles sobre la estación se encuentran en (Pozo-Vázquez et al., 2011).

Tabla 1. Piranómetros participantes en la campaña de calibración realizada en la PSA en Junio de 2017

Pirheliómetro	Tipo de Pirheliómetro	Fabricante	Modelo	Número de Serie	Sensibilidad previa ($\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$)
1	Termopila	Kipp & Zonen	CMP22	140048	9.28
2	Termopila	Kipp & Zonen	CM21	970440	17.64
3	Termopila	Kipp & Zonen	CM11	976431	5.12
4	Termopila	Kipp & Zonen	CMP21	150613	8.24
5	Termopila	Kipp & Zonen	CMP11	070357	8.58
6	Termopila	Kipp & Zonen	CMP22	080038	9.72
7	Termopila	Kipp & Zonen	CMP11	140944	8.60
8	Termopila	Kipp & Zonen	CMP21	080040	10.52
9	Termopila	Kipp & Zonen	CMP21	110867	9.10
10	Termopila	Kipp & Zonen	CMP21	110877	8.61
11	Termopila	Kipp & Zonen	CM21	010902	10.90
12	Termopila	Kipp & Zonen	CM21	010903	11.10
13	Termopila	Kipp & Zonen	CM11	976451	5.11

Tabla 2. Instrumentos presentes en la estación meteorológica

Instrumento	Fabricante	Modelo	Medida
Veleta	NRG	200	Dirección del viento
Anemómetro	Thies Klima	4.3351.00.161	Velocidad del viento
Barómetro	Setra	278	Presión atmosférica
Termometro	Campbell Scientific	CS215	Temperatura ambiente y humedad relativa

PROCEDIMIENTO DE CALIBRACION

Para el procedimiento de calibración de los pirheliómetros se ha seguido las indicaciones de la normativa 9846:1993(E) (ISO, 1993). Se ha empleado el procedimiento de sombreado continuo, este consiste en que el piranómetro de referencia esta sombreado continuamente para medir la irradiancia difusa horizontal (DHI) y junto con la medida de irradiancia directa normal (DNI) del pirheliómetro patrón calcular la irradiancia global horizontal (GHI) de referencia. A continuación se resumen las principales pautas del procedimiento de calibración:

- Condiciones de irradiancia: DNI por encima de 300 Wm^{-2} . La irradiancia horizontal directa debe ser superior al 80% de la GHI.
- Turbidez atmosférica: los valores de turbidez de Linke han de estar por debajo de 6.
- Condiciones del viento: consideramos aceptable una velocidad del viento inferior a 5 m s^{-1} si proviene de la dirección del azimut solar como otros autores han considerado previamente (Michalsky et al., 2011; Reda et al., 2014; Wilbert et al., 2010); no hay restricciones para vientos procedentes de otras direcciones.
- Procedimiento de medición: consiste en al menos 20 series de 20 minutos de duración cada una.
- La determinación del factor de calibración y la constante de calibración en $\mu\text{V}/(\text{Wm}^{-2})$ se realiza empleando las Ecs (1) y (2).

$$C(k) = \frac{\frac{1}{m} \sum_{i=1, i \neq j}^m V_G(i)}{\sum_{i=1, i \neq j}^m [V_B(i) \cdot F_B \cos \eta(i) + V_D(i) \cdot F_D]} \quad (1)$$

$$C = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n C(k) \quad (2)$$

En donde i indica la posición de cada registro dentro de su serie, k es la posición de cada serie dentro del total de series, n es el número total de series, j indica los registros eliminados de cada serie, m el número total de registros válidos, V_G el voltaje medido por el piranómetro a calibrar, V_D el voltaje medido por el piranómetro patrón, V_B el voltaje medido por el pirheliómetro patrón, F_B la constante de calibración del pirheliómetro patrón, F_D la constante de calibración del piranómetro patrón y η es el ángulo de incidencia solar. El cálculo de la incertidumbre de calibración se realizó utilizando (JCGM, 1995; Reda, 2011).

RESULTADOS

Para caracterizar las influencias de las condiciones experimentales se han realizado diversos análisis. En primer lugar se ha estudiado las influencias de las condiciones individualmente, por lo cual se ha realizado una regresión lineal para comprobar la hipótesis de que la influencia de ambas condiciones experimentales se puede modelar mediante una dependencia lineal. Por otra parte se ha comprobado mediante una regresión múltiple que la dependencia conjunta del ángulo de elevación solar y la velocidad del viento se puede describir mediante una codependencia de ambos factores. Posteriormente se ha realizado un análisis ANOVA (analysis of variance) para estudiar las diferencias entre las calibraciones realizadas con ángulos de elevación solar bajos, medios y altos; y las realizadas con velocidades de viento bajas y altas.

INFLUENCIA DEL ÁNGULO DE ELEVACIÓN SOLAR

Para comprobar la hipótesis de dependencia lineal se realiza un ajuste lineal según la ec (3):

$$C = a + b\gamma \quad (3)$$

En donde C es la constante de calibración en $\mu\text{V}/\text{Wm}^2$, y γ es el ángulo de elevación solar en grados. Como muestra la Tabla 3, en 12 de los 13 piranómetros se cumple la hipótesis de dependencia lineal ya que el p-valor de ajuste es inferior al nivel de significancia $\alpha = 0.05$.

INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

En este caso también se recurre a un ajuste lineal como muestra la Ec. (4) para estudiar la dependencia de las calibraciones con la velocidad del viento.

$$C = c + dv \quad (4)$$

Nuevamente C es la constante de calibración en $\mu V/(Wm^{-2})$, y v es la velocidad del viento en ms^{-1} . La hipótesis de dependencia lineal se cumple para 10 de los 13 piranómetros, como muestra la Tabla 4, puesto que para ellos se obtiene un p-valor inferior a $\alpha=0.05$.

Tabla 3. Resultados del ajuste con γ . Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis

Modelo	Número de Serie	P-valor	a	b
<u>CMP22</u>	<u>140048</u>	<u>0.0014</u>	<u>9.32</u>	<u>0.0004</u>
CM21	970440	0.0000	17.65	0.0029
<u>CM11</u>	<u>976431</u>	<u>0.0000</u>	<u>5.15</u>	<u>0.0016</u>
<u>CMP21</u>	<u>150613</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.15</u>	<u>0.0029</u>
<u>CMP11</u>	<u>070357</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.48</u>	<u>0.0023</u>
CMP22	080038	0.0000	9.68	0.0024
<u>CMP11</u>	<u>140944</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.51</u>	<u>0.0026</u>
<u>CMP21</u>	<u>080040</u>	<u>0.0000</u>	<u>10.56</u>	<u>0.0041</u>
<u>CM21</u>	<u>010902</u>	<u>0.0018</u>	<u>11.08</u>	<u>0.0008</u>
CM21	010903	0.4379	11.34	-0.0002
<u>CM11</u>	<u>976451</u>	<u>0.0000</u>	<u>4.87</u>	<u>0.0024</u>
<u>CMP21</u>	<u>110867</u>	<u>0.0000</u>	<u>9.09</u>	<u>0.0012</u>
<u>CMP22</u>	<u>110877</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.59</u>	<u>0.0012</u>

Tabla 4. Resultados del ajuste para v . Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	P-valor	c	d
CMP22	140048	0.0664	9.35	-0.0015
CM21	970440	0.0001	17.74	0.0140
<u>CM11</u>	<u>976431</u>	<u>0.0000</u>	<u>5.21</u>	<u>0.0062</u>
<u>CMP21</u>	<u>150613</u>	<u>0.0001</u>	<u>8.25</u>	<u>0.0099</u>
<u>CMP11</u>	<u>070357</u>	<u>0.0006</u>	<u>8.57</u>	<u>0.0070</u>
<u>CMP22</u>	<u>080038</u>	<u>0.0234</u>	<u>9.78</u>	<u>0.0054</u>
<u>CMP11</u>	<u>140944</u>	<u>0.0004</u>	<u>8.61</u>	<u>0.0085</u>
CMP21	080040	0.0766	10.75	0.0080
<u>CM21</u>	<u>010902</u>	<u>0.0288</u>	<u>11.15</u>	<u>-0.0038</u>
<u>CM21</u>	<u>010903</u>	<u>0.0006</u>	<u>11.36</u>	<u>-0.0042</u>
<u>CM11</u>	<u>976451</u>	<u>0.0000</u>	<u>4.94</u>	<u>0.0116</u>
CMP21	110867	0.4324	9.15	0.0010
<u>CMP22</u>	<u>110877</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.63</u>	<u>0.0053</u>

INFLUENCIA CONJUNTA DE AMBOS FACTORES

Se han realizado dos análisis. Para estudiar la influencia conjunta se ha recurrido a una regresión múltiple con el ángulo de elevación solar y la velocidad de viento como variables. Además se ha llevado a cabo un análisis ANOVA para estudiar la similitud estadística entre las calibraciones realizadas bajo distintas condiciones de elevación solar, velocidad de viento y si la interacción de ambos factores es estadísticamente significativa.

REGRESION MULTIPLE

Se ha llevado a cabo una regresión múltiple de la forma que indica la Ec. (5).

$$C = e_1\gamma + e_2v + e_3\gamma v + f \quad (5)$$

En donde C es la constante de calibración en $\mu V/(Wm^{-2})$, γ es el ángulo de elevación solar en grados y v es la velocidad de del viento en ms^{-1} . En la Tabla 5 se muestran los resultados del ajuste. En ella se puede observar que todos los pirheliómetros cumplen la hipótesis pues presentan p-valores por debajo del nivel de significancia $\alpha = 0.05$, y cumplen la Ec. (5).

Tabla 5. Resultados de la regresión múltiple. Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	p_val	f	e ₁	e ₂	e ₃
CMP22	140048	0.0000	9.30	0.0012	0.0009	-0.0001
CM21	970440	0.0000	17.51	0.0049	0.0335	-0.0005
CM11	976431	0.0000	5.12	0.0021	0.0069	-0.0001
CMP21	150613	0.0000	8.07	0.0044	0.0166	-0.0003
CMP11	070357	0.0000	8.42	0.0036	0.0113	-0.0002
CMP22	080038	0.0000	9.62	0.0039	0.0098	-0.0002
CMP11	140944	0.0000	8.44	0.0041	0.0142	-0.0003
CMP21	080040	0.0000	10.52	0.0058	0.0016	-0.0002
CM21	010902	0.0000	11.07	0.0019	-0.0064	-0.0001
CM21	010903	0.0014	11.38	-0.0003	-0.0122	0.0001
CM11	976451	0.0000	4.78	0.0036	0.0211	-0.0003
CMP21	110867	0.0000	9.08	0.0018	-0.0006	-0.0001
CMP22	110877	0.0000	8.56	0.0016	0.0069	-0.0001

ANÁLISIS ANOVA

Para realizar el análisis ANOVA se ha dividido el rango de variables en varios grupos. El ángulo de elevación solar se ha dividido en tres grupos, "bajo" (ángulo elevación solar $\leq 40^\circ$), "medio" ($40^\circ \leq$ ángulo elevación solar $\leq 50^\circ$) y "alto" (ángulo elevación solar $\geq 50^\circ$). Mientras que la velocidad del viento se ha dividido en dos grupos, 'bajo' (velocidad del viento ≤ 5 m / s) y 'alto' (velocidad del viento > 5 m / s). Los resultados se muestran en la Tabla 6. El nivel de significancia del estudio es $\alpha = 0.05$.

Tabla 6. Resultados del análisis ANOVA.

Modelo	Número de Serie	P-valor Elevacion solar	P-valor Velocidad viento	P-valor Cruzada
CMP22	140048	0.0000	0.0000	0.6670
CM21	970440	0.0000	0.3314	0.9745
CM11	976431	0.0000	0.6155	0.6173
CMP21	150613	0.0000	0.3904	0.5731
CMP11	070357	0.0000	0.2885	0.9283
CMP22	080038	0.0000	0.0018	0.3134
CMP11	140944	0.0000	0.2397	0.7749
CMP21	080040	0.0000	0.8742	0.2187
CM21	010902	0.0000	0.0048	0.6157
CM21	010903	0.0000	0.0000	0.3514
CM11	976451	0.4709	0.0007	0.1079
CMP21	110867	0.0000	0.0190	0.8102
CMP22	110877	0.0000	0.0000	0.0888

CONCLUSIONES

Se ha realizado una campaña de calibración de piranómetros. Con los resultados obtenidos en ella se ha estudiado la influencia que ejercen dos condiciones experimentales como el ángulo de elevación solar y la velocidad de viento ejercen sobre los resultados de calibración. Por lo tanto, los resultados obtenidos en este trabajo son sólo representativos de los piranómetros que han participado en esta campaña.

Los resultados muestran que en 12 de los 13 piranómetros participantes, la influencia del ángulo de elevación solar puede describirse mediante una dependencia lineal, y las variaciones que introduce son del orden del 0.1%. Del mismo modo, para 10 de los 13 piranómetros que han participado en la campaña, la influencia de la velocidad de viento también puede modelarse por una dependencia lineal y esta influencia también es del orden de centésimas de $\mu\text{V}/\text{Wm}^2$.

Los resultados han mostrado que el mejor modelo es la influencia conjunta de ambos factores experimentales, ya que para la totalidad de los piranómetros participantes se puede describir la dependencia de la constante de calibración por una expresión conjunta del ángulo de elevación solar y la velocidad del viento como la Ec. (5). La influencia de ambas condiciones experimentales se puede cuantificar en el orden del 0.1%.

Los resultados del análisis ANOVA evidencian que para 12 de los 13 piranómetros las calibraciones obtenidas con ángulos de elevación solar bajos, medios y altos son estadísticamente grupos distintos y por tanto las diferencias entre ellas son significativas. Sin embargo no ocurre lo mismo con las velocidades del viento bajas o altas, ni con la interacción conjunta de ambos factores.

Los resultados obtenidos subrayan el diferente comportamiento de cada piranómetro frente a las condiciones experimentales, y abren la puerta a nuevos estudios para seguir profundizando en el conocimiento de los factores experimentales que afectan a la calibración de los piranómetros.

AGRADECIMIENTOS

La investigación que condujo a estos resultados ha recibido financiación del 7th Framework Programme de la Unión Europea (FP7/2007-2013) en virtud del acuerdo de subvención nº 312643 (SFERA 2).

Los autores desean agradecer a los técnicos de PSA, especialmente Antonio Campos, Jesús Valero y Juan Rafael López, por su colaboración durante la campaña de calibración así como por el mantenimiento y cuidado de las instalaciones de calibración.

REFERENCIAS

- Campbell Scientific Inc., 2013. CR3000 Micrologger Operator 's Manual.
- Dooraghi, M., Habte, A., Reda, I., Sengupta, M., Gotseff, P., Andreas, A., 2014. Quantifying the impact of incidence-angle dependence on solar radiometric calibration. 2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. 2662–2667. doi:10.1109/PVSC.2014.6925477
- Habte, A., Sengupta, M., Andreas, A., Reda, I., Robinson, J., 2017. Radiometer calibration methods and resulting irradiance differences. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 25, 614–622. doi:10.1002/pip.2812
- Habte, A., Sengupta, M., Andreas, A., Wilcox, S., Stoffel, T., 2016. Intercomparison of 51 radiometers for determining global horizontal irradiance and direct normal irradiance measurements. *Sol. Energy* 133, 372–393. doi:10.1016/j.solener.2016.03.065
- ISO, 1993. Solar energy - Calibration of a pyranometer using a pyrheliometer.
- JCGM, 1995. Guide to the expression of uncertainty of measurement: point/counterpoint.
- Kipp & Zonen, 2005. 2 AP Instruction Manual.
- Michalsky, J., Dutton, E.G., Nelson, D., Wendell, J., Wilcox, S., Andreas, A., Gotseff, P., Myers, D., Reda, I., Stoffel, T., Behrens, K., Carlund, T., Finsterle, W., Halliwell, D., 2011. An extensive comparison of commercial pyrheliometers under a wide range of routine observing conditions. *J. Atmos. Ocean. Technol.* 28, 752–766. doi:10.1175/2010JTECHA1518.1
- Olano, X., Sallaberry, F., García De Jalón, A., Gastón, M., 2015. The influence of sky conditions on the standardized calibration of pyranometers and on the measurement of global solar irradiation. *Sol. Energy* 121, 116–122. doi:10.1016/j.solener.2015.07.031
- Pozo-Vázquez, D., Wilbert, S., Gueymard, C., Alados-Arboledas, L., Santos-Alamillos, F., Granados-Munoz, M., 2011. Interannual variability of long time series of DNI and GHI at PSA, Spain. *Proc SolarPACES Conf* 1–8.
- Reda, I., 2011. Method to Calculate Uncertainties in Measuring Shortwave Solar Irradiance Using Thermopile and Semiconductor Solar Radiometers.
- Reda, I., Dooraghi, M., Habte, A., Reda, I., Dooraghi, M., Habte, A., 2014. NREL Pyrheliometer Comparisons : NREL Pyrheliometer Comparisons : September 22 – 26 , 2014 (NPC-2014).
- Wilbert, S., Janotte, N., Pitz-Paal, R., van Wely, L., Geuder, N., 2010. Reduced uncertainties of field pyrheliometers through improved sensor calibration. *SolarPaces Conf.* 1–8.
- WRC, 2009. PMO6-CC Operating Manual.

TRANSPORTE DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL A UNA SUPERFICIE INCLINADA: EFECTO DE LA SEPARACIÓN DIRECTA-DIFUSA

Piccioli I.*, Laguarda A.*, Abal G.**

*Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República,
Herrera y Reissig 565, CP 11300, Montevideo, Uruguay

**Laboratorio de Energía Solar, Universidad de la República,
Av. Luis Batlle Berres sn km 508, CP 50000, Salto, Uruguay

RESUMEN

Predecir con precisión la radiación solar que incide en una superficie de inclinación arbitraria es un aspecto central para el desarrollo del campo de la energía solar fotovoltaica, así como para aplicaciones en arquitectura y generación solar térmica. En el presente trabajo se describen y evalúan diez modelos de pasaje de radiación en plano horizontal a plano inclinado -modelos de transporte-, a partir de datos de irradiancia global, directa y difusa de la región de Salto, Uruguay. Se comparan los desempeños a nivel horario y 15-minutal de los distintos modelos en términos de sus sesgos y dispersión respecto a la media de irradiancia global en plano inclinado, así como el impacto en los mismos de utilizar un modelo fenomenológico de separación directa-difusa, útil en caso de no contar con datos de irradiancia difusa.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Modelos de transporte, Radiación difusa

ABSTRACT

Accurately predicting solar radiation on inclined surfaces is a central task for the development of the photovoltaic field, as well as for architecture and thermal generation purposes. In this work, ten different transposition models are described, compared and evaluated from global, direct and diffuse radiation data from Salto, Uruguay. Performances for hourly and 15-minute data are compared by calculating the bias and dispersion relative to the mean of the global irradiance on a tilted surface. Finally we evaluate the consequences on the performance of using a phenomenological direct-diffuse separation model, useful in case of not having diffuse radiation data.

KEYWORDS: Solar energy, Transposition models, Diffuse radiation

INTRODUCCIÓN

Es frecuente que las medidas o estimativos satelitales disponibles para una ubicación geográfica de interés estén referidas a un plano horizontal, en tanto los proyectos de captación de energía solar (ya sea con fines térmicos o fotovoltaicos) usualmente utilizan paneles inclinados y por tanto requieren conocer la irradiación global incidente sobre un plano inclinado, generalmente orientado hacia el Ecuador. Se utilizan entonces “modelos de transporte o transposición” para estimar la irradiación sobre plano inclinado a partir de la medida sobre plano horizontal. Para un proyecto de aprovechamiento de energía solar de este tipo, la incertidumbre introducida por esta transposición impacta en la incertidumbre respecto a la energía utilizable estimada. Es importante caracterizar y tener en cuenta dicha incertidumbre de modo de reducir el riesgo financiero del proyecto y fomentar las inversiones en el subsector energético solar. Además, conocer la radiación incidente en superficies inclinadas y su incertidumbre asociada es de interés para la incorporación de técnicas de arquitectura solar pasiva en edificios.

La irradiancia solar global incidente en una superficie inclinada de orientación arbitraria se separa habitualmente en tres componentes: (i) irradiancia directa (esencialmente fotones que llegan sin ser dispersados por la atmósfera), (ii) difusa (fotones que llegan de todas las direcciones hemisféricas luego de sufrir procesos de absorción y dispersión en la atmósfera), y (iii) irradiancia reflejada por superficies cercanas sobre la superficie de interés, de modo que

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri} \quad (1)$$

donde indicamos la irradiancia global en plano inclinado como G_i (o GTI) y sus componentes directa, difusa y reflejada por G_{bi} , G_{di} y G_{ri} respectivamente.

A partir de la hipótesis de Liu-Jordan (1961), la transposición de la componente directa se reduce a un problema geométrico (basta con multiplicar por la razón entre los cosenos de los ángulos de incidencia sobre las superficies inclinada y horizontal). La irradiancia reflejada por superficies circundantes puede ser un problema complejo, involucrando factores de vista, reflexiones múltiples, emisividad y rugosidad de las superficies reflectoras, entre otros factores. A efectos de avanzar sobre el caso concreto, se utilizan hipótesis simplificadoras sobre este término: se considera solamente la reflexión del suelo (plano horizontal) supuesto un reflector difuso hemisférico isotrópico, con cierta reflectividad efectiva ρ_g . Bajo estas condiciones, siempre que la reflectividad y la inclinación de la superficie no sean muy altas, la componente reflejada contribuirá una fracción pequeña del total incidente en la superficie inclinada y puede ser modelada en forma aproximada sin afectar demasiado el desempeño del modelo. El transporte a plano inclinado de la componente difusa no es trivial, debido la naturaleza variable y generalmente anisotrópica de la distribución de la irradiancia difusa en la bóveda celeste.

La región de interés para este trabajo abarca el territorio del Uruguay, sur de Brasil y una amplia zona de la Provincia de Buenos Aires. Predominantemente se trata de una llanura pampeana con poca elevación y un clima subtropical templado. La nubosidad parcial es la condición de cielo más frecuente y, en media, la fracción difusa en la región (razón entre la irradiación difusa y global) representa un 47% de la radiación global (Abal et al., 2017).

El desempeño de los diferentes modelos de trasposición depende del clima predominante en el local de interés. Este trabajo evalúa varios modelos en uso corriente en otras partes del mundo contra datos terrestres de calidad y analiza el impacto en el desempeño debido al uso de un modelo de separación para las componentes directa y difusa de irradiación global horizontal. Para eso se utiliza el modelo de separación de (Ruiz-Arias, 2010) con coeficientes ajustados localmente. Este modelo ha sido evaluado como uno de los mejores para la región considerada (Abal et al., 2017).

MODELOS DE TRASPOSICIÓN

Los primeros intentos de modelar la distribución de la radiación difusa asumen una distribución isotrópica (Liu y Jordan, 1961), lo cual tiende a subestimar la irradiación sobre el plano inclinado (Duffie y Beckman, 2006). No obstante, el modelo isotrópico es el más simple; aún hoy es bastante usado en software de simulación solar de uso corriente y es el punto de partida para introducir modelos más sofisticados.

Un cielo cubierto es el que más se acerca a una distribución isotrópica de irradiancia difusa. Modelos posteriores reconocen la naturaleza anisotrópica de la radiación solar, especialmente en condiciones de cielo claro o parcialmente cubierto, distinguiendo la componente circunsolar de la irradiancia difusa desde donde la irradiancia es mayor, así como una franja a lo largo del horizonte conocida como “brillo del horizonte” (Klucher, 1979; Hay y Davies, 1980). Desde entonces, se han propuesto varios modelos (Steven y Unsworth 1979; Klucher 1979; Hay y Davies 1980; Gueymard 1987; Hay 1993; Perez et al., 1987) que tienen en cuenta diferentes factores para estimar la porción de radiación proveniente del disco circunsolar y el brillo del horizonte, así como los parámetros que determinan las condiciones del cielo en términos de su anisotropía.

Suponiendo isotrópica la radiación proveniente del reflejo de las superficies circundantes, la Ec.(1) para una superficie orientada al ecuador con inclinación β con respecto al plano horizontal, se expresa

$$G_i = r_b G_{bh} + r_d G_{dh} + \rho_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) G_h \quad (2)$$

donde $r_b = \cos\theta / \cos\theta_z$ es la razón directa, $r_d = G_{di}/G_{dh}$ es la razón difusa, θ el ángulo de incidencia en la superficie inclinada y θ_z el ángulo cenital. Estos ángulos se expresan en términos de la inclinación, ubicación, día juliano y hora del día (Duffie y Beckman, 2006). G_h , G_{bh} y G_{dh} son la irradiancia global sobre plano horizontal y sus componentes directa y difusa respectivamente. La razón difusa, r_d , es el único término que recibe distinto tratamiento en cada modelo.

En este trabajo se evalúan 10 modelos para la razón difusa, separables en tres grandes grupos según su grado de sofisticación: modelos de primera generación (isotrópico – Iso), de segunda generación (Klucher – Klu; Hay-Davies - HD1 y HD2; Skartveit - Ska; Reindl - Rei) y de tercera generación (Gueymard - Gue; Perez - Per1 y Per2; y Muneer - Mun). Por brevedad, usaremos las siglas para referirnos a cada modelo. En la Tabla 1 se muestra r_d para cada uno de los modelos evaluados así como su referencia bibliográfica.

Tabla 1. Factor de razón difusa r_d para los modelos evaluados y su respectiva referencia bibliográfica. Los mismos se encuentran organizados según su generación.

Modelo	Razón difusa r_d	Referencias
Iso	$r_d^{Iso} = (1 + \cos \beta) / 2$	(Liu y Jordan, 1961)
Klu	$r_d^{Klu} = r_d^{Iso} [1 + f \sin^3(\beta/2)] (1 + f \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z)$	(Klucher, 1979)
HD1-2	$r_d^{HD} = (1 - A_i)r_d^{Iso} + A_i r_b$	(Hay y Davies, 1980; Hay, 1993)
Ska	$r_d^{Ska} = (1 - A_i - Z)r_d^{Iso} + A_i r_b + Z \cos \beta$	(Skartveit y Olseth, 1986)
Rei	$r_d^{Rei} = (1 - A_i)r_d^{Iso} [1 + f' \sin^3(\beta/2)] + A_i r_b$	(Reindl, 1990)
Gue	$r_d^{Gue} = (1 - N_{pt})r_{d0} + N_{pt}r_{d1}$	(Gueymard, 1987)
Per1-2	$r_d^{Per} = (1 - F_1)r_d^{Iso} + F_1 r_b + F_2 \sin \beta$	(Perez et al., 1987, 1990)
Mun	$r_d^{Mun} = (1 - A_i)r_{d1} + A_i r_b$	(Muncer, 2004)

El modelo Klu considera la radiación circunsolar y el brillo del horizonte por medio de los factores $(1 + f \sin^3(\beta/2))$ y $(1 + f \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z)$, respectivamente, donde $f = 1 - f_d^2$ vale 0 cuando el cielo está totalmente cubierto (en cuyo caso el modelo se reduce al isotrópico $R_d^{Klu} = R_d^{Iso}$) y se acerca a 1 en condiciones de cielo claro, siendo $f_d = G_{dh}/G_h$ la fracción difusa. Los modelos HD1 y HD2 estiman qué porción de radiación difusa proviene del disco circunsolar por medio de un índice de anisotropía dado por la transmitancia directa, $A_i = G_{bh}/G_{oh} = G_b/G_0$ donde G_0 y G_{oh} son la irradiancia extraterrestre y su proyección horizontal respectivamente. Esta parte de la difusa se trata como directa (con el factor r_b) y se desprecia el brillo del horizonte (modelo HD1). El modelo HD2 simplemente cambia el índice de anisotropía por $A_i' = G_{bn}/G_{sc}$ donde G_{bn} es la irradiancia en incidencia normal (o DNI) y $G_{sc} = 1367 W/m^2$ es la constante solar. El modelo Ska es una adaptación del HD1 para latitudes altas. Se introduce el parámetro $Z = \max(0, 0.3 - 2A_i)$ bajo la suposición de que en condiciones de cielo totalmente cubierto el 30% de G_{dh} proviene de la región circunsolar mientras que el 70% restante es isotrópica de la bóveda celeste. En el modelo Rei (Reindl, 1990) se combinan los modelos HD1 y Klu: se considera el factor de corrección para el brillo de horizonte de Klucher con $f' = \sqrt{1 - f_d}$ y el índice de anisotropía de Hay-Davies para la parte circunsolar de la irradiancia difusa. Este modelo es conocido como modelo HDKR (Duffie y Beckman 2006). Estos cinco modelos (Klu, HD1, HD2, Ska y Rei) están relacionados e integran la familia de segunda generación.

Gueymard (Gue) asume que la irradiancia de cielo parcialmente nublado es una suma ponderada de la irradiancia en condiciones de cielo claro y la de cielo cubierto. El factor de ponderación (la opacidad N_{pt}) se deriva empíricamente mientras que r_{d0} y r_{d1} son razones difusas para condiciones de cielo claro y cubierto respectivamente. r_{d0} se halla a través de una regresión polinomial dependiente de $\cos \theta$, β y la altitud solar α_s , mientras que r_{d1} se obtiene del modelo de Steven (Steven y Unsworth, 1979). Este es un modelo que permite un buen grado de ajuste al clima local. Los modelos Per1 y Per2 (Perez et al., 1987, 1990) dividen el hemisferio celeste en tres zonas: la región circunsolar (considerada como una fuente de radiación puntual), la banda del horizonte (supuesta de ancho infinitesimal) y un fondo isotrópico. Los coeficientes F_1 y F_2 están asociados al brillo circunsolar y del horizonte respectivamente, y dependen de tres parámetros: el ángulo cenital, el índice de claridad $k_t = G_h/G_{oh}$ y un brillo $\Delta = G_{dh}/(G_0 \cos \theta_z)$. Per1 y Per2 difieren en el tipo de

dependencia entre los coeficientes F_1 y F_2 y los parámetros mencionados. El modelo Mun (Muneer, 1990) trata por separado las superficies iluminadas ($\theta < \frac{\pi}{2}$) por irradiancia directa de las que se encuentran en sombra ($\theta > \frac{\pi}{2}$), además de distinguir entre condiciones de cielo claro y cubierto. Para superficies a la sombra y/o cielo cubierto, $R_d^{Mun} = R_{d1}$ como en el modelo Gue, mientras que para superficies iluminadas y cielo no cubierto R_d^{Mun} es parametrizado como se indica en la Tabla 1. Estos cuatro modelos se consideran de tercera generación.

METODOLOGÍA

Se trabajó con datos de irradiancia de la estación de medida del Laboratorio de Energía Solar (LES) ubicada en Salto, Uruguay (Latitud = 31.28°S, Longitud=57.92°W, Altura = 60 m snm), correspondientes a los años 2015 y 2016 (<http://les.edu.uy>). Estos datos incluyen las tres componentes de la irradiancia horizontal, medidas por piranómetros Kipp & Zonen CMP10 (estándar secundario) ventilados, y pirheliómetro CHP1 para la medida de la irradiancia directa. La medida de difusa se realiza con una esfera de sombra, montada en un sistema de seguimiento de precisión SOLYS2 de Kipp & Zonen equipado con sensor de ajuste fino. La irradiancia global sobre un plano inclinado (GTI) a $\beta = 30^\circ$ orientado al Norte se midió con piranómetros Kipp & Zonen CMP6 (Primera clase). Todos los piranómetros reciben mantenimiento diario y son calibrados con frecuencia bianual con el estándar secundario CMP22 del LES, con trazabilidad al patrón mundial. También se registran las variables meteorológicas usuales. Los datos se registran a cada minuto como promedio de 6 lecturas, y posteriormente se integran a 15 y 60 minutos (formatos PX-15 y PX-60 respectivamente). La incerteza (P95) asignada a las medidas de plano horizontal (estándar secundario) es de 2% para PX-60 y 3% para PX-15. La incerteza (P95) para GTI es algo mayor: 4% para PX-60 y 6% para PX-15, teniendo en cuenta que la medida no es ventilada y se trata de un piranómetro de primera clase. Se trabaja con irradiación en estos intervalos de tiempo para atenuar el efecto de fenómenos rápidos de sobreirradiancia asociados a configuraciones particulares de nubes. Los 10999 datos diurnos PX-15 corresponden al período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016, mientras que los 5068 datos diurnos PX-60 corresponden al período entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016. Sobre estos datos se aplica un conjunto de filtros de control de calidad, tanto en plano horizontal como en inclinado, como se detalla en la Tabla 2.

Tabla 2. Filtros aplicados a los datos de radiación horarios y quinceminutales, así como el porcentaje de datos descartados por cada filtro.

Filtro	Condición	PX-15		PX-60	
		Datos	%	Datos	%
F0	$\cos \theta_z \geq 0$ válidos	10999		5068	
F1	$\cos \theta_z \geq 0.12$	10201	7.3	4647	8.1
F2	$\cos \theta \geq 0.12$	9864	3.3	4403	5.3
F3	$(G_{bn} \cos \theta_z + G_{dh} - G_h)/G_h < 0.05$	8418	14.7	3822	13.2
F4	$0.05 < f_d = G_{dh}/G_h < 1.03$	8404	0.2	3817	0.1
F5	$0.1 < k_t = G_h/G_{oh} < 0.85$	8335	0.8	3795	0.6
Todos	% descartado		24.2		25.1

Para cada modelo, se calculó el desvío medio (rMBE) y el desvío cuadrático medio (rRMSE) relativos a la media de GTI para todos los datos filtrados a nivel F5. Para los datos horarios, en segunda instancia se aplicó el modelo de separación directa-difusa propuesto por Ruiz Arias (2010) con parámetros ajustados localmente. Este modelo de fracción difusa fue evaluado para Salto con incertidumbre de 16.6% de la media y sesgo despreciable – modelo RA2 en Abal et al. (2016)- . Se recalculan los indicadores de cada modelo de trasposición usando la irradiación difusa proveniente del modelo RA2 en lugar del valor medido, de modo de estimar el impacto en la incertidumbre final.

RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados principales de este trabajo se resumen en la Tabla 3. y la Fig. 1. La Tabla 3 muestra los indicadores a nivel quinceminutal y horario para los modelos considerados, relativos a un promedio de GTI de $635.4 W/m^2$ para los datos a escala quinceminutal y $632.4 W/m^2$ a escala horaria. En el caso horario (PX-60) se muestran indicadores con y sin separación de las componentes directa-difusa. La separación directa-difusa tiene un rMBE de -3.2% y un rRMSD de 26% respecto a una f_d media de 0.35. La Fig. 1 muestra la dispersión de los datos respecto a la predicción de GTI para los modelos de peor y mejor desempeño (Iso y Per2 respectivamente) a ambas escalas temporales y en el caso horario con datos de GTI medidos en tierra y obtenidos a través del modelo de separación.

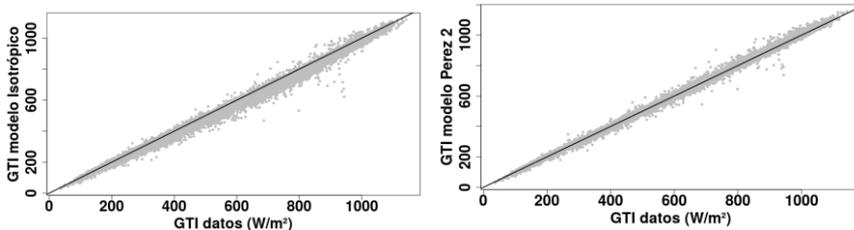
CONCLUSIONES

Todos los modelos, excepto el isotrópico, presentan sesgos pequeños en ambas escalas temporales. A escala PX-15 la incertidumbre típica es 3.3%, por debajo de la incertidumbre asignada a la medida de GTI (dominante) de 6%. Los modelos Per1, Per2 y Klu presentan el mejor desempeño, por poco margen, pero no es posible establecer un ordenamiento claro al estar por debajo del nivel de incertidumbre de las medidas. A escala PX-60 se mantiene el mismo resultado con sesgo pequeño e incertidumbre típica de 4% de la media GTI. Estos indicadores son consistentes con los obtenidos por Yang (2016) para datos quinceminutales en la región de Eugene, Oregon, para una superficie con la misma inclinación y orientada al Ecuador. El uso de un modelo fenomenológico (localmente ajustado e insesgado) para separar las componentes directa y difusa tiene, como era de esperar, impacto despreciable

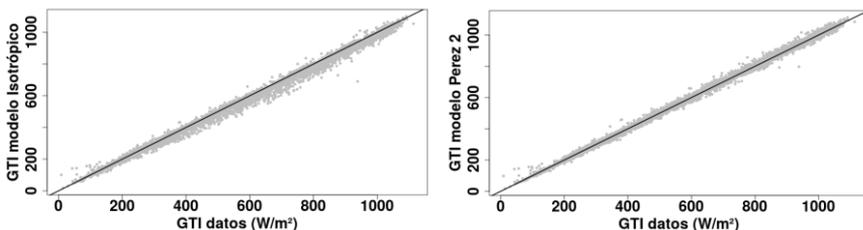
Tabla 3. Indicadores rMBE y rRMSD quinceminutales y horarios para los modelos considerados, a escala PX-15 y PX-60 sin separación y con separación directa-difusa.

Modelo	PX - 15		PX - 60			
	rMBE(%)	rRMSD(%)	Sin separación		Con separación	
			rMBE(%)	rRMSD(%)	rMBE(%)	rRMSD(%)
Iso	-3.2	5.0	-2.6	4.5	-3.5	9.5
Klu	-0.2	3.0	0.2	2.8	-0.9	8.8
HD1	-1.4	3.3	-1.2	2.9	-2.3	8.9
HD2	-1.5	3.3	-1.2	2.9	-2.3	8.9
Ska	-1.5	3.4	-1.3	3.0	-2.4	9.0
Rei	-1.3	3.2	-1.1	2.9	-2.1	8.9
Gue	-1.1	3.2	-0.8	2.9	-1.8	8.9
Per1	0.6	2.6	0.8	2.6	-0.2	9.0
Per2	-0.1	2.6	0.2	2.5	-0.9	8.9
Mun	-1.5	3.4	-1.3	3.0	-2.4	9.0

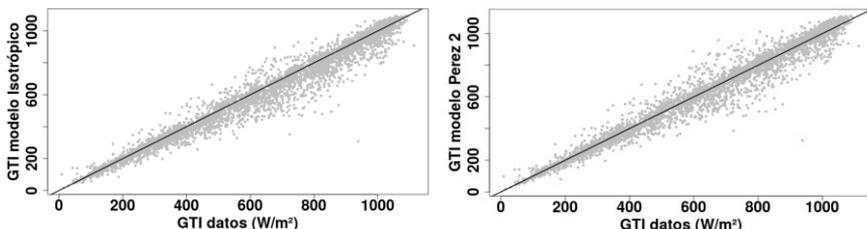
en los sesgos que continúan siendo bajos. Sin embargo, se observa un impacto importante en la dispersión (rRMSD) que aumenta en promedio de 3% a 9%. En este caso, todos los modelos presentan un desempeño similar, siendo el isotrópico quien presenta mayor desvío, y la decisión de uso se debe basar en la simplicidad de implementación. Para el clima y las condiciones de reflectividad consideradas, la mayor contribución a la incertidumbre asociada a la trasposición de plano horizontal a plano inclinado proviene del método de separación de las componentes directa y difusa.



1.a.



1.b.



1.c.

Fig. 1. Comparación entre GTI calculada y observada para los modelos Iso y Per2, con a. datos quinceminutales, b. datos horarios sin separación y c. datos horarios con separación directa-difusa.

REFERENCIAS

- Abal G., Aicardi D., Alonso Suárez R., Laguarda A. (2017). Performance of empirical models for diffuse fraction in Uruguay. *Solar Energy*. 141, 166-181.
- Duffie J.A. and Beckman W.A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edn. Wiley Interscience, New York.
- Gueymard C. (1987). An anisotropic solar irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms. *Solar Energy*. 38, 367-386.
- Hay J.E. (1993). Calculating solar radiation for inclined surfaces: practical approaches. *Renew. Energy*. 3, 373-380. Solar radiation, environment and climate change.
- Hay J.E., Davies J.A. (1980). Calculation of the solar irradiance incident on an inclined surface. *First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, Toronto, Ontario, Canada (1980), Hay J.E., Won T.K.(Eds.)pp. 59-72.
- Klucher T. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*. 23, 111-114.
- Liu B.Y.H., Jordan R.C. (1961). Daily insolation on surfaces tilted towards the equator *ASHRAE Trans*. 67, 526-54.
- Muneer T., Gueymard C., and Kambezidis H. (2004). *Solar radiation and daylight models*. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier.
- Skartveit A., Olseth J.A. (1986). Modelling slope irradiance at high latitudes. *Solar Energy*. 36, 333-344.
- Steven M.D., Unsworth M.H. (1979) The diffuse solar irradiance of slopes under cloudless skies. *Quart. J. Roy. Meteorol. Soc.* 105, 593-602
- Yang D. (2016). Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. *Solar Energy*. 136, 288-302.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO A PARTIR DE IMÁGENES DE SATÉLITE USANDO EL MODELO HELIOSAT 2

Sánchez-Díaz M.E.*, Velasco-Herrera V.M.*, Riveros-Rosas D.*

*Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México, AV. Universidad N°
3000, CP 04510, Ciudad de México, México. maelena492@hotmail.com

RESUMEN

Aplicamos un algoritmo modificado de Heliosat 2 a imágenes de satélite GOES 13 para el mes de abril de 2013 en los Estados Unidos Mexicanos. Nuestros resultados muestran una estimación del recurso solar en la superficie de México. Para minimizar la incertidumbre de estas estimaciones, se recalibrarán con las mediciones obtenidas por la red mexicana de Solarimétrica que se distribuye en todo México.

PALABRAS CLAVE: Energía solar, Heliosat 2, Radiación solar en México.

ABSTRACT

We apply a modified algorithm of Heliosat 2 to GOES 13 satellite images for the month of April 2013 in the United Mexican States. Our results shows an estimate of the solar resource on the Mexican surface. In order to minimize uncertainty, these estimates will be recalibrated with the measurements obtained by the Solarimetric Mexican network that is distributed throughout Mexico.

KEYWORDS: Solar energy, Heliosat 2, solar radiation in México.

INTRODUCCIÓN

La Organización Meteorológica Mundial (OMM) otorgó en 1985 la categoría de Centro Regional para la Medición de la Radiación Solar en la IV Región (AR-IV) al Observatorio de Radiación Solar (ORS) del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México. El ORS cuenta con sensores estándar para llevar a cabo calibraciones de sensores de radiación solar y emitir certificados de calibración con validez internacional.

El ORS tiene actualmente 12 estaciones solarimétricas ubicadas de acuerdo a la regionalización climática y fisiográfica del país que conforman la Red Solarimétrica Mexicana (RSM), equipadas para medir 22 parámetros de radiación solar y meteorológicos. Existen 13 estaciones auxiliares asociadas a la Red que pueden medir al menos tres parámetros de radiación solar (global, difusa y directa) y algunas son capaces de medir además los parámetros meteorológicos “clásicos” (temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, precipitación, rapidez y dirección del viento). Todas las estaciones cumplen con la normatividad establecida para la RSM.

Entre los antecedentes para generar información confiable de radiación solar en superficie destaca la calibración de los piranómetros de la Red de Estaciones Meteorológicas Automáticas (EMA's) del Servicio Meteorológico Nacional (SMN), el proyecto del Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar (CEMIESol) y las calibraciones anuales de sensores de radiación solar que lleva a cabo el ORS. Cada una de las estaciones solarimétricas solo tienen un radio de confiabilidad de 5 km por lo que resultaría técnicamente inoperable y muy costoso contar con una red que cubra todo el país.

Los mapas actuales de distribución espacio-temporal de la radiación solar en México no pueden ser valorados ni aprovechados debidamente por la falta de información sobre la radiación en superficie. Para resolver esta deficiencia debe generarse información confiable de la medición, validación, seguimiento y publicación de la radiación solar de superficie que pueda ser aprovechada racionalmente por los diferentes usuarios.

Las imágenes de satélites geoestacionarios permiten capturar durante el día la irradiación solar en la superficie terrestre con resoluciones espaciales que nos permiten tener esta información para grandes áreas como es en este caso todo un país.

En este trabajo que está a cargo del Instituto de Geofísica de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) se aplicó el algoritmo Heliosat 2 a imágenes satelitales GOES 13 de la NASA, para el mes de abril del año 2013, dichas imágenes se tiene cada media hora para los horarios de 8 am a 8pm hora en que en México es perceptible la luz solar.

Con estos mapas obtenidos como un resultado preliminar se busca la comparación con una red solarimétrica de radiación solar que está a cargo del laboratorio de radiación solar de la UNAM, datos que están siendo validados por expertos y así tener la certeza de su veracidad para ser comparados con los datos obtenidos con las imágenes satelitales y así poder tener una estimación de error entre ambos.

MÉTODO

Algoritmo Heliosat 2

El método Heliosat 2 tiene como parámetro principal un índice de nubes n , el cual resulta de comparar lo que es observado por el satélite y lo que debería de observar si este estuviera en un cielo claro, basándose en el modelo de cielo claro de ESRA (European Solar Radiation Atlas) (Rigollier, Bauer y Wald, 2000) el cual puede ser descrito de la siguiente manera

$$n(i, j) = \rho(i, j) - \rho_g(i, j) / \rho_{cloud} - \rho_g(i, j)$$

Si el cielo es claro el albedo aparente $\rho(i, j)$ es muy cercano al albedo del suelo y el índice de nubosidad es muy cercano a 0 (posiblemente negativo), pero si el cielo esta nublado el índice de nubosidad es cercano a 1 o posiblemente más grande. Así el índice de nubosidad puede ser considerado para como una descripción de la atenuación de la atmósfera. (Rigollier, Bauer y Wald, 2000)

El índice de nubes no debe de ser confundido con la cobertura de nubes, ya que el primero considera un perfil vertical de las nubes y el segundo visualiza las nubes de forma horizontal.

Los albedos utilizados en esta ecuación pueden ser calculados a partir de una serie de tiempo de las imágenes satelitales (Rigollier, Bauer y Wald, 2000)

La implementación del método Heliosat 2 está compuesta por 4 principales componentes:

- El cálculo de la reflectancia
- El cálculo de la reflectancia atmosférica
- El cálculo del índice de nubes
- El cálculo de la irradiación

El algoritmo Heliosat 2 se aplica en casos en que las imágenes estén calibradas, es decir, que los valores registrados por el sensor en cada pixel pueden ser traducidos a valores de radiancia. (Taddei, Melendez y Cuestas, 2014)

En los satélites GOES 13 o sucesivos la calibración se realiza periódicamente y los coeficientes de calibración son informados en el sitio web del satélite <http://www.ospo.noaa.gov/Operations/GOES/calibration/goes-vis-ch-calibration.html>

El modelo de cielo claro permite calcular la radiancia atmosférica para cada pixel $\tau_{atm}(i, j)$. Para ello se necesita información de la elevación del sitio z , y del factor de turbidez TL2. Posteriormente los coeficientes de calibración del satélite permiten transformar el valor de radiancia al albedo atmosférico. (Rigollier, Bauer y Wald, 2000)

La influencia de la elevación en la precisión del cálculo es menor a la que tiene el factor de turbidez linke TL2, actualmente existen mapas globales con valores medios mensuales de TL2 dados por el proyecto SODA <http://www.soda-pro.com> (Lefèvre y Albuissou, 2002). Dichos mapas fueron realizados con el modelo de cielo claro de ESRA por lo cual son de gran utilidad en éste proyecto.

La medida de la radiación solar al suelo se puede medir de tres formas diferentes: radiación difusa, radiación directa, radiación global, las cuales se describen a continuación.

Componente directa B_c :

A la radiación solar recibida desde el sol sin tener dispersión por la atmosfera se le llama componente directa (Duffie y Beckman, 2013)

Para evaluar la atenuación de la radiación directa en su camino hacia el suelo y desde allí hacia el satélite, se debe de considerar el camino óptico que siguen los rayos, dependiendo de parámetros como la latitud del sitio, elevación a nivel del mar y la declinación del sol para el día observado así como el ángulo solar del instante T (Taddei, Melendez y Cuestas, 2014), dando como resultado

$$\beta_c = \iota_o \cdot \varepsilon \cdot \sin(\gamma_s) \cdot \exp(-0.8662 \cdot TL2 \cdot m \cdot \delta_R(m))$$

Componente difusa D_c :

A la radiación solar que llega desde el sol después de haber tenido dispersión debido a la atmosfera se le llama componente difusa. (Duffie y Beckman, 2013)

La irradiación difusa de cielo claro sobre una superficie horizontal también depende del factor de turbidez linke, TL2, para cualquier altura del sol (Taddei, Melendez y Cuestas, 2014).

Por lo tanto la irradiancia difusa horizontal queda como:

$$D_c = I_o \cdot \varepsilon \cdot T_{rd}(TL2) \cdot F_d(\gamma_s, TL2)$$

En esta ecuación la irradiancia difusa se expresa como el producto de T_{rd} , la función de transmisión difusa en el cenit y F_d una función de distribución angular difusa.

El albedo del suelo

Generalmente el albedo de las nubes es más grande que el albedo del suelo, exceptuando en zonas de nieve y desiertos, usualmente hacemos de esto un hecho en la construcción de un mapa del albedo de referencia asumiendo que dado una serie de tiempo de imágenes satelitales las nubes son no estacionarias y el mínimo valor observado de cada pixel. Finalmente podemos calcular un valor para el albedo del suelo si el cielo fuera claro en un instante t (Lefèvre y Albuissou, 2002)

$$\rho^*(i, j) = \frac{[\rho_{sat}^t(i, j) - \rho_{atm}^t(i, j)]}{T^t(\theta_s)T^t(\theta_v)}$$

Albedo de las nubes

El albedo de las nubes está definido como el típico valor para la nube más brillante Constanzo (1994) y Hammer (1997) calcularon el valor de brillantes del albedo en una serie de tiempo, los resultados dependiendo de qué tan largas eran estas series y de los límites seleccionados

El albedo efectivo de las nubes depende del ángulo cenital del sol nosotros seguimos el modelo que se propone en el manual Heliosat 2, propuesto por Taylor (1984) (Lefèvre y Albuissou, 2002)

$$\rho_{eff}^t = 0.78 - 0.13(1 - \exp(-4\cos(\theta_s)^5))$$

Si seguimos la siguiente ecuación podríamos aplicar el albedo efectivo de las nubes siguiendo el albedo aparente de las nubes $\rho_{cloud}^t(i, j)$.

$$\rho_{cloud}^t(i, j) = (\rho_{eff}^t - \rho_{atm}^t(\theta_s, \theta_v, \psi)) / T^t(\theta_s)T^t(\theta_v)$$

Índice de nubes

Cuando el cielo está despejado, el albedo observado es cercano al del suelo y el índice de nubes es cercano a 0, incluso negativo. Si el cielo está muy cubierto, el índice de nubes es cercano a 1 y posiblemente mayor. El índice de nubes resulta un buen parámetro para analizar las imágenes satelitales, que no debe de ser confundido con la medida de la cobertura de las nubes. (Lefèvre y Albuissou, 2002)

En el caso de cielos despejados, el albedo observado por el sensor se considera el albedo del suelo $p_{suelo}^t(i, j)$ el ángulo cenital del sol θ_s y el ángulo de visión θ_v suponiendo reflexión isotrópica o lambertiana, el albedo observado por el sensor resulta: (Lefèvre y Albuissou, 2002)

$$p^t(i, j) = \rho_{atm}^t(\theta_s, \theta_v) + p_{suelo}^t(i, j)T^t(\theta_s)T^t(\theta_v)$$

Cálculo de la irradiación diaria

El cálculo de la irradiación diaria $G_d(i, j)$ está basado sobre el índice de nubosidad n evaluado en una irradiación horaria hecha durante el día. (Lefèvre y Albuissou, 2002) Así la ecuación es la siguiente:

$$G_d(i, j) = K_{cd}(i, j)G_a(i, j) = G_a(i, j) \sum_{h=1}^N w_h K_{cd}(i, j)$$

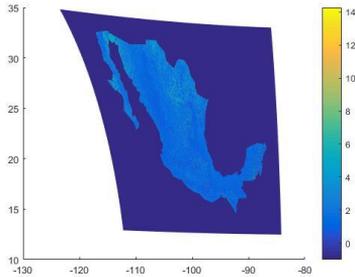
DATOS

Los datos usados en esta primera implementación del modelo son imágenes satelitales GOES 13 para el mes de abril del año 2013 en el canal visible.

RESULTADOS

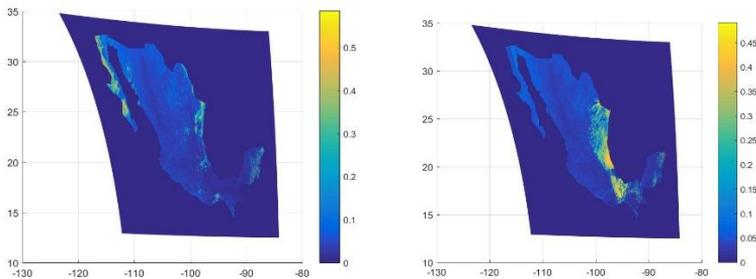
Se muestra los mapas obtenidos después de la aplicación de todos los pasos de Heliosat 2.

El primer mapa que se muestra a continuación es el mapa del albedo resultante del segundo mínimo de una serie de tiempo que comprendió el mes de abril del año 2013 y que es de vital importancia para el resultado final.



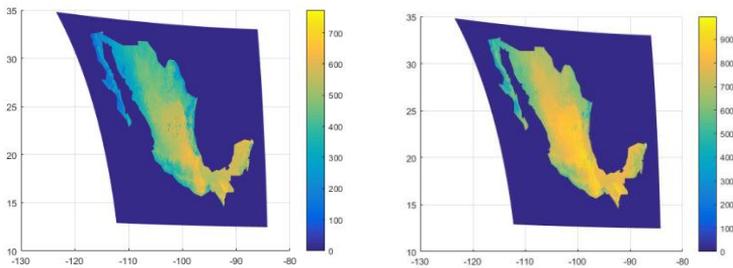
Figuras 1: Albedo obtenido del segundo mínimo de una serie de tiempo.

Otra pasó fundamental en este algoritmo es la estimación de un índice de nubes para cada imagen por lo que a continuación se muestran dos ejemplos de los mapas de índices resultantes para dos días diferentes aunque a la misma hora.

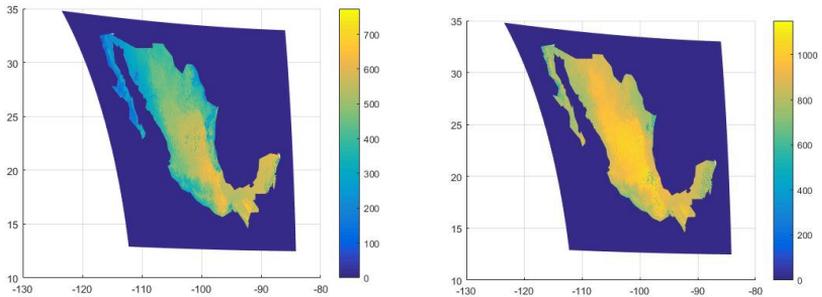


Figuras 2 y 3: Índice de nubes día 98 10:45 109 10:45

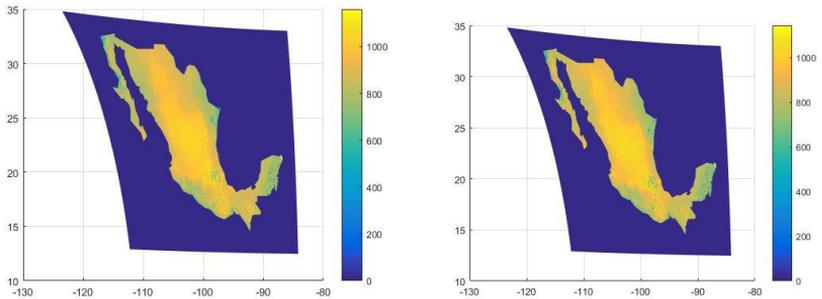
Por último se muestran algunos mapas resultantes de irradiación solar en México en el mes de abril del año 2013, para diferentes horas del día, mapas escogidos al azar para su muestra ya que se generaron mapas de estos días cada media hora. Podemos darnos cuenta como la irradiación solar cambia acorde del día y la hora en que se está estimando lo que nos lleva a decir que se está haciendo de una forma correcta.



Figuras 5 y 6: irradiación solar para el día 98 hora 9:15 y el día 98 hora 10:15



Figuras 7 y 8: Irradiación solar para el Día 98 hora 11:15 y el día 98 hora 12:15.



Figuras 9 y 10: irradiación solar para el día 98 hora 12:45 y el día 98 hora 13:15

CONCLUSIÓN

El modelo Heliosat 2 modificado ha tenido buenos resultados aunque aún falta la recalibración con las mediciones que se realizan en el suelo, dado la extensión territorial de México un modelo que pusiera estimar la irradiación con imágenes satelitales es la solución para combatir esta necesidad sin tener que poner una red de estaciones que midan la radiación y que resulten en un costo muy elevado.

NOMENCLATURA

<p> $n(i, j)$ = índice de nubosidad $\rho(i, j)$ = albedo aparente ρ_{cloud} = albedo aparente de las nubes $\rho_g(i, j)$ = albedo aparente de la superficie de la tierra bajo un cielo claro ρ_{sat} = albedo aparente del satélite ρ_{atm} = albedo aparente de la atmósfera ρ_{eff} = albedo efectivo ρ_{suelo} = albedo del suelo θ_s = ángulo cenital del sol I_{0met} = irradiancia total en el tope de la atmósfera </p>	<p> ε = excentricidad de la tierra G_d = irradiación diaria K_{cd} = índice de cielo claro diario $T^t(\theta_s)$ = transmitancia del sol $T^t(\theta_v)$ = transmitancia del satélite δ_R = integral de Rayleigh m = masa óptica relativa T_{rd} = función de transmitancia del cenit $(TL2)$ = factor de turbidez de linke </p>
---	---

REFERENCIAS

Estaciones Meteorológicas Automáticas, Servicio Meteorológico Nacional. <http://smn.cna.gob.mx/es/emas>

Cuahutle M., 2016, Estimación de la radiación solar global a partir de imágenes de satélite, Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México.

Rigollier C., Bauer O., Wald L., O., 2000, On the solar clear sky model of the 4th European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat Method. *Solar Energy*, 68(1), 33-48.

Taddei F., Melendez S., Cuestas Y., Collel E., 2014, Resultados preliminares de la aplicación del algoritmo Heliosat II para la estimación de la irradiación solar global a partir de imágenes satelitales GOES 13 en la región de la Pampa Húmeda Argentina, Universidad Nacional de Lujan, Buenos Aires, Argentina.

Lefèvre M., Albuissou L., 2002, Description of the software Heliosat II for the conversion of the images acquired by meteosat satellites in the visible band into maps of solar radiation available of ground level, Ecole des Mines de Paris, France.

Duffie J., Beckman W., 2013, *Solar Engineering of the Thermal Processes*, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 4 edición, Estados Unidos de Norte América

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

TECNOLOGÍA Y SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

ESTRUTURA DELTA PARA SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO PV

Almeida R. H.*, Carrelo I. B.*, Narvarte L.*, Lorenzo E.***

* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Carretera de Valencia, km 7, 28031 Madrid, España, rita.hogan@ies.upm.es

** Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Campo Grande Edifício C1, Piso 1, 1749-016 Lisboa, Portugal

RESUMO

Este artigo apresenta um novo tipo de estrutura estática chamada delta, $\Delta S(60)$. Esta estrutura foi desenvolvida com o objetivo de obter perfis constantes de irradiância diária, extremamente importante nalgumas aplicações fotovoltaicas (como por exemplo, em sistemas de irrigação). Uma comparação do desempenho desta estrutura é feita com duas representativas do estado de arte atual: uma estrutura estática orientada ao Equador, S(25), e uma estrutura com seguidor de eixo horizontal, 1xh. É possível concluir que a hipótese de utilizar a $\Delta S(60)$ é particularmente interessante em sistemas de irrigação PV – a potência pico necessária com a $\Delta S(60)$ é menor que com a S(25), sendo a diferença ainda maior se consideramos o período de rega de maio a setembro.

PALAVRAS CHAVE: Irrigação PV, Estrutura PV, Perfis diários constantes

ABSTRACT

This article presents a new type of static structure called delta, $\Delta S(60)$. This structure was developed with the objective of obtaining constant irradiance daily profile, extremely important in some photovoltaic applications (namely in irrigation systems). A comparison of the performance of this structure is made with two representative of the current state of art: a static structure oriented to Equator, S(25), and a structure with North-South horizontal axis tracker, 1xh. It is possible to conclude that the hypothesis of using $\Delta S(60)$ is particularly interesting in PV irrigation systems - the required peak power with $\Delta S(60)$ is smaller than with S(25), and if we consider only the irrigation period (from May to September) this difference is even bigger.

KEYWORDS: PV irrigation, PV structure, Constant daily profiles

INTRODUÇÃO

Este paper apresenta um novo tipo de estrutura estática chamada delta, $\Delta S(60)$. Esta foi desenvolvida com o objetivo de obter um perfil constante de irradiância diária semelhante ao obtido com um seguidor de eixo N-S horizontal, 1xh, uma vez que este perfil é essencial para distintas aplicações fotovoltaicas (PV), nomeadamente sistemas de irrigação PV (EIP-Water, 2012), (Closas e Rap, 2017), (Hartung e Pluschke, 2018).

À primeira vista a melhor estrutura para obter este perfil de irradiância constante seria a 1xh, porém há situações em que as estruturas estáticas continuam a ser a melhor opção por motivos de fiabilidade e custo. Nesse seguimento surgiu a ideia de estudar esta nova estrutura.

Neste trabalho uma análise do desempenho da estrutura $\Delta S(60)$ é comparada com duas representativas do estado de arte atual: uma estrutura estática orientada ao Sul, S(25), e um seguidor de eixo N-S horizontal, 1xh, no âmbito de sistemas de irrigação PV a pressão e caudal variável. Como caso representativo, é simulado um sistema em Valhadolide, Espanha, que bombeia água desde um poço (com uma altura estática de 95 m) para um depósito de 5 m. A análise é realizada ao longo de 2 períodos distintos: ano inteiro e de maio a setembro, representando este último caso um período típico de rega na Península Ibérica.

O sistema 1xh foi simulado e otimizado. De seguida, as potências pico necessária para $\Delta S(60)$ e S(25) para bombear a mesma quantidade de água nos 2 períodos referidos foram calculadas.

Este trabalho começa por incluir uma breve descrição da estrutura. De seguida apresenta-se o caso de estudo (incluindo as características do sistema e os principais parâmetros de simulação), bem como os principais resultados obtidos. Finalmente, alguns comentários são apresentados.

ESTRUTURA DELTA

$\Delta S(60)$ é uma estrutura estática sobre solo onde metade dos módulos PV estão orientados para Este e os restantes para Oeste, tendo ambos os lados o mesmo ângulo de inclinação, $\beta=60$ (Fig. 1). Com este ângulo, a superfície de painel vista pelo Sol é igual em 3 momentos do dia: pela manhã, quando o Sol está perpendicular às superfícies orientadas a Este; ao meio-dia; e pela tarde, quando o Sol está perpendicular às superfícies orientadas a Oeste. Aproximadamente, estes momentos ocorrem 4 horas antes do meio-dia, ao meio-dia e 4 horas depois. A irradiância direta no plano do gerador tende a ser igual nestes momentos, o que leva a uma irradiância global no mesmo plano razoavelmente constante durante 8 horas por dia.

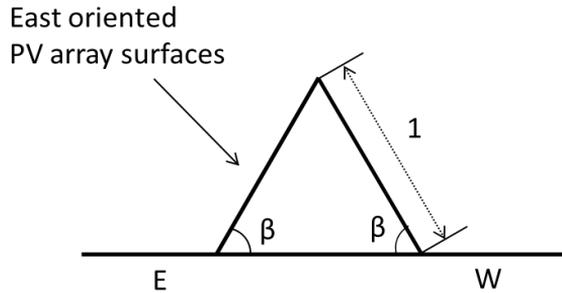


Fig. 1. Estrutura delta, $\Delta S(\beta)$: o gerador PV é dividido em duas metades - uma orientada a Este e outra a Oeste.

$\Delta S(60)$ foi incorporada no SISIFO, um programa de simulação de sistemas PV desenvolvido no Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid (IES-UPM, 2018).

CASO DE ESTUDO: BOMBAGEM DE POÇO A DEPÓSITO, VALHADOLIDE, ESPANHA

Um exercício de simulação foi realizado para um sistema de bombagem de poço a depósito em Alaejos, Valhadolide, Espanha (41.307 Norte, 5.215 Oeste).

Os valores da média diária mensal de irradiação horizontal, $G_{dm(0)}$, foram obtidos do PVGIS (European Commission, 2018) e os respectivos perfis de irradiância diários calculados utilizando o SISIFO (IES-UPM, 2018). O modelo de Erbs (Erbs et al, 1982) foi utilizado para a decomposição dos valores mensais globais nas componentes direta e difusa, o modelo de Collares-Pereira e Rabl (Collares-Pereira e Rabl, 1979) para obter valores de irradiância instantânea a partir dos valores de irradiação diária, e o modelo de Perez (Perez et al, 1986) para transposição dos valores de irradiância do plano horizontal para o plano do gerador. A sujidade foi estabelecida em 2%, as perdas em AC e DC são, respetivamente, 1 e 3%, a relação entre a potência nominal e a do gerador 0.96, a reflectância do solo é 0.3 e o tempo de simulação é 1 minuto.

No que diz respeito à estrutura fotovoltaica propriamente dita foram utilizadas as seguintes separações entre filas: 3, 4.5 e 1.5 para 1xh, $\Delta S(60)$ e $S(25)$.

O sistema inclui uma moto-bomba Caprari E8P95/7ZC MAC870-8V e um variador de frequência OMRON RX 75 kW e bombeia água de um poço com uma altura estática de 95 m para um depósito de 5 m, sendo considerados 5 m adicionais de perdas por fricção.

RESULTADOS

A potência pico do sistema 1xh é 80 kWp e a Fig 2 inclui o volume de água bombeado ao longo do ano com as três estruturas em estudo para esta mesma potência.

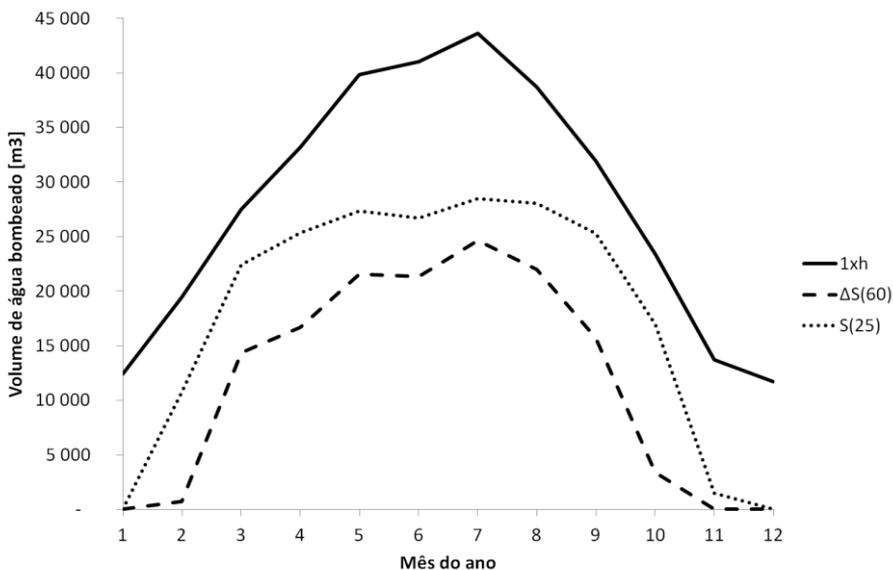


Fig. 2. Volume de água bombeado em cada mês do ano com as três estruturas em estudo (1xh com linha contínua, ΔS(60) com tracejada e S(25) com pontos).

Como se pode verificar na Fig 2 a estrutura 1xh é a que permite a bombagem de um maior volume de água (336681 m³/ano e 195235 m³ de maio a setembro), seguida da S(25) e finalmente da ΔS(60). Quantificando, ΔS(60) com 80 kWp bombeia 42% e 54% do bombeado pela 1xh para todo o ano e o período de maio a setembro respectivamente. Já no caso da S(25) estes mesmos valores sobem para 63% e 70% (ver Tabela 1).

Tabela 1. Percentagem do volume de água bombeado por ΔS(60) e S(25) quando comparado com 1xh. Nas 3 situações a potência do sistema é 80 kWp.

Período	Volume de água/ Volume água _{1xh} x 100 [%]	
	ΔS(60)	S(25)
Anual	42	63
Período de irrigação	54	70

Sabendo que a quantidade de água bombeada com as duas estruturas alternativas, ΔS(60) e S(25), é menor que a 1xh, o próximo passo é calcular a potência necessária em ΔS(60) e S(25) para igualar o volume de água bombeado pela estrutura 1xh. A Fig. 3 representa o volume de água bombeado anualmente por ΔS(60) e S(25) para distintas potências pico com o objetivo de atingir o mesmo montante de água da 1xh. Tanto o volume de água como a potência pico estão normalizados pelos valores correspondentes ao 1xh, isto é, 336681 m³ e 80 kWp. Os pontos pretos no gráfico representam o sobredimensionamento necessário em cada uma das estruturas (apresentados também na Tabela 2). A Fig. 4 inclui a mesma

informação considerando apenas o período de irrigação, sendo neste caso o volume de água objetivo 195235 m³.

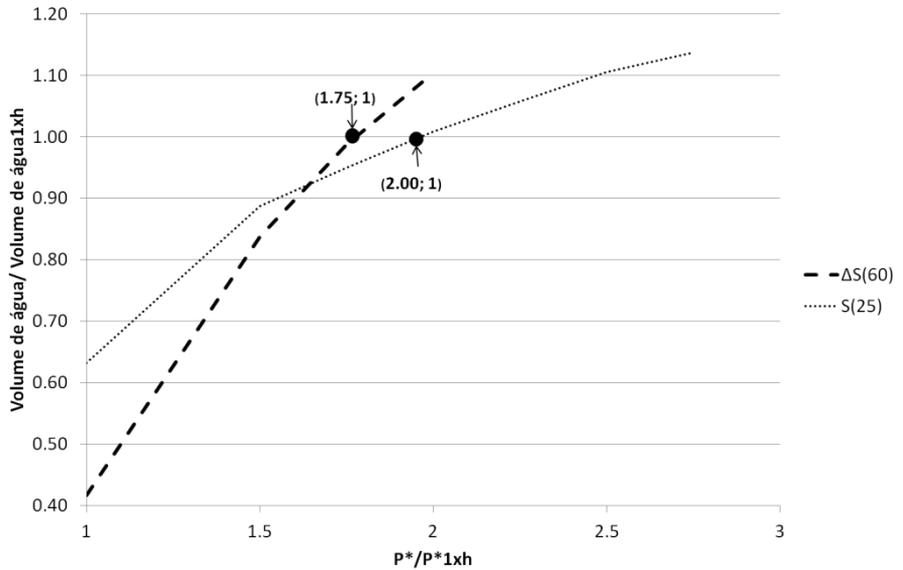


Fig. 3. Volume de água bombeado anualmente por ΔS(60) e S(25) normalizado pelo volume de água bombeado pelo sistema de 80 kWp 1xh (Volume de água/Volume de água_{1xh}) em função da sua potência pico normalizada pela potência pico de 80 kWp 1xh (P*/P*_{1xh}). Os pontos com Volume de água/Volume de água_{1xh}=1 representam o sobredimensionamento necessário em ΔS(60) e S(25) para igual o desempenho de 80 kWp 1xh.

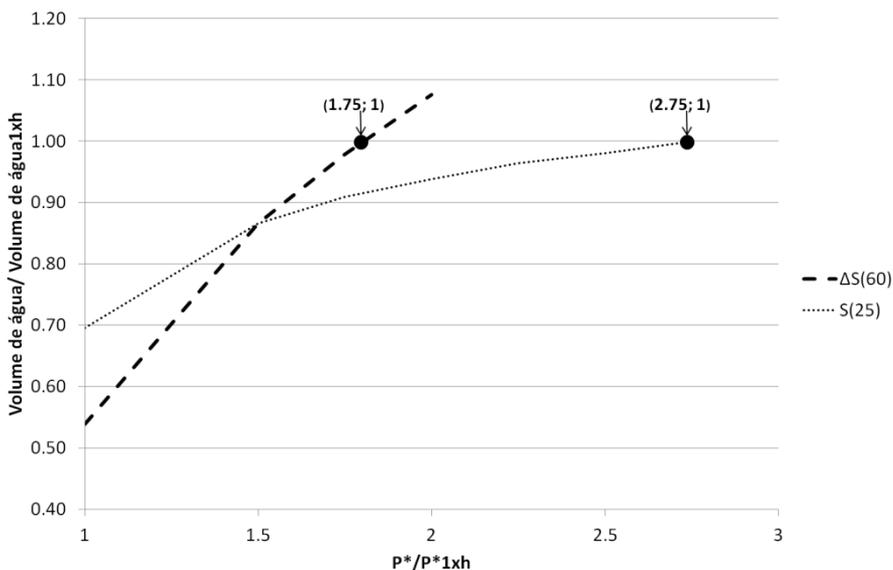


Fig. 4. Volume de água bombeado durante o período de irrigação por $\Delta S(60)$ e $S(25)$ normalizado pelo volume de água bombeado pelo sistema de 80 kWp 1xh (Volume de água/Volume de água_{1xh}) em função da sua potência pico normalizada pela potência pico de 80 kWp 1xh (P^*/P^*_{1xh}). Os pontos com Volume de água/Volume de água_{1xh}=1 representam o sobredimensionamento necessário em $\Delta S(60)$ e $S(25)$ para igual o desempenho de 80 kWp 1xh.

É interessante notar que apesar de para a mesma potência a $S(25)$ conseguir bombear mais água que a $\Delta S(60)$, para alcançar o mesmo volume de água da 1xh, a $\Delta S(60)$ necessita de menos potência pico que a $S(25)$: na $\Delta S(60)$ 1.75 a potência de 1xh para os 2 períodos considerados; na $S(25)$ o dobro em termos anuais e 2.75 vezes mais de maio a setembro (ver Tabela 2). Esta diferença é justificada uma vez que na estrutura $S(25)$ a moto-bomba atinge a sua frequência máxima (50 Hz) durante uma grande parte do ano (como se pode verificar na Fig. 5).

Tabela 2. Potência pico PV normalizada pela potência de 1xh para garantir a mesma quantidade de água bombeada que 1xh.

Período	P^*/P^*_{1xh}	
	$\Delta S(60)$	$S(25)$
Anual	1.75	2
Período de irrigação	1.75	2.75

A Fig. 5 mostra o perfil diário de água bombeada para o caso anual das 3 estruturas no dia típico do mês de junho. É possível verificar a grande semelhança existente entre as estruturas 1xh e $\Delta S(60)$. Relativamente à $S(25)$ pode-se observar a saturação nos 50 Hz e por isso o perfil constante ao longo do dia. O perfil da $S(25)$ com 2.25 a potência pico da

1xh é muito semelhante, isto é, as horas de funcionamento total são as mesmas, sendo também igual o número de horas de funcionamento a frequência nominal (aumentado apenas o volume de água bombeado entre o início/fim do dia e a chegada aos 50 Hz).

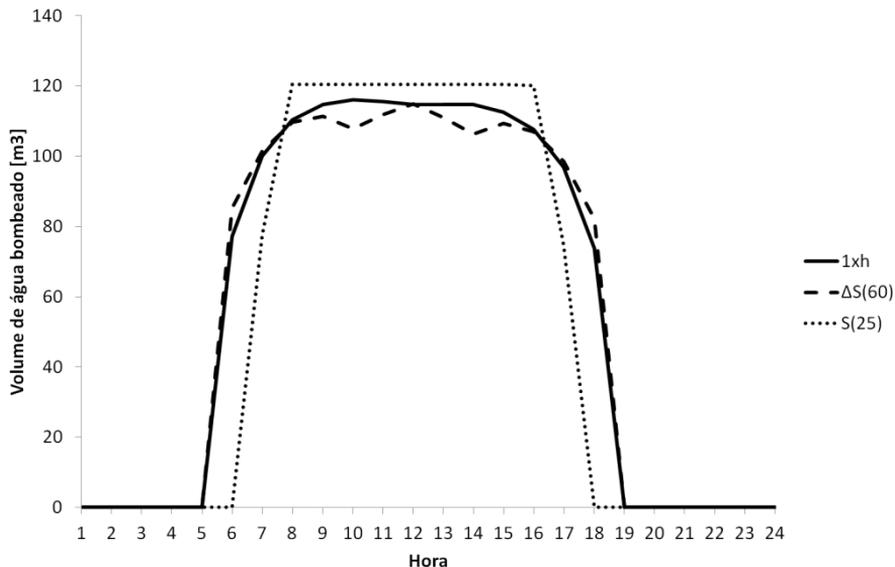


Fig. 5. Volume de água bombeado no dia típico de junho com as 3 estruturas em estudo.

COMENTÁRIOS FINAIS

Um novo tipo de estrutura, $\Delta S(60)$, é proposto e o seu desempenho num sistema de irrigação PV desde um poço a um depósito em Valhadlde, Espanha, é comparado com o de duas estruturas típicas em sistemas PV: S(25) e 1xh.

É possível concluir que a hipótese de utilizar a $\Delta S(60)$ é particularmente interessante em sistemas de irrigação PV – a potência pico necessária com a $\Delta S(60)$ é menor que com a S(25), sendo a diferença ainda maior se consideramos o período de rega de maio a setembro. Se a potência pico da estrutura 1xh é 80 kWp, durante o período de irrigação a de $\Delta S(60)$ tem de ser 140 kWp e a S(25) 220 kWp.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi possível graças ao financiamento do programa Horizon 2020 da União Europeia no projeto *MArket uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATer-ENergy consumption* (MASLOWATEN), acordo de subvenção número 640771, bem como ao apoio financeiro do Programa MIT Portugal em Sistemas Sustentáveis de Energia e da Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT), bolsa PD/BD/105851/2014 e projeto IDL UID/GEO/50019/2013.

REFERÊNCIAS

- Collares-Pereira, M. e Rabl, A. (1979). The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy* 22, 155-164.
- Closas, A. e Rap, E. (2017). Solar-based groundwater pumping for irrigation: Sustainability, policies, and limitations. *Energy Policy* 104, 33-37.
- EIP-Water (2012). European Innovation Partnership Water - Strategic Implementation Plan. Brussels.
- Erbs, D.G., Klein, S.A. e Duffie, J.A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 28, 293-302.
- European Commission, J.R.C. (2018). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- Hartung, H. e Pluschke, L. (2018). The benefits and risks of solar-powered irrigation - a global overview. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO) and Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Rome.
- IES-UPM (2018). Simulación de Sistemas Fotovoltaicos (SISIFO), disponível em <http://sisifo.info/>
- Perez, R., Stewart, R., Arbogast, C., Seals, R. e Scott, J. (1986). An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy* 36, 481-497.

EVALUACIÓN TÉCNICA DE UNA BOMBA DE CALOR FOTOVOLTAICA AUTÓNOMA SIN BATERÍAS

Lorenzo C.*, Narvarte L.*, Martínez-Moreno F.*

*Universidad Politécnica de Madrid, Comunidad de Madrid, 28031 (Madrid) España,
celena.lorenzo@ies.upm.es

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es efectuar la evaluación técnica de una bomba de calor fotovoltaica, autónoma y sin baterías. Para ello, se ha instalado un prototipo de pequeña potencia (bomba de calor de 1,5 kW y un generador FV de 2,2 kW) en Madrid (España) y se han realizado unos ensayos de caracterización. En este artículo se describe dicho prototipo y se muestran brevemente los resultados de los primeros ensayos. Finalmente, se proponen unos indicadores de rendimiento específicos para bombas de calor fotovoltaicas (PR_{BC-FV} , COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV}), adaptando los indicadores utilizados tradicionalmente.

PALABRAS CLAVE: Fotovoltaico, Bomba de Calor, Sistema Autónomo

ABSTRACT

The objective of this work is to perform the technical evaluation of a photovoltaic heat pump system, operating stand-alone and without batteries. For achieving this purpose, a small-power prototype (heat pump of 1.5 kW and PV generator of 2.2 kW) has been installed and characterized in Madrid (Spain). In this paper, such prototype is described and the results of the preliminary characterization tests are shown. Finally, specific performance indicators are proposed for evaluating PV heat pump systems (PR_{BC-FV} , COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV}), modifying the traditional ones.

KEYWORDS: Photovoltaic, Heat Pump, Stand-alone System

INTRODUCCIÓN

La climatización (frío y calor), tanto para aplicaciones residenciales como industriales, es una actividad que implica un alto consumo energético y que cada vez necesita cubrir una mayor demanda a nivel mundial, debido en parte al calentamiento global. Las bombas de calor ayudan a reducir significativamente el consumo eléctrico necesario para cubrir una determinada necesidad térmica, por lo que cada vez son más utilizadas para aplicaciones de climatización. En Europa, el mercado de bombas de calor creció un 12% en 2016 en términos de unidades instaladas, lo que supuso la instalación de 2,11 GWe (EHPA, 2016). En 2017, este crecimiento volvió a ser del 12%, que ahora supuso la instalación de 2,37 GWe (EHPA, 2017). El problema es que, en la mayoría de los casos, la electricidad consumida por las bombas de calor procede de la red eléctrica, por lo que el porcentaje de energía renovable que consumen depende del mix energético de cada país. Las bombas de calor solares térmicas, que emplean colectores solares, han sido ampliamente estudiadas: está demostrado que ayudan a reducir aún más el consumo de las bombas de calor, pero de nuevo no garantizan que dicho consumo proceda de fuentes de energía renovables. Las investigaciones más recientes relacionadas con bombas de calor solares están orientadas precisamente al uso de generadores fotovoltaicos para alimentar el compresor que mueve el circuito del refrigerante (Aguilar et al., 2017; Romani et al., 2018; Toradmal et al., 2018).

El objetivo de este trabajo es describir el prototipo instalado para llevar a cabo la validación técnica de una bomba de calor fotovoltaica, operando de forma autónoma y sin baterías, tanto en modo frío como en modo calor. Se presentarán los resultados de los primeros ensayos de caracterización del sistema. Finalmente, se proponen unos indicadores adaptados a bombas de calor fotovoltaicas para evaluar mejor este tipo de sistemas desde el punto de vista fotovoltaico.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para poder llevar a cabo la validación técnica de una bomba de calor fotovoltaica, operando de forma autónoma y sin baterías, se ha instalado un prototipo en el Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid (España), cuyo esquema simplificado se muestra en la Fig. 1. Dicho prototipo consiste en un generador FV de 2,2 kW de potencia nominal (compuesto por dos ramas de módulos de capa delgada, cada una de 1,1 kW), que alimenta una bomba de calor aire-aire de 1.5 kW de potencia eléctrica a través de un variador de frecuencia de 4 kW. El variador de frecuencia seleccionado permite arrancar motores *brushless* de velocidad variable, como el que alimenta el compresor de la bomba de calor utilizada. La unidad exterior de la bomba de calor está situada en una pequeña habitación aislada térmicamente, que simula el ambiente. La unidad interior está situada en otra habitación similar, que en este caso simula el espacio a climatizar. Adicionalmente, se han instalado dos bombas de calor auxiliares (también aire-aire) en ambas habitaciones para poder controlar sus temperaturas. De esta forma, el efecto de la bomba de calor FV se puede contrarrestar o acelerar para simular distintas condiciones de ensayo (por ejemplo, un ambiente de verano o de invierno o distintas cargas térmicas en el espacio a climatizar). Ambas bombas de calor auxiliares están alimentadas directamente con la red eléctrica.

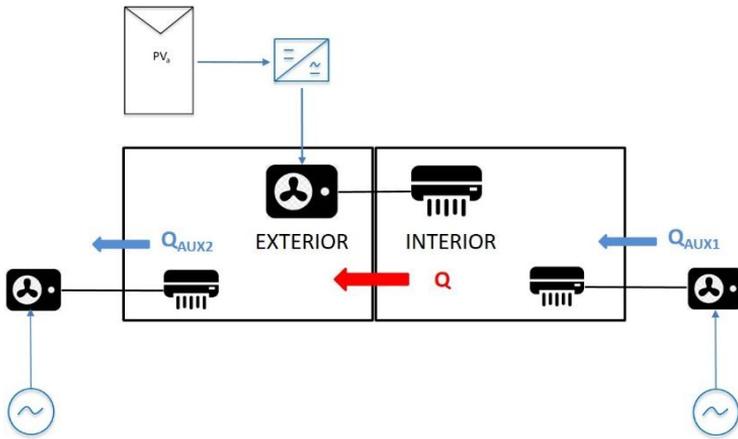


Fig. 1. Esquema simplificado del prototipo de bomba de calor fotovoltaica instalado en el Campus Sur de la UPM (España).

La Fig. 2 muestra imágenes reales de los elementos descritos: generador FV (a), variador de frecuencia (b), interior del cerramiento que simula el espacio a climatizar, donde se pueden ver las unidades interiores de la bomba FV y de la bomba AUX1 (c), e interior del cerramiento que simula el ambiente, donde se distinguen la unidad exterior de la bomba FV y la unidad interior de la bomba AUX2 (d).



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 2. Imágenes de los elementos del prototipo de bomba de calor fotovoltaica instalado en el Campus Sur de la UPM (España).

ENSAYOS DE CARACTERIZACIÓN

La bomba de calor estudiada en este trabajo consta de un compresor con regulación tipo *inverter*, que se caracteriza por adaptar en cada momento la frecuencia de rotación a la demanda de energía térmica. De esta forma se optimiza el consumo de electricidad, por lo que este tipo de regulación ya está presente en casi la totalidad de los equipos comerciales. El objetivo de los primeros ensayos de caracterización del prototipo descrito es conocer la lógica de la placa de control del fabricante que efectúa esta regulación. Posteriormente, el variador de frecuencia conectado al generador FV tendrá que ser capaz de replicar esta lógica de regulación, teniendo en cuenta la demanda de energía térmica y la potencia FV disponible en cada momento. Además, hay que minimizar el número de arranques y paradas del compresor debido a las intermitencias de potencia FV por paso de nubes. Finalmente, se diseñará un control lo más optimizado y general posible, para poder implementarse en bombas de calor FV de distintos fabricantes y tamaños.

La placa de control del sistema a ensayar, insertada en la unidad exterior de la bomba de calor, sólo puede trabajar con una frecuencia de entrada constante e igual a 50 Hz, por lo que estos ensayos han sido realizados con la red eléctrica y no con el generador FV. Se han monitorizado las señales eléctricas a la salida de la placa de control para los modos de operación de frío y de calor, y para distintas situaciones (temperatura exterior de invierno o de verano, temperatura interior variable o constante, temperatura inicial cercana o no a la temperatura de consigna...).

A modo de ejemplo, las Fig. 3 y 4 muestran la frecuencia de rotación del compresor (a la salida de la placa de control) y ΔT (diferencia entre la temperatura interior medida y la temperatura de consigna) para una prueba efectuada con la temperatura exterior constante. En la Fig. 3, la bomba FV trabaja en modo frío, enfriando la sala desde 38°C hasta 18°C, y la temperatura del cerramiento que simula el exterior se mantuvo a 30°C (condiciones de verano). En la Fig. 4, la bomba FV calienta la sala interior desde 18°C hasta 30°C y la sala que simula el exterior se mantuvo a 18°C. En ambos casos, el compresor arranca y la frecuencia sube hasta su valor máximo (160 Hz en modo calor y algo superior en modo

frío) cuando ΔT es alta. Después, la frecuencia va bajando a medida que ΔT disminuye (es decir, a medida que nos aproximamos a la temperatura de consigna) hasta que el compresor se para. Sin embargo, una diferencia importante es que, cuando la bomba está operando en modo frío (Fig. 3), hay muchos menos niveles de frecuencia de operación disponibles que en modo calor (Fig. 4). Es decir, el control está más optimizado para el modo calor que para el modo frío. Esto se debe, seguramente, a que la mayoría de los equipos comerciales han sido diseñados para el norte de Europa, donde hay mayor demanda de calefacción que de refrigeración.

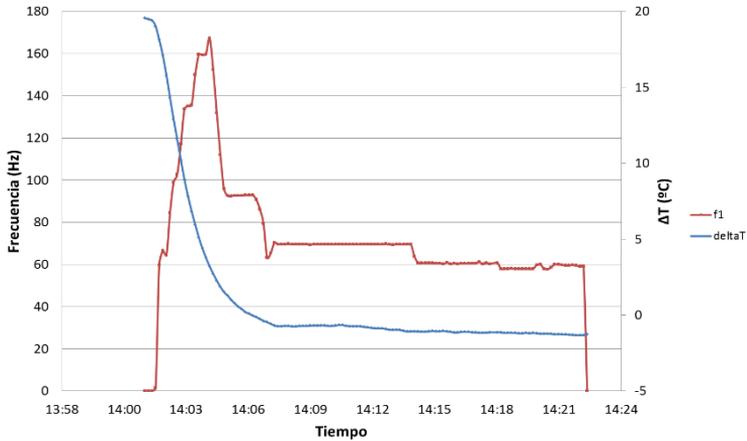


Fig. 3. Resultados de una prueba de caracterización en modo frío y con la temperatura exterior constante.

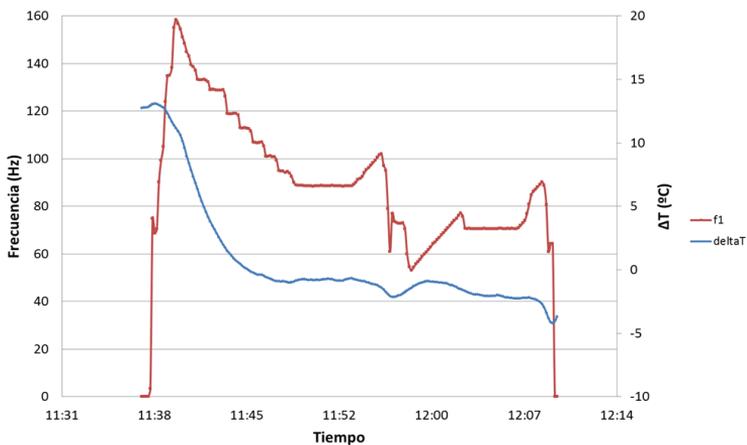


Fig. 4. Resultados de una prueba de caracterización en modo calor y con la temperatura exterior constante.

INDICADORES DE RENDIMIENTO DEL SISTEMA

Indicadores tradicionales

Para evaluar el buen funcionamiento de un generador FV se utiliza el *Performance Ratio* (PR), que es la relación entre la energía producida (E_{FV}) y la que se podría haber producido idealmente en un periodo de tiempo. El PR tradicional viene dado por la Ec. (1):

$$PR = \frac{E_{FV}}{\frac{P^*}{G^*} \int G(t) dt} \quad (1)$$

donde P^* es la potencia nominal del generador, G^* es la irradiancia en Condiciones Estándar de Medida (1000 W/m²) y $G(t)$ es la irradiancia en el plano del generador en cada instante de tiempo.

Para evaluar la eficiencia de una bomba de calor se utilizan el *Coefficient of Performance* (COP) en modo calor y el *Energy Efficiency Ratio* (EER) en modo frío, que vienen dados por las Ecs. (2) y (3):

$$COP = \frac{Q_c}{W_{com}} \quad (2)$$

$$EER = \frac{Q_e}{W_{com}} \quad (3)$$

donde Q_c es el calor liberado en el condensador en modo calor, Q_e es el calor absorbido en el evaporador en modo frío y W_c es la potencia eléctrica consumida por el compresor.

Finalmente, el aprovechamiento del generador FV para alimentar otro sistema se suele evaluar a través del *Self-Consumption Ratio* (SCR) –porción de la energía FV generada que es consumida por el sistema- y del *Photovoltaic Penetration Rate* (PVPR) –porción de la energía consumida por el sistema que procede del generador FV-.

Indicadores propuestos

En una bomba de calor FV, pueden obtenerse PR's con valores reducidos debido a causas ajenas al funcionamiento del generador FV, como por ejemplo la falta de demanda de energía térmica en momentos de irradiancia elevada. Por ello, se propone adaptar el PR tradicional para considerar sólo aquellas horas en las que el compresor de la bomba de calor esté funcionando (t_{com}). El nuevo PR_{BC-FV} para bombas de calor FV viene dado por la Ec. (4):

$$PR_{BC-FV} = \frac{E_{FV}}{\frac{P^*}{G^*} \left(\int_{t_{com}} G(t) dt \right)} \quad (4)$$

Por otra parte, puede resultar de gran utilidad combinar los indicadores ya mencionados. De esta forma, se pueden evaluar de forma conjunta el buen funcionamiento de la bomba de calor y del generador FV, así como el acoplamiento entre ambos para maximizar el aprovechamiento FV. Para ello, se propone utilizar los indicadores COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV} en modo calor y frío, respectivamente, los cuales vienen dados por las Ecs. (5) y (6):

$$COP_{BC-FV} = COP(1 + PR_{BC-FV} \times SCR \times PVPR) \quad (5)$$

$$EER_{BC-FV} = EER(1 + PR_{BC-FV} \times SCR \times PVPR) \quad (6)$$

De esta forma, en caso de no haber generación FV, los indicadores COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV} serán iguales a los tradicionales COP y EER; si el generador FV funciona idealmente y está perfectamente aprovechado por el compresor, los indicadores COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV} serán iguales al doble de los tradicionales.

TRABAJO FUTURO

Para completar la validación técnica del prototipo de bomba de calor FV descrito en este trabajo (autónomo y sin baterías), se realizarán las siguientes tareas futuras:

- Identificar cómo actúan las distintas protecciones de la bomba de calor, para así poder incorporarlas en la lógica de control del variador de frecuencia. Dichas protecciones incluyen: frecuencias de rotación mínima y máxima del compresor, ciclo de deshielo (cuando las condiciones exteriores permiten la formación de hielo, se fuerza a la máquina a operar en modo frío para liberar calor en la unidad exterior), entrada de líquido al compresor (se debe evitar siempre) y posibles fugas en el circuito del refrigerante.
- Diseñar una lógica de control en el variador de frecuencia que optimice el consumo eléctrico para la demanda de energía térmica y la potencia FV disponible en cada momento. Esta lógica de control debe minimizar el número de paradas y arranques debidos a fluctuaciones de potencia FV por paso de nubes. Además, debe funcionar indistintamente en modo frío o calor, y poder ser implementada en sistemas de distintos tamaños y fabricantes.
- Calcular los valores de los indicadores propuestos para sistemas de bombas de calor FV (PR_{BC-FV} , COP_{BC-FV} y EER_{BC-FV}) para el prototipo estudiado, en distintas condiciones de operación.

REFERENCIAS

Aguilar F. J., Aledo S., Quiles P. V. (2017) Experimental analysis of an air conditioner powered by photovoltaic energy and supported by the grid. *Applied Thermal Engineering* 123, 486-497.

European Heat Pump Agency (2016) Heat Pump Market and Statistics Report, sep. 2016.

European Heat Pump Agency (2017) Heat Pump Market and Statistics Report, nov. 2017.

Romani J., Belusko M., Alemu A., Cabeza L. F., Gracia A., Bruno F. (2018) Control concepts of a radiant wall working as thermal energy storage for peak load shifting of a heat pump coupled to a PV array. *Renewable Energy* 118, 489-501.

Toradmal A., Kemmler T., Thomas B. (2018) Boosting the share of onsite PV-electricity utilization by optimized scheduling of a heat pump using buildings thermal inertia. *Applied Thermal Engineering* 137, 248-258.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

VIABILIDAD ECONÓMICA DE SISTEMAS DE RIEGO FOTOVOLTAICO DE ALTA POTENCIA EN LA REGIÓN DE ECOWAS

Lorenzo C.*, Almeida R. H.*, Martínez-Núñez M.*, Narvarte L.*, Carrasco L. M.***

*Universidad Politécnica de Madrid, Comunidad de Madrid, 28031 (Madrid) España,
celena.lorenzo@ies.upm.es

** Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, 1749-016 (Lisboa)
Portugal

RESUMEN

Este artículo presenta una evaluación económica de sistemas de riego fotovoltaico de alta potencia (del orden de los cientos de kWp) en la región de ECOWAS, considerando sólo la inversión necesaria para sustituir (en sistemas de riego ya existentes) la red eléctrica o grupos diésel por un generador fotovoltaico. El estudio compara 7 países y dos modos de operación distintos: contra balsa y a presión constante. Los indicadores económicos obtenidos son muy favorables: TIR entre 8-47%, VAN entre $0.33-41.5 \times 10^5$ \$, PRI entre 2.1-10 años. El LCOE está entre 4.5-17.4 \$cents/kWh, lo cual supone ahorros de 30-84% en comparación con sistemas alimentados por la red o por grupos diésel.

PALABRAS CLAVE: Fotovoltaico, Sistema de Riego, Evaluación Económica.

ABSTRACT

This paper presents an economic assessment of large power (hundreds kWp) PV irrigation systems in the ECOWAS region, considering only the investment needed for substituting diesel-powered and grid-powered systems with PV ones. Seven countries and two irrigation operating modes were compared: pumping to a water tank or at constant pressure. Economic indicators are very encouraging: NPC values are in the $0.33-41.5 \times 10^5$ \$ range, IRR values are in the 8-47% range and PBP values are in the 2.1-10 years range. LCOE for PV irrigation systems are in the 4.5-17.4 \$cents/kWh range, which represent percentage savings of 30-84% if compared to diesel-powered and grid-powered systems.

KEYWORDS: Photovoltaic, Irrigation System, Economic Assessment.

INTRODUCCIÓN

El riego agrícola es una actividad que requiere grandes consumos de agua, la mayoría de la cual debe ser bombeada desde depósitos subterráneos: esto se traduce en una importante demanda de electricidad. El uso de generadores FV acoplados a bombas de agua representa una opción muy atractiva para reducir tanto el coste económico como el impacto ambiental del consumo eléctrico para riego. La viabilidad técnica y económica del bombeo FV ya ha sido analizada en estudios recientes (Li et al., 2017; Wazed et al., 2018), tanto para aplicaciones de suministro de agua como de riego. Sin embargo, todos estos estudios hacen referencia a sistemas con potencias fotovoltaicas relativamente pequeñas (hasta 30kW), los cuales tienen menores eficiencias y mayores costes unitarios de instalación que los sistemas de mayor potencia. Recientemente, el proyecto europeo MASLOWATEN ha llevado a cabo las validaciones técnicas y económicas de 5 demostradores FV de gran tamaño (con potencias pico entre 40 y 360 kW) situados en el Sur de Europa. Sin embargo, los resultados de este tipo de evaluaciones son muy dependientes de la localización del sistema, por lo que sería interesante trasladarlos a otras regiones del planeta.

El objetivo de este trabajo es analizar las condiciones en las que los sistemas autónomos de riego FV de gran potencia (del orden de los cientos de kWp) son viables en la región de ECOWAS (Economic Community of West African States), donde el ECREEE (ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency) está promoviendo el uso de fuentes de energía renovables para aplicaciones agrícolas. El análisis llevado a cabo se centra en evaluar la sustitución de la conexión a red o de grupos diésel por un generador FV en sistemas de riego ya existentes. Los indicadores económicos empleados son la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN), el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) y el “Levelized Cost of Energy” (LCOE), los cuales se han calculado para 7 países de la región de ECOWAS. Para estos 7 países se han comparado 4 casos de estudio: las bombas de riego pueden estar alimentadas originalmente por la red eléctrica o por grupos diésel (que serían en cualquier caso sustituidos por un generador FV) y pueden tener dos posibles modos de operación (bombeo contra balsa o a presión constante).

METODOLOGÍA

Simulación de los sistemas de riego fotovoltaico

En primer lugar, se han simulado 7 sistemas FV autónomos (sin conexión a red y sin baterías) en los 7 países seleccionados, asumiendo que están localizados en regiones con alta irradiancia (ver Tabla 1). El objetivo de estas simulaciones es calcular el volumen medio de agua bombeado diariamente y la potencia FV generada en un año de operación.

Estas simulaciones se han llevado a cabo con el software SISIFO (IES-UPM, 2017) para dos modos de operación: contra balsa y a presión constante. Los datos de irradiación diaria global horizontal (obtenidos de la base de datos PVGIS) se transforman en valores de irradiancia horaria directa en el plano del generador utilizando los siguientes modelos: Erbs (Erbs et al. 1982), Collares-Pereira y Rabl (Collares-Pereira y Rabl, 1979), Pérez (Pérez et al. 1987) y Martínez (Martínez-Moreno et al. 2010). Se ha asumido un 2% de suciedad, un coeficiente de reflectividad del suelo de 0,2, unas pérdidas en AC del 1,5% y en DC del 3%. El generador FV simulado, con una potencia de 380 kWp, está compuesto por módulos

de silicio policristalino de 250 W y está montado sobre un seguidor Norte-Sur de eje horizontal, que permite adaptar mejor el perfil de irradiancia incidente a las necesidades de riego. Se han seleccionado una moto bomba de 165 kW y un variador de frecuencia de 220 kW.

Tabla 1. Coordenadas de las regiones consideradas para simular lo sistemas de riego FV.

País	Región	Latitud [°]	Longitud [°]
Benin	Parque Nacional del W	12,050	3,032
Burkina Faso	Reserva del Sahel	14,881	-0,1
Cabo Verde	Praia	14,924	-23,533
Guinea	Dinguiraye	11,222	-10,723
Liberia	Voinjama	8,413	-9,748
Nigeria	Kano	12,018	-8,613
Sierra Leona	Fintonia	9,649	-12,225

Análisis de viabilidad económica

Con los resultados obtenidos con el simulador SISIFO, se ha llevado a cabo un análisis de viabilidad económica a 25 años, asumiendo que el sistema de riego ya existe y que sólo hay que sustituir la conexión a red o grupos diésel por un generador FV. En definitiva, la rentabilidad de la inversión inicial vendrá dada por el ahorro resultante de no tener que consumir electricidad de la red ni combustible diésel. Dicha rentabilidad se expresa en este trabajo en términos de la TIR, el VAN y el PRI. Los ingresos obtenidos por la venta de cultivos no se consideran en este análisis, ya que serían los mismos independientemente de cómo se alimentase el sistema de riego. Para el cálculo de los flujos de caja anuales se ha asumido un coste de instalación de 1,7 \$/Wp (información del proyecto MASLOWATEN), unos costes de sustitución y de mantenimiento del 2% de la inversión inicial cada uno (Campana et al, 2015) y un coeficiente de amortización lineal del 7% (BOE, 2014). Los módulos FV experimentan una degradación del 0,8% anual a partir del sexto año de vida (Kiefer et al, 2010). Los demás parámetros de entrada dependen del país donde se encuentre el sistema de riego: tarifas eléctricas (EP), precios del combustible diésel (DP), impuestos sobre el beneficio (t) y tasas de descuento nominal (i) y de inflación (f). Los valores utilizados aparecen resumidos en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores utilizados para el análisis de viabilidad económica (fuente: World Bank).

País	EP (\$/kWh)	DP (\$/l)	t (%)	i (%)	f (%)
Benin	0,23	0,82	9,96	5,6	-0,2
Burkina Faso	0,25	0,94	16,24	5,6	2,9
Cabo Verde	0,33	0,97	18,26	9,6	-0,9
Guinea	0,16	0,89	0	4,8	10,6
Liberia	0,56	0,83	35,35	13,6	5
Nigeria	0,20	0,55	17,46	16,9	9,6
Sierra Leona	0,26	0,78	17,27	18	4,2

Levelized Cost of Energy (LCOE)

El cálculo del LCOE se ha efectuado utilizando la Ec. (1) (Intaniwet y Chaiyat, 2017):

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^{25} \frac{(IIC + OM + FC_n)}{(1+i)^n}}{\sum_{n=0}^{25} \frac{PVE_n}{(1+i)^n}} \quad (1)$$

donde *IIC* es la Inversión Inicial de Capital, *OM* es el coste de Operación y Mantenimiento, *FC_n* es el coste de combustible en el año *n* y *PVE_n* es la energía FV generada en el año *n*. Para sistemas alimentados con un generador FV, *FC_n* es cero y *OM* se estima en un 2% de *IIC*. Para sistemas alimentados con grupos diésel, *IIC* es cero, *OM* se estima en 40\$/kW anuales (Breyer et al, 2010) y *FC_n* se calcula con los resultados del SISIFO y el precio del diésel (DP) en cada país. Para sistemas conectados a red, LCOE es equivalente al precio de la electricidad (EP) en cada país.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Simulación de los sistemas de riego fotovoltaico

La Tabla 3 presenta los resultados de las simulaciones con SISIFO (el volumen de agua bombeada diariamente, la energía DC generada y los litros de diésel necesarios para generar la misma cantidad de energía eléctrica, asumiendo que los grupos diésel consumen de media 0.286 l/kWh -datos de MASLOWATEN-) para los dos modos de operación del sistema de riego (contra balsa y presión constante). Se puede observar que en los sistemas contra balsa se bombea un volumen de agua mayor que a presión constante. Esto se debe a que, en el primer caso, es posible realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV, mientras que para trabajar a presión constante normalmente hay que hacerlo a potencias menores.

Tabla 3. Resultados de las simulaciones de los sistemas de riego fotovoltaico.

País	Contra balsa			Presión constante		
	Agua (m ³ /día)	E _{DC} (MWh)	Diesel (x10 ³ l)	Agua (m ³ /día)	E _{DC} (MWh)	Diesel (x10 ³ l)
Benin	2343	913,9	261,1	1769	606,6	173,3
Burkina Faso	2361	949,1	271,2	1832	628,6	179,6
Cabo Verde	2321	932,5	266,4	1800	617,1	176,3
Guinea	2346	918,4	262,4	1800	617,5	176,4
Liberia	2283	851,8	243,4	1667	571,6	163,3
Nigeria	2344	916,8	261,9	1783	611,7	174,7
Sierra Leona	2299	866,9	247,7	1769	606,6	173,3

Análisis de viabilidad económica

Las Figs. 1-3 muestran los valores de la TIR, el VAN y el PRI obtenidos para los 7 países seleccionados y los 4 casos de estudio considerados. Una inversión es rentable cuando la TIR es mayor que la tasa de descuento real, el VAN es positivo y el PRI es significativamente menor que el tiempo de vida del sistema (25 años): estas condiciones se cumplen para todos los casos aquí presentados. En general, los sistemas bombeando contra balsa son más rentables que los sistemas bombeando a presión constante, ya que para una misma potencia permiten bombear más agua (ver Tabla 3). Guinea es el país donde resulta más rentable (en términos de TIR y VAN) sustituir grupos diésel por un generador FV, debido al elevado precio de este combustible. En cuanto a sustituir un punto de conexión a red, es más rentable en Liberia (en términos de TIR) -por el elevado precio de la electricidad- y en Burkina Faso (en términos de VAN) -por la baja tasa de descuento-. Es importante destacar que los PRI obtenidos son todos menores de 10 años (menos de la mitad del tiempo de vida del sistema).

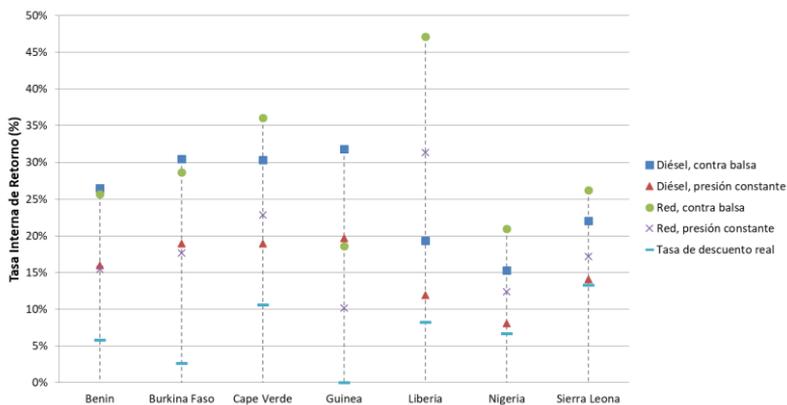


Fig. 1. Valores de la TIR (%) obtenidos para los casos de estudio considerados.

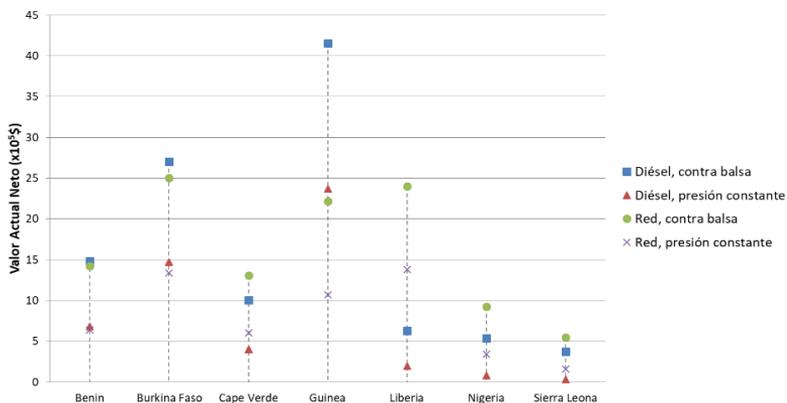


Fig. 2. Valores del VAN ($\times 10^5\$$) obtenidos para los casos de estudio considerados.

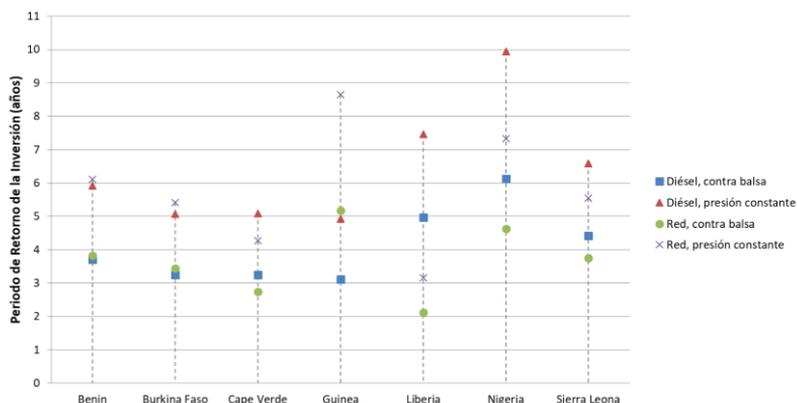


Fig. 3. Valores del PRI (años) obtenidos para los casos de estudio considerados.

Levelized Cost of Energy (LCOE)

La Tabla 4 presenta los resultados obtenidos para el LCOE, para los 7 países y los 4 casos de estudio considerados. Los números entre paréntesis representan el ahorro porcentual comparando el LCOE de un sistema FV con la tarifa eléctrica de cada país (izquierda) y con el LCOE de un sistema diésel (derecha). Estos ahorros son muy significativos: son todos superiores al 30% y la mayoría superiores al 50%. Además, igual que para los resultados anteriores, se observa que es más beneficioso instalar sistemas bombeando a contra balsa que a presión constante.

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una evaluación económica de sistemas de riego fotovoltaico de alta potencia en la región de ECOWAS. Se ha evaluado la inversión necesaria para sustituir la alimentación con la red eléctrica o con grupos diésel por un generador fotovoltaico, para 7 países y para dos modos de operación distintos: a contra balsa y a presión constante. Se han obtenido los siguientes resultados:

- La TIR es mayor que la tasa de descuento real para todos los casos, y está en el rango 8-47%.
- El VAN es positivo para todos los casos y está en el rango $0.33-41.5 \times 10^5$ \$.
- El PRI es menor de 10 años para todos los casos, menos de la mitad del tiempo de vida del sistema (25 años), y está en el rango 2.1-10 años.
- El LCOE para sistemas FV es menor que para sistemas alimentados con la red o con grupos diésel, y está en el rango 4.5-17.4 \$cents/kWh, lo cual supone ahorros de 30-84%.

En términos generales, instalar generadores fotovoltaicos en sistemas de riego ya existentes en la región de ECOWAS parece muy ventajoso económicamente. Resultan más rentables los sistemas operando a contra balsa que a presión constante.

Tabla 4. Valores de LCOE (\$cents/kWh) obtenidos para los casos de estudio considerados. Los valores entre paréntesis representan el ahorro porcentual si se comparan con las tarifas eléctricas (izquierda) y con el LCOE de un sistema diésel (derecha).

Country	Tarifa eléctrica (\$cents/kWh)	LCOE (\$cents/kWh)			
		Diésel, contra balsa	Diésel, presión constante	FV, contra balsa	FV, presión constante
Benin	22.8	25.2	26.1	7.2 (69) (71)	10.8 (53) (59)
Burkina Faso	25.4	28.6	29.4	5.4 (79) (81)	8.2 (68) (72)
Cabo Verde	32.5	29.6	30.3	9.7 (70) (67)	14.6 (55) (52)
Guinea	16.4	27.2	28.1	4.5 (72) (83)	6.7 (59) (76)
Liberia	55.6	25.6	26.5	9.1 (84) (64)	13.6 (76) (49)
Nigeria	20.2	17.5	18.3	7.6 (62) (56)	11.4 (44) (38)
Sierra Leona	25.9	24.1	24.9	12.2 (53) (50)	17.4 (33) (30)

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Banco Africano de Desarrollo a través del proyecto [ACTC-WA2] – ECREEE. También se ha recibido financiación del Programa de Sistemas de Energía Sostenible del MIT Portugal y de la Fundación Portuguesa de Ciencia y Tecnología, grant PD/BD/105851/2014 y proyecto IDL (UID/GEO/50019/2013) para Rita Hogan Almeida. Finalmente, este trabajo ha sido posible gracias al programa R&I del Horizonte 2020 de la Unión Europea, a través del proyecto MArket uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATer-ENergy consumption (MASLOWATEN), grant n°640771.

REFERENCIAS

- Boletín Oficial del Estado (2014), <https://www.boe.es/boe/dias/2014/11/28/pdfs/BOE-A-2014-12328.pdf>
- Breyer C., Gerlach A., Schäfer D., Schmid J. (2010) Fuel-Parity: new very large and sustainable market segments for PV systems. *IEEE Energy Conference, Manama, Bahrain*.
- Campana P. E., Li H., Zhang J., Zhang R., Liu J., Yan J. (2015) Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation. *Energy Convers. and Manag.* 95, 32-41.
- Collares-Pereira M., Rabl A. (1979) The average distribution of solar radiation - correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy* 22(2), 155-164.
- Erbs D. G., K. S. A., Duffie J. A. (1982) Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 28(4), 293-302.
- IES-UPM (2017), SISIFO, <http://sisifo.adminia.es/>
- Intaniwet A., Chaiyat N. (2017) Levelized electricity costing per carbon dioxide intensity of an organic Rankine cycle by using a water hyacinth-municipal solid waste fuel. *Energy* 139, 76-88.
- Kiefer K., Dirnberger D., Müller B., Heydenreich W., Kröger-Vodde A. (2010) A degradation analysis of PV power plants. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia, España*.
- Li G., Jin Y., Akram M. W., Chen X. (2017) Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 440-458.
- Martínez-Moreno F., Muñoz J., Lorenzo E. (2010) Experimental model to estimate shading losses on PV arrays. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 94(12), 2298-2303.
- Perez R., Seals R., Ineichen P., Stewart R., Menicucci D. (1987) A new simplified version of the Perez Diffuse Irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy* 39(3), 221-231.
- Wazed S. Mohammed, Hughes B. R., O'Connor D., Kaiser Calautit J. (2018) A review of sustainable solar irrigation systems for Sub-Saharan Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, 1206-1225.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

VIABILIDADE TÉCNICA DE DOIS SISTEMAS DE IRRIGAÇÃO FOTOVOLTAICA DE ALTA POTÊNCIA EM ESPANHA

Carrêlo I.B.*, Almeida R. H.*, Narvarte L.*, Carrasco L.M.*, Martinez-Moreno
F.***

* Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid, 28031 Madrid, Spain,
isaac.barata@ies.upm.es, +34 910673486

**Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, 1749-016 Lisboa,
Portugal

RESUMO

Este artigo descreve dois sistemas de irrigação fotovoltaica, um de 360 kWp a caudal variável, instalado em Vilhena e outro de 160 kWp a caudal e pressão constante, instalado em Valhadolide. O objetivo deste artigo é apresentar cada um dos sistemas (componentes e modo de operação) e fazer uma primeira avaliação técnica dos mesmos. Através dos dados que foram monitorizados durante 2017 é analisada a performance e são apresentados alguns resultados relativos à operação e eficiência dos sistemas. Em Vilhena o PR do sistema foi de 0.65, sendo este valor inferior em Valhadolide (0.57). Os PRs hidráulicos são, respectivamente, 0.43 e 0.42.

PALAVRAS CHAVE: Fotovoltaico, Irrigação Fotovoltaica, Desenho, Sistema, Monitorização

ABSTRACT

This article describes two different PV irrigation systems. One of these is installed in Villena with a total peak power of 360 kWp able to pump at variable water flow rate. The other is installed in Valladolid and it has a total peak power of 160 kW, pumping at constant pressure. The aim of this paper is to present each system (its components and operation modes) and to do a first technical evaluation of them. Through the monitoring data collected during 2017 their performance is analyzed and they are presented some results regarding the operation and efficiency of the systems. The PR is 0.65 to Villena's system and 0.57 to the Valladolid's one. The hydraulic PR are 0.43 and 0.42, respectively.

KEYWORDS: Photovoltaics, PV Irrigation, Design, System, Monitoring

INTRODUÇÃO

A utilização de sistemas fotovoltaicos para bombagem de água não é algo novo, no entanto, relacionado com irrigação de grande escala, é inovador. Hoje em dia, a irrigação para agricultura é baseada no uso de electricidade da rede eléctrica nacional ou do uso de geradores diesel (Aliyu et al, 2018; Carroquino et al, 2015).

Contudo, neste momento está a ocorrer uma mudança de paradigma no que diz respeito ao sector energético. O preço da electricidade está a aumentar de forma galopante e os combustíveis fósseis começam a escassear. Como resultado destas situações, a energia solar fotovoltaica aplicada à bombagem de água aparece como alternativa para fazer face às necessidades dos regantes (Li et al, 2017; Jones e Olsson, 2017).

Nesse contexto, surge o MASLOWATEN. Trata-se de um projecto europeu do Horizonte 2020 que tem como principal objectivo a introdução no mercado de sistemas de irrigação fotovoltaica de alta potência, demonstrando a sua viabilidade técnica e económica. O projeto inclui a instalação de 5 demonstradores à escala real, assim como o desenvolvimento de especificações técnicas e procedimentos de controlo de qualidade para sistemas deste género. Este artigo pretende dar a conhecer a viabilidade técnica desta solução, apresentando os resultados de dois dos demonstradores de irrigação fotovoltaica instalados em Espanha, um em Valhadolide e outro em Vilhena.

Este artigo começa por descrever o funcionamento dos sistemas, de seguida apresentam-se os principais resultados da validação técnica durante 2017 e finalmente as conclusões.

DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS

Os sistemas apresentados são distintos, quer ao nível de potência fotovoltaica instalada, quer ao nível de tipo de irrigação. Ambos estão instalados em Espanha, sendo que um se trata de um sistema a caudal variável de 360 kWp em Vilhena e o outro a pressão e caudal constante de 160 kWp em Valhadolide.

O primeiro sistema consiste numa bomba submersível de 250 kW (Caprari - E12S55FUS/10A+ MAC 12340 /1C/DF/V-8) num poço com 400 m de profundidade que bombeia a um caudal nominal de 226 m³/h. A água bombeada ao largo dos dias de funcionamento é acumulada num reservatório de 173,000 m³, elevado 12 metros do nível da boca do poço. De forma a poder maximizar a produção de energia ao largo do dia e com um perfil constante utilizou-se um seguidor de eixo norte sul horizontal dividido em 72 strings de 20 módulos cada. O sistema inclui um variador de frequência de 355 kW (OMRON A1000 CIMR-AC4A0675AAA) que transforma a corrente contínua produzida pelo gerador em corrente alterna para alimentar o conjunto motobomba. Este sistema inclui também um PLC que funciona como “cérebro” do sistema. Em condições normais o PLC está permanentemente a estimar a potência fotovoltaica disponível através da medida de irradiancia e temperatura de célula presente no sistema e a executar uma rotina de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (MPPT). Tem também implementadas rotinas para comportamentos anormais, como passagem de nuvens, falta de água no poço e outros factores externos. A Figura 1 inclui os principais componentes do sistema.

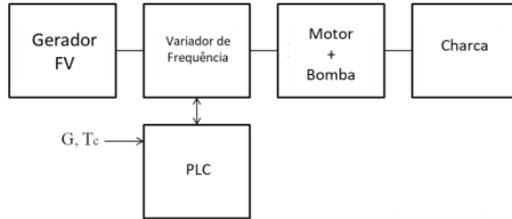


Figura 1 – Configuração do sistema de Vilhena

Para uma melhor visualização do sistema apresenta-se na Fig. 2 parte do gerador fotovoltaico instalado, na Fig. 3 a charca de 173000 m³ e na Fig. 4 o variador de frequência utilizado.



Figura 2 - Gerador fotovoltaico



Figura 3 - Charca de 173000 m³



Figura 4 - Variador de frequência

O segundo sistema é mais complexo, conciliando dois tipos de irrigação. Por um lado bombeia desde um poço a caudal variável para um tanque intermédio de 1000 m³ e desde aí bombeia a pressão e caudal constante através de pivots com aspersores de baixo consumo. A primeira bomba consiste numa bomba submersível de 92 kW (Caprari - E10S50S/6C+MAC10125DS-8V) com um caudal nominal de 162 m³/h e a segunda consiste numa bomba de superfície de 30 kW (Caprari - MEC-AS2/80A+FELM 30KW 2P) que pode funcionar a 3, 4 ou 5 bar consoante o(s) setor(es) de rega. Como no sistema anterior, um seguidor de eixo norte-sul horizontal foi instalado, sendo neste caso composto por 32 strings de 20 módulos cada.

Este sistema era previamente alimentado por um gerador diesel, que foi mantido como back-up e acrescentaram-se dois variadores de frequência que alimentam cada uma das bombas. Estes variadores têm um PLC interno onde estão programadas as diferentes rotinas, sendo as principais o MPPT no primeiro variador e o controle de pressão no segundo. Este sistema tem também um PLC externo que faz o controle da operação do sistema global, decidindo de acordo com a potência estimada em cada momento e de acordo com outros sinais externos como a intenção de regar, o nível de água no depósito, entre outros, que bombas devem funcionar. Ainda que seja um sistema só fotovoltaico, o proprietário como salvaguarda requereu que existissem 3 modos de operação: só fotovoltaico, híbrido e 100% diesel. A configuração do sistema está presente na Fig 5.

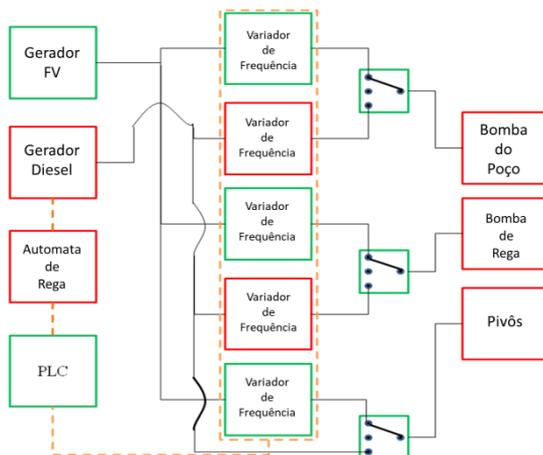


Figura 5 - Configuração do sistema de Valhadolide

As Fig. 6, 7 e 8 apresentam informação similar às Fig. 2, 3 e 4, isto é, a Fig. 6 inclui parte do gerador fotovoltaico, a Fig. 7 o depósito intermédio e a Fig. 8 o conjunto de variadores de frequência.



Figura 6 - Gerador fotovoltaico



Figura 7 - Depósito intermédio



Figura 8 - Conjunto de variadores de frequência

RESULTADOS

Tanto o sistema de Vilhena como o de Valhadolide estão em funcionamento desde o ano passado (2017). Ainda assim, o período de funcionamento de cada um dos sistemas foi distinto. O primeiro sistema funcionou durante todo o ano, ao passo que o segundo funcionou apenas durante o período de rega (que em 2017 foi de março a outubro). Este período de rega pode ser distinto de ano para ano de acordo com as colheitas e a disponibilidade de água.

Durante o ano de 2017, o sistema de Vilhena bombeou 525903 m³ enquanto que o de Valhadolide bombeou 325924 m³ durante 2674 e 2036 horas, respectivamente. É importante referir que existem algumas situações que condicionam o número de horas de funcionamento. Para o primeiro caso importa referir que sempre que o sistema pára, mantém-se nesse estado durante 8 minutos, de forma a esvaziar as tubagens. No segundo caso está dependente do nível de água no depósito, sendo que a bomba do poço e a bomba de rega deixam de funcionar quando o nível de água no depósito é máximo ou mínimo, respectivamente.

Na Tabela 1 podem-se verificar, de forma sumária, alguns dados da monitorização que está instalada em cada sistema.

Tabela 1 – Dados recolhidos pelo sistema de monitorização

		Vilhena		Valhadolide	
				Bomba do Poço	Bomba de rega
Volume de Água	[m ³]	525903	325924	317386	
Horas de Irrigação	[h]	2674	3007	3195	
Caudal médio	[m ³ /h]	197	108	99	
Energia Contínua FV	[kWh]	589637	161435	42858	
Energia Alterna FV	[kWh]	572665	152739	39447	

Com base nestes dados é possível apresentar as eficiências de cada componente (Tabela 2).

Tabela 2 - Eficiências dos componentes de ambos os sistemas

		Vilhena		Valhadolide	
Eficiência				Bomba do Poço	Bomba de rega
η_{VF}		0.97	0.95	0.93	
η_{MB}		0.67	0.60	0.68	
η_{VF+MB}		0.65	0.57	0.63	

É igualmente possível calcular o *Performance Ratio* (PR) de acordo com as especificações técnicas desenvolvidas no projecto MASLOWATEN [developed under MASLOWATEN project] cujos valores calculados se podem verificar na Tabela 3. O PR é definido pela Equação (1), enquanto o PR_{Hid} vem calculado pela Equação (2).

$$PR = \frac{E_{AC}}{P^*} \times \frac{1}{\int_t (G/G^*)dt} \quad (1)$$

$$PR_{Hid} = \frac{E_H}{P^*} \times \frac{1}{\int_t (G/G^*)dt} \quad (2)$$

Aplicando as equações 1 e 2 a ambos os sistemas, chegamos aos resultados apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Performance ratios, eléctrico e hidráulico de ambos os sistemas

	Vilhena	Valhadolide
PR	0.65	0.57
PR _{Hid}	0.43	0.42

CONCLUSÕES

Os resultados demonstram que ambos os sistemas estão a funcionar de acordo com o que se esperava inicialmente. No entanto, são necessárias mais horas de funcionamento de forma a demonstrar a viabilidade técnica desta solução.

Durante o ano de 2017, o sistema de Vilhena foi capaz de bombear 525903 m³ ao passo que o sistema de Valhadolide bombeou 325924 m³ durante as mais de 2000 horas de funcionamento em ambos os casos. Importa ressaltar que a diferença que existe entre os PRs de ambos os sistemas, em que o sistema de Valhadolide tem um valor ligeiramente inferior porque está relacionado com as necessidades de rega do utilizador, ao passo que o sistema de Vilhena sempre que potência fotovoltaica disponível é superior ao valor de arranque, o sistema começa a funcionar.

Em futuros trabalhos apresentaremos uma forma de desagregar a performance dos distintos componentes de cada sistema (o factor humano, eléctrico e hidráulico).

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi possível graças ao financiamento do programa Horizon 2020 da União Europeia no projeto *Market uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATER-ENergy consumption* (MASLOWATEN), acordo de subvenção número 640771, bem como ao apoio financeiro do Programa MIT Portugal em Sistemas Sustentáveis de

Energia e da Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT), bolsa PD/BD/105851/2014 e projeto IDL UID/GEO/50019/2013.

REFERÊNCIAS

Aliyu M., Hassan G., Said S. A., Siddiqui M. U., Alawami A. T. and Elamin I. M. (2018)., A review of solar-powered water pumping systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 87, 61-76

J. Carroquino, R. Dufo-López and J. L. Barnal-Augustin (2015)., Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops. *Renewable Energy*, 76, 566-574

Li G., Jin Y., Akram M.W. and Chen X. (2017). Research and current status of the solar photovoltaic water pumping system – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 440-468

Jones L.E. and Olsson G. (2017). Solar Photovoltaic and Wind Energy Providing Water. *Global Challenges* 1

developed under MASLOWATEN project (2017). Technical Specifications for Photovoltaic Irrigation Systems.

SOBRE EL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN SERIE PARA APLICACIONES DE RIEGO

**Almeida R. H.* **, Rodríguez García L.*, Narvarte L.*, Carrêlo I. B.*, Martínez-
Moreno F.*, Carrasco L. M.***

* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Carretera de Valencia,
Km. 7, 28031 Madrid, España, rita.hogan@ies.upm.es

** Instituto Dom Luiz, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Campo Grande
Edifício C1, Piso 1, 1749-016 Lisboa, Portugal

RESUMEN

En sistemas de riego fotovoltaico la tensión mínima en el bus de continua del variador de frecuencia (VF) es impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Así, siempre que esta tensión es más grande que la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico parte de la energía que este podría entregar no se utiliza. El objetivo de este trabajo es estudiar estas pérdidas para 20, 21 y 22 módulos en serie (para módulos de 60 células en serie). Se puede concluir que si no hay caídas de tensión entre el VF y la moto-bomba las pérdidas son depreciables. Sin embargo, el aumento de estas pérdidas lleva a un incremento del porcentaje de pérdidas en energía fotovoltaica. Además, se verifica un aumento de las pérdidas con el incremento de la temperatura de célula.

PALABRAS CLAVE: Irrigación FV, Módulos FV en Serie, Pérdidas Energía FV

ABSTRACT

In photovoltaic irrigation systems, the minimum DC bus voltage of the frequency converter (FC) is imposed by the voltage required at the motor-pump input. Thus, whenever this voltage is higher than that of the maximum power point of the PV generator, part of the energy that the PV can produce is wasted. The objective of this work is to study these losses for 20, 21 and 22 modules in series (for PV modules with 60 cells in series). It can be concluded that if there are no voltage drop between the FC and the motor-pump the losses are depreciable. However, the increase in these losses leads to an increase in the percentage of PV energy losses. In addition, the higher the cell temperature, the higher these losses.

KEYWORDS: PV Irrigation, PV Modules in Series, PV Energy Losses

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de riego fotovoltaico de alta potencia han sido introducidos en el mercado en los últimos años (Almeida et al, 2017a; Almeida et al, 2017b; Carrêlo et al, 2017a; Carrêlo et al, 2017b) como consecuencia de la eliminación de barreras tanto técnicas como económicas (EIP-Water, 2012).

El análisis de varios sistemas de riego fotovoltaico (SRFV), muestra que la tensión mínima en el bus de continua del variador de frecuencia (VF) viene impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Si la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico es menor, parte de la potencia que podría producir el generador queda desaprovechada. Esto sucede cuando la temperatura del módulo fotovoltaico es alta, que es precisamente durante la época de riego y, en consecuencia, puede afectar a los SRFV.

Una posible solución sería considerar el aumento del número de módulos en serie del generador fotovoltaico, que redundaría en un aumento de la tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico (FV). De este modo se conseguiría que el variador de frecuencia siempre pudiera proveer la tensión que requiere la moto-bomba.

El objetivo de este trabajo es estudiar y analizar las pérdidas que se producen en los SRFV con su configuración actual cuando su tensión de salida viene impuesta por la moto-bomba. Comenzaremos evaluando las pérdidas de un generador fotovoltaico habitual de 20 módulos FV en serie (de 60 células en serie) y, posteriormente, se analizarán los resultados para 21 y 22 módulos en serie. Debe tenerse en cuenta que, en algunos momentos, se está generando una tensión mayor que la máxima que permite el variador a su entrada. Para evitar esas sobretensiones, presentaremos el diseño de soluciones que eviten que el variador de frecuencia pueda ser dañado.

Para analizar estas pérdidas, utilizamos como caso base un sistema FV aislado de 360 kWp instalado en Villena, Alicante, España (Carrêlo et al, 2017a) y el mismo sistema en Marrakech, Marruecos, con el objeto de analizar el problema a distintas temperaturas.

Con el soporte de SISIFO - un programa de simulación de sistemas fotovoltaicos online desarrollado por el Instituto de Energía Solar de la UPM (IES-UPM, 2018) - y con el desarrollo de nuevas funcionalidades, se ha simulado el funcionamiento de este sistema teniendo en consideración 3 tensiones distintas necesarias a la salida del VF: 400, 415 y 430 V.

LIMITACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE Y SU IMPACTO EN EL DESEMPEÑO DE UM SISTEMA DE RIEGO FV

Para empezar hay que contestar a dos preguntas:

- ¿Por qué no es posible instalar más de un cierto número de módulos FV en serie?
- ¿Cómo esta limitación influye en la producción FV?

La respuesta a la primera pregunta es sencilla: la mayoría de los VF disponibles en el mercado admiten como tensión máxima a su entrada de 800 V. Por otro lado, la tensión de circuito abierto de un módulo FV en condiciones estándar de medida (CEM), V_{oc}^* , es aproximadamente 36V para módulos con 60 células. Esta tensión varía con la temperatura de célula, T_c , de acuerdo con la Ec. (1)., donde T_c^* es la temperatura de célula en CEM (25°C), β es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura de célula y V_{OC} es la tensión de circuito abierto a una cierta temperatura de célula.

$$V_{OC} = V_{OC}^*[1 + \beta(T_C - T_C^*)] \quad \text{Ec. (1)}$$

Si consideramos una temperatura mínima de $T_C^* = -10^\circ\text{C}$ y $\beta = -0.31\%/^\circ\text{C}$, $V_{OC} = 39.906\text{V}$, lo que lleva a un número máximo de módulos en serie de 20. Si colocamos más módulos en serie puede ocurrir que, en algunos momentos del año, la V_{OC} sea mayor que 800 V. Con respecto a la segunda cuestión, la mayoría de las bombas utilizadas en SRFV son trifásicas de tensión nominal 400 V_{AC}. La Ec. (2) relaciona esta tensión AC (V_{AC_BOMBA}) con la tensión en el bus de continua del VF ($V_{DC_BUS_BOMBA}$).

$$V_{DC_BUS_BOMBA} = \sqrt{\frac{V_{AC_BOMBA}^2}{3}} \quad \text{Ec.(2)}$$

Si el SRFV incluye largas distancias de cables entre el VF y la bomba y/o existen filtros a la salida del VF, las caídas de tensión asociadas deben de ser compensadas para garantizar que a la bomba siempre llegan los 400 V. Así, tres V_{AC_BOMBA} son consideradas en este estudio (400, 415 y 430 V) y las respectivas $V_{DC_BUS_BOMBA}$ se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. V_{AC_BOMBA} y respectiva $V_{DC_BUS_BOMBA}$.

V_{AC_BOMBA} (V)	$V_{DC_BUS_BOMBA}$ (V)
400	540.7
415	560.9
430	581.2

Entonces, si la tensión en el punto de máxima potencia del generador FV (V_{mmp}) es mayor que los valores de $V_{DC_BUS_BOMBA}$ de la Tabla 1, el sistema es capaz de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Pero si $V_{DC_BUS_BOMBA} > V_{mmp}$, la tensión en el bus DC no será la correspondiente a la de máxima potencia y el sistema estará perdiendo alguna de la potencia FV disponible (ver Fig. 1). El cálculo de estas pérdidas es el objeto de estudio de este trabajo.

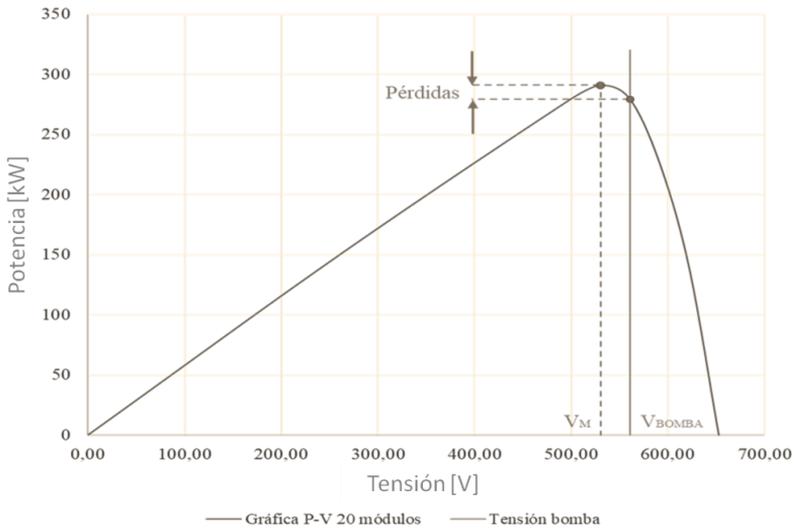


Fig. 1. Curva P-V para 20 módulos en serie, tensión de la bomba y pérdidas asociadas.

CASO DE ESTUDIO: BOMBEO FV AISLADO CONTRA Balsa EN VILLENA (ESPAÑA) Y MARRAKECH (MARRUECOS)

El cálculo de las pérdidas asociado a la tensión mínima de trabajo impuesta por la bomba es calculado para un sistema fotovoltaico aislado de 360 kWp para riego contra balsa, ubicado en Villena, Alicante (España). Este sistema incluye 72 ramas de 20 módulos en serie en un seguidor de eje horizontal Norte-Sur. El generador FV alimenta un VF de 355 kW, que a su vez alimenta una moto-bomba de 250 kW (Carrêlo et al, 2017a). La Figura 2 incluye una representación simplificada del sistema. Se puede referir que el sistema original incluye un filtro a la salida del VF que implica que es necesaria una V_{AC_BOMBA} de 430 V.

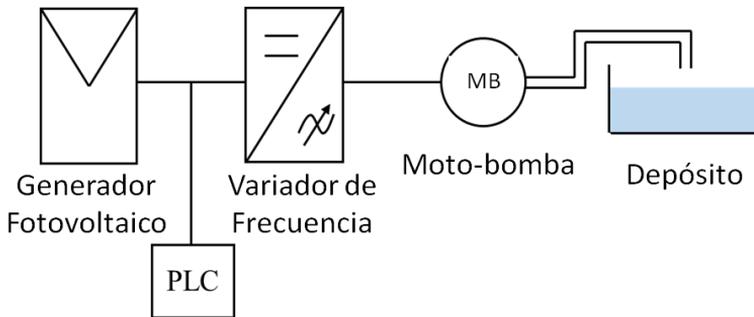


Fig 2. Principales componentes del SRFV.

Con el objetivo de analizar el efecto de la temperatura, en un ejercicio de simulación, se ha trasladado el sistema de Villena a Marrakech, Marruecos.

RESULTADOS

La Tabla 2 incluye los resultados de las pérdidas en energía FV para el caso de Villena para las tres tensiones consideradas.

Tabla 2. Pérdidas en energía FV para las 3 tensiones en estudio en Villena.

Numero de módulos FV en serie		Pérdidas en energía FV [%]		
		20	21	22
$V_{AC\ BOMBA}$ (V)	$V_{DC\ BUS\ BOMBA}$ (V)			
400	540.7	0.00	0.00	0.00
415	560.9	0.59	0.00	0.00
430	581.2	2.88	0.17	0.00

Como se puede verificar para una $V_{AC\ BOMBA}$ de 400 V no hay pérdidas y para 415 V son muy bajas. En el caso de los 430 V las pérdidas son ya muy pequeñas con 21 módulos y nulas con 22.

En el caso de Marruecos, con temperaturas más altas, las pérdidas son más grandes (Tabla 3). Aún así, para 400 V siguen siendo despreciables. Para 415 V son ya inferiores al 0.10% para 21 módulos y nulas para 22. En el caso de los 430 V habría que llegar a los 22 módulos en serie para eliminar las pérdidas.

Tabla 3. Pérdidas en energía FV para las 3 tensiones en estudio en Marrakech.

Numero de módulos FV en serie		Pérdidas en energía FV [%]		
		20	21	22
$V_{AC\ BOMBA}$ (V)	$V_{DC\ BUS\ BOMBA}$ (V)			
400	540.7	0.29	0.00	0.00
415	560.9	2.15	0.08	0.00
430	581.2	6.21	1.27	0.00

Como en algunos momentos a lo largo del año la tensión a la entrada del VF puede sobrepasar los 800 V (en las mañanas de los días fríos) una posible solución complementaria a la adición de uno (o dos) módulos en serie al SRFV sería la incorporación de un interruptor y una carga adicional que evitarían que, en todo o momento, el generador FV entregue más de 800 V a la entrada del VF. Esto se ejemplifica en la Figura 3.

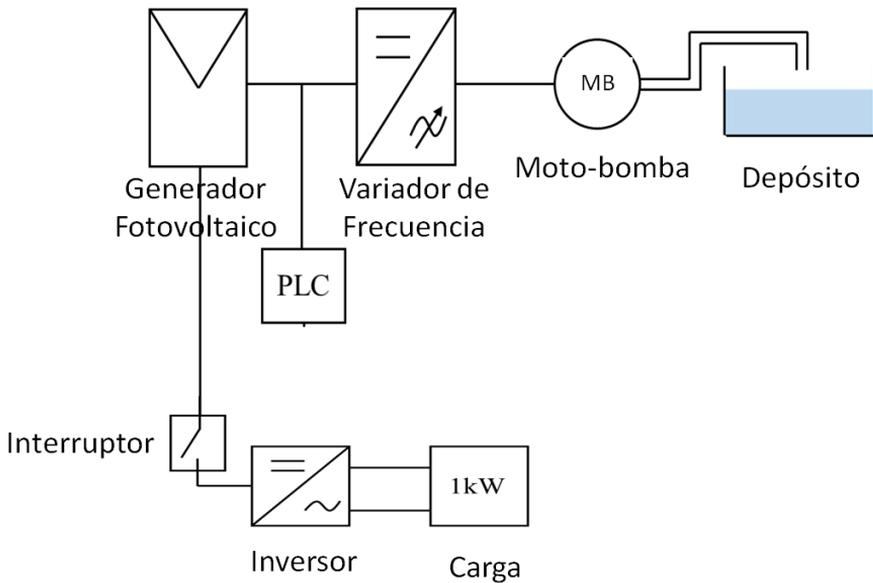


Fig 3. Principales componentes del SRFV modificado.

CONCLUSIONES

La tensión mínima en el bus de continua del VF viene impuesta por la tensión necesaria a la entrada de la moto-bomba. Si la tensión del punto de máxima potencia del generador FV es menor que esta, parte de la potencia que podría producir el generador FV no se utiliza. Estas pérdidas son tanto más grandes cuando más alta es la temperatura del módulo FV. En consecuencia, las pérdidas verificadas en el sistema bajo estudio son más grandes en Marrakech que en Villena.

También se puede comprobar que, si no hay caídas de tensión entre el VF y la bomba, las pérdidas son nulas en Villena y despreciables en Marrakech. A medida que se incrementan estas caídas de tensión (consecuencia, por ejemplo, de la necesidad de incorporación de un filtro) se incrementa también el porcentaje de pérdidas.

Una posible solución para la disminución de estas pérdidas sería añadir más módulos en serie. Esto se puede hacer si, a la vez, se introduce en el sistema un componente adicional para evitar que, en todo momento, el generador FV entregue más de 800 V, lo que podría dañar el VF.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del programa Horizon 2020 de la Unión Europea en el proyecto *MARKet uptake of an innovative irrigation Solution based on LOW WATER-Energy consumption* (MASLOWATEN), acuerdo de concesión número 640771, así como al apoyo financiero del Programa MIT-Portugal en Sistemas de Energía

Sostenibles y la Fundación para la Ciencia y la Tecnología (FCT), beca PD/BD/105851/2014 y proyecto IDL UID/GEO/50019/2013.

REFERENCIAS

Almeida R. H., Carrêlo I. B., Carrasco L. M., Martínez-Moreno F. and Narvarte L. (2017a) Large-scale hybrid PV-Grid irrigation system. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Almeida R. H., Carrêlo I. B., Martínez-Moreno F., Carrasco L. M. and Narvarte L. (2017b) A 140 kW hybrid PV-Diesel Pumping system for constant-pressure irrigation. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Carrêlo I. B., Almeida R. H., Carrasco L. M., Martínez-Moreno F. and Narvarte L. (2017a) A 360 kWp PV irrigation system to a water pool in Spain. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Carrêlo I. B., Almeida R. H., Martínez-Moreno F., Carrasco L. M. and Narvarte L. (2017b) A 160 kWp constant pressure PV Irrigation system in Spain. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

EIP-Water (2012). European Innovation Partnership Water - Strategic Implementation Plan. Brussels.

IES-UPM (2018). Simulación de Sistemas Fotovoltaicos (SISIFO), disponible en <http://sisifo.info/>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

PROGRAMA PARA ANÁLISES DE ASSOCIAÇÕES DE DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

Krenzinger, A., Peroza, J., Chepp, E. D.

Laboratório de Energia Solar (LABSOL), Escola de Engenharia,
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Av. Bento Gonçalves, 9500, Prédio 42712,
CEP 91509-900 Porto Alegre, RS, Brasil, email: arno.krenzinger@ufrgs.br

RESUMO

Para analisar com precisão resultados de associações de células em módulos ou arranjos de módulos é necessário conhecer o desenvolvimento da curva I-V nos quatro quadrantes. O programa Crearray desenvolvido no LABSOL-UFRGS, em sua versão 3.0 e com a atualização dos parâmetros medidos, pode simular as resultantes de módulos e arranjos com sombreamento parcial permitindo comparar situações com ou sem a presença de diodos de desvio. Este trabalho mostra como o programa atua, primeiro gerando a curva característica básica de cada dispositivo por soluções numéricas de equações analíticas, e logo depois associando as curvas dos dispositivos através de operações de interpolação e interceptação de retas. Além disto, algumas possíveis aplicações são ilustradas por exemplos de associações de módulos parcialmente sombreados.

PALAVRAS CHAVE: sombreamento em módulos fotovoltaicos, células fotovoltaicas, associação de células fotovoltaicas.

ABSTRACT

In order to accurately analyze results of cell associations in modules or module arrays it is necessary to know the development of the I-V curve in the four quadrants. The Crearray program, developed at LABSOL - UFRGS, in its version 3.0 and with the update of the measured parameters, can simulate the results of modules and arrays with partial shading allowing to compare situations with or without the presence of bypass diodes. This work shows how the program acts by first generating the basic characteristic curve of each device by numerical solutions of analytical equations, and then associating the curves of the devices through interpolation and line intercept operations. In addition, some possible applications are illustrated by examples of partially shaded module associations.

KEY WORDS: shading in photovoltaic modules, photovoltaic cells, association of PV cells.

INTRODUÇÃO

O software Crearray atua como uma ferramenta que tem por objetivo analisar o comportamento de uma associação de células ou de módulos fotovoltaicos, considerando efeitos de temperatura, irradiância e possíveis diferenças elétricas e sombreamentos nas células dos módulos que compõem a instalação. O programa desenvolvido originalmente em 1993 no sistema operacional MS-DOS, foi depois reconstruído em Visual Basic (VB) para Windows e fornece a curva característica I-V da associação a partir da estimativa das curvas características individuais de cada célula ou módulo, as quais são obtidas através de um modelo matemático (Krenzinger e Adams, 2000). Na sua primeira versão em VB os dados de entrada eram aqueles encontrados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes dos módulos, com dificuldades de obter bons resultados porque estes dados são valores médios, raramente representando módulos efetivamente existentes. Nas versões posteriores foi permitido ingressar com dados obtidos experimentalmente, aperfeiçoando sua funcionalidade. Na versão 2 incluiu a possibilidade de inserir diodos no circuito e processar curvas medidas nos arranjos. Na atual versão 3, os dados de catálogo foram revisados para módulos comerciais existentes no mercado brasileiro e internacional e foram atualizadas as características de corrente reversa a partir de uma análise experimental conforme descrito adiante.

CURVA CARACTERÍSTICA ANALÍTICA

O programa Crearray utiliza um método gráfico-numérico para resolver todos os aspectos relacionados com as associações de dispositivos (módulos, células ou diodos), que trabalha com um vetor de pontos para representar a curva de cada módulo. O primeiro passo, logo depois de arquivar todas as informações fornecidas sobre o dispositivo, é calcular a curva característica da célula ou do módulo seguindo o modelo representado na Fig. 1, representando uma fonte de corrente fotogerada, um diodo, uma resistência paralela (R_p) e uma resistência série (R_s).

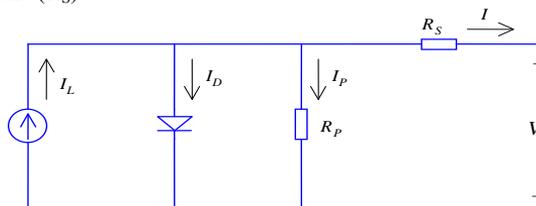


Fig. 1 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo de um diodo).

Segundo o modelo da Fig. 1, a corrente do dispositivo (I) corresponde à corrente fotogerada (I_L) descontada das correntes do diodo (I_D) e da corrente da resistência paralela (I_p), resultando na Eq. (1), e a tensão do dispositivo (V) se relaciona com a tensão de junção PN (V_j) pela Eq. (2).

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (1)$$

$$V = V_j - I \cdot R_s \quad (2)$$

onde a corrente do diodo é dada pela Eq. (3)

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_j}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_j}{R_p} \left[a \left(1 - \frac{V_j}{V_{br}} \right)^{-m} \right] \quad (3)$$

onde I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo; V_{br} é a tensão de ruptura por avalanche do diodo embutido na célula (*breakdown voltage*); a é a fração da corrente ôhmica envolvida na ruptura por avalanche e m é o expoente da ruptura por avalanche; V_t é uma expressão dada pela Eq. (4):

$$V_t = N_s \frac{nkT}{q} \quad (4)$$

onde n é o fator de idealidade do diodo, número adimensional entre 1 e 2; q é a carga do elétron; k é a constante de Boltzmann; T é a temperatura absoluta da célula e N_s é o número de células em série no módulo. A parte de tensão negativa representada na Eq. (3) foi inspirada na equação não-linear desenvolvida por Bishop (1988), e a corrente da resistência paralela é dada pela Eq. (5)

$$I_p = \frac{V_j}{R_p} \quad (5)$$

Para traçar uma curva característica completa I & V , basta lançar valores de V_j e calcular I e V pelas Eq. (1) e (2), mas para tanto seria necessário conhecer os parâmetros: I_L , R_s , R_p , I_0 , n , V_{br} , a e m para uma dada condição de temperatura de célula e irradiância solar. Este problema é bem conhecido pelos pesquisadores que trabalham com modelagem de células fotovoltaicas e não tem uma solução analítica, mas algumas aproximações tornam possível um cálculo numérico para encontrar conjuntos de valores de parâmetros que façam os resultados da Eq. (1) coincidir com os resultados experimentais.

Por um processo iterativo, o programa Crearray considera primeiro as condições padrão e, a partir de informações adequadas dos pontos de curto circuito, circuito aberto e máxima potência determina os valores de R_s , R_p e n para cada célula de um módulo, considerando-as todas iguais. Para isto o software forma um conjunto de parâmetros R_s , R_p e n que solucionam a Eq.(1) de forma que o ponto de máxima potência seja correspondente ao informado. Depois de alcançar este resultado o quadrante de tensões negativas do dispositivo é resolvido com valores de V_{br} , a e m dados como valores pré-fixados pelo software de acordo com a tecnologia da célula.

No caso de módulos fotovoltaicos as resistência R_s e R_p além de V_t são previamente multiplicados pelo número de células em série N_s . Havendo diodo de desvio a equação completa fica como descrita pela Eq. (6)

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V+IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \left[1 + \delta_V a \left(1 - \frac{V+IR_s}{V_{br}} \right)^{-m} \right] + \delta_{DBP} \left\{ I_{OB} \left[\exp\left(\frac{q(V_B)}{n_b k T_B}\right) - 1 \right] \right\} \quad (6)$$

onde:

δ_V – é uma função degrau que vale 1 quando a tensão é negativa e zero quando a tensão é positiva;

δ_{DBP} – é uma função que vale 1 na presença de diodo de bypass e zero em sua ausência;

I_{OB} – é a corrente de saturação reversa do diodo de bypass;

V_B – é a tensão do diodo de bypass;

n_b – é o fator de idealidade do diodo de bypass;

T_B – é a temperatura absoluta do diodo de bypass;

A partir dos valores das incógnitas encontradas em função de ensaio experimental de várias células fotovoltaicas, o programa de simulação retratará a curva I-V completa de uma célula, conforme indica a Eq. (6), englobando tanto o comportamento diretamente polarizado, como inversamente polarizado, na falta de uma proteção adequada.

Ao atribuir uma nova condição de temperatura e irradiância, novos valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito são atribuídos para refazer os cálculos, mas os parâmetros R_s , R_p e n são mantidos invariáveis. Os pontos são gerados pelas Eq. (1) e (2) e o processo de associação passa a ser totalmente numérico e geométrico, sem a utilização das equações mostradas até aqui.

ASSOCIAÇÃO DAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS DISPOSITIVOS

O conjunto de pontos previamente produzido, associado com um procedimento de interpolação polinomial, permite assegurar a obtenção de funções inseridas no software para achar uma tensão em cada dispositivo em função de uma corrente solicitada e uma corrente em cada dispositivo em função de uma tensão predeterminada.

Esta técnica de lançar linhas de tensão ou de corrente para encontrar as resultantes permite inclusive inserir um conjunto de pontos que não tenham origem nas equações mencionadas. O programa tem uma opção de inserir curva medida, que nada mais é do que um arquivo texto em formato texto, com os dados separados por vírgula em duas colunas, uma para tensão e outra para corrente. Cada usuário pode decidir quais as aplicações possíveis desta facilidade, mas o mais evidente seria utilizar curvas medidas de células e módulos para reproduzir a curva característica de associações diversas.

CORRENTE REVERSA POR RUPTURA

Para determinar parâmetros de corrente reversa nas células de módulos fotovoltaicos foram determinadas curvas características de diferentes módulos, em simulador solar (Souza et al., 2012), com apenas uma célula bloqueada de cada vez (sem os diodos de by-pass). O módulo inicialmente tem seus diodos de by-pass removidos e então é instalado normalmente no simulador, sendo uma das células totalmente bloqueada com uma cartolina preta e fita isolante. A curva do módulo é traçada e depois o ponto de circuito aberto do módulo é deslocado até o valor de V_{OC} para apenas uma célula. Exemplos de alguns resultados estão apresentados nas Figuras 2a, 2b, 2c e 2d, as duas primeiras para os módulos multicristalinos 1 e 2 e as duas seguintes para módulos monocristalinos 3 e 4.

Observa-se que em cada módulo há células com comportamento reverso diferente, mesmo assim foi possível atribuir valores aos parâmetros a , V_{br} e m de forma que representassem em uma única curva o comportamento médio das células em cada módulo. Estes valores estão mostrados na Tab. 1. Já era esperada uma dispersão entre os parâmetros das curvas das células, mas o que mais chama a atenção é a nítida diferença entre os valores de V_{br} quando a tecnologia muda de monocristalino para multicristalino. Estes valores estão de acordo com Herrmann et al., 1997, que observaram valores de tensão de ruptura para células de silício multicristalino entre 12 e 20 V e para células de silício monocristalino a tensão de ruptura ultrapassando 30 V.

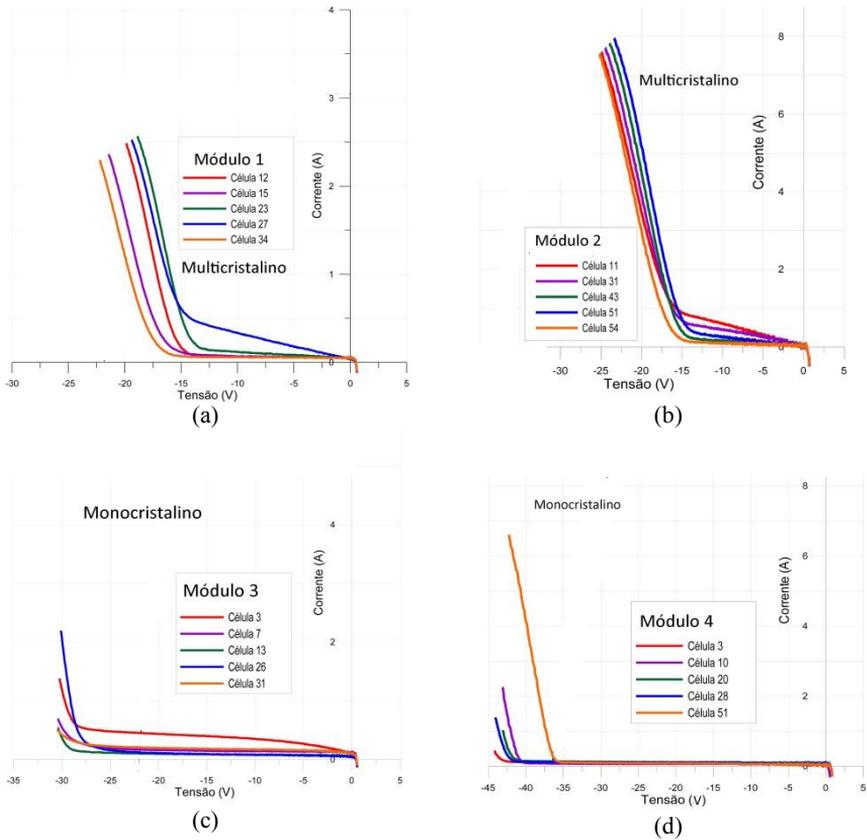


Fig. 2: Exemplos de curvas reversas de células medidas (a) e (b) em módulos multicristalinos 1 e 2 e (c) e (d) em módulos monocristalinos 3 e 4.

Tab. 1 – Valores de a , V_{br} e m encontrados experimentalmente.

Valores ajustados com resultados experimentais	Parâmetro a	V_{br} – tensão de ruptura [V]	Parâmetro m
Módulo 1 Monocristalino	2×10^{-2}	22	4
Módulo 2 Monocristalino	$1,5 \times 10^{-2}$	22	4
Módulo 3 Multicristalino	2×10^{-5}	32	4
Módulo 4 Multicristalino	8×10^{-6}	46	4
Adotado Crearray - Multicristalino	2×10^{-2}	22	4
Adotado Crearray - Monocristalino	6×10^{-6}	40	4

Como seria impossível para um usuário do software determinar os parâmetros para um módulo selecionado, decidiu-se agregar ao programa dados que foram considerados representativos de cada tecnologia, conforme as duas últimas linhas da Tab. 1. Como resultados observa-se nas Fig. 3(a) e 3(b) as curvas características de um módulo multicristalino com 265Wp e 60 células, onde apenas uma delas foi parcialmente sombreada, deixando penetrar a irradiância conforme indicada nas diferentes curvas características, com intensidades de 20, 200, 400, 600, 800 e 1000 W/m². As demais 59 células recebem toda irradiância de 1.000 W/m². Na Fig. 3(a) o módulo foi analisado com diodos de desvio abraçando cada 20 células, como é usual em módulos de 60 células.

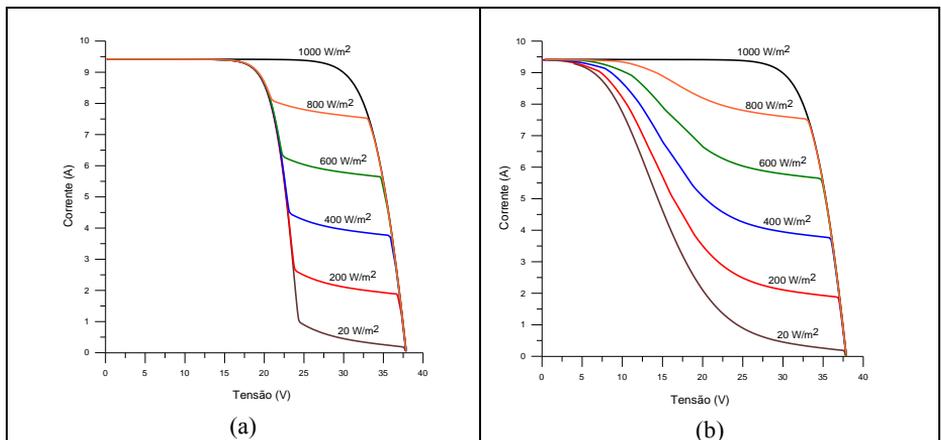


Fig. 3. Curvas produzidas por análises do módulo fotovoltaico utilizando o Crearray
 (a) uma célula sombreada com utilização de diodos de desvio a cada 20 células.
 (b) uma célula sombreada sem a utilização de diodos.

ESTUDO DE CASO DE SOMBREAMENTO PARCIAL

Para realizar outro estudo específico, foi considerada uma hipotética instalação com oito módulos de 60 células em série e 250 Wp de potência, localizada em Porto Alegre (RS, Brasil). O modelo da edificação foi desenvolvido no softwares *SketchUp*. Os módulos FV dessa instalação são voltados para o norte com inclinação de 22° (todos estão no mesmo plano). Através do programa *SketchUp* também foi possível verificar as sombras no painel. Ressalta-se que as edificações vizinhas foram consideradas no modelo por serem possíveis fontes de sombra. Foram escolhidos os dias 17 de dezembro e 22 de julho neste o estudo, por serem dias representativos de verão e de inverno de céu limpo (participação considerável de radiação direta). Na Fig. 4 podem-se verificar as sombras na instalação no dia 17 de dezembro a partir das 15 horas.

O programa Crearray permite que o usuário insira módulos e/ou células em série e/ou paralelo e apresenta a curva IV resultante. Através de um arquivo de entrada fornecido pelo usuário com dados de irradiância e temperatura da célula ou do módulo, o Crearray pode calcular o ponto de potência máxima ou a corrente em função de uma tensão determinada, de acordo com a opção escolhida pelo usuário, e fornece os resultados em um arquivo de

saída. Nesta opção resolveu-se fazer uma comparação entre a energia em corrente contínua produzida pelo sistema fotovoltaico com inversor string e a soma das energias que seriam produzidas por cada módulo caso estivessem com microinversores individuais.

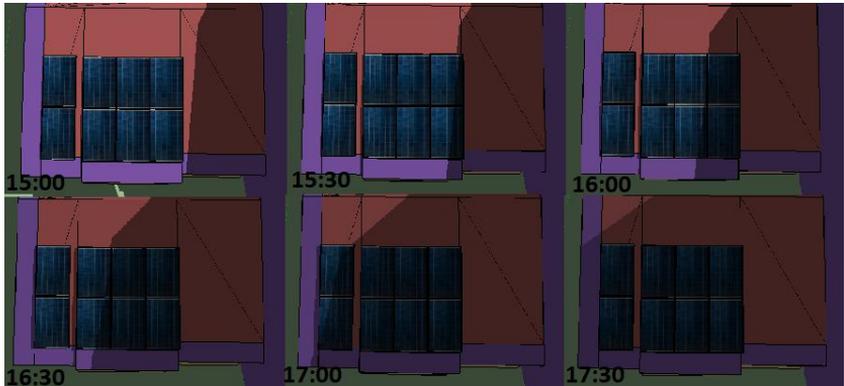


Fig. 4 – Sombras na instalação no dia 17 de dezembro.

Para este trabalho, cada módulo foi dividido em três submódulos. Cada submódulo representa uma seção do módulo de 20 células em série e um diodo de *bypass*. A tensão de circuito aberto e a tensão de máxima potência de cada seção foram obtidos pela divisão desses parâmetros do módulo por três. As correntes de curto-circuito e de máxima potência foram mantidas iguais. Portanto, o arranjo foi composto por 24 seções de 20 células em série que representam os 8 módulos de 60 células em série. Dessa forma, foi possível analisar os efeitos de sombreamento parcial de um módulo, uma vez que uma célula sombreada tem o mesmo efeito que todo o submódulo sombreado. Foi escolhido um módulo multicristalino, com 60 células em série, com diodos de *bypass*.

Foram inseridos dois submódulos no programa, um representando os submódulos sombreados e outro, os submódulos não sombreados, com as características elétricas descritas anteriormente. Para cada intervalo de tempo, foram modificados os dados de irradiância e temperatura para esses submódulos. Os submódulos foram adicionados ao painel de acordo com o número de seções não sombreadas e na sombra para cada intervalo de tempo. Por exemplo, se houvesse somente um submódulo na sombra em determinado momento, seria adicionado ao painel um submódulo sombreado e 23 submódulos não sombreados. O ponto de máxima potência foi obtido a partir da curva IV gerada.

Como resultado, olhando apenas a produção de eletricidade em corrente contínua, podem ser comparadas as produções de eletricidade para cada opção. Isto foi realizado a cada hora nas duas datas citadas e observou-se que a diferença é realmente muito pequena. A produção total dos dias 17 de dezembro e 22 de julho foram, respectivamente, 12,7 kWh e 10,5 kWh para a instalação com inversor string e 12,8 kWh e 10,6 kWh para a instalação com micro inversores, isto é, uma diferença de apenas 1% em cada dia, conforme apresentado na Fig. 5.

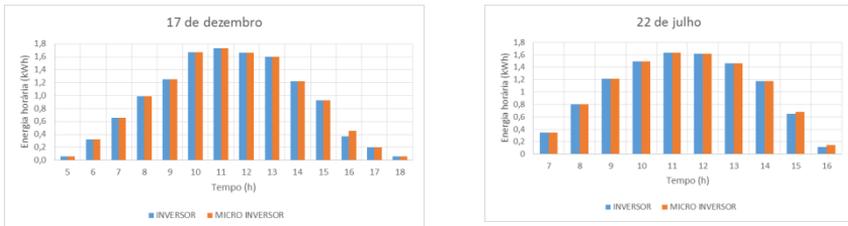


Fig. 5. Produção de eletricidade (CC) no painel fotovoltaico para os dias de (a) 17 de dezembro e (b) 22 de julho na cidade de Porto Alegre (hemisfério Sul) comparando inversor string e microinversores.

CONCLUSÃO

O programa Crearray foi reformulado incluindo a possibilidade de considerar a ruptura por avalanche nas células sombreadas na ausência de diodos de bypass. Experimentos confirmaram que os valores médios da tensão de ruptura nas células tem valores diferenciados entre os módulos monocristalinos e multicristalinos. De uma maneira simples, para inserção no software, foram sugeridos valores médios para cada tecnologia. Quando os diodos de proteção atuam, as perdas por sombreamento são minimizadas. No caso estudado como exemplo do uso do programa foi mostrado que pouca energia é agregada ao se optar por microinversores em vez dos inversores string pelo benefício da atuação dos diodos de bypass.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e a CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior, agências brasileiras de fomento à pesquisa, pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Bishop, J. W., 1988. Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar Cells*, vol. 25, pp. 73-89.
- Herrmann, W., Wiesner, W., Waassen, W., 1997. Hot spots investigations on PV modules—new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to by-pass diodes. *IEEE 26th Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1129–1132.
- Krenzinger, A., Adams, T.R., 2000. CREAMARRAY- Programa de análise de sistemas fotovoltaicos, Laboratório de Energia Solar – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Souza, R. B., Prieb, C. W. M., Krenzinger, A. 2012. Análise de Simuladores Solares para Ensaios De Módulos Fotovoltaicos. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – São Paulo*.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

PROYECTO PVCastSOIL: CARACTERIZACION Y MODELIZACION DEL EFECTO DEL SOILING PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA CON IMÁGENES DE SATELITE Y CAMARAS DE CIELO

Jesús Polo*, Nuria Martín*, Francisco Javier Batlles, Gabriel López***, Joaquín Alonso-Montesinos**, Nieves Vela*, Juan Luis Bosch***, Carlos Sanz*, Javier Barbero****

* Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Departamento de Energía - CIEMAT, Avda. Complutense 40, 28040, Madrid, España, jesus.polo@ciemat.es

**Departamento de Química y Física, Universidad de Almería, 04200 Almería, España

*** Departamento de Ingeniería Térmica y Eléctrica, Diseño y Proyectos, Universidad de Huelva, 21004 Huelva, España

RESUMEN

El proyecto PVCastSOIL está estructurado en tres fases bien diferenciadas: predicción de la componente global de la radiación solar sobre el campo fotovoltaico empleando imágenes de satélite y cámaras de cielo; cuantificación de la atenuación de la radiación solar al incidir sobre el módulo fotovoltaico debido al ensuciamiento del mismo, y su efecto en la potencia desarrollada por la planta; y desarrollo de una metodología basada en redes neuronales utilizando la información obtenida en las fases anteriores. En esta ponencia se detalla el plan experimental y se aportan algunos resultados preliminares.

PALABRAS CLAVE: Predicción de irradiancia solar, Soiling, Rendimiento fotovoltaico

ABSTRACT

The PVCastSOIL project is structured into three well-defined phases: the forecasting of the solar irradiance on the plane of the *array* using both satellite and total sky imagery; reduction of the effective irradiance incident on the PV modules due to *soiling*, and its impact on the energy yield; and the development of a methodology based on artificial neural networks that combines and includes both effects. This communication summarizes the experimental design under implementation and some preliminary results as well.

KEYWORDS: Solar radiation forecasting, Soiling, PV performance

INTRODUCCIÓN

La capacidad total instalada a nivel mundial de generación fotovoltaica a finales del 2017 fue de 402.5 GW. Los datos de la Agencia Internacional de la Energía y su análisis confirman la creciente tendencia de las tecnologías fotovoltaicas, con especial notoriedad desde el 2015, así como la previsión de que ésta se mantenga en el corto-medio plazo (IEA-PVPS, 2018). Este fuerte mercado en expansión necesita el acceso a información fiable sobre el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas y su operación bajo condiciones ambientales (Reise et al., 2018). En este sentido, la predicción de la irradiancia solar cobra una notable importancia, ya que es precisamente el conocimiento del recurso solar el mayor contribuyente a la incertidumbre global del rendimiento de un sistema fotovoltaico.

Las regiones con mayor abundancia de radiación solar, y con ello mayor aprovechamiento fotovoltaico, están situadas mayoritariamente en zonas áridas o desérticas. En estas zonas existen dos factores ambientales preponderantes que afectan negativamente al rendimiento fotovoltaico: la elevada temperatura y la acumulación de polvo y otras partículas. Sin embargo, mientras el efecto de la temperatura se considera en la fase de diseño de un sistema fotovoltaico, su ensuciamiento por acumulación de polvo se suele tomar como un factor fijo y arbitrario.

La predicción de la generación fotovoltaica ha ganado importancia e interés, ya que no solo resulta provechosa al operador del sistema (reduciendo costes e incertidumbres), sino que permite una mejor gestión de la red eléctrica. Las diversas metodologías de predicción pueden dividirse entre aquellas que se basan en la predicción de la irradiancia solar para la posterior estimación de la generación fotovoltaica (mediante un modelo de planta o de rendimiento), y aquellas aproximaciones directas que emplean la energía suministrada por el generador fotovoltaico como variable a predecir (Antonanzas et al., 2016). Dentro del primer grupo, cabe destacar la predicción de la irradiancia solar con cámaras de cielo para horizontes de predicción pequeños. El uso combinado de cámaras de cielo e imágenes de satélite permite reducir el horizonte de predicción hasta las tres horas (Alonso-Montesinos et al., 2015; Alonso-Montesinos and Batlles, 2015).

La incorporación de la caracterización, e incluso de la predicción del ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos en la predicción global de la generación de energía cobra interés en regiones áridas donde este ensuciamiento puede llegar a producir pérdidas notables del rendimiento del sistema. Este fenómeno, más conocido por el término anglosajón *soiling*, presenta una gran correlación con el ángulo de inclinación de los módulos y con las condiciones meteorológicas, principalmente la carga de aerosoles, humedad relativa, velocidad de viento y precipitación (Bouraiou et al., 2015; Micheli and Muller, 2017; Urrejola et al., 2016). El *soiling* es un fenómeno que aglutina diversos procesos físico-químicos: suspensión y transporte de partículas, adhesión inicial a la superficie del módulo, cambios y alteraciones en los mecanismos de adhesión y métodos de restauración. La predicción del ensuciamiento resultaría pues, de sumo interés a la central para programar tanto las actuaciones de limpieza como para ajustar y predecir la producción de electricidad inyectada al mercado.

El proyecto PVCastSOIL, en el que trabajan equipos de investigación de la Universidad de Almería, el CIEMAT y la Universidad de Huelva, pretende por un lado avanzar en la predicción a corto plazo de la irradiancia global incidente sobre el plano del *array* y, por

otro, la caracterización completa del *soiling* bajo diferentes condiciones meteorológicas. El objetivo global es el desarrollo de un modelo de predicción de la generación fotovoltaica que incluya el efecto del *soiling* mediante la correlación del mismo con variables meteorológicas que se puedan predecir.

PREDICCIÓN A CORTO PLAZO

En las instalaciones CIESOL de la Universidad de Almería se dispone de una cámara de cielo TSI 880, una estación de recepción de imágenes de METEOSAT y una estación radiométrica completa de alta calidad (Fig. 1).



Fig. 1. Instalación experimental para predicción a corto plazo de la irradiancia solar en el centro CIESOL.

El sistema de predicción con cámaras de cielo se basa en la estimación de la irradiancia solar a partir de los modelos de color RGB y HSV aplicados a las imágenes de la cámara. El método de predicción que se emplea tanto en el caso de las imágenes de satélite como en la cámara de cielo es la estimación de los vectores de movimiento a partir de la correlación cruzada de imágenes consecutivas. Con este sistema se realizan predicciones a tres horas de las tres componentes de la radiación solar sobre superficie horizontal y de la componente inclinada.

FUNDAMENTOS DEL SOILING E IMPACTO EN LA GENERACION FV

El término *soiling*, en el contexto fotovoltaico, hace referencia a la acumulación de polvo en la superficie de los módulos fotovoltaicos como consecuencia de las condiciones medioambientales locales. Este efecto produce una disminución de la corriente generada por el módulo, y con ello de la potencia del mismo, como consecuencia del sombreado parcial de las células solares del módulo. En los modelos de rendimiento fotovoltaico se suele introducir a través del *factor de soiling* (*soiling ratio*, SR) como un factor de reducción que aplica a la irradiancia efectiva para la conversión fotovoltaica (Dobos, 2014; Gilman, 2015; Gurupira and Rix, 2017). Sin embargo, este factor de reducción se suele tomar como un factor de referencia general anual y no se aplica de forma dinámica en función de las condiciones meteorológicas. En general, el SR es un factor variable como resultado del balance entre las fuentes de *soiling* (deposición y adhesión de partículas) y los sumideros de *soiling* (limpieza, precipitaciones, etc.).

DISEÑO EXPERIMENTAL PARA LA CARACTERIZACION DEL SOILING

En el proyecto PVCastSOIL se va a emplear tres instalaciones experimentales que permitirán tanto la caracterización del *soiling* como la evaluación de un sistema de predicción de generación fotovoltaica: instalación para la caracterización del impacto del *Soiling Ratio*, instalación para la determinación de la transmitancia espectral, instalación para la evaluación de la predicción fotovoltaica.

Caracterización del impacto del *Soiling Ratio*

En las instalaciones del Ciemat se va a montar dos pequeños *arrays* fotovoltaicos (uno de silicio multicristalino y otro de lámina delgada) para monitorizar el impacto del *Soiling Ratio* y la correlación con las variables meteorológicas de mayor impacto (Fig. 2). El *Soiling Ratio* se va a monitorizar con el equipo DustIQ de Kipp & Zonen, y el impacto del mismo en la curva I-V de los módulos se monitorizará mediante la comparación de la potencia generada por el módulo de referencia (que se limpiará periódicamente) con el módulo sin limpiar. Por otro lado, se va a explorar el efecto de recubrimientos *anti-soiling* que se aplicarán a ambas tecnologías. Las principales variables meteorológicas de interés (densidad de partículas PM2.5 y PM10, viento, precipitación, humedad, etc.) se monitorizarán en paralelo.

Determinación de la transmitancia espectral de las cubiertas transparentes

En las instalaciones de la Universidad de Huelva se van a determinar los efectos espectrales del *soiling*. Por un lado, con el uso de dos espectrorradiómetros EKO se va a medir la transmitancia espectral de las cubiertas FV en condiciones ambientales. Asimismo, se va a monitorizar el *soiling ratio* con el sensor DustIQ de Kipp & Zonen. Ambas medidas permitirán la caracterización espectral del *soiling* (factor espectral del módulo, transmitancia espectral) en condiciones reales de operación.

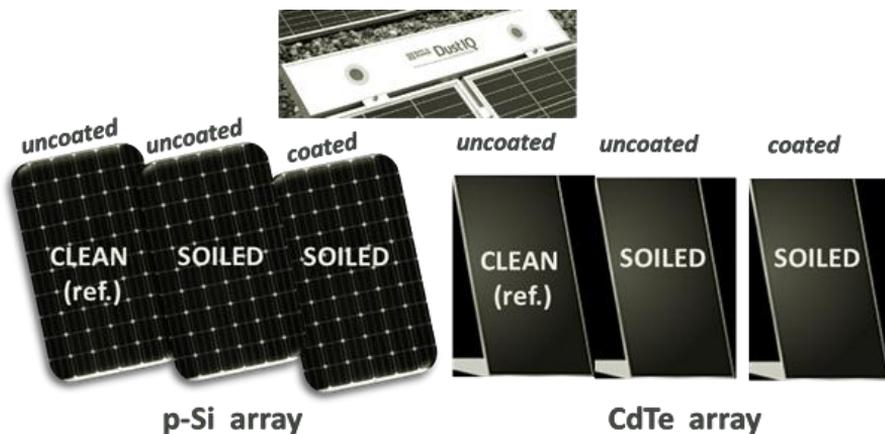


Fig. 2. Esquema experimental para la caracterización del *Soiling Ratio*.

Evaluación de la predicción fotovoltaica

En las instalaciones CIESOL de la Universidad de Almería se dispone de, además del sistema de predicción de irradiancia solar, de una pequeña planta fotovoltaica de 10 kW aproximados (Fig. 3). Tomando como referencia la planta CIESOL, se implementará y evaluará un sistema completo de predicción de la producción de la planta incorporando la caracterización del *soiling* a través de la modelización del *Soiling Ratio* como función de los parámetros meteorológicos asociados.



Fig. 3. Planta fotovoltaica del CIESOL.

RESULTADOS PRELIMINARES

Previo al montaje experimental planeado en el proyecto PVCastSOIL, se ha realizado un estudio preliminar con unas células calibradas de silicio multicristalino instaladas con anterioridad en el CIEMAT. Para ello se disponía de dos pares de células calibradas idénticas, cada par con una inclinación diferente (10° y 40°) y todas con orientación sur. Durante un año se ha seguido un calendario de limpieza periódica de una de las células (denominada “de referencia”) en cada inclinación, mientras que su pareja se ha mantenido expuesta a las condiciones ambientales sin realizar ningún tipo de limpieza. El factor de *soiling* se ha estimado como la razón entre la potencia de la célula expuesta y la potencia de la célula de referencia. Las medidas del factor de *soiling* se muestran en la Figura 4 junto con la medida relativa de la intensidad de lluvia. Se han podido observar valores aproximados del *Soiling Ratio* de un 4% y un 6% durante el verano para inclinaciones de 40° y 10° , respectivamente. Además, se puede observar la correlación inversa entre la intensidad de lluvia y el factor de *soiling*. Estos resultados preliminares serán de gran utilidad en el diseño y posterior análisis de las instalaciones experimentales que se están diseñando en el marco del proyecto.

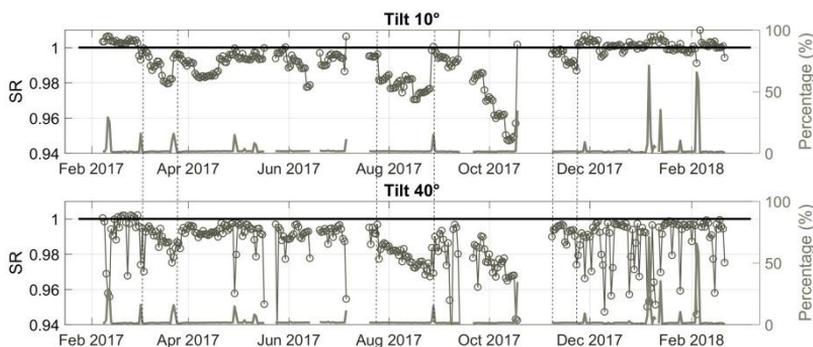


Fig. 4. Resultados preliminares de la medida del *factor de soiling*.

CONCLUSIONES

La incorporación del efecto de ensuciamiento de los módulos fotovoltaicos (*soiling*) en la predicción de la producción fotovoltaica resulta de enorme interés en regiones áridas y desérticas, donde la penetración y el crecimiento esperado de las instalaciones fotovoltaicas son considerables. El proyecto PVCastSOIL pretende avanzar en la predicción a corto plazo de la irradiancia solar en el plano del *array*, la caracterización del factor de *soiling* y su correlación con las variables meteorológicas asociadas, y finalmente en la integración de un sistema de predicción de la generación fotovoltaica que incluya el efecto del ensuciamiento. El proyecto se está realizando a través de la colaboración entre la Universidad de Almería (UAL), el CIEMAT y la Universidad de Huelva (UHU). Se están diseñando e implementando tres esquemas experimentales para: caracterizar el factor de *soiling* en tecnologías de silicio y de lámina delgada, determinar la transmitancia espectral del *soiling*

y validar el sistema de predicción de la generación fotovoltaica. Los resultados que se esperan permitirán integrar la predicción de la irradiancia solar a partir de imágenes (satélite y cámaras de cielo), incluyendo el efecto del *soiling*, en la predicción de la generación fotovoltaica. Asimismo, se pretende desarrollar un modelo que caracterice el *factor de soiling* en función de las variables meteorológicas asociadas y la completa determinación del efecto espectral en el *factor de soiling*.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está financiado dentro del programa RETOS 2017 del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad de España, con referencia ENE2017-83790.

REFERENCIAS

- Alonso-Montesinos, J., Batlles, F.J., 2015. The use of a sky camera for solar radiation estimation based on digital image processing. *Energy* 90, 377–386. doi:10.1016/J.ENERGY.2015.07.028
- Alonso-Montesinos, J., Batlles, F.J., Portillo, C., 2015. Solar irradiance forecasting at one-minute intervals for different sky conditions using sky camera images. *Energy Conversion and Management* 105, 1166–1177. doi:10.1016/J.ENCONMAN.2015.09.001
- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martínez-de-Pison, F.J., Antonanzas-Torres, F., 2016. Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy* 136, 78–111. doi:10.1016/J.SOLENER.2016.06.069
- Bouraiou, A., Hamouda, M., Chaker, A., Mostefaoui, M., Lachtar, S., Sadok, M., Boutasseta, N., Othmani, M., Issam, A., 2015. Analysis and evaluation of the impact of climatic conditions on the photovoltaic modules performance in the desert environment. *Energy Conversion and Management* 106, 1345–1355. doi:10.1016/j.enconman.2015.10.073
- Dobos, A.P., 2014. PVWatts Version 5 Manual. Technical Report NREL/TP-6A20-62641, Golden, USA.
- Gilman, P., 2015. SAM Photovoltaic Model Technical Reference, Solar Energy. Technical Report NREL/TP-6A20-64102, Golden CO, USA. doi:NREL/TP -6A20- 64102
- Gurupira, T., Rix, A.J., 2017. PV Simulation Software Comparisons : Pvsyst , Nrel Sam and Pvlib, in: SAUPEC 2017.
- IEA-PVPS, 2018. 2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets - IEA PVPS 1–16. doi:978-3-906042-58-9
- Micheli, L., Muller, M., 2017. An investigation of the key parameters for predicting PV soiling losses. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 25, 291–307. doi:10.1002/pip.2860
- Reise, C., Müller, B., Driesse, A., Razongles, G., Richter, M., 2018. Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments.
- Urrejola, E., Antonanzas, J., Ayala, P., Salgado, M., Ramírez-Sagner, G., Cortés, C., Pino, A., Escobar, R., 2016. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. *Energy Conversion and Management* 114, 338–347. doi:10.1016/j.enconman.2016.02.016

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

CONTROL COMPOSICIONAL DEL CRECIMIENTO DE PELÍCULAS DE SULFURO DE INDIO O ESTAÑO MEDIANTE REGULACIÓN DE LA PRESIÓN PARCIAL DE AZUFRE Y MEDICIONES ÓPTICAS.

Juan Francisco Trigo, Víctor Robles, Cecilia Guillén y José Herrero

Departamento de Energía, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid, 28040 España,
juanfrancisco.trigo@ciemat.es

RESUMEN

Se ha estudiado un conjunto de muestras de película delgada de In_xS_y y Sn_xS_y crecidas por coevaporación para determinar cuál fue el parámetro de fabricación que tuvo más influencia en su composición en el presente rango experimental. El resultado principal fue que la presión de trabajo fue el parámetro más fuertemente correlacionado con el contenido de azufre para ambos materiales. Resultados más interesantes están relacionados con la posibilidad de controlar el contenido de azufre en todos los rangos conocidos de estequiometría para estos materiales mediante el control del flujo de azufre y la determinación de la constante óptica que caracteriza esos estados estequiométricos. Estos resultados abren la posibilidad de introducir una monitorización óptica in situ para verificar la composición correcta e incluso la homogeneidad de la película en crecimiento.

PALABRAS CLAVE: Coevaporación de Calcogenuros, Monitorización Óptica

ABSTRACT

A set of thin film samples of In_xS_y and Sn_xS_y grown by coevaporation has been studied to determine what was the fabrication parameter which had more influence in their composition in that experimental range. The main result was that the working pressure was the parameter more strongly correlated with the Sulfur content for both materials. More interesting results are related with the possibility of controlling the sulfur content in all the known range of stoichiometry for these materials by the control of the sulfur flux and the determination of the optical constant which characterizes those stoichiometric states. These results open the possibility to introduce in-situ optical monitoring to check the correct composition and even the homogeneity of the growing film.

KEYWORDS: Chalcogenide Coevaporation, Optical Monitoring

INTRODUCCIÓN

Los compuestos de calcogenuro de In y Sn se estudian profusamente para su uso como capa ventana en células solares de capa fina (Guillen *et al.*, 2004; Trigo *et al.*, 2008). Para ese propósito, el estado estequiométrico con mayor contenido de azufre (In_2S_3 y SnS_2) produce la mayor transparencia requerida. Pero los compuestos estables con menor contenido de azufre (como el SnS) también son prometedores para su uso como capa absorbente (Robles *et al.*, 2014, 2015). Los resultados presentados están relacionados con la posibilidad de controlar el contenido de azufre en todos los rangos conocidos de estequiometría para estos materiales mediante el control del flujo de azufre y la determinación de la constante óptica que caracteriza esos estados estequiométricos. Estos resultados abren la posibilidad de introducir una monitorización óptica in situ para verificar la composición correcta e incluso la homogeneidad de la película en crecimiento. También allanan el camino para obtener y controlar la fabricación de estos materiales con fuertes diferencias en su comportamiento físico que coinciden con cambios de estequiometría, que puede ensayarse para aplicaciones aparte de la más habitual como capa ventana, o el diseño de películas con propiedades graduadas.

EXPERIMENTAL

Las películas delgadas In_xS_y y Sn_xS_y se han crecido mediante la técnica de coevaporación en una cámara de vacío equipada con una celda de efusión para la evaporación de azufre con una válvula para el control del flujo (Trigo *et al.*, 2013) y las células de evaporación habituales para material metálico en crisoles PBN cónicos. Los sustratos fueron vidrios (*Soda Lime Glass*) con un área de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ y se presentan los resultados de 9 muestras de sulfuro de indio y 19 de sulfuro de estaño.

El equipo de evaporación se midió y controló con un programa informático de nuestra invención que permite el control de la válvula de azufre en respuesta a las mediciones de presión de trabajo. La temperatura de las células elementales de evaporación, la temperatura del sustrato y la presión de trabajo de la cámara de vacío se controlaron y midieron cada 5 segundos. La mayoría de los parámetros presentados en las tablas son valores promediados de una serie larga de datos. La presión base de la cámara se sitúa en 10^{-4} Pa, que generalmente es dos órdenes de magnitud menor que la presión de trabajo, por lo que a veces también nos referimos a la presión de trabajo como la presión parcial de azufre. Se realizaron medidas ex situ para determinar el contenido de azufre (por EDAX y XPS en algunos casos), el espesor y la constante óptica mediante reflectancia y transmitancia en el VIS-NIR en un espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 9.

RESULTADOS PARA In_xS_y

La composición esperada para este material varía entre los valores de $y/x = 1$ a 1.5 (50% a 60% [S] en porcentaje atómico). Hemos obtenido valores de EDAX (XPS para las muestras más delgadas denominadas InS1 y InS2) de 53% a 61%. Esta variación se correlaciona bien con los valores de la presión de trabajo P (mPa) en la Tabla 1 que varía de 10^{-2} a 10^{-3} Pa. Esta correlación podría expresarse mediante una función logarítmica (Fig. 1) para este rango.

Tabla 1. Parámetros de fabricación de 9 muestras de In_xS_y .

Muestra	Presión (mPa)	Temp. de Sustrato (°C)	Composición [S] %at.	Grosor de Med. Ópticas (nm)
InS1	9.47	300	61	27
InS2	0.84	300	53	20
InS3	2.58	300	57	120
InS4	1.09	300	54	111
InS5	2.38	250	56	122
InS6	3.71	250	58	82
InS7	5.24	300	60	65
InS8	5.99	300	59	117
InS9	5.50	350	59	68

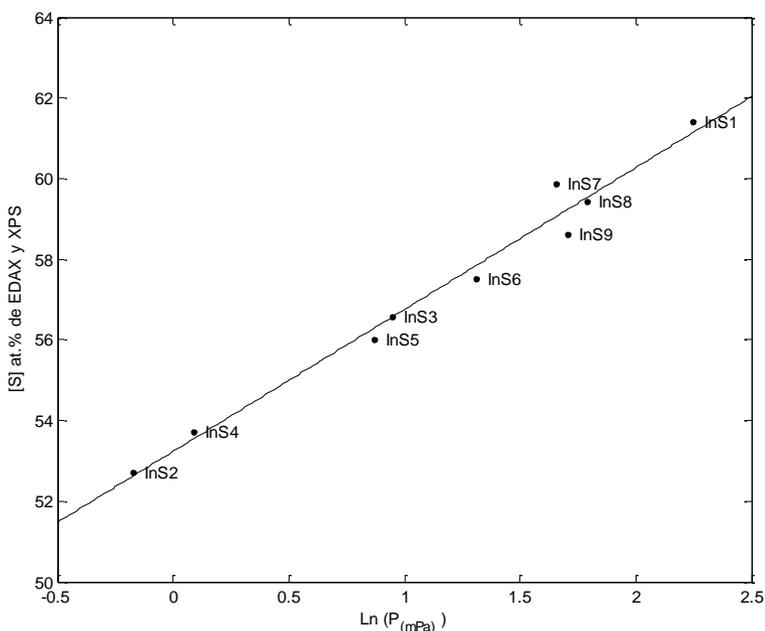


Fig. 1 Contenido en azufre de las películas de sulfuro de indio, en función de la presión de trabajo de la cámara de vacío, asociada a la presión parcial de S.

RESULTADOS PARA Sn_xS_y

Los compuestos Sn_xS_y más comunes presentan valores y/x de 1, 1.5 y 2 (50, 60 y 66 % atómico de azufre), mientras que en la Tabla 2, se encuentran muestras con contenido de azufre del 50% al 68%. En esta ocasión, falta la medición XPS de muestras más delgadas y algunos valores [S] podrían estar sobreestimados. La correlación de este contenido con la presión de trabajo puede apreciarse en la Fig. 2, donde se muestra un ajuste tentativo para los valores que se muestran en la columna de Presión de Cámara de la Tabla 2.

La temperatura de la celda de evaporación de Sn varió de 890-1100°C y la temperatura del sustrato se mantuvo baja para esta serie de muestras, entre 50-170°C, pero no se encontró correlación del contenido de azufre con ambos parámetros en estos rangos. La relación funcional que es formalmente similar a la anterior para In_xS_y, presenta un parámetro exponencial de 0.016 inferior a la unidad del primer ajuste lineal. Cabe señalar que no sólo el material era diferente: la presión, la composición y otros parámetros tenían rangos diferentes en ambos casos.

Tabla 2. Parámetros de crecimiento y composición de Sn_xS_y

Muestra	Presión (mPa)	Temp. de Sustrato (°C)	Composición [S]%at.	Grosor de Med. Ópticas (nm)
SnS1	17.65	170	68	26
SnS2	18.14	90	64	80
SnS3	12.64	70	67	52
SnS4	2.39	100	59	202
SnS5	1.07	150	50	120
SnS6	2.05	50	60	141
SnS7	7.49	70	65	162
SnS8	2.37	120	59	138
SnS9	1.60	50	59	124
SnS10	1.89	70	62	140
SnS11	1.45	70	59	120
SnS12	1.17	120	53	95
SnS13	3.69	120	59	88
SnS14	2.77	120	61	120
SnS15	1.64	70	63	128
SnS16	5.18	70	65	123
SnS17	7.11	110	62	116
SnS18	12.41	120	65	129
SnS19	91.03	70	66	142

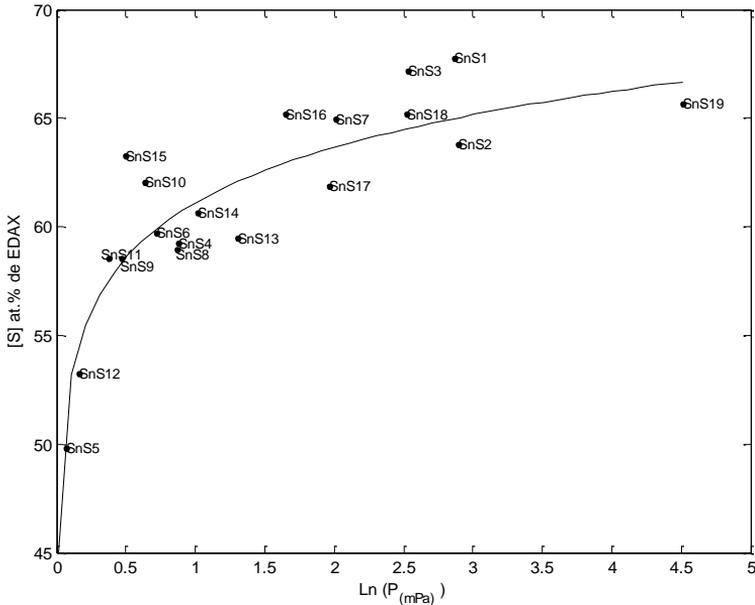


Fig. 2. Contenido en azufre de las películas de sulfuro de estaño, en función de la presión de trabajo. Línea continua ajustada mediante $[S] = 232.8 * (\ln(P))^{0.01571} - 171.7$

ANÁLISIS ÓPTICO DE In_xS_y

Estos sustratos de $10 \times 10 \text{ cm}^2$ se cortaron en 25 piezas de $2 \times 2 \text{ cm}^2$ después de su recubrimiento y se midió la reflectancia y la transmitancia. Las mediciones nombradas con sus coordenadas (InSNij) se ajustaron a un modelo óptico debido a Forouhi y Bloomer (1988) para obtener el espesor y las constantes ópticas como el que se muestra en la Fig. 3. Los espesores obtenidos de las 25 piezas se mapearon (Fig. 4), mostrando una distribución radial clara causada por la celda de evaporación de metal con forma cónica.

Del conjunto de constantes ópticas obtenidas, se logró una reducción de la información mediante el método estadístico conocido como Análisis Factorial (Malinowski y Howery, 1991; Trigo *et al.*, 2007) que condujo a la interpretación de toda la información como debida a dos Factores o Componentes con composición complementaria. El mapeo del primer componente, más similar a la muestra con menor contenido de S, reveló que la distribución química no fue radial como el espesor, sino que se asemeja a la distribución de temperatura de un sustrato que se ha calentado hasta 350°C en la zona de medida del termopar correspondiente.

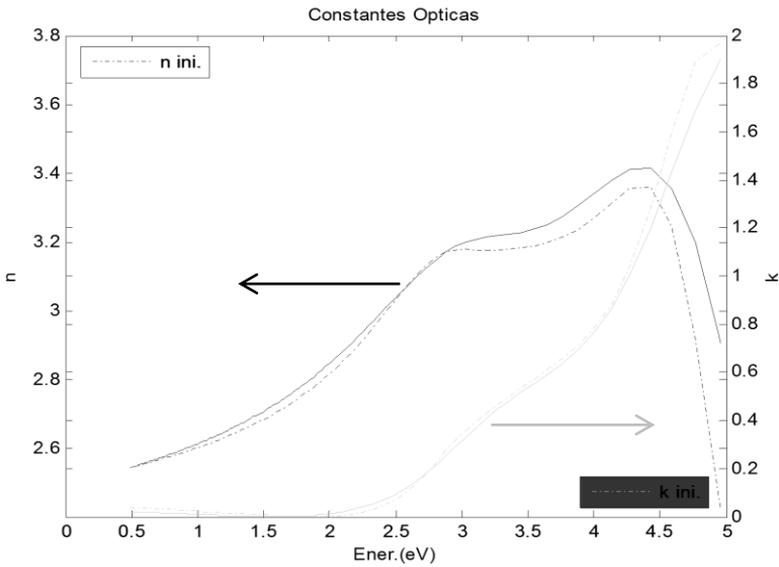


Fig. 3 Constantes Ópticas para la muestra denominada InS4, utilizadas en el proceso de "Factor Analysis" como referencia de un menor contenido de S.

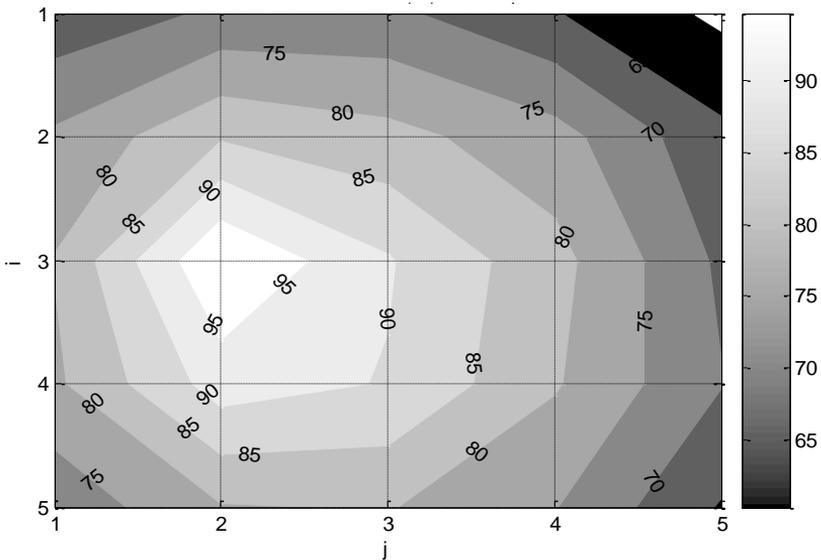


Fig. 4 Mapa de Grosor Normalizado % para la muestra denominada InS3 que aparece en la Tabla 1 con un grosor de 120nm correspondiente a la posición central ($i=3, j=3$).

ANÁLISIS ÓPTICO DE Sn_xS_y

Siguiendo el mismo procedimiento, el factor indicador del Análisis de Factores sugirió el uso de tres componentes en este caso que hemos asociado con la composición química de las muestras más similares y tentativamente asociadas con las composiciones más comunes para este material en la Fig. 5

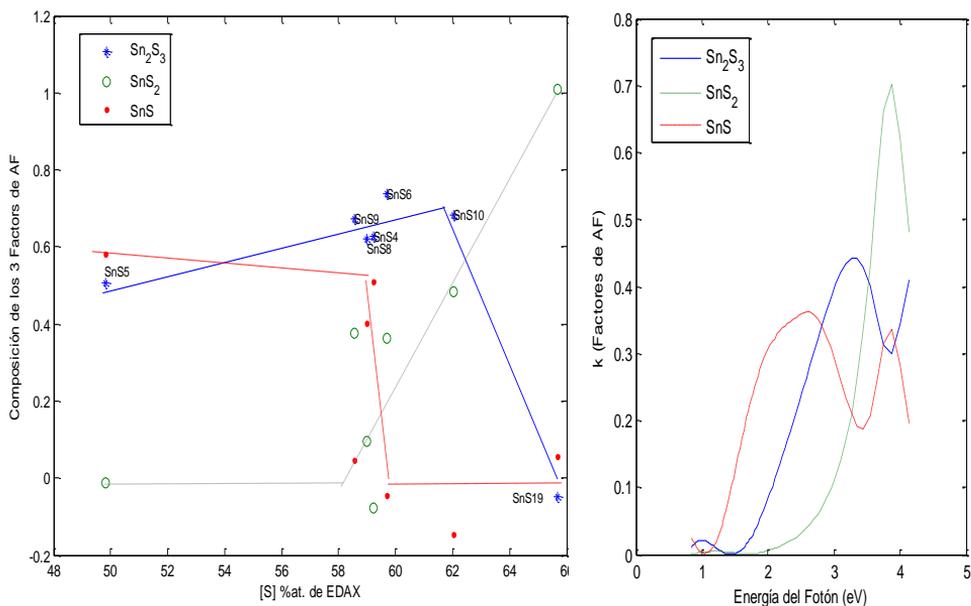


Fig. 5 a) Evolución del Analisis de Factores con el Contenido de Azufre experimental y b) el correspondiente coeficiente extinción k que reconstruye las constantes ópticas de todas las muestras a través de su combinación lineal.

CONCLUSIONES

Este trabajo experimental está destinado a ser utilizado y verificado por otros investigadores que utilizan el método de coevaporación para desarrollar películas delgadas de sulfuro binario como las utilizadas en los dispositivos fotovoltaicos de Calcopirita-Kesterita. Ofrecemos una conexión entre los parámetros de fabricación y la composición de las películas obtenidas y un método para verificar y controlar in situ el material en crecimiento. El enfoque consistió en recopilar datos de una gran cantidad de experimentos para establecer relaciones empíricas mediante supuestos estadísticos o ajustarlos a modelos simples.

El estudio basado en ejemplos de sulfuro de indio y sulfuro de estaño muestra que el parámetro más relevante para el control estequiométrico de las películas es la presión parcial de azufre en la cámara de vacío durante su crecimiento, pero la temperatura del sustrato y la tasa de crecimiento también deben controlarse. Se puede establecer una equivalencia o calibración para una configuración de fabricación particular entre estos parámetros y el contenido final de azufre de las películas, que determina junto a la estequiometría la mayoría de las propiedades físicas. Una de estas propiedades es la constante óptica del material en lámina delgada. En la actualidad, la medición in situ de la transmitancia y la reflectancia de la película en crecimiento es una técnicamente viable y sería un método interesante para el control del proceso de fabricación. Hemos verificado una correspondencia cuantitativa entre estas medidas ópticas y el contenido de azufre de las películas para nuestra gama de parámetros de preparación y preparación de la fabricación. También proporcionamos un método para un análisis más rápido y su posible automatización, lo que contribuye al uso futuro de esta técnica óptica en la fabricación de dispositivos fotovoltaicos.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido apoyado por el Ministerio Español de Economía, Industria y Competitividad a través del proyecto MAT2015-66649-R y el Programa Fotovoltaico del CIEMAT

REFERENCIAS

- Forouhi A.R. and Bloomer I.(1988), Optical properties of crystalline semiconductors and dielectrics, *Phys. Rev. B*, 38(3), 1865-1874.
- Guillén C., García T., Herrero J., Gutiérrez M.T. and Briones F. (2004), Tailoring growth conditions for modulated flux deposition of In_2S_3 thin films, *Thin Solids Films*, 451-452, 112-115.
- Malinowski E.R. and Howery D.G. (1991), *Factor Analysis in Chemistry 2nd* edn. John Wiley, New York.
- Robles V., Trigo J.F., Guillén C. and Herrero J. (2014), Co-evaporated tin sulfide thin films on bare and Mo-coated glass substrates as photovoltaic absorber layers, *Energy Procedia* 44, 96.
- Robles V., Trigo J.F., Guillén C. and Herrero J. (2015), Growth of SnS thin films by co-evaporation and sulfurization for use as absorber layers in solar cells, *Materials Chemistry and Physics*, 0254-0584, <http://dx.doi.org/10.1016/j.matchemphys.2015.10.026>.
- Trigo J.F., Herrero J., Soriano L. and Gutierrez M.T. (2007), Optical characterization procedure for large thin films, *Proc. of SPIE 6617 Model Asp Opt Metrol*, Munich, 661712-661724, <https://doi.org/10.1117/12.726086>
- Trigo, J. F., B. Asenjo, J. Herrero, and M. T. Gutierrez (2008), Optical characterization of In_2S_3 solar cell buffer layers grown by chemical bath and physical vapor deposition, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 92, 1145-1148.
- Trigo J.F., Herrero J., Gutiérrez M.T. y Briones F. (2013), Patente ES 2423082 B8, Procedimiento Para Depositar Calcogenuros Por Coevaporación Física; N. de solicitud: P201132112 (3) Solicitud presentada el 27 diciembre 2011 Fecha de concesión: 24-04-2014, Entidad titular: CIEMAT.

MÉTODOS DE PASIVACIÓN DEL VOLUMEN DE OBLEAS DE SILICIO MULTICRISTALINO COMPATIBLES CON EL PROCESO DE FABRICACIÓN DE CÉLULAS DE HETEROUNIÓN DE SILICIO.

Barrio .R.*, González. N. *, García. J.

* Departamento de Energía, Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, CIEMAT
Avenida Complutense 40, Madrid, 28040, España.
rocio.barrio@ciemat.es

RESUMEN

Las células solares de heterounión de silicio son dispositivos que se caracterizan por sus altos valores de eficiencia, superiores al 25%. Por contra, se corresponde con una tecnología muy costosa, fundamentalmente por estar fabricadas a partir de obleas de silicio monocristalino de alta calidad. Un modo de abaratar su precio es empleando un absorbente de inferior calidad como por ejemplo, obleas de silicio multicristalino. Para mantener unas eficiencias razonables con estas obleas, es necesario incrementar sus tiempos de vida mediante la incorporación de hidrógeno en el volumen con objeto de pasivar los defectos e impurezas propios de las mismas, siendo éste el objetivo de este trabajo. En el caso particular de las células de heterounión, es imprescindible que estos procesos de pasivación sean compatibles con su proceso de fabricación a temperaturas inferiores a 200°C.

PALABRAS CLAVE: Células solares de heterounión de silicio, pasivación, hidrógeno, silicio multicristalino.

ABSTRACT

Silicon heterojunction solar cells are devices characterized by their high efficiency values, upper than 25%. However, this type of solar cells corresponds to a very expensive technology, because of they are manufactured from high quality monocrystalline silicon wafers. One way to decrease the cost of the cells could be using lower quality absorbent such as multicrystalline silicon wafers. To maintain reasonable efficiencies, it is necessary to increase the lifetimes of this type of wafers by incorporating hydrogen in its volume in order to passivate their defects and impurities. This passivation with hydrogen is the aim of this work. In the particular case of heterojunction solar cells, it is essential that passivation processes will be compatible with their manufacturing process at temperatures below 200°C.

KEYWORDS: Silicon heterojunction solar cells, passivation, hydrogen, multicrystalline silicon

INTRODUCCIÓN

Las células solares de heterounión de silicio, más conocidas como células HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer), son dispositivos que actualmente gozan de altos valores de eficiencia superiores al 25% y tensiones de circuito abierto de 725 mV (Masuco et al. 2014). Están formadas a partir de obleas de silicio cristalino que actúan como absorbentes sobre las que se deposita una estructura de doble unión de silicio amorfo dopado como emisores a ambos lados de la oblea. Con objeto de incrementar su eficiencia, previo al depósito de los emisores, se incorpora una capa muy delgada de silicio amorfo (a-Si:H) de carácter intrínseco en ambos lados de la unión. Este tipo de heteroestructuras son especialmente sensibles al estado de la interfaces, por lo que es esencial un correcto acondicionamiento de las mismas previo al depósito de los emisores. Para finalizar este tipo de células solares, es necesario incorporar capas antirreflectantes que sean conductoras así como contactos metálicos.

Las células HIT, además de por sus altas eficiencias, se caracterizan por presentar un proceso de fabricación a temperaturas inferiores a 200°C, lo cual permite un importante ahorro energético. En cambio, se corresponde actualmente con una tecnología muy costosa, fundamentalmente por estar fabricadas a partir de obleas de silicio monocristalino de alta calidad. Ante este escenario, observamos la necesidad de desarrollar células de HIT con un menor coste a nivel industrial para que sea competitiva en el mercado actual. Con objeto de disminuir sus precios, se ha demostrado que se pueden fabricar este tipo de dispositivos con obleas muy delgadas manteniendo sus altas eficiencias (Taguchi M. et al. 2014). Otra alternativa menos explorada es la fabricación de células HIT a partir de sustratos de silicio de inferior calidad, como por ejemplo, mediante el uso de obleas de silicio multicristalino (mc-Si). Como referencia, en general, este tipo de obleas presentan tiempos de vida entre 0.5 y 5 μ s, frente a los valores típicos de obleas monocristalinas (c-Si) que suelen ser entre 0.5 y 3 ms según el método de crecimiento de los lingotes.

La investigación en células HIT con silicio multicristalino es muy reducida, con eficiencias en torno al 15% y tensiones de circuito abierto próximas a 600 mV (De Iulii et al. 2010). Si se desea incrementar estas eficiencias, es requisito imprescindible aumentar el tiempo de vida de las obleas. Para ello, es necesario acondicionar previamente tanto la superficie como el volumen de las mismas pasivando el mayor número de defectos. Para lograr este objetivo, en este trabajo se ha explorado la viabilidad de distintas opciones de pasivación del volumen, todas ellas compatibles con los procesos de fabricación de las células HIT.

MÉTODOLÓGIA

Durante el proceso de cristalización del material multicristalino, se forma una gran concentración de defectos, fronteras de grano e impurezas que son responsables de los procesos de recombinación. Estos procesos determinan en gran medida el tiempo de vida de los portadores minoritarios de las obleas y limitan la eficiencia de los dispositivos (Möller et al. 2005). Un método habitual de aumentar el tiempo de vida en los dispositivos basados en silicio es mediante la difusión de hidrógeno (Sopori, 2001; Martinuzzi, 2003). Este hidrógeno (H) es capaz de saturar un gran número de defectos presentes en el volumen de las obleas de silicio. Aunque aparentemente este proceso parece sencillo, la difusión de hidrógeno es un fenómeno complejo ya que implica muchos estados de hidrógeno atómico

y molecular, así como un gran número de diferentes tipos de impurezas y defectos en las obleas pendientes de saturar. En la industria el método más común en las células por difusión, es mediante el depósito de nitruro de silicio hidrogenado, SiNx:H, [Neuhaus y Münzer, 2007]. Durante la fabricación de estas células, se aprovecha una etapa posterior de recocido tras el depósito de los contactos metálicos, de tal forma que el H de las capas de SiNx:H se difunde hacia el interior de la oblea y satura defectos. Este proceso requiere elevadas temperaturas ($T > 900^{\circ}\text{C}$) y normalmente se realizan en un horno de infrarrojos. De este modo las capas de SiNx resultan tener una doble función en las células de difusión: (i) pasivación del volumen de la oblea con H y (ii) como capa antirreflectante (AR). En el caso de las células de heterounión este proceso es más complicado, ya que a diferencia de las células por difusión, los procesos y depósitos de las distintas capas requieren temperaturas muy por debajo de la temperatura de depósito típica del SiNx:H ($400\text{-}600^{\circ}\text{C}$) y de los tratamientos de recocido posteriores. Generalmente la temperatura más alta utilizada en la fabricación de las células de heterounión es aproximadamente 200°C , por lo que queda descartado este tipo de capas de SiNx como capa AR. Además estas capas de SiNx son excelentes capas AR pero no son conductoras, siendo éste un requisito imprescindible para las células de heterounión. En consecuencia, para lograr fabricar células de heterounión tipo HIT con sustratos de silicio multicristalino y obtener eficiencias razonables, es esencial localizar métodos de pasivación de obleas diferentes al utilizado en las células de difusión que sean perfectamente compatibles con la estructura de capas a baja temperatura. Dado que la mayoría de los procesos de difusión de H en silicio tienen lugar a partir de 400°C , es necesario que los procesos de hidrogenación sean previos al depósito de los emisores característicos de las células HIT.

En este trabajo se han explorado diferentes métodos basados en tratamientos de recocido de obleas multicristalinas en un horno rápido RTA (Rapid Thermal Annealing) en una atmósfera de 'forming gas' (FMG, mezcla de hidrógeno al 5% y nitrógeno al 95%) a temperaturas elevadas ($T > 350^{\circ}\text{C}$). Estos tratamientos se han aplicado también en obleas sobre las que se han depositado por PECVD láminas de silicio amorfo altamente hidrogenado. Los resultados se han comparado con los obtenidos por los métodos de pasivación con láminas de nitruro de silicio comúnmente usados en las células de difusión. Adicionalmente, se han realizado plasmas de hidrógeno por PECVD (Plasma-Enhanced Chemical Vapour Deposition) sobre el mismo tipo de obleas a diferentes frecuencias. Tras estos procesos de pasivación en volumen, las obleas se pasivaron superficialmente depositando por ambas caras capas de silicio amorfo intrínseco hidrogenado (a-Si:H) por PECVD.

Las obleas mc-Si dopadas tipo p utilizadas en este trabajo fueron suministradas por un antiguo fabricante de obleas llamado Pevafersa. Todas ellas estaban texturadas mediante ataques ácidos y limpiadas tras el proceso de texturización. También se han empleado obleas de silicio monocristalino de tipo p (c-Si) a modo de comparación con las obleas mc-Si.

Para evaluar la calidad de las obleas tras los diferentes procesos, se midió el tiempo de vida de los portadores minoritarios (τ) y la tensión de circuito abierto implícita a 1 sol (V_{oc}^{imp}) mediante el método QSSPC (Quasy-Steady-State Photoconductance) a través de un Sinton WCT-120 (Cuevas y Macdonald, 2004). El contenido de hidrógeno [H] de las capas de a-Si:H se estimó mediante la técnica de FTIR (Fourier-Transform-Infrared Spectroscopy) tanto en obleas multicristalinas como en monocristalinas (éstas últimas empleadas como muestras de referencia) en la banda de 640 cm^{-1} .

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las obleas mc-Si, tras ser cortadas en piezas mediante un láser y sin haber sido sometidas a ningún tratamiento de pasivación, se midieron por QSSPC para conocer el tiempo de vida inicial de las mismas. En promedio de un conjunto de 30 piezas de obleas ya cortadas se obtuvo un τ inicial de $3.1 \pm 2.9 \mu\text{s}$ y una V_{oc}^{imp} inicial de $554 \pm 50 \text{ mV}$. Dada la cantidad de defectos que presentan este tipo de obleas, se observó una gran dispersión en estos valores. Como medida de referencia, se depositó en ambas caras de la oblea una capa de a-Si:H(i) de 160 nm por PECVD en condiciones optimizadas (Barrio et al. 2018), con objeto de conocer el valor del tiempo de vida de la oblea pasivada superficialmente antes de cualquier proceso de pasivación del volumen. El tiempo de vida obtenido fue de $7.3 \mu\text{s}$ y una V_{oc} implícita de 580 mV a 1 sol. A continuación se detallan los diferentes métodos de pasivación en volumen analizados en este trabajo:

Método I: Tratamientos de recocido en un horno tipo RTA en atmósfera de FMG.

Mediante este proceso, parte del hidrógeno de la atmósfera a la que están expuestas puede ser difundido hacia el volumen de las obleas con ayuda de la temperatura de recocido. En este trabajo se ensayaron temperaturas entre 375 y 625°C durante 1 hora. En la Tabla 1 se muestran los valores obtenidos antes y después de ser sometidas a este tratamiento térmico, así como tras ser pasivadas superficialmente.

Tabla 1. V_{oc}^{imp} y τ de obleas mc-Si sometidas a tratamientos térmicos en un horno RTA en atmósfera de FMG durante 1 hora.

Antes pasivación superficial		RTA	Después RTA		Tras pasivación superficial			
τ (μs)	V_{oc}^{imp} (mV)	T (°C)	τ (μs)	V_{oc}^{imp} (mV)	τ (μs)	V_{oc}^{imp} (mV)	$\Delta\tau$ (μs)	ΔV_{oc} (mV)
1.9	545	NO	-	-	7.3	580	5.4	35
1.7	540	375	2.5	559	10.8	589	9.1	49
0.5	511	525	1.3	530	4.5	563	4.0	52
1.1	529	625	2.7	555	6.4	557	5.3	28

Se observó una mejora en todas las obleas tras ser pasivadas superficialmente, pero no un incremento importante respecto a la primera de las obleas que aparece en la Tabla 1 y que no fue sometida a ningún tratamiento térmico. El mejor resultado de las obleas tratadas en el RTA se logró con una temperatura de recocido moderada (375°C) con una V_{oc} implícita de 589 mV. En cambio en procesos a temperaturas elevadas, en los que cabría esperar una mayor difusión del hidrógeno de la atmósfera hacia el interior de la oblea, los valores de τ y V_{oc}^{imp} fueron menores. Consideramos que dado que el tiempo empleado (1 hora) es muy prolongado para este tipo de tratamientos en un horno tipo RTA, es posible que hayan podido surgir procesos de efusión de hidrógeno hacia el exterior en lugar de difusión en dirección al interior de la oblea, motivo por el cual no se aprecia una mejora significativa.

Método II: Tratamientos de recocido en un horno tipo RTA en atmósfera de FMG sobre obleas a las que se les había depositado previamente una capa de aluminio (Al) por evaporación térmica con diferentes espesores.

Los tratamientos de recocido en obleas con Al pueden dar lugar a la creación de un efecto de campo ya que el metal logra dopar al Si como una capa p⁺⁺ (es lo que se conoce como campo posterior retrodifusor o BSF). Adicionalmente se puede producir cierta difusión del Al que puede actuar como pasivante de impurezas ('gettering'). Además, el Al también es capaz de reaccionar con el vapor de H₂O absorbido de la superficie o con el H de la atmósfera y así liberar hidrógeno atómico que puede ser transportado hacia el interior de las obleas. Por estas razones, se probaron tratamientos de recocido en un RTA en atmósfera de FMG en obleas con Al. Para poder medir el tiempo de vida de estas obleas tras los tratamientos en el RTA, la capa de Al se tuvo que eliminar mediante disoluciones con ácido clorhídrico o con ácido ortofosfórico. A continuación, en la Tabla 2, se exponen los resultados obtenidos:

Tabla 2. V_{oc}^{imp} y τ de obleas mc-Si con aluminio depositado con diferentes espesores y sometidas a tratamientos térmicos en un horno RTA en atmósfera de FMG durante 1 hora.

Espesor Al (nm)	Antes RTA		RTA	Después RTA		Tras pasivación superficial			
	$\tau(\mu s)$	$V_{oc}^{imp} (mV)$	T(°C)	$\tau(\mu s)$	$V_{oc}^{imp} (mV)$	$\tau(\mu s)$	$V_{oc}^{imp} (mV)$	$\Delta\tau (\mu s)$	$\Delta V_{oc} (mV)$
0	1.9	545	NO	-	-	7.3	580	5.4	35
500	2.6	523	375	0.5	508	0.7	519	0.2	11
350	1.2	528		0.8	521	0.8	523	0	2
0	1.7	540		2.5	559	10.8	589	8.3	30
500	1.4	501	625	0.9	515	3.0	568	2.1	53
350	1.4	530		2.6	548	6.0	574	3.4	26
0	1.7	515		2.7	555	6.4	557	4.4	2

Para las muestras tratadas a 375°C con Al, no se logró mejorar la pasivación. Posiblemente el Al no logre difundirse a esta temperatura, y en cambio sí actúe como barrera para la incorporación del hidrógeno proveniente del FMG, si lo comparamos con la muestra sin aluminio y recocida a la misma temperatura que presenta un mejor resultado. En cambio a una temperatura de 625°C (superior al punto eutéctico Al-Si de 577°C), sí se observan mejores V_{oc}^{imp} en obleas con Al que el obtenido con el mismo tratamiento sobre una oblea sin Al, probablemente por el efecto campo retrodifusor creado por el aluminio más que por la incorporación de hidrógeno. En cualquier caso, con Al evaporado no se aprecia una mejora importante en la pasivación respecto a una oblea sin tratar térmicamente y sin Al.

Método III: Tratamientos de recocido en un horno tipo RTA en atmósfera de FMG a 400°C sobre obleas a las que se les había depositado previamente una capa de a-Si:H por PECVD.

Para estos ensayos, las capas de a-Si:H se optimizaron previamente en función de la temperatura de depósito, con la idea de que contuvieran la mayor cantidad posible de H, para después someter a estas capas a un recocido y analizar si parte del hidrógeno se

difunde hacia el volumen de las obleas. Las capas de a-Si:H preparadas a temperaturas entre 180°C y 130°C tenían contenidos de hidrógeno entre 11 y 17%. Se decidió utilizar únicamente las muestras depositadas a 130°C por presentar una mayor [H]. Las capas de a-Si:H se depositaron por ambas caras de la oblea de manera que actuaban también como pasivantes superficiales. En la Tabla 3 se muestran los resultados de este método.

Tabla 3. V_{oc}^{imp} , τ y [H] de obleas mc-Si y monocristalino (c-Si) con capas de silicio amorfo muy hidrogenado sometidas a diferentes tratamientos térmicos.

Oblea	[H] (%)	Antes recocido		Trata- miento	[H] (%)	Tras recocido			
		τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)			τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)	$\Delta\tau$ (μ s)	ΔV_{oc} (mV)
mc-Si	17.4	3	563	RTA 400°C	10.8 ↓	6	575	3	12
	17.0	2	538	HP 270°C	16.6	7	575	5	37
	17.0	2	534	Vacío 260°C	17.1	4	544	10	10
c-Si	22.2	25	562	RTA 400°C	13.6 ↓	1050	696	1025	134
	19.8	16	548	Vacío 260°C	18.3	1881	682	1865	134

Observamos como el contenido de hidrógeno de a-Si:H disminuye tras tratar a las muestras en un RTA a 400°C en una atmósfera de FMG. En las obleas mc-Si el tiempo de vida aumenta ligeramente respecto a sus condiciones iniciales y se incrementa de forma considerable en las obleas c-Si. Este hecho nos hace pensar que, en el caso de las obleas multicristalinas, el aumento se debe fundamentalmente a una densificación de las capas de a-Si:H que mejora la pasivación superficial, y no a la difusión de H hacia el interior de su volumen porque si así fuese, esperaríamos un incremento notablemente mayor en este tipo de obleas. Sobre estas muestras también se ensayaron tratamientos de recocido en una placa calefactora a temperaturas moderadas (HP 270°C) durante 10 minutos y tratamientos en vacío (Vacío 260°C). En ambos casos el tiempo de vida se incrementó y el [H] se mantiene, por lo que la mejora se debe fundamentalmente a un reordenamiento de los enlaces de hidrógeno de las capas de a-Si:H en la pasivación superficial.

A modo de comparación, se analizó la pasivación en volumen obtenida a partir de tratamientos térmicos de capas nitruro de silicio previamente depositadas. Para ello se utilizaron obleas proporcionadas por el mismo fabricante con emisores difundidos y una capa depositada de SiNx:H en su cara frontal, que habían sido sometidas a tratamientos de recocido a alta temperatura. La capa de nitruro de silicio se eliminó mediante un ataque con ácido fluorhídrico y el emisor difundido se decapó mediante una mezcla de ácido fluorhídrico y nítrico. Posteriormente, las obleas se pasivaron superficialmente con a-Si:H y se compararon con las obleas similares que no presentaban ningún tratamiento de hidrogenación previo.

En la Tabla 4 podemos observar como la oblea que tuvo una capa de nitruro de silicio hidrogenado, presenta un tiempo de vida de 57 microsegundos y una tensión de circuito

abierto implícito de 633 mV. Estos valores comparados con el mismo tipo de oblea que no presentaba inicialmente SiNx o con cualquiera de los métodos previamente analizados, son notablemente superiores. Por lo tanto, consideramos que este método, hasta ahora, es el más eficaz para pasivar el volumen de este tipo de obleas para su posterior aplicación en células HIT. En el caso particular de las células de heterounión, la capa de SiNx:H se puede depositar mediante PECVD y tras un tratamiento térmico adecuado para difundir hidrógeno a su interior, ser fácilmente retirado con HF antes del depósito de los emisores.

Tabla 4. V_{oc}^{imp} y τ de obleas mc-Si con y sin una capa de nitruro de silicio hidrogenado tratada térmicamente y posteriormente pasivadas superficialmente con a-Si:H.

Oblea	τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)	Recocido	τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)
Sin SiNx:H previo	23	598	HP 280°C 10 min.	25	601
Con SiNx:H + tratamiento térmico + eliminación SiNx	57	633		86	648

Al igual que en el método anterior (Método III), las muestras se recoció en una placa calefactora y se consiguió incrementar su τ a 86 microsegundos y su V_{oc}^{imp} a 648 mV, obteniendo así valores muy prometedores para la utilización en este tipo de obleas de bajo coste en células solares de heterounión de silicio.

Método IV: tratamiento basado en plasmas de hidrógeno por PECVD.

Los plasmas de hidrógeno se realizaron por PECVD directo a la temperatura máxima de 250°C que permitía nuestro equipo. Este hecho supuso un inconveniente, dado que las técnicas de hidrogenación por PECVD directo sobre obleas pueden ocasionar daños superficiales originados por el hidrógeno atómico del plasma, ya que es capaz de decapar el silicio cuando la temperatura es inferior a 350°C. El silicio proveniente del decapado de la oblea formó una película sobre su superficie, según relevó un análisis por XPS (X-ray Photoelectron Spectroscopy) y sobre la superficie de un vidrio colocado como testigo. Con objeto de minimizar el daño superficial, se ensayaron plasmas de hidrógeno a frecuencias más elevadas (60 MHz). Aparentemente, las muestras sometidas a estos plasmas no presentaban daños superficiales ni depósitos de silicio, como sí sucedía a 13.56MHz. Las obleas tratadas se pasivaron superficialmente con a-Si:H, obteniéndose τ de tan solo 3.4 μ s, y una V_{oc}^{imp} de 552 mV, por lo que tampoco este método de hidrogenación de plasma directo a 60 MHz resultó eficaz. Es probable que la temperatura del proceso no sea suficiente elevada como para que se difunda hidrógeno hacia el volumen de la oblea o bien que las frecuencias elevadas no consigan evitar el daño superficial cuando las temperaturas del PECVD son tan bajas.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han analizado diferentes técnicas de hidrogenación para pasivar defectos presentes en el volumen de obleas de silicio multicristalino que son compatibles con el proceso de fabricación de células de heterounión de silicio. Para ello se han explorado

diferentes tratamientos térmicos en obleas así como plasmas de hidrógeno por PECVD con la idea de difundir hidrógeno hacia el volumen de las mismas. Tras pasivarlas superficialmente con silicio amorfo, se ha comprobado que de todos los procesos ensayados, el método que garantiza una mejora importante en la calidad de las obleas está basado en la pasivación con hidrógeno procedente de capas de nitruro de silicio tratadas térmicamente. A diferencia de las células de silicio por difusión, en las células HIT este tratamiento requiere la eliminación de la capa de nitruro de silicio tras el tratamiento térmico y realizarse en una etapa previa al depósito de los emisores. Con este proceso se ha logrado un tiempo de vida de 86 μ s y una Voc implícita de 648 mV, valores que podemos considerar adecuados para este tipo de obleas de silicio de bajo coste para su uso en dispositivos. Es esperable que si se aplica este método de hidrogenación con nitruro de silicio en el proceso de fabricación de las células HIT con obleas multicristalinas previo al depósito de los emisores, las eficiencias pueden aumentar de forma significativa respecto a los valores actuales. Este resultado puede suponer de un enorme interés tecnológico y económico para fabricantes del sector fotovoltaico cuya tecnología actual está basada en heterouniones de silicio.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado a través del Ministerio Español de Economía y Competitividad mediante el proyecto CHENOC (ENE2016-78933-C4-3-R). Los autores también quieren agradecer al CAI de la Facultad de Físicas de la UCM de Madrid por su asistencia técnica en los tratamientos con el RTA y a la antigua empresa Pevafersa por el suministro de las obleas multicristalinas utilizadas en esta investigación.

REFERENCIAS

- Barrio R. et al. (2018). Pasivación superficial de obleas de silicio multicristalino para su aplicación en células de heterounión. *CIES 2018*, Madrid, España.
- Cuevas A. and Macdonald D. (2004), Measuring and interpreting the lifetime of silicon wafers. *Solar Energy* 76, 255-262.
- De Iulius S., Geerlings L.J, Tucci M., Serenelli L., Ceccarelli M. and de Cesare G. (2010) Multi-crystalline silicon heterojunction solar cells. *Proceedings of 25th EPVSEC*, 6-10 September, Valencia, Spain.
- Martinuzzi S. et al. Hydrogen passivation of defects in multicrystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials and Solar cells* 80, 343-353.
- Masuco K. et al. (2014). Achievements of more than 25% conversion efficiency with crystalline silicon heterojunction solar cells. *IEEE Journal of Photovoltaics* Vol.4, Issue 6.
- Möller H. J. et al. (2005). Multicrystalline silicon for solar cells. *Thin Solid Films* 487, 179-187.
- Neuhaus D. H. and Münzer A (2003). Review article: Industrial silicon wafer solar cells. *Advances in optoelectronic*, Vol 2007, ID: 24521
- Sopori B., Zhang Y. and Ravindra N.M. (2001). Silicon device processing in H-ambients: H-Diffusion mechanism and influence on electronic properties. *Journal of electronic materials*, Vol.30, No.12.
- Taguchi M. et al. (2014). 24.7 % Record efficiency HIT solar cells on thin silicon wafer. *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol.4, Issue 1.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**VALIDACIÓN DE CALIBRACIÓN DE PIRANÓMETROS EN INTERIOR CONFORME A
ISO 9847 PARA MONITORIZACIÓN DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS.
COMPARACIÓN EXPERIMENTAL EN INTERIOR CON EXTERIOR**

Eduardo Mejuto Mendieta, eduardo.mejuto@ciemat.es,
Miguel Alonso Abella (*), miguel.alonso@ciemat.es
José Cuenca Alba, jose.cuenca@ciemat.es
José Pedro Silva Montero, josepedro.silva@ciemat.es
José Lorenzo Balenzategui Manzanares, jl.balenzategui@ciemat.es
Jorge Fernando Fabero Correas, fernando.fabero@ciemat.es
Faustino Chenlo Romero, faustino.chenlo@ciemat.es

CIEMAT. Laboratorio de Fotovoltaica, Avda. Complutense, 28040 Madrid
(*) Ponente del Máster ERMA de la UPM

RESUMEN

Se ha diseñado y realizado un sistema automático de calibración en interior conforme al procedimiento del anexo IIc de la ISO 9847, donde se intercambian sucesivamente las posiciones entre sí de los piranómetros patrón y test, bajo una lámpara dicróica. Se han comparado los resultados de calibración en interior y en exterior resultando que la calibración en exterior de piranómetros es más real y fiable que la calibración en interior, al incluir condiciones ambientales similares en el proceso de calibración a las de operación de los piranómetros en las centrales fotovoltaicas. Los offsets de interior (valores positivos) y exterior (valores negativos) son distintos y reflejan las distintas condiciones térmicas del entorno, además son diferentes la temperatura de operación, la distribución angular de la irradiancia y la distribución espectral de las fuentes de luz (sol y lámpara).

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Fotovoltaica, Piranómetros, Calibración

ABSTRACT

An automatic indoor calibration system has been designed and carried out in accordance with the procedure of Annex IIc of ISO 9847, where the positions of the standard and test pyranometers are successively exchanged under a dichroic lamp. The calibration results have been compared indoors and outdoors, resulting in the outdoor calibration of pyranometers being more real and reliable than indoor calibration, since they include similar environmental conditions in the calibration process to the operation of the pyranometers in the photovoltaic power plants. The offsets of indoor (positive values) and outdoor (negative values) are different and reflect the different thermal conditions of the environment, in addition the operating temperature, the angular distribution of the irradiance and the spectral distribution of the light sources are different (sun and lamp).

KEYWORDS: Solar Energy, Photovoltaic, Pyranometers, Calibration

INTRODUCCIÓN

La ISO 9847 establece un procedimiento de calibración en exterior de piranómetros contra un piranómetro de referencia y en su anexo cita otros procedimientos para calibración en interior.

El procedimiento de calibración en exterior limita el número de días al año de calibración y las condiciones ambientales de calibración no son repetitivas, mientras que la ventaja de la calibración en interior es que puede realizarse en las mismas condiciones durante todo el año. En contra, las condiciones térmicas en el infrarrojo del entorno, la humedad y velocidad del viento, la distribución angular y espectral de la irradiancia, los valores de offse y la temperatura ambiente son diferentes en interior y en exterior.

De igual manera que se define la potencia de un módulo fotovoltaico o de una célula solar en condiciones estándar de medida (radiación solar normal al módulo FV, temperatura del dispositivo de 25 °C, irradiancia de 1000 W/m² y distribución espectral AM1.5G) se puede definir la constante de calibración o su equivalente el factor de sensibilidad de un piranómetro.

El Laboratorio de Fotovoltaica del Ciemat, incluye un laboratorio de calibración de piranómetros en exterior que en los últimos 5 años ha calibrado mas de 900 piranómetros por el método de comparación con radiación global, principalmente para monitorización de centrales fotovoltaicas de panel plano.

Para completar sus prestaciones de calibración, se ha diseñado y realizado un sistema automático de calibración en interior conforme al procedimiento del anexo IIC de la ISO 9847, donde se intercambian sucesivamente las posiciones entre sí de los piranómetros patrón y test, bajo una misma lámpara dicróica (o dos lámparas alimentadas con dos fuentes de alimentación independientes) alimentada por una fuente de alimentación de CC regulada y estabilizada.

En este método la constante de calibración se obtiene de los valores medios entre ambas posiciones, izquierda y derecha del test y del patrón, previa corrección de los valores de offset. Para validar las medidas se define un coeficiente de estabilidad que ha de ser inferior a 0,5% según la norma, que vigila que el cociente entre la irradiancia a la izquierda y a la derecha se mantenga constante aunque varíe la intensidad de la lámpara y que las posiciones geométricas intercambiables de las termopilas de los piranómetros sean las mismas a la izquierda y a la derecha.

Denominando :

$V_t = V_t \text{ medida} - V_t \text{ medida offset}$, las tensiones del piranómetro test

$V_p = V_p \text{ medida} - V_p \text{ medida offset}$, las tensiones del piranómetro patrón

i posición a la izquierda

d posición a la derecha

definimos:

Constante de Calibración del Test:

$$C_{test} = (C_{patrón}) * (V_{ti} + V_{td}) / (V_{pi} + V_{pd}) \quad (1)$$

Constante de Estabilidad:

$$Bs = (Vpi * Vti) / (Vpd * Vtd) \quad (2)$$

$$I - k < Bs < I + k \quad k < 0.005 \quad (3)$$

Descripción del equipo de calibración en interior

El equipo de calibración lo forman una base cilíndrica de aluminio al que se le ha acoplado un rodamiento de 120 mm de Φ y un motor reductor de corriente continua, con salida de 5.3 rpm a 24 Vcc y un par de 160 kg*cm a una corriente máxima de 2.2 A. Variando la tensión se puede variar la velocidad de giro de la plataforma (entre 5 s y 30 s, el tiempo de giro de 180°)

Sobre el rodamiento, y acoplada al eje del motor, se sitúa una plataforma circular de aluminio de 220 mm de Φ y 20 mm de espesor. Sobre esta plataforma se atornillan los accesorios para sujeción de los piranómetros o de las células solares a calibrar. La plataforma y la base fija están dotadas de finales de carrera, para actuación e inversión del sentido de giro.

El sistema mecánico va instalado dentro de una caja de aluminio. A 25 cm de la parte superior se sitúa un estante con una ventana de 18 cm x 14 cm que actúa de colimador de la luz a la vez que de soporte para la tapa que se utiliza, en modo manual, para la medida de los offsets al finalizar la medida.

Sobre el cierre superior y en su centro de la caja se coloca un soporte que admite una o dos lámparas para simular la luz solar. Se ha optado por una lámpara de tungsteno-halógena con reflector dicróico, en lugar de una lámpara de tungsteno-halógena con reflector de aluminio porque su espectro es más próximo al espectro solar y porque al no reflejar el infrarrojo lejano genera menos problemas térmicos en los piranómetros o en las células solares a calibrar. Las lámparas halógenas con filamento de tungsteno son más estables que las lámparas de arco de Xenon o HMI, que aunque tienen un espectro más próximo al AM1.5G son menos estables.

Las lámparas dicróicas se clasifican por la temperatura del filamento. A mayor temperatura el espectro se desplaza hacia el UV aproximándose más al espectro solar, pero a mayor temperatura menor duración de la lámpara. Las lámparas seleccionadas son la ERV Quartzline, ref 41874 de General Electric, con una temperatura de filamento de 3350 K y duración 75 horas a la potencia nominal de 340 W (36 Vcc, 9,4 A) y la lámpara ELH-120 V de GTE Sylvania de 3400 K y duración 35 h a potencia nominal de 300 W (120 Vcc, 2,5 A) que son compatibles con las fuentes de alimentación disponibles.

La distancia lámpara-piranómetros o células solares es regulable mediante tornillos y palomillas, entre 15 cm a 40 cm, pudiendo variar la irradiancia entre 400 W/m² hasta 1200 W/m², incluyendo la regulación de la intensidad de la lámpara entre 7 y 9,5 A (con un desplazamiento lateral del espectro inferior a 50 nm).

Además, el sistema permite medir las constantes de tiempo de OFF a ON y de ON a OFF de respuesta a la irradiancia del piranómetro y los valores de offset se obtienen para un tiempo

entre 10 y 20 veces la constante de tiempo (mas que el 99.99% del valor final) según el tipo de piranómetro después de tapar o destapar el piranómetro.

La automatización de la medida se realiza a través de un programa realizado en LabView con control del data-logger por la interfase RS232-USB. El data-logger tiene una resolución de 6 ½ dígitos en la escala de 100 mV y tiene una tarjeta de relés que permite actuar el motor y el sentido de giro, teniendo en cuenta la lectura de los finales de carrera. En el programa se puede definir los datos de tiempos de espera, número de lecturas, correcciones de offset o no, medida de offsets, correcciones o no de la luz medidas con una célula solar, número de ciclos de medida, etc y da los resultados del cálculo de las constantes de calibración, de los coeficientes de estabilidad y las medias y desviaciones estándar de los datos.

El sistema también puede utilizarse para calibrar células solares fotovoltaicas o fotodiodos, con un tamaño compatible con el diámetro del foco de la lámpara y siempre que la célula patrón y el test tengan los mismos parámetros geométricos y respuesta espectral (o incluir el factor de corrección espectral)

RESULTADOS DE MEDIDA

Con el fin de validar el sistema de calibración en interior, se ha procedido a comparar los resultados de calibración en exterior y en interior. Para ello se ha utilizado el mismo piranómetro patrón (usando la misma constante de calibración en exterior que en interior) y el mismo sistema de adquisición de datos, de esta forma las incertidumbres de la constante de calibración del patrón y del sistema de toma de datos son las mismas en ambos casos y solo tendremos en cuenta en la comparación, los valores medios y las desviaciones estándar de la muestra de valores medidos y de las constantes de calibración.

Para realizar la comparación se ha procedido a medir en interior y en exterior:

Las constantes de tiempo.

Los valores de offset

Los factores de calibración respecto al mismo patrón

Medida de las constantes de tiempo

Tabla 1.- Constantes de tiempo medidas en exterior e interior

	Nominal 1 τ	Medidas en exterior			En interior
		1 τ (63.7%)	3 τ (95%)	9 τ (99.99%)	1 τ (63.7%)
CMP21-8.72	< 1,7 s	1,10 s	3,3 s	9,9 s	1,15 s
CM21-11.36	< 1,6 s	2,00 s	6,0 s	18,0 s	1,95 s
CM21-19.46	< 1,6 s	2,10 s	6,3 s	18,9 s	-
CM22-9.35	< 1,7 s	1,15 s	3,5 s	10,3 s	1,10 s
PSP-8.45	< 1 s	0,73 s	2,2 s	6,6 s	0,75 s
CM11-4.47	< 5 s	3,85 s	11,6 s	34,7 s	3,95 s
SR20-16.16	< 1 s	1,15 s	3,5 s	10,3 s	1,20 s
MS402	< 2,7 s	2,50 s	7,5 s	22,5 s	2,55 s
MS80MV 11.02	< 0,15 s	< 0,10 s	0,3 s	0,9 s	0,11 s
CMP22-9.35	< 1,7 s	1,05 s	3,2 s	9,5 s	1,05 s

CMP21-8.85	< 1,7 s	1,10 s	3,3 s	9,9 s	1,11 s
CM6B-12.51	< 6 s	6,5 s	19,5 s	58,5 s	6,45 s

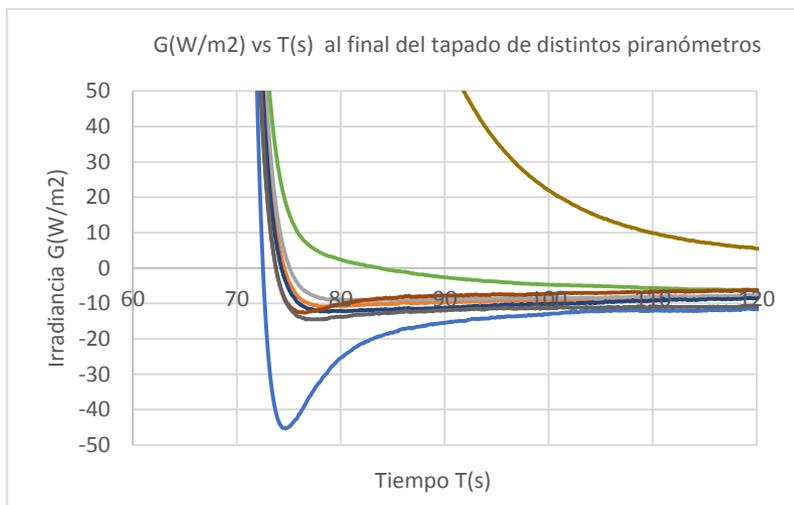
Las constantes de tiempo de respuesta se han obtenido ajustando una exponencial a las medidas adquiridas cada 100 ms tanto tapando como destapando, en interior y en exterior, obteniéndose en todos los casos valores similares. (Hay piranómetros que presentan un transitorio rápido o rebote que no se ha tenido en cuenta en los cálculos). Ver gráficas 1 y 2

Las pequeñas diferencias interior/exterior se deben a los errores de medida y a los picos iniciales que no siguen la exponencial..

Medida del offset

Se han medido los offsets en exterior de distintos piranómetros en días despejados obteniéndose valores similares pero diferentes, y en interior, que se muestran en la tabla 2. Los offset de exterior cambian con las condiciones climatológicas y la temperatura equivalente del cielo que a su vez depende de las temperaturas ambiente y de rocío y del factor de claridad del cielo y, en general, tienen valores negativos. Los offset de interior tienen valores positivos y dependen de la temperatura de la lámpara y del tiempo de exposición.

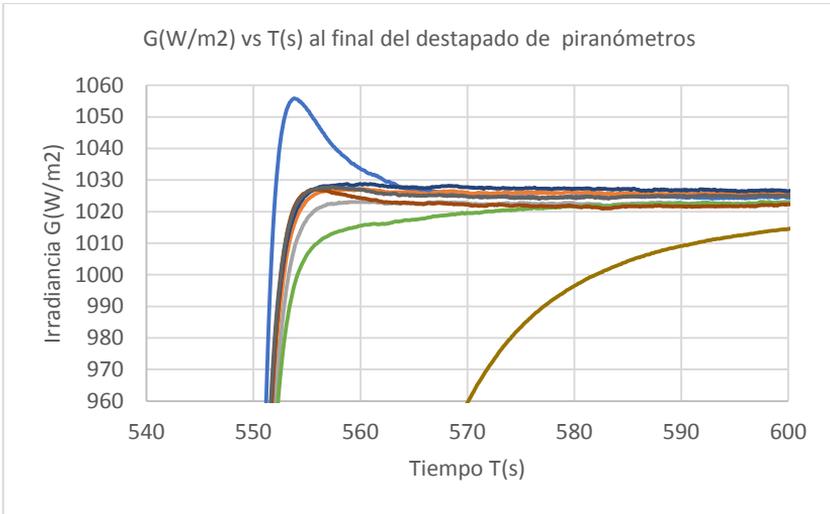
Gráfica 1.- Comportamiento en exterior de distintos piranómetros durante el sombreado



En la *gráfica 1* se muestra la evolución del offset de distintos piranómetros de un día determinado. En la *tabla 2*, se dan las medidas de offset en exterior (valores negativos) de tres días distintos y el offset medido de interior (valores positivos) de los mismos piranómetros. El offset de interior se puede reducir, reduciendo el tiempo de exposición bajo la iluminación de una sola lámpara de 350 W o bien usando el sistema de dos lámparas de 50 W con lo que se consigue iluminar con la misma irradiancia pero con una emisión de infrarrojo muy inferior. En la *gráfica 2* se muestra el efecto rebote de algunos piranómetros,

entre ellos el patrón, que no sigue una evolución exponencial durante la medida de las constantes de tiempo. Los valores del offset medidos en una noche totalmente despejada son inferiores (entre -0 y -3 W/m²) a los valores de día (-7 a -22 W/m²), rangos para distintos piranómetros . En la gráfica 3 se muestra la irradiancia IR neta del pyrgeómetro incluyendo un día y dos noches, todos despejados.

Gráfica 2. Detalle del comportamiento de distintos piranómetros durante el destapado



Gráfica 3.- G(W/m²) vs T(s) Irradiancia solar de todos los piranómetros e irradiancia IR neta de un día despejado incluida la noche (Pirgeómetro: curva inferior valores negativos)

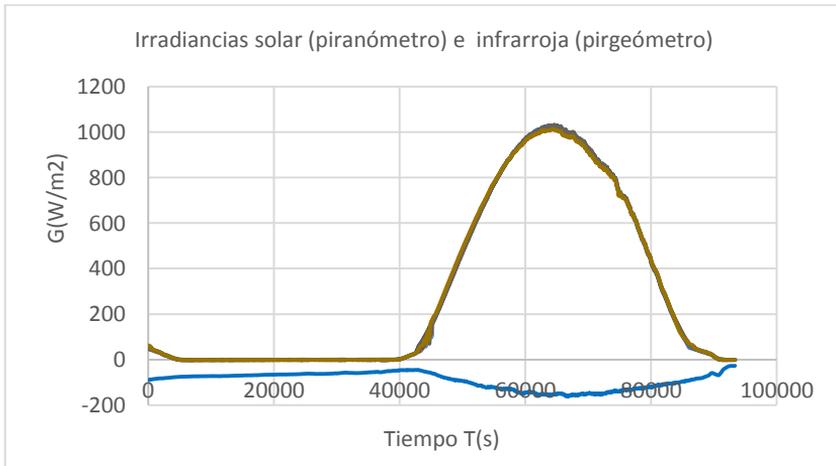


Tabla 2.- *Medidas de offset en exterior e interior en (W/m2) para $t > 10 \tau$*

Piranómetro	Offset G(W/m2) para T(s) > 10 τ					
	Nominal	Exterior			Interior	
		Medida 1	Medida 2	Medida 3	Una lamp.	Dos lamp.
CMP21-8.72	< 7	-17	-13	-16	+12	+5
CM21-11.36	< 7	-22	-15	-16	+15	+7
CM22-9.35	< 3	-10	-7	-9	+8	+3
PSP-8.45	< 6	-18	-13	-13	+6	+4
CM11 4.47	< 7	-17	-11	-12	+16	+7
CMP11-8.91	< 7	-15	-10	-10	+12	+5
SR20-16.16	< 5	-14	-7	-7	+12	+6
MS80-9.58	< 1	-	+4	-	-	-
CMP22-9.35	< 3	-11	-6	-8	+11	+3
CMP21-8.85	< 7	-20	-15	-13	+12	+5
CM6B-12.51	< 15	-7	-6	-5	+20	+9

Factores de calibración

Distinguiremos S el *factor de sensibilidad* [$\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$] como el cociente $\Delta\text{V}(\mu\text{V}$ del test)/ ΔG (W/m² del patrón) de la *C constante de calibración* a 1000 W/m². El factor de sensibilidad es la pendiente de la recta de calibración sin considerar la ordenada en el origen (diferencia de offsets entre test y patrón) y la constante de calibración a 1000 W/m² da un valor diferente cada día dependiendo de las condiciones ambientales con diferentes offsets. En la tabla 3 se muestra un ejemplo para un día concreto y se compara la calibración en exterior con la realizada en interior, siendo las diferencias de exterior e interior $< \pm 0.6\%$

Tabla 3.- *Constantes de calibración obtenidas*

	Exterior				Interior	
	Medida 1 C	Medida 2 C	Medida 2 S	Desv. (*) Med2, C/S	Medida 1 S	Medida 2 S
CMP21-8.72	8.47	8.5429	8.6107	-1.60%	8.55	8.57
CM21-11.36	10.92				10.95	10.90
CM21-19.46	19.45				19.47	
CMP11-8.91		8.9251	8.9428	-1.00%		8.93
CMP11-8.96		9.0243	9.0512	-1.10%		8.97
CM22-9.35	9.27	9.2622	9.2714	-0.90%	9.29	9.31
SR20-16.16	15.97	16.0938	16.1098	-0.90%		
SR20-16.94		16.8514	16.8681	-0.90%		
CMP22-9.35	Patrón	Patrón	Patrón	-0.80%	Patrón	Patrón
CMP21-8.85	8.83	8.7831	8.8179	-1.20%	8.84	8.80
CM6B-12.51	12.26	12.3285	12.4141	-1.50%	12.28	12.35

(*) Si no se considera el offset la irradiancia solar medida es del orden del 1-2% menor que la real

CONCLUSIONES

- 1.- La calibración en exterior de piranómetros es mas real y fiable al incluir condiciones similares a las que los piranómetros van a operar en las centrales fotovoltaicas.
- 2.- Los offsets de interior (valores positivos) y exterior (en general, valores negativos) son distintos y reflejan las distintas condiciones térmicas del entorno, además son diferentes la temperatura de operación, el ángulo de incidencia de la luz y los espectros de las fuentes de luz (sol y lámpara).
- 3.- Las constantes de calibración obtenidas en interior y en exterior son similares dentro de un rango de $\pm 0,6\%$
- 4.- La desviación estándar de la serie de datos de medida en interior son inferiores a las desviaciones estándar de la secuencia de datos en las medidas en exterior; sin embargo, como las medidas en cada barrido del data logger en exterior del patrón y del test son casi simultáneas la desviación estándar de las constantes de calibración obtenidas para cada barrido son inferiores a las del método de interior donde la constante de calibración se obtiene posteriormente después de realizar las secuencias de medida a la izquierda y a la derecha.
- 5.- La calibración en interior es cuanto mas precisas cuanto mas similares son las características geométricas (diámetro del detector y posición) y técnicas (principalmente mismo offset) entre el patrón y el test. Para obtener una calibración precisa ha de utilizarse un patrón calibrado del mismo modelo que el test.
- 6.- Cada vez que se cambie la lámpara, fuente de alimentación, montaje, etc, ha de reajustarse cuidadosamente para que el coeficiente de estabilidad sea inferior al 0,5%.
- 7.- Si las condiciones de irradiancia solar son estables en un día despejado, es mas sencillo y requiere menos tiempo realizar la calibración en exterior que en interior. En exterior pueden calibrarse simultáneamente numerosos piranómetros mientras que en interior ha de calibrarse de uno en uno.
- 8.- El sistema permite calibrar otros sensores de irradiancia como sensores fotovoltaicos si tienen las mismas características geométricas y espectrales.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo del PN de I+D+i a través del proyecto de investigación DEPRISACR ref CGL2017-87299-P

REFERENCIAS

- ISO 9060 class pyranometers for accurate solar radiation measurement.
- ISO 9847:1992. Solar Energy. Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer. Annex A.3 Direct beam apparatus Type IIc.
- Kipp-Zonen. Manual del usuario. Serie CMP. 2017.
- Kipp-Zonen. CFR Calibration Facility. Instruction Manual. Version 0107. 2006.
- Kipp-Zonen. A-CFR Automatic Calibration Facility for Radiometers. Versión 1.0, 21 January 2016.
- G. Sanchez, A. Serrano, M. L. Cencillo, and J. A. Garcia. "Pyranometer Thermal Offset: Measurement and Analysis". Department of Physics, University of Extremadura, Badajoz, Spain. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*. Volume 32 pp 234-246. Feb 2015.
- Ibrahim Reda. Method to calculate uncertainties in measuring shortwave solar irradiance using thermopile and semiconductor solar radiometers. *NREL Technical report, NREL/TP-3B10-52194, July 2011*

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS DEL NUEVO GENERADOR FOTOVOLTAICO DE CAPA DELGADA DE TECNOLOGÍA CIS EN EL INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR

Ospina Cardona J.C., Martínez-Moreno F.

Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar.
Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM).
Ctra. Valencia km 7. Campus Sur UPM. ETSIS Telecomunicación.
28031 Madrid (España). Teléfono +34 910673485
e-mail: jc.ospina@alumnos.upm.es, francisco.martinez@ies.upm.es,

RESUMEN

Este artículo presenta los resultados y metodología utilizada durante la implementación y caracterización de un generador fotovoltaico de capa delgada CIS de Solar Frontier en el IES-UPM. Dentro de las tecnologías de capa delgada, el CIS junto con el CdTe presenta la mayor cuota de participación en el mercado fotovoltaico, motivo por el cual el grupo de sistemas fotovoltaicos del IES-UPM ha decidido analizar in situ el comportamiento de un generador de 1.36kW de CIS. Se han caracterizado tanto los módulos individuales como el generador con el fin de comparar la variación en potencia de esta tecnología desde su suministro hasta su funcionamiento en condiciones normales de operación. El análisis de los resultados también incluye una comparación entre el funcionamiento del generador de CIS con un generador de c-Si y el análisis de su respuesta espectral.

PALABRAS CLAVE: CIS, Capa delgada, Caracterización, Respuesta espectral.

ABSTRACT

This paper brings the results and methodology used during the installation and characterization of a Solar Frontier CIS thin film photovoltaic array in the IES-UPM. Among the thin film technologies, CIS together with the CdTe represents the largest share of the photovoltaic market, hence the IES-UPM photovoltaic systems group decided to analyze in situ the behavior of a 1.36kW system. The characterization was done both in the individual modules and in the generator in order to compare the power variation of this technology since its acquisition until its commissioning under normal operational conditions. The results analysis also includes a comparative between a CIS array operation and a c-Si array, and its spectral response analysis.

KEYWORDS: CIS, Thin film, Characterization, Spectral response.

INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de capa delgada son la única alternativa al c-Si que mantienen una presencia significativa en el mercado fotovoltaico actual. En el año 2016, estas tecnologías representaron el 4.9% del mercado mundial: CdTe 3.1%, Cl(G)S 1.3% y a-Si 0.5% (Fraunhofer ISE, 2017). Con el objetivo de estudiar el comportamiento de estas tecnologías, en el año 2017, el Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) decidió incluir en sus instalaciones del Campus Sur, sito en Valdecasas, un generador de CIS y otro de CdTe, los cuales están conectados a la red y funcionando con normalidad desde marzo de 2018.

El presente estudio describe los resultados de la caracterización experimental del comportamiento eléctrico y térmico de un generador de CIS, así como la estimación de su producción energética. Los resultados de la caracterización de un generador de CdTe se describen en otro trabajo que también se presenta en este congreso.

En la Figura 1 se aprecian los dos generadores de capa delgada así como un tercer generador de silicio multicristalino.

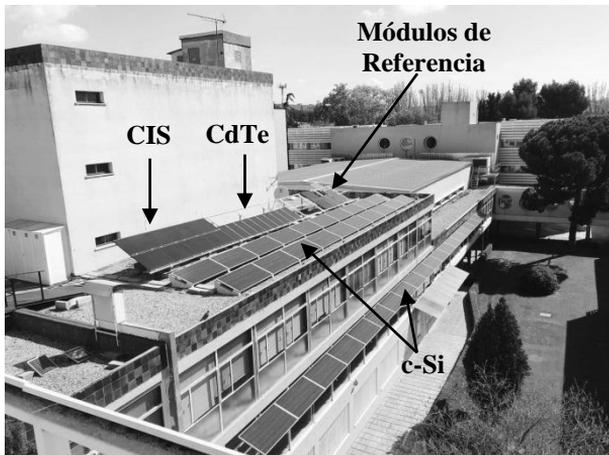


Fig 1. Generadores de capa delgada (CIS y CdTe) y de c-Si en el IES-UPM (Campus sur, Valdecasas).

GENERADOR

El generador de CIS objeto de este estudio tiene una potencia pico de 1.36kW y está formado por 8 módulos de Solar Frontier modelo SF 170 conectados en serie que inyectan su potencia a un inversor trifásico de 15kW. Al inversor también inyectan su potencia en paralelo un generador de 12kWp de c-Si y un generador de 800Wp de CdTe, lo que permite observar el comportamiento de diferentes tecnologías en similares condiciones de operación.

Con el objetivo de estudiar detenidamente el correcto funcionamiento del generador de CIS también se han incluido módulos sensores para la medida de las condiciones de operación (irradiancia incidente efectiva G_e y temperatura de célula T_C) que se han registrado de manera continua cada dos minutos. Con el fin de analizar el efecto de la respuesta espectral se instaló un piranómetro al que se sustituyó su cubierta semiesférica por un vidrio plano y tener así una respuesta angular similar a la del generador.

En la Figura 2(a) vemos los 8 módulos que forman el generador de CIS y en la Fig. 2(b), de izquierda a derecha, se distinguen los sensores de G_e y T_C de los generadores de CIS, CdTe y c-Si.

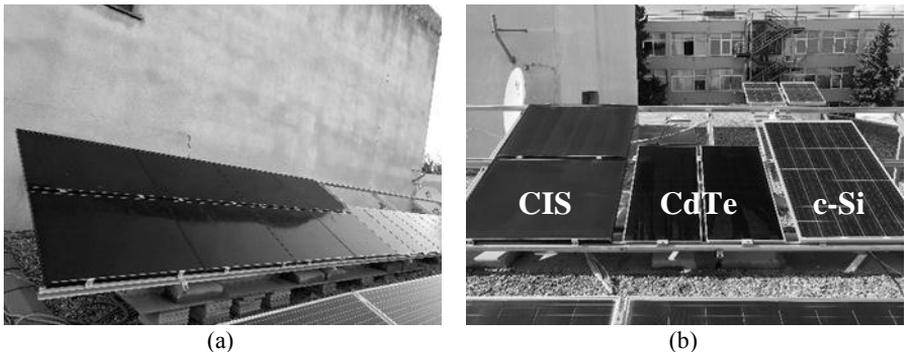


Fig 2. (a) Generador CIS de 1.36kW. (b) Módulos de referencia de las diferentes tecnologías.

CARACTERIZACIÓN

Potencia en CEM

La caracterización individual en términos de potencia de 10 módulos se llevó a cabo mediante tres ensayos: dos a la recepción de los módulos y uno tras su exposición prolongada al Sol.

El primer ensayo consistió en la medida de los módulos en el simulador solar del IES-UPM. Este primer ensayo permitió conocer el comportamiento eléctrico de los módulos en condiciones estándar de medida (CEM). El segundo consistió en medir los módulos a sol real mediante el uso de una carga capacitiva empleada para obtener la curva I-V de dos módulos simultáneamente (Muñoz *et al.*, 2015). Estos dos primeros ensayos se realizaron en marzo de 2017. Tras ellos, los módulos se dejaron expuestos al Sol para que recibiesen una irradiación acumulada superior a 43kWh/m^2 según marca la norma IEC 61646:2008.

En diciembre de 2017 se realizó una nueva medida de los módulos a sol real con el fin de evaluar su propensión a la degradación inducida por exposición inicial al sol (LID) comparando las potencias obtenidas entre la segunda y la primera medida a sol real. Durante cada una de las medidas a sol real se midieron 4 curvas I-V por módulo y posteriormente se extrapolaron a CEM, siguiendo la norma IEC 60891:2009.

La Tabla 1 presenta el resultado promedio de las medidas realizadas a los módulos de manera individual. La diferencia en potencia entre el valor de catálogo y las medidas en el simulador solar del IES-UPM no se puede considerar como un resultado realista ya que la lámpara del simulador es de xenón y tiene un espectro bastante alejado del AM 1.5. Además el simulador usa como referencia una célula de c-Si cuya respuesta espectral es diferente a la del CIS. Por lo tanto, la caracterización en simulador solar de esta tecnología requiere de un ajuste específico para que esté adaptado a la respuesta espectral de los módulos de CIS, por lo que esta medida no debe ser tomada en consideración

Tabla 1. Promedio de los resultados de los ensayos de caracterización eléctrica.

	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)	Pm (W)	FF
Catálogo	2.20	112.00	1.95	87.50	170.00	0.692
Simulador IES-UPM	2.11	114.06	1.92	81.21	156.04	0.650
Sol real - Inicial	2.14	117.82	1.94	91.42	176.84	0.703
Sol real - Final	2.04	112.02	1.86	88.18	163.63	0.716

Los resultados de las medidas a sol real (“Inicial” y “Final”) muestran que los módulos han sufrido una degradación inicial del 7.5%. La referencia empleada para las medidas a sol real fue un módulo de c-Si. Como las condiciones espectrales bajo las que tuvieron lugar los ensayos son próximas al AM 1.5 (el AM al mediodía de marzo y diciembre es aproximadamente 1.4 y 2.0, respectivamente), estimamos que el impacto de la respuesta espectral en las medidas es despreciable, como se ve más adelante en el estudio realizado.

Después de la segunda medida a sol real, los módulos se dejaron de nuevo expuestos al Sol a la espera de que su potencia se estabilizara totalmente. Según marca la norma IEC 61646:2008, para módulos de capa delgada, la estabilización se produce cuando la medida de potencia entre dos periodos consecutivos con una irradiación acumulada superior a 43 kWh/m² conduce a un LID inferior al 2%.

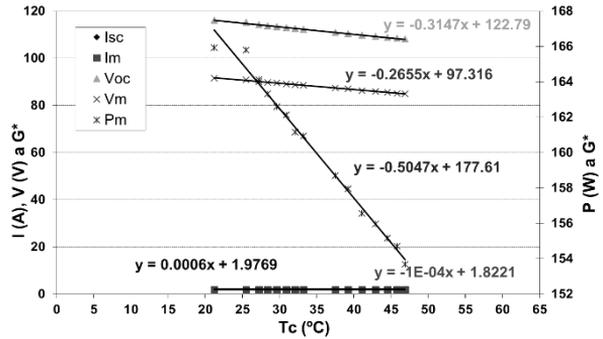
Coefficientes de temperatura

El estudio del comportamiento térmico de los módulos se realizó mediante la medida de los coeficientes de temperatura α , β y γ . Para ello se utilizó la “Solar Box” implementada por el IES-UPM (Martínez-Moreno *et al.*, 2015). La “Solar Box” es una caja termoestataada que permite la medida de curvas I-V a sol real y a diferentes temperaturas. Se empieza midiendo por debajo de 25°C y se continúa durante el calentamiento del módulo debido a su exposición al Sol hasta que alcanza la temperatura de estabilización (15 minutos aproximadamente). Los dos módulos que presentaron una menor degradación inicial se seleccionaron para que actuaran como sensores de referencia de G_e y de T_C .

La Figura 3(a) muestra un módulo dentro de la “Solar Box” listo para ser medido. La Fig. 3(b) presenta un ejemplo de la variación de las corrientes, tensiones y potencias correspondientes a la medida de uno de los módulos.



(a)



(b)

Fig 3. (a) “Solar Box” con un módulo de Solar Frontier en su interior. (b) Evolución de tensión, corriente y potencia con la temperatura de un módulo durante la medida en la “Solar Box”.

La Tabla 2 presenta el resultado promedio de los coeficientes de variación con la temperatura medidos en todos los módulos. Los valores obtenidos revelan que el funcionamiento real de los módulos se aproxima a lo declarado por el fabricante en su hoja de características, datos que han resultado ser pesimistas en promedio.

Tabla 2. Promedio de los resultados de los ensayos de caracterización térmica.

	α (%/K)	β (%/K)	γ (%/K)
Catálogo	0.01	-0.30	-0.31
“Solar Box”	0.02	-0.26	-0.29

Curva I-V del Generador

Una vez caracterizados todos los módulos individualmente, 8 de ellos se conectaron en serie para inyectar potencia al inversor trifásico de 15kW. Tras ello, se realizó la caracterización puntual del generador obteniendo su curva I-V. Esta medida, realizada el 4 de mayo de 2018, se hizo usando una carga capacitiva similar a la utilizada en la caracterización individual de los módulos pero adaptada a los valores de tensión del generador (Muñoz y Lorenzo, 2006; Martínez-Moreno *et al.*, 2008). Como referencia de G_e y T_c se usaron los módulos de referencia instalados en la misma estructura del generador de CIS que se han mencionado anteriormente.

La Tabla 3 presenta el resultado promedio de las cuatro curvas I-V realizadas en unas condiciones de unos 1038 W/m^2 y 49.5°C . En la Tabla 4 se aprecia cómo ha variado la potencia del generador desde que los módulos fueron suministrados hasta que se midió su curva I-V en condiciones reales de operación. Esta potencia medida a la entrada del inversor se obtuvo justo tras haber limpiado el generador y los sensores, por lo que el resultado incluye las pérdidas por dispersión y cableado (no hay pérdidas por sombreado ni por suciedad).

Tabla 3. Promedios de los resultados de las curvas I-V del generador.

	G (W/m²)	T_C (°C)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	I_m (A)	V_m (V)	P_m (W)	FF
Medida	1038	49.5	2.19	810.76	1.92	631.35	1208.90	0.682
CEM	1000	25.0	2.11	868.06	1.85	686.54	1266.62	0.691

Tabla 4. Variación de la potencia del generador.

	P_m (W)	Diferencia respecto a nominal (%)
Nominal (catálogo)	1360.0	0.0
Suministrada (Sol real-Inicial)	1414.7	4.0
Estabilizada (Sol real-Final)	1309.0	-3.7
A la entrada del inversor	1266.6	-6.9

Respuesta espectral

El estudio del efecto de las variaciones en la composición de la atmosfera y del recorrido que los rayos solares tienen dentro de ella sobre la respuesta de un dispositivo fotovoltaico se ha llevado a cabo siguiendo el modelo propuesto por (Martín y Ruiz, 1999), modelo que tiene en cuenta los valores del índice de claridad K_T , la masa de aire AM y las tres componentes de la irradiancia. De esta forma la corriente de cortocircuito se puede expresar como:

$$I_{SC} = (I_{SC}^*/G^*) * (B * f_B + D * f_D + AL * f_{AL}) \quad (1)$$

Para evaluar la Ec. (1) la componente de albedo (AL) ha sido despreciada y la componente difusa (D) se ha calculado en función de la fracción de difusa K_D , que se ha obtenido mediante el modelo De Miguel (Moretón, 2016). Así, como la irradiancia global (G) se ha medido, la componente directa (B) se calcula como la diferencia entre ésta y la radiación difusa. Las funciones f_B y f_D que modifican la aportación de cada una de las componentes de la irradiancia son de la forma:

$$f = c * \exp[a * (K_T - 0.74) + b * (AM - 1.5)] \quad (2)$$

El cálculo de los coeficientes empíricos a , b y c de la Ec. (2) para el CIS se ha obtenido interpolando linealmente entre los resultados para el c-Si ($E_g = 1.12\text{eV}$) y a-Si ($E_g = 1.7\text{eV}$) y usando como ancho de banda prohibida para el CIS el valor de 1.2eV .

Usando el silicio como referencia, hemos comparado el modelo teórico con datos experimentales mediante las siguientes expresiones

$$G_{SF}/G_{Si} = (G * f_{RS,SF}) / (G * f_{RS,Si}) \quad (3)$$

$$G_{SF}/G_{Si} = (B * f_{B,SF} + D * f_{D,SF}) / (B * f_{B,Si} + D * f_{D,Si}) \quad (4)$$

donde el subíndice “*SF*” hace referencia al silicio, el subíndice “*SF*” a Solar Frontier y f_{RS} al factor de respuesta espectral del modelo experimental, Ec (3). La Ec. (4) representa el modelo teórico.

En la Figura 4 vemos la variación de la respuesta espectral del CIS respecto al c-Si en función tanto del K_T (Fig. 4(a)) como del AM (Fig. 4(b)). La Fig. 5 muestra el resultado de la comparativa entre el modelo teórico y el experimental. Estas tres imágenes sirven para comprobar que el efecto del K_T y la AM tienen poca influencia en el cálculo de la corriente de cortocircuito.

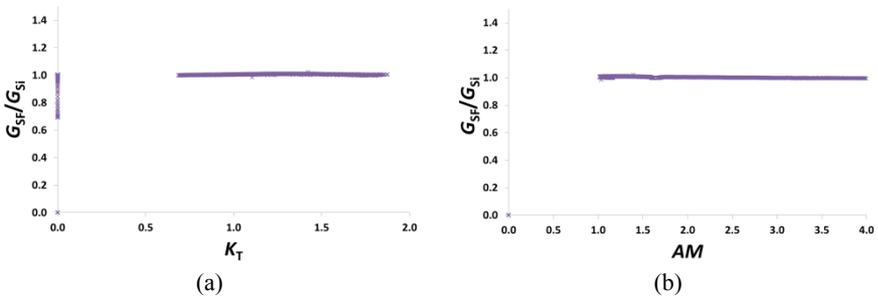


Fig 4. (a) Variación de G_{SF}/G_{Si} con el K_T . (b) Variación de G_{SF}/G_{Si} con la AM .

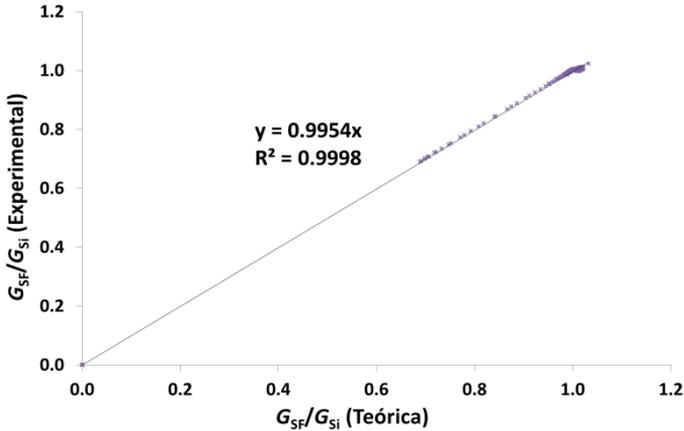


Fig 5. Comparativa entre modelo teórico y experimental de las respuestas espectrales.

Estimación de la producción

Una vez finalizada la caracterización del generador fue posible llevar a cabo la estimación de la producción energética anual y comparar ésta con la producción que tendría un generador de c-Si del mismo tamaño que el de CIS y operando bajo las mismas condiciones. El cálculo de la producción se hizo con el software de simulación desarrollado por el Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del IES-UPM (SISIFO), que permite calcular la producción teniendo en cuenta o no el modelo de Respuesta espectral RS propuesto por (Martín y Ruiz, 1999).

Tabla 5. Resultados simulación con Sisifo.

	P.real / .Pnom (%)	γ (%/K)	Yield (kWh/kW) con RS	Yield (kWh/kW) sin RS	Dif (%)
c-Si	96.20	-0.40	1742	1745	0.15
CIS	93.13	-0.29	1710	1712	0.12

CONCLUSIONES

El Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del IES-UPM ha instalado un generador de CIS de Solar Frontier de 1.36 kW. Se ha realizado una caracterización individual de los módulos y se ha analizado el funcionamiento del generador inyectando potencia a la red. También se ha comparado la respuesta eléctrica, térmica y espectral de esta tecnología con respecto al silicio cristalino. Con los resultados se ha simulado la producción anual tanto para el CIS como para el c-Si, llegando a la conclusión de que la utilidad real de incluir el efecto de las variaciones espectrales en la producción energética es muy pequeño.

REFERENCIAS

- F. Martínez-Moreno, J. Muñoz, E. Lorenzo (2008). Testing of PV arrays in large grid-connected PV plants installed in Spain. *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1-5 September 2008, Valencia, Spain*, pp 2878-2880.
- F. Martínez-Moreno, J.M. Carrillo and E. Lorenzo (2015). Outdoors measurements of PV module efficiency and temperature coefficients, *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 14-18 September, CCH - Congress Center Hamburg, Hamburg, Germany, pp 2043-2018.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG. Freiburg, 12 July 2017.
- J. Muñoz y E. Lorenzo (2006). Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. *Solar Energy* 80, 1489–1497.
- Javier Muñoz, Eduardo Lorenzo, José Manuel Carrillo and Rodrigo Moretón (2013). Design of a twin capacitive load and its application to the outdoor rating of photovoltaic modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 23,247–252
- N. Martín and J. M. Ruiz (1999). A New Method for the Spectral Characterisation of PV Modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 7, 299 - 310
- R. Moreton Villagrà (2016). Contributions to uncertainty reduction in the estimation of PV plants performance, Chapter 5, pp 120. Universidad Politécnica de Madrid.
- SISIFO. <https://www.sisifo.info/>

TRANSFERENCIA DE CALOR EN DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

Grespan E.C.*, del Río J.A. *, Alarcón Y.A.*, Rincón M.E. *, Jaramillo-Quintero O.A.**

*Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Privada Xochicalco s/n, Temixco, 62580, Morelos, ecg@ier.unam.mx

**CONACYT-Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Privada Xochicalco s/n, Temixco, 62580, Morelos

RESUMEN

La termografía infrarroja es una técnica que se utiliza para la evaluación de sistemas fotovoltaicos. En este trabajo se propone una metodología para obtener información de las propiedades térmicas de los materiales empleados en la fabricación de celdas solares de película delgada. Se relacionan las curvas de calentamiento con la difusividad térmica efectiva, la calidad y la reproducibilidad de su microestructura dependiente del método de fabricación. Usando como caso de estudio celdas de perovskita. La metodología puede ser utilizada para diversas tecnologías fotovoltaicas.

PALABRAS CLAVE: Termografía Infrarroja, Celdas Solares de Películas Delgadas, Perovskita

ABSTRACT

Infrared thermography is a technique that has been used to analyze PV systems. In this work we propose a methodology that provides information of the thermal properties, such as the effective thermal diffusivity by fitting a solution of the heat equation, for different thin film solar cells. We compare heating curves with the quality and reproducibility of the material microstructure to determine the fabrication process. The case of study in this work is perovskite solar cells. This methodology can be used for other PV technologies.

KEYWORDS: Infrared Thermography, Thin Film Solar Cells, Perovskites

INTRODUCCIÓN

Los dispositivos fotovoltaicos presentan fenómenos de transporte de calor debido a su prolongada exposición a la radiación solar. Este fenómeno ha sido estudiado para determinar los coeficientes de pérdida de potencia. Por otro lado, la literatura sobre transferencia de calor en películas delgadas es reciente, iniciada por Karpov y su grupo (Karpov et al. 2013). Se pueden encontrar estudios que abordan el problema mediante el uso de modelos, sin embargo, no se profundiza en el tema de la metodología experimental (Perez y Gorji, 2015). La información experimental que se encuentra principalmente es en el tema de termografía *Lock-in*, una técnica que utiliza de la termografía infrarroja para el análisis de celdas solares, principalmente de silicio, encontrando defectos locales que podrían repercutir en el desempeño del dispositivo (Breitenstein, 2012). La termografía infrarroja es ampliamente utilizada para identificar fallas eléctricas en la industria, fugas de líquidos o gases, uso adecuado de aislantes y en la industria energética fotovoltaica dando solución a problemas de puntos calientes entre otros (Solórzano y Egido, 2014).

La termografía infrarroja se destaca por su resolución temporal y espacial, detectando diferencias de unos cuantos milikelvin. Mientras que la termografía muestra de manera sencilla diferencias de temperatura, resulta complejo medir la temperatura real de un objeto, ya que se requiere conocer su emisividad. Un objeto además de irradiar energía reacciona a la radiación incidente absorbiendo, transmitiendo o reflejando. Podemos expresar lo anterior de la siguiente manera, $1 = A + R + T$, donde A , R y T son absorción, reflexión y transmisión, respectivamente. De acuerdo con la Ley de Kirchoff lo que un cuerpo absorbe lo debe emitir, lo cual, en general, varía con la longitud de onda.

Hemos identificado que uno de los problemas que se enfrenta al abordar la transferencia de calor es la información que se tiene en cuanto a propiedades térmicas como la capacidad calorífica, la conductividad térmica, entre otras, ya que varían de un material a otro y que podría depender de la microestructura de cada material. La difusividad térmica α es un término que involucra las propiedades mencionadas anteriormente $\alpha = k/\rho C$ siendo k la conductividad térmica, ρ la densidad del material y C la capacidad calorífica. De acuerdo con Laskar et al. 2008 es posible, midiendo la temperatura en cada momento con el uso de una cámara infrarroja, aproximar α resolviendo la ecuación de calor dependiente del tiempo a través de un escalamiento en la temperatura que es invariante a la emisividad del material.

Por otro lado, la tecnología de película delgada ha tenido una gran atención, siendo el CdTe la primera tecnología de película delgada en ser comercializada y las perovskitas como la tecnología que se caracteriza por grandes aumentos de eficiencia en poco tiempo, llegando a eficiencias de 21% y 20.9% respectivamente (Martin A. Green et al. 2017). Las celdas solares son altamente susceptibles a cambios mínimos en los procesos de preparación de las soluciones y en el depósito. En el resto del trabajo describiremos la metodología detallando la forma de obtención de la emisividad, analizar celdas solares de película delgada, el uso de la cámara infrarroja, su disposición experimental, resultados y conclusiones.

METODOLOGÍA

En esta sección explicaremos las mediciones de emisividad en las diferentes capas que componen una celda fotovoltaica de película delgada, así como el análisis termográfico de la misma.

Celda de Perovskita

Se evaluaron un conjunto de tres muestras DM01, DM03 y GM20 depositada por el mismo método para estudiar su reproducibilidad. Para el depósito de la capa compacta de TiO_2 y las capas subsiguientes se emplearon sustratos de vidrio con una capa conductora de estaño dopado con flúor (por sus siglas en inglés FTO, espesor de 2.2mm) con dimensiones de 2 cm x 2.5 cm, los cuales pasan por un proceso de limpieza por ultrasonido. Se utilizaron capas compactas de TiO_2 (~60 nm) como películas bloqueadoras para evitar el contacto directo entre el absorbedor y el contacto transparente (FTO). La solución precursora se depositó sobre los sustratos FTO mediante el método de spin-coating. Para el depósito de la capa mesoporosa de TiO_2 (~200 nm) los sustratos FTO previo depósito de capa compacta bloqueadora, fueron cubiertos con la solución diluida en etanol por el método spin-coating, después, se sometieron a tratamiento térmico. La solución precursora se elaboró mediante la adición de yoduro de plomo, yoduro de metilamonio a una mezcla de solventes, dimetilformamida y dimetilsulfóxido en proporción 7:3, dejando la solución en agitación. Dentro de una cámara de guantes de ambiente controlado, se depositó por spin-coating la solución precursora sobre los sustratos de vidrio conductor con películas de TiO_2 . Para finalizar las películas se secaron en una parrilla. El depósito de la capa conductora de huecos (HTM,) se realizó con una solución precursora elaborada dentro de la cámara guantes, de spiro-MeOTAD (spiro) diluido en clorobenceno. Después, la solución se mezcló con 4-terc-butilpiridina y una solución de sal de litio, se depositó la solución precursora sobre la capa de perovskita en aire. Finalmente, por evaporación térmica en alto vacío se depositaron 70 nm de contraelectrodo de oro. Con esta estructura fotovoltaica se procedió a realizar el estudio termográfico. La Fig. 1 muestra la estructura de la celda fotovoltaica utilizada para realizar las distintas mediciones.

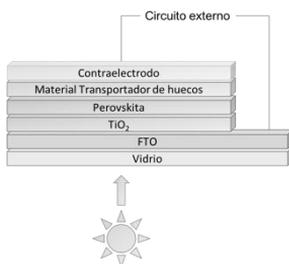


Fig. 1. Diagrama de la estructura empleada en una celda de perovskita.

Emisividad

Para calcular la emisividad de algunos materiales que conforman las distintas capas del dispositivo final, se depositó cada material sobre un sustrato de vidrio y se midió su transmisión y reflexión, dentro del intervalo de 250 a 2.500 nm a 0° y 5° con un espectrofotómetro Shimadzu UV-3600. De igual manera en el intervalo de 1.500 a 40.000 nm con un elipsómetro J.A. Woollam IR-VASE en su modo de transmitancia a 0° , 25° y para la reflectancia a un ángulo de 25° . Para la estimación de la emisividad se utilizó la Ec. (1) utilizada por (Ienei et al. 2008). En la Fig. 2, vemos que el TiO_2 , en el infrarrojo, refleja menos que el vidrio conductor en un intervalo cercano a 2.500 nm, lo cual debe dar como

resultado un aumento en su emisividad esto depende de la capa de TiO₂ depositada. La transmitancia, por otro lado, se mantiene constante para ambos materiales.

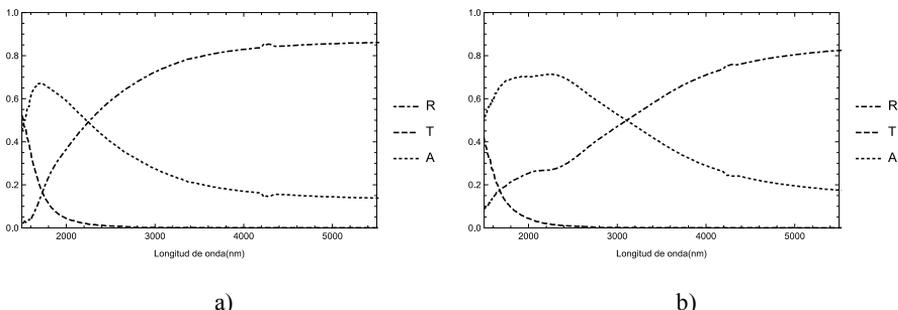


Fig. 2. Gráficas de reflexión, transmisión y absorción, en el rango del mediano infrarrojo, de vidrio conductor a) y TiO₂ sobre vidrio conductor b).

La emisividad se puede calcular como:

$$\varepsilon_T = \frac{\int_{1.5}^{5.5} I_p(\lambda)(1-R(\lambda)-T(\lambda))d\lambda}{\int_{1.5}^{5.5} I_p(\lambda)d\lambda}, \quad (1)$$

Siendo $I_p(\lambda)$ la distribución de Planck para un cuerpo a una cierta temperatura, que para aplicaciones solares sería la temperatura de cuerpo negro del Sol (5.800 K). Adicionalmente se calcularon las absortancias solares utilizando el espectro solar a AM1.5 Ec. (2).

$$A_{sol} = \frac{\int_{0.3}^{2.5} I_{sol}(\lambda)(1-R(\lambda)-T(\lambda))d\lambda}{\int_{0.3}^{2.5} I_{sol}(\lambda)d\lambda}, \quad (2)$$

Los resultados en la Tabla 1. es posible observar que un aumento en la absortancia en el espectro solar no asegura una mayor emisividad en el mediano infrarrojo, como se deduce directamente de la Ley de Kirchhoff, como es el caso del FTO con respecto a TiO₂.

Tabla 1. Espesores y propiedades ópticas de materiales que componen los dispositivos fotovoltaicos a estudiar.

Material	Espesor (nm)	A_{sol}	ε_T
FTO	300	0.3129	0.3662
TiO ₂	260	0.2625	0.5710

Termografía Infrarroja

Los materiales o celdas se exponen, en un ambiente controlado, a radiación de una lámpara de 200 W Hg(Xe) libre de ozono. Para observar su calentamiento se emplea una cámara infrarroja FLIR x6540sc, que cuenta con un sensor de InSb cubriendo la región del mediano infrarrojo con una resolución espacial de 640 x 512 píxeles, capaz de detectar diferencias de

temperatura de hasta 20 mK y de capturar hasta 126 cuadros por segundo con dicha resolución.

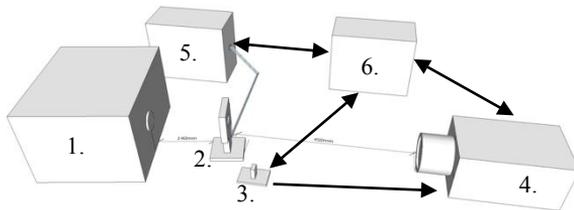


Fig. 2. Arreglo experimental para la medición de dispositivos fotovoltaicos se utiliza una fuente de luz (1), soporte para celda con conexión (2), Arduino con sensor de temperatura y humedad (3), cámara infrarroja (4), trazador de curvas I-V (5) y computadora (6).

El arreglo experimental se puede observar en la Fig. 2. siendo (1) la fuente de luz a una distancia fija de 14 cm para tener la misma potencia. Una montura para la celda a analizar con conexión a un potencióstato (2), Autolab PGSTAT204, con una rutina para trazar curvas I-V *in situ* (5). Un microcontrolador conectado a un sensor de temperatura y humedad (3) para conocer dichos valores a lo largo del experimento, lo cual es importante tratándose de la perovskita que es sensible a la humedad ya que se observó que la fuente de luz cambia de una manera significativa la temperatura y humedad local. Además de mandar la señal para iniciar la grabación. La cámara infrarroja (4) debe estar a una determinada distancia (>40 cm) para enfocar la celda y con un ángulo de 10° para evitar reflejos y no permitir que la luz que pueda transmitir a través de la celda llegue de manera directa a la cámara. Una computadora (6) que cuenta con un software con el cual se configura la cámara (ResearchIR), el potencióstato (NOVA) y se procesan los datos (Mathematica).

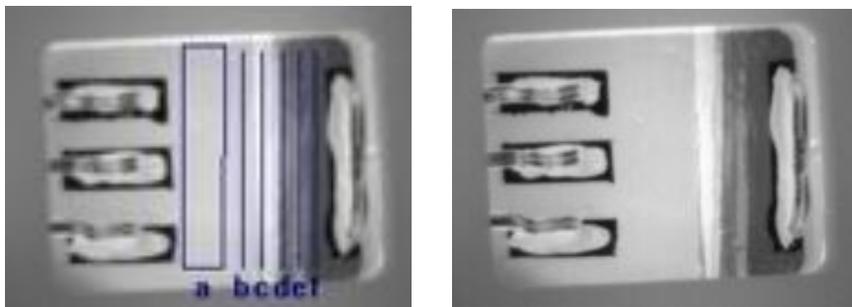


Fig. 3. Distribución de temperatura de una celda de perovskita de donde se obtiene la temperatura dependiente del tiempo de cada capa. En a) se observa la región que se considera como cada material donde identifica con la letra “a, b, c, d, e, f” siendo una región que contiene todas las capas hasta el spiro, un perfil de spiro, perovskita, TiO_2 mesoporoso, TiO_2 block-in y el vidrio conductor FTO respectivamente. En b) se aprecian con detalle las capas.

Se captura un cuadro por segundo por 40 minutos en iluminación y a su vez se obtiene una curva I-V cada 5 minutos. De los videos que se obtienen se identifican las capas que componen a la celda, dado que cada capa es de un material diferente es posible distinguirlos como en la Fig. 3. Con estos datos se puede inferir la difusividad térmica.

Difusividad Térmica

Los datos obtenidos de los videos se procesan en *Mathematica* mediante un modelo teórico que resuelve la ecuación de calor en el tiempo propuesto por (Laskar et al. 2008). Para ajustar la difusividad térmica de cada material que compone una celda solar, se debe escalar la temperatura de acuerdo con Ec. (3) siendo $T(t)$ el aumento en la temperatura, con respecto a la temperatura ambiente, en tiempo t y $T(t_e)$ de igual manera el aumento de temperatura en un tiempo específico definido en este caso t_e de 180 segundos para todas las muestras.

$$T_{exp}(t) = \frac{T(t) - T_{amb}(t)}{T(t_e) - T_{amb}(t_e)} \quad (3)$$

Posteriormente esa temperatura escalada se ajusta para obtener α mediante la Ec. (4)

$$F(\alpha, t) = \left[\frac{1}{\sqrt{t_e} \operatorname{erf}\left(\frac{l}{2\sqrt{\alpha t_e}}\right)} \right] \sqrt{t} \operatorname{erf}\left(\frac{l}{2\sqrt{\alpha t}}\right) \quad (4)$$

Donde α y l son la difusividad térmica y la longitud característica del sistema (25 mm) respectivamente, la cuál se mantiene invariante para el sistema. El escalamiento de temperatura evita tener que conocer el valor de la emisividad, que aunque se puede obtener como se explico anteriormente, es un reto para materiales que cambian en el tiempo como puede ser la perovskita al degradarse.

RESULTADOS

Se observa la diferencia de temperatura en el tiempo en los materiales que componen la celda fotovoltaica que se muestra en la Fig. 3. En la Fig. 4 a). se esperaría una temperatura mayor en la capa absorbidora de perovskita, ya que es donde sucede la mayor absorción de luz al poseer la brecha de banda prohibida menor. Sin embargo, bajo estas condiciones, la capa de spiro es la que exhibe la mayor temperatura, como consecuencia del calentamiento por la conducción de la energía térmica absorbida por las otras capas y de estar en contacto directo con el exterior. En las capas de TiO_2 se tiene una mayor temperatura debido a su cercanía con la capa absorbidora, ya que los coeficientes de absorción de TiO_2 y de FTO son similares y considerablemente menores al resto.

Por otro lado, la Fig 4. b) nos ayuda a entender como la normalización no se ve afectada por la emisividad y la temperatura aparente puesto que en principio cada punto debería seguir una tendencia como en Fig. 4. a). Lo que observamos es como el sistema en conjunto se comporta de una manera similar al elevar su temperatura.

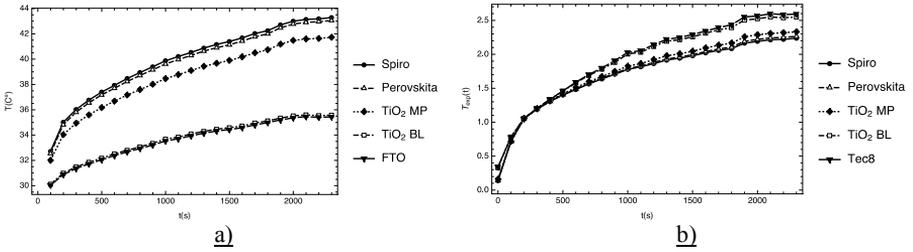


Fig. 4. Curvas de la temperatura dependiente del tiempo a) sin normalizar y b) con los datos normalizados.

La metodología descrita se puede aplicar para determinar la reproducibilidad de los métodos de fabricación. La curva de calentamiento en la Fig. 5 a) nos indica como las tres celdas elaboradas en diferentes lotes, bajo condiciones similares presentan elevaciones de temperatura comparables y difusividad térmica efectiva comparable en la región donde observamos la capa de spiro y la perovskita respectivamente (Tabla 2.). Contrario a las elaboradas previamente por el grupo.

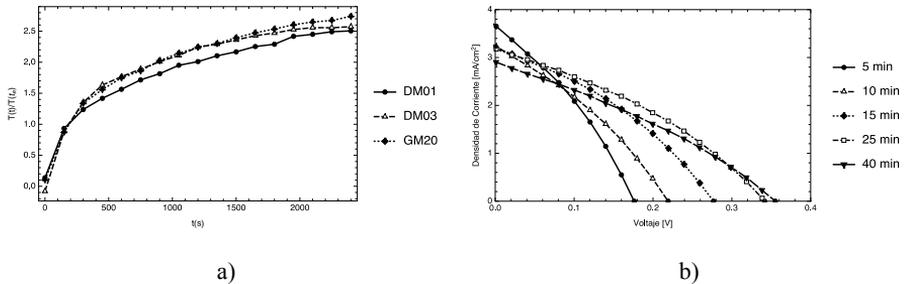


Fig. 5. Curva de calentamiento comparativa de tres celdas elaboradas por el mismo método a) y la curva I-V característica de una celda representativa del lote b).

La reproducibilidad en su difusividad térmica efectiva medida, junto con su desempeño fotovoltaico en tiempo real mediante las curvas I-V (Fig. 5. b)), permite separar los cambios en los parámetros fotovoltaicos de los cambios en la difusividad térmica efectiva eliminando así fenómenos de degradación. Un incremento en el voltaje de circuito abierto coincide con lo reportado recientemente, debido a un transporte iónico relacionado con la temperatura.

Tabla 2. Difusividad térmica efectiva medida de las celdas analizadas

Muestra	Difusividad Térmica Efectiva	
	Spiro	Perovskita
DM01	1.983×10^{-7}	1.920×10^{-7}
DM03	1.720×10^{-7}	1.359×10^{-7}
GM20	1.770×10^{-7}	1.329×10^{-7}
Vidrio _{literatura}	$\sim 4 \times 10^{-7}$	

CONCLUSIONES

La termografía infrarroja es una herramienta que resulta útil para el estudio de celdas solares para lo cual se requiere entender los fenómenos involucrados. Medir temperatura en materiales con baja emisividad está sujeto a variabilidad debido a la diferencia de emisividad de cada material adicionalmente la cámara requiere esta información para interpretar la radiación de manera correcta, esto solo se ve reflejado en las gráficas y no en las imágenes. A pesar de estas dificultades, en este trabajo se muestra una metodología para determinar la calidad y reproducibilidad de los dispositivos, en particular de la homogeneidad de su estructura con análisis termográfico. Una metodología similar se puede realizar con celdas de CdTe, trabajo que está en proceso en el grupo, y para otras tecnologías fotovoltaicas.

AGRADECIMIENTOS

Proyecto Fronteras de la ciencia 367, Conacyt

REFERENCIAS

- Breitenstein, O., 2012. Local efficiency analysis of solar cells based on lock-in thermography. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 107, 381–389.
<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2012.07.019>
- Green, M.A., Hishikawa, Y., Baillie, A.W.Y.H., Dunlop, E.D., Levi, D.H., 2018. Solar cell efficiency tables (version 51) 3–12. <https://doi.org/10.1002/pip.2978>
- Ienei, E., Isac, L., Duță, A., 2010. Synthesis of alumina thin films by spray pyrolysis. *Rev. Roum. Chim.*
- Karpov, V.G., Vasko, A., Vijn, A., 2013. Hot spot runaway in thin film photovoltaics and related structures. *Appl. Phys. Lett.* <https://doi.org/10.1063/1.4818975>
- Laskar, J.M., Bagavathiappan, S., Sardar, M., Jayakumar, T., Philip, J., Raj, B., 2008. Measurement of thermal diffusivity of solids using infrared thermography. *Mater. Lett.* <https://doi.org/10.1016/j.matlet.2008.01.045>
- Perez, M.D., Gorji, N.E., 2016. Modeling of temperature profile, thermal runaway and hot spot in thin film solar cells. *Mater. Sci. Semicond. Process.* <https://doi.org/10.1016/j.mssp.2015.09.029>
- Solórzano, J., Egido, M.A., 2014. Hot-spot mitigation in PV arrays with distributed MPPT (DMPPT). *Sol. Energy* 101, 131–137. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.12.020>

PASIVACIÓN SUPERFICIAL DE OBLEAS DE SILICIO MULTICRISTALINO PARA SU APLICACIÓN EN CÉLULAS DE HETEROUNIÓN

Barrio R.*, González N.*, García J.

* Departamento de Energía, Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, CIEMAT
Avenida Complutense 40, Madrid, 28040, España.
rocio.barrio@ciemat.es

RESUMEN

Las células solares de heterounión de silicio son dispositivos fabricados a partir de obleas de silicio de alta calidad, con una estructura de doble unión de silicio amorfo dopado a ambos lados de la oblea. Previo al depósito de estos emisores, se incorpora una capa delgada de silicio amorfo intrínseco, de manera que se logra una excelente pasivación superficial y en consecuencia, se obtienen células de alta eficiencia. Como desventaja, son células solares de alto coste. Un modo de reducir su precio sería empleando obleas de inferior calidad pero para ello, resulta imprescindible una adecuada pasivación de los defectos del volumen y de la superficie de las obleas. En busca de este objetivo, en este trabajo se han optimizado capas de silicio amorfo para pasivar la superficie de obleas de silicio multicristalino y su posible posterior aplicación en células de heterounión.

PALABRAS CLAVE: silicio multicristalino, pasivación, silicio amorfo, células solares de heterounión de silicio.

ABSTRACT

Silicon heterojunction solar cells are devices manufactured from high quality silicon wafers, with a double structure of amorphous silicon doped on both sides of the wafer. Prior to depositing these emitters, a thin layer of intrinsic amorphous silicon is incorporated, so an excellent surface passivation is achieved and consequently, high efficiency cells are obtained. As a disadvantage, they are high-cost solar cells. One way to reduce its price would be employed low-quality wafers. For this purpose, it is essential an adequate passivation of defects into the volume and on the surface of the wafers. For this aim, in this work, amorphous silicon layers have been optimized to passivate the surface of multicrystalline silicon wafers and their possible subsequent application in heterojunction solar cells.

KEYWORDS: multicrystalline silicon, passivation, amorphous silicon, silicon heterojunction solar cells.

INTRODUCCIÓN

Las células solares de heterounión de silicio, más conocidas como células HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer, de Sanyo-Panasonic), son dispositivos generalmente fabricados a partir de obleas de silicio monocristalino de alta calidad, con una estructura de doble unión de silicio amorfo dopado como emisores a ambos lados de la oblea. Previo al depósito de los emisores, se incorpora una capa muy delgada de silicio amorfo depositado de carácter intrínseco, que permite obtener superficies bien pasivadas y por tanto libres de defectos. Estas heteroestructuras formadas por materiales diferentes, generan un diagrama de bandas que da lugar a tensiones de circuito abierto muy elevadas, superiores a 725 mV, y unas eficiencias que superan el 25.5% (Masuco et al. 2014), además de una extraordinaria estabilidad mecánica y un excelente comportamiento con la temperatura (Taguchi et al. 2000). Como desventaja, aunque los procesos de depósito de las diferentes capas durante la fabricación de las células de heterounión requieren temperaturas no muy elevadas ($T < 200^{\circ}\text{C}$) que implican un importante ahorro energético, se corresponden con una de las tecnologías de mayor coste. La razón fundamental de su elevado precio se debe a ser fabricadas a partir de obleas de silicio monocristalino de muy alta calidad con tiempos de vida de portadores minoritarios entre 0.5 y 3 milisegundos. Un modo de reducir sus costes es mediante la utilización de silicio de inferior calidad, como por ejemplo, empleando obleas de silicio multicristalino. Este tipo de obleas presentan tiempos de vida bajos, del orden de 1 a 5 microsegundos, debido a la presencia de un gran número de defectos, fronteras de grano e impurezas metálicas inherentes al proceso de fabricación del lingote de silicio multicristalino (Möller et al. 2005). Para mejorar la calidad de estos absorbentes es requisito imprescindible una adecuada pasivación de los defectos presentes en su volumen y en su superficie, y así incrementar el tiempo de vida de los portadores minoritarios. Un modo habitual de pasivar el volumen es a través de la difusión de hidrógeno. En cambio la pasivación de las superficies, suele realizarse mediante el depósito de capas pasivantes, como alúmina o silicio amorfo hidrogenado, entre otros. Estos procesos de pasivación para obleas de silicio multicristalino, podrían ser extrapolables a sustratos de silicio recristalizado como absorbente de inferior calidad (Becker et al. 2013; Hascheke et al. 2013; Qiu et al. 2014), de modo que se ampliaría enormemente el horizonte de la tecnología de heterounión con precios aún más competitivos.

METODOLOGÍA

En este trabajo se han optimizado los parámetros de depósito de capas amortiguadoras de silicio amorfo hidrogenado intrínseco, a-Si:H(i), depositadas por PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) sobre ambas caras de obleas de silicio multicristalino. La finalidad de estas capas es incrementar el tiempo de vida de los portadores minoritarios (τ) y la tensión de circuito abierto implícito (V_{oc}^{imp}) de las obleas debido a su acción como capas pasivantes de defectos presentes en la superficie. Este estudio se ha llevado a cabo con diferentes tipos de obleas de silicio multicristalino de tipo p de 200 micras de espesor, tanto rugosas como texturadas, con tiempos de vida iniciales entre 0.5 y 3 microsegundos y tensiones de circuito abierto implícitas entre 480 y 575 mV. Las obleas texturadas nos las suministraron ya limpias por el propio fabricante tras el proceso de texturización. También se han realizado ensayos sobre el mismo tipo de obleas texturadas pero con un emisor difundido y con una capa de nitruro de silicio hidrogenado

(SiNx:H) tratado térmicamente por el propio suministrador. Estos tratamientos térmicos son capaces de difundir el hidrógeno procedente de las capas de SiNx:H hacia el seno de la oblea, por lo que consideramos que ya están pasivadas en su volumen (Barrio et al. 2018). Dentro de este tipo de obleas, en este trabajo distinguimos dos tipos: ‘pasivada en volumen (I)’ y ‘pasivada en volumen (II)’, donde las de tipo (II) fueron sometidas adicionalmente a un recocido a una temperatura más elevada, similar a la empleada en un proceso de horneado o ‘firing’ de los contactos metálicos utilizados en las células de difusión. Para poder utilizar estas obleas tuvimos que eliminar la capa de SiNx mediante un ataque con ácido fluorhídrico y el emisor difundido mediante un decapado con una mezcla de ácido fluorhídrico y ácido nítrico.

Respecto al depósito de las capas de a-Si:H(i) se han utilizado dos reactores PECVD, ambos trabajando a 13.56 MHz, cuya diferencia fundamental es la entrada de gases a la cámara y el tamaño de la misma. El primero de ellos es un PECVD de la marca MVSystem cuya salida de gases se encuentra en un lateral de la cámara de depósito en dirección hacia la bomba turbo. El segundo de los reactores, es un PECVD de la marca Electrorava con la salida de gases de tipo ducha. Las condiciones de depósito de las capas en ambos equipos serán optimizadas de manera independiente y no son extrapolables. Previo al depósito de las capas pasivantes se eliminó el óxido nativo de las obleas con ácido fluorhídrico (HF) al 5% durante 5 minutos. Medidas de XPS (X-Ray Photoelectron Spectroscopy) demostraron que este tratamiento era suficiente para eliminar el óxido superficial. En este trabajo también se han ensayado tratamientos de recocidos posteriores al depósito de a-Si:H, dado que se observó una mejora significativa en la pasivación.

Para evaluar la calidad de la pasivación superficial, se han medido los tiempos de vida de las obleas por el método QSSPC (Quasy-Steady-State Photoconductance) mediante un equipo Sinton WCT-120 (Cuevas y Macdonald, 2004). También se ha estimado la concentración de hidrógeno [H] de las capas pasivantes a partir de las medidas de espectros de infrarrojos medidos con un FTIR (Fourier Transform Infrared Spectroscopy) en la banda ‘rocking and wagging’ (en 640 cm^{-1}). No ha podido calcularse la concentración de hidrógeno en el modo ‘stretching’ de monohidruros (en 2000 cm^{-1}) y polihidruros (en 2100 cm^{-1}) ya que por efectos de dispersión debido a la superficie texturada de las obleas, estas bandas aparecen sobreestimadas en los espectros de infrarrojos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este trabajo parte de las mejores condiciones de depósito encontradas en estudios previos de pasivación superficial sobre obleas de silicio monocristalino, y se utilizaron como condiciones iniciales a la hora de depositar sobre obleas de silicio multicristalino (mc-Si). Los depósitos se realizaron por ambas caras de la oblea. Antes de cada depósito se eliminó la capa de óxido nativo de la superficie con HF y las obleas se introdujeron rápidamente en la cámara del PECVD. Como se comentó previamente, las capas de a-Si:H se depositaron con dos reactores de PECVD bajo condiciones diferentes que se detallan a continuación:

- Condiciones iniciales de depósito de las capas de a-Si:H(i) crecidas en el PECVD-MVSystem: 160°C, 533 Pa de presión, potencia de 1W y un flujo de silano de 20 sccm.
- Condiciones iniciales de depósito de las capas de a-Si:H(i) crecidas en el PECVD-Electrorava: 165°C, 933 Pa de presión, 5.5 W y un flujo de silano de 20 sccm.

En la Tabla 1 se muestran los primeros resultados para los diferentes tipos de obleas pasivadas con capas de a-Si:H preparadas en estos dos equipos de PECVD.

Tabla 1. V_{oc}^{imp} y τ de obleas mc-Si antes y después de ser pasivadas superficialmente con a-Si:H depositado en dos reactores de PECVD (MVSystem y Electrorrava).

Reactor	Tipo oblea mc-Si	Antes de pasivar		Tras pasivar		[H] (%)
		τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)	τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)	
MVSystem	Texturada	2	540	4	550	14
	Rugosa	<1	506	<1	511	
	Texturada pasivada en volumen (I)	1	540	4	557	
Electrorrava	Texturada	2	540	23	598	10
	Texturada pasivada en volumen (I)	1	540	44	626	
	Texturada pasivada en volumen (II)	1	545	57	633	

A priori, las capas de a-Si:H (i) depositadas por el PECVD-Electrorrava lograron pasivar superficialmente mejor las obleas que las capas del reactor MVSystem, consiguiendo buenos tiempos de vida para obleas mc-Si, y especialmente para aquellas que estaban previamente pasivadas con el hidrógeno procedente de las capas de SiN_x:H. Las capas de a-Si:H depositadas en el reactor Electrorrava presentan un menor contenido de hidrógeno ([H]≈10%) que las muestras crecidas en el MVSystem ([H]≈14%), por lo que el hecho de que las primeras sean más densas consideramos que puede ser una de las razones de por qué las capas presenten una mejor calidad como capas pasivantes que las del reactor MVSystem. Como veremos posteriormente, la pasivación superficial con estas capas de a-Si:H depositadas en ambos reactores mejoraron tras un tratamiento de recocido.

Respecto a las muestras rugosas, no experimentaron ninguna mejora tras pasivarlas superficialmente, y tampoco cuando se recocieron. Durante el proceso de texturado de las obleas de mc-Si con ataques ácidos, se logra también decapar algunas micras de la oblea, con lo que se consigue eliminar el daño de corte. Dado que en las muestras rugosas el daño de corte no ha sido eliminado, pueden presentar una gran cantidad de defectos en su superficie tal que la pasivación superficial con a-Si:H no es suficiente. Por lo tanto, es un requisito imprescindible que previo a los procesos de pasivación y por ende, antes de la fabricación de las células, las obleas estén perfectamente acondicionadas y limpias, lo cual implica necesariamente la eliminación del daño de corte. Por este motivo se descartaron finalmente las obleas rugosas para nuestro objetivo.

Recocido posterior en la pasivación superficial de las obleas mc-Si con a-Si:H.

Con objeto de mejorar la pasivación superficial, las muestras que habían sido pasivadas con a-Si:H crecido en el reactor PECVD MVSystem, se recocieron en una placa calefactora a diferentes temperaturas. En la Tabla 2 podemos observar como tratamientos de recocido a

temperaturas moderadas lograron incrementar la calidad de la pasivación para obleas texturadas con y sin pasivación previa de su volumen.

Tabla 2. V_{oc}^{imp} y τ de obleas mc-Si, con y sin pasivación previa del volumen, pasivadas superficialmente con a-Si:H(i) crecido en el reactor PECVD-MVSystem. Estras muestras recocidas a diferentes temperaturas y tiempos en una placa calefactora.

Tipo de oblea mc-Si	Recocido en placa		τ (μ s)	V_{oc}^{imp} (mV)
	T ($^{\circ}$ C)	t (min)		
Texturada Sin pasivar el volumen	-	-	4	550
	230	10	17	618
	260	10	23	627
	270	10	21	628
	270	20	24	598
	280	10	24	598
	280	20	25	602
Texturada Pasivado el volumen con H (I)	-	-	4	557
	230	10	35	615
	260	10	35	621
	270	15	42	620
	280	20	40	617

Para buscar una explicación a esta mejora, se analizaron los contenidos de hidrógeno de las capas de a-Si:H (i) antes y después de los tratamientos de los recocido y obtuvimos aproximadamente los mismos. Esto nos hizo sospechar que la mejora en la pasivación superficial tras un tratamiento térmico moderado se debe más a un reordenamiento de los enlaces de hidrógeno de la capa de a-Si:H próxima a la superficie de la oblea, que a una pérdida de su contenido de hidrógeno y su posible densificación. Realizamos también tratamientos de recocido en vacío a 260 $^{\circ}$ C y en un horno rápido (RTA) en una atmósfera de forming-gas a 400 $^{\circ}$ C, pero no supuso una mejora destacable en la pasivación superficial. Sí se observó una disminución del contenido de hidrógeno en este último tratamiento (véase un ejemplo de una de las muestras sometida a los tres tipos de recocido en la

Tabla 3).

Tabla 3. Contenido de hidrógeno [H] de las capas pasivantes depositadas sobre obleas mc-Si en el reactor MVSystem antes y después de ser sometidas a diferentes tratamientos.

ID	[H] _{antes recocido} (%)	Recocido	[H] _{después recocido} (%)
I	17.4	RTA 400 $^{\circ}$ C	10.8↓
II	17.0	Placa calefactora 270 $^{\circ}$ C	16.6
III	17.0	Vacío 260 $^{\circ}$ C	17.1

Dada la mejora observada con los tratamientos de recocido en una placa calefactora para obleas con y sin pasivación de su volumen, sometimos al mismo proceso a obleas pasivadas superficialmente con a-Si:H(i) pero depositadas en el reactor Electrorava (véase Tabla 4).

Tabla 4. V_{oc}^{impl} y τ de obleas mc-Si, con y sin pasivación previa del volumen, pasivadas superficialmente con a-Si:H(i) depositado en PECVD-Electrorrava tras ser recocidas.

Tipo de oblea mc-Si	Recocido en placa		τ (μ s)	V_{oc}^{impl} (mV)
	T ($^{\circ}$ C)	t (min)		
Texturada Sin pasivar el volumen	-	-	23	598
	270	10	28	604
	280	10	25	601
Texturada Pasivado el volumen (I)	-	-	44	626
	270	10	53	637
	280	10	50	609
Texturada Pasivado el volumen (II)	-	-	57	633
	270	10	83	647
	280	10	86	648

Tras estos tratamientos de recocido, de nuevo observamos una mejora en la pasivación, en las muestras del reactor Electrorrava llegando a obtener un buen tiempo de vida de 86 μ s y una tensión de circuito abierto de 648 mV para obleas mc-Si. Consideramos que estos resultados pueden ser muy prometedores a la hora de fabricar células de heterounión. Para ello será necesario ajustar el espesor de las capas de a-Si:H a tan solo unos pocos nanómetros (\sim 5nm), para que además de pasivantes sean buenas capas amortiguadoras previo al depósito de los emisores de las células de heterounión de silicio.

Capas pasivantes en función de la temperatura de depósito por PECVD.

Es conocido que la temperatura de depósito es un parámetro clave en la calidad de las capas pasivantes y en la concentración de hidrógeno de las mismas. Temperaturas elevadas pueden generar capas que crezcan de forma epitaxial reproduciendo así la estructura cristalina de la oblea. Por el contrario, si las temperaturas son demasiado bajas pueden dar lugar a capas excesivamente hidrogenadas y de inferior calidad. En ambos casos se produce un deterioro de la capacidad de pasivación de las capas. Por ello consideramos de interés analizar la influencia de la temperatura de depósito en la pasivación superficial.

Para elaborar esta serie, las temperaturas de depósito (T) en el reactor MVSystem fueron entre 130 y 180 $^{\circ}$ C, se fijó una presión 533Pa, una potencia de 1W y un flujo de silano de 20 sccm. Como era de esperar, a medida que aumentamos la temperatura de depósito, los contenidos de hidrógeno de las películas de a-Si:H fueron menores (Fig.1).

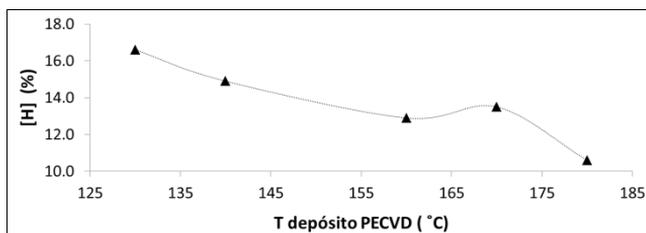


Fig. 1. Contenido de hidrógeno [H] de las capas pasivantes en función de la T de depósito del reactor de PECVD MVSystem.

Respecto a la calidad de la pasivación en función de la temperatura de depósito, los resultados se resumen en la Tabla 5. En todas estas muestras, independientemente de la temperatura de depósito, fue necesario un recocido posterior en una placa calefactora a 270°C durante 10 minutos para mejorarla pasivación. En esta serie, para las capas depositadas por debajo de 140°C observamos una bajada en los tiempos de vida, probablemente debido a que estas películas poseen un excesivo contenido de hidrógeno y una menor densidad. En el otro extremo de la serie, para muestras con temperaturas superiores a los 160°C, también los tiempos de vida disminuyeron, bien porque estas capas no contienen suficiente cantidad de hidrógeno capaz de pasivar los enlaces colgantes de la superficie de la oblea o bien porque a partir de estas temperaturas el crecimiento comience a ser epitaxial. Para los dos tipos de obleas ensayados, con y sin volumen pasivado con hidrógeno, los mejores resultados de pasivación se lograron para una T de depósito de a-Si:H de 140°C.

Tabla 5. V_{oc}^{impl} y τ de obleas mc-Si pasivadas con a-Si:H(i) por ambas caras y depositadas en el reactor PECVD MVSystem en función de la temperatura de depósito.

Tipo de oblea mc-Si	$T_{MVSystem}$ (°C)	τ (μ s)	V_{oc}^{impl} (mV)
Texturada Sin pasivar el volumen	130	6.4	562
	140	21.8	598
	160	15.0	580
	170	7.9	561
	180	2.8	540
Texturada Pasivado el volumen	130	31.4	619
	140	42.6	626
	150	40.0	622
	160	24.1	598
	170	8.4	574
	180	12.3	584

También se modificó la temperatura de depósito en las capas de a-Si:H(i) crecidas en el reactor Electrorava con el mismo fin de optimizar sus condiciones de crecimiento. En este caso, los mejores resultados se obtuvieron a la temperatura inicial de 165°C. Ligeros cambios respecto a esta temperatura dieron lugar a un empeoramiento en la capacidad de pasivación. Por lo tanto, a la hora de optimizar capas pasivantes de silicio amorfo sobre obleas de silicio, se ha comprobado que es requisito imprescindible un ajuste de la temperatura de depósito dado que es un parámetro crítico en la calidad de las películas. Este ajuste de temperatura se debe hacer de forma independiente para cada uno de los reactores de PECVD, dado que hemos comprobado que las condiciones de depósito no son extrapolables entre ellos.

CONCLUSIONES

En este trabajo se han optimizado capas de silicio amorfo hidrogenado depositadas por equipos de PECVD con objeto de pasivar las superficies de obleas de silicio multicristalino para su posterior uso como capas amortiguadoras en la fabricación de células de heterounión. Se han observado mejoras importantes en la pasivación superficial tras ajustar

la temperatura de depósito de los reactores de PECVD y con los tratamientos de recocido posteriores. La temperatura de depósito determina la cantidad de hidrógeno que contienen las películas y los tratamientos de recocido reordenan los enlaces de hidrógeno en la superficie de las obleas y mejoran la pasivación. De las diferentes obleas de silicio multicristalino ensayadas, como era de esperar, los mejores resultados se han obtenido con obleas cuyo volumen había sido previamente pasivado con hidrógeno procedente de capas de nitruro de silicio tratadas térmicamente. Estas capas se tuvieron que eliminar antes de pasivarlas superficialmente con silicio amorfo. Los resultados que hemos logrado con estas obleas son muy prometedores, tiempos de vida de 86 μ s y Voc implícitas próximas a los 650 mV, por lo que es esperable que en un futuro próximo podamos fabricar células de heterounión de silicio multicristalino con eficiencias razonables y con precios muy competitivos. Este hito podría resultar de enorme interés para los fabricantes de células de heterounión con objeto de reducir el precio en esta tecnología

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado a través del Ministerio Español de Economía y Competitividad a través del proyecto CHENOC (ENE2016-78933-C4-3-R). Los autores quieren agradecer a la antigua empresa Pevafersa por el suministro de las obleas de silicio multicristalino utilizadas en esta investigación.

REFERENCIAS

- Barrio R. et al. (2018). Métodos de pasivación del volumen de obleas de silicio multicristalino compatibles con el proceso de fabricación de células de heterounión de silicio. *XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano (CIES2018)*, 20-21 Junio 2018, Madrid, España.
- Becker C. et al. (2013). Polycrystalline silicon thin-film solar cells: Status and perspectives. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 119, 112-123.
- Cuevas A. and Macdonald D. (2004), Measuring and interpreting the lifetime of silicon wafers. *Solar Energy* 76, 255-262.
- Haschke J. et al. (2013). Polycrystalline silicon heterojunction thin-film solar cells on glass: exhibiting 582 mV open-circuit voltage. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 115, 7-10.
- Masuco K. et al. (2014). Achievements of more than 25% conversion efficiency with crystalline silicon heterojunction solar cells. *IEEE Journal of Photovoltaics* Vol.4, Issue 6.
- Möller H. J. et al. (2005). Multicrystalline silicon for solar cells. *Thin Solid Films* 489, 179-187.
- Taguchi M. et al. (2000). HIT Cells-High-Efficiency Crystalline Si cells with novel structure. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 8, 503-513.
- Qiu Y. et al. (2014). On the effects of hydrogenation of thin film polycrystalline silicon: A key factor to improve heterojunction solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 122, 31-39.

CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS DE SILICIO CRISTALINO A SOL REAL CON BAJA INCERTIDUMBRE

López-Linares E., Rossa C.H., Martínez-Moreno F.

Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Ctra. Valencia km 7. Campus Sur UPM. ETSIS Telecomunicación.
28031 Madrid, España, e-mail: e.lopez-linaresb@alumnos.upm.es,
henrique.rossa@ies.upm.es, francisco.martinez@ies.upm.es

RESUMEN

Este artículo muestra la caracterización a sol real de módulos de silicio cristalino in situ teniendo en cuenta la dispersión de temperaturas para reducir la incertidumbre de este tipo de medidas. Además, se presenta un estudio de diferentes métodos de extrapolación de la potencia máxima a Condiciones Estándar de Medida (CEM) para determinar cuál de ellos conduce a la menor incertidumbre. Durante seis meses se ensayaron 16 módulos de dos generadores fotovoltaicos de 5 kWp, midiendo simultáneamente sus curvas I-V y sus temperaturas para corregir esta dispersión. Los resultados muestran que es preferible usar un método de extrapolación sensible a las diferencias de temperaturas existentes entre distintos módulos para reducir los valores de desviación estándar de la potencia máxima en CEM hasta un 0,2%, conduciendo a una desviación estándar promedio del 0,8%.

PALABRAS CLAVE: caracterización a sol real, incertidumbre, dispersión de temperatura

ABSTRACT

This work presents the outdoor characterization of crystalline silicon modules in situ considering the temperature dispersion in order to reduce the uncertainty of the results of this kind of measurements. In addition, this paper shows the study of different extrapolation methods of the maximum power in Standard Test Conditions (STC) to determine which of those methods lead to the lowest uncertainty. So, 16 modules of two 5 kWp photovoltaic arrays were tested, simultaneously measuring their I-V curves and temperatures to correct that dispersion. According to the results, it's preferable to use an extrapolation method sensible to the temperature differences between individual modules in order to reduce the standard deviation of the maximum power at STC up to a 0.2%, leading to an average standard deviation of 0.8%.

KEYWORDS: outdoor module characterization, uncertainty, temperature dispersion

INTRODUCCIÓN

La medida a sol real de módulos fotovoltaicos para realizar controles de calidad en grandes centrales presenta ventajas respecto a la medición con simuladores solares, tales como la reducción de costes de desmontaje de módulos y su transporte hasta laboratorios que se suelen encontrar a grandes distancias, evitándose así posibles roturas y minimizando las pérdidas de producción energética durante la duración de estas medidas, que suele prolongarse en el tiempo por la citada lejanía de los laboratorios. En publicaciones anteriores (Carrillo *et al.* 2017) se estudiaron las incertidumbres intrínsecas asociadas a este tipo de medidas, concluyendo que la temperatura de célula es la principal fuente de dispersión.

Por ello, en este trabajo hemos fijado dos objetivos. El primero consiste en observar experimentalmente y con detalle cómo es esta dispersión de temperaturas a tres niveles diferentes: a nivel de una célula, a nivel de un módulo y a nivel de un generador fotovoltaico. El segundo objetivo se basa en la elección del procedimiento más eficaz para corregir este efecto de la dispersión de temperaturas al trasladar las medidas realizadas a sol real a Condiciones Estándar de Medida o CEM ($G = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T_c = 25^\circ\text{C}$) para que los resultados tengan la menor incertidumbre posible.

METODOLOGÍA

Para poder cumplir con los objetivos citados anteriormente, primero hemos observado durante seis meses las temperaturas de célula en diversos puntos de 18 de los 21 módulos que forman parte de un generador de silicio cristalino de 5kWp. Estas temperaturas fueron medidas con sensores PT1000 y se registraron datos de temperaturas de célula cada cinco minutos. Por otro lado, a lo largo de esos seis meses hemos medido en 41 ocasiones las curvas I-V de 16 de los 45 módulos distribuidos dos generadores fotovoltaicos de silicio cristalino de 5kWp. Estos generadores pertenecen a las instalaciones que el Instituto de Energía Solar tiene en el Campus Sur de la Universidad Politécnica de Madrid (Fig. 1).



Fig. 1. Generadores fotovoltaicos de 5 kWp conectados a la red en las instalaciones del IES-Vallecas. (a) Generador 1 con 24 módulos interconectados y (b) Generador 2 con 21 módulos interconectados. Las dimensiones de ambos generadores son de 11 m x 3,3 m.

Estas medidas de curvas I-V las hemos realizado en condiciones reales de operación y hemos trasladado sus resultados a CEM, utilizando diferentes procedimientos de

extrapolación. Además, hemos incluido una corrección adicional para considerar el efecto de la dispersión de temperatura a la hora de estimar la potencia de los módulos. También hemos observado la mayor o menor repetitividad de los resultados. Con la premisa de obtener resultados más precisos y reducir las incertidumbres de las medidas es fundamental utilizar un módulo de referencia, previamente calibrado, como sensor de irradiancia y temperatura. Para realizar las medidas se utilizó un trazador doble de curvas I-V (Muñoz *et al.* 2013) que permite medir simultáneamente el módulo de referencia y cada uno de los módulos bajo estudio.

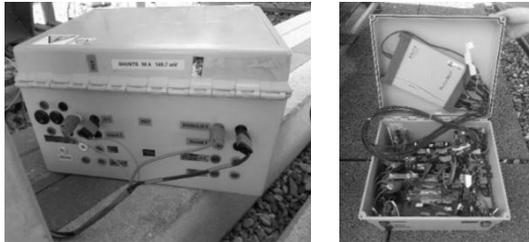


Fig. 2. Trazador doble de curvas I-V desarrollado por el Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del IES-UPM.

MONTAJE EXPERIMENTAL

Para analizar la dispersión de temperaturas a diferentes niveles se emplearon sensores PT1000 clase B (tolerancia de $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$) pegados en la parte posterior de los módulos. En un primer ensayo estudiamos la dispersión de temperaturas dentro de una misma célula. Para ello pusimos tres PT1000 en la célula central de 3 módulos bajo estudio (Fig. 3a). En un segundo ensayo se pusieron tres sensores PT1000 en esos cuatro módulos siguiendo las recomendaciones de estándares internacionales (IEC-61853, 2011; IEC-60891, 2009) para estudiar la dispersión de temperaturas intramódulo (Fig. 3b). Finalmente, en otros 14 módulos se incluyó un único sensor en la célula central para estudiar la dispersión dentro de un generador. (Fig. 3c)

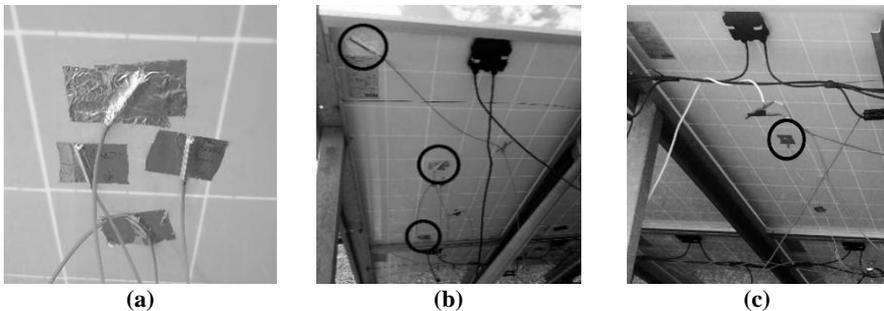


Fig. 3. Módulo de estudio con: a) tres PT1000 en su célula central; b) tres PT1000 en diferentes células; c) una PT1000 en su célula central. Los círculos señalan las PT1000.

DESCRIPCIÓN DE LA DISPERSIÓN DE TEMPERATURAS

La Fig. 4 muestra la distribución de las PT1000 en los módulos estudiados junto con la dispersión de temperaturas medidas por esos sensores con respecto a la irradiancia.

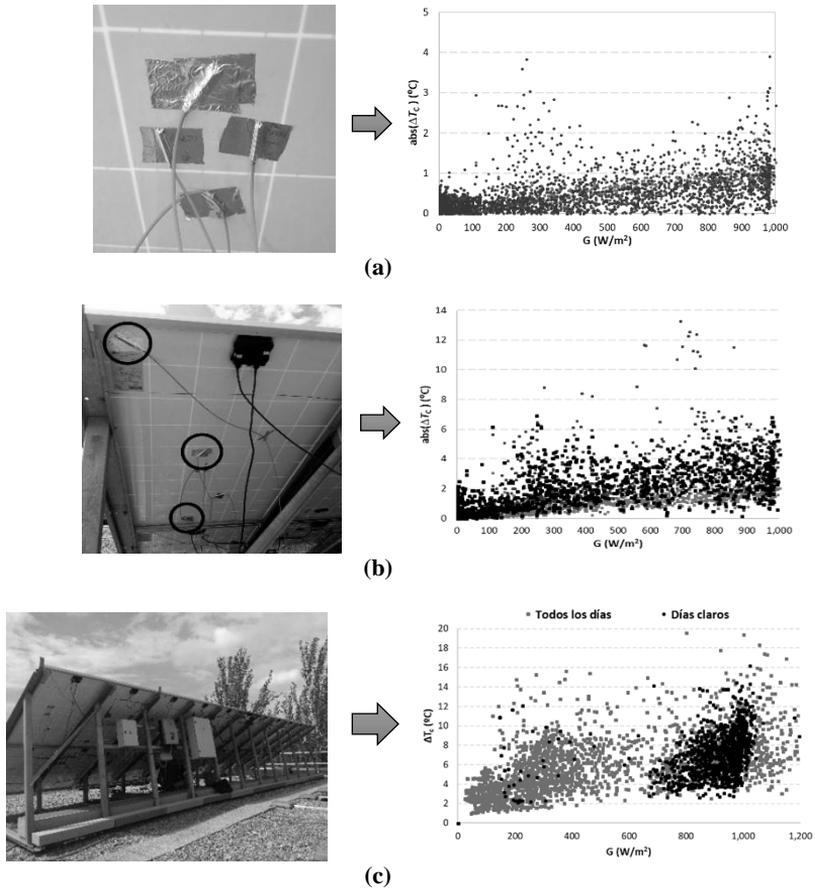


Fig 4. (a) PT1000 en una misma célula de un módulo –izquierda– y dispersión de temperaturas intracélula –derecha–. (b) PT1000 en diferentes células de un módulo –izquierda– y dispersión de temperaturas intramódulo –derecha–. (c) PT1000 en la célula central de diferentes módulos –izquierda– y dispersión de temperaturas dentro de un generador –derecha–.

En la Figura 4.a se puede observar que la diferencia entre la temperatura máxima y la temperatura mínima medida en 3 puntos de la célula central de los módulos llega a alcanzar los $2,5^{\circ}C$ para irradiancias cercanas a $1000 W/m^2$. En lo que respecta a la dispersión intramódulo (Fig. 4.b), se obtuvieron diferencias entre las PT1000 de hasta $7^{\circ}C$. De nuevo, las diferencias más grandes se alcanzan a las mayores irradiancias. Por último, la dispersión

de temperaturas en un generador fotovoltaico, del cual se está monitorizando la temperatura de la célula central en 18 de sus 21 módulos (Fig. 4.c), llega hasta los 14°C. En esta última gráfica los puntos claros representan las diferencias registradas todos los días, mientras que los oscuros están asociados sólo a días claros.

Debemos aclarar que las mayores diferencias de temperaturas que se observan a irradiancias inferiores a 700 W/m² se deben a sombras de árboles cercanos, por lo que no deben de tomarse en consideración (estos puntos ya se han eliminado en la Fig. 4.c para los días claros).

ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA EN CEM DE MÓDULOS A SOL REAL

Una vez analizada la dispersión de temperaturas asociada a las medidas a sol real de módulos fotovoltaicos se puede concluir que al extrapolar una medida de curva I-V en condiciones reales de operación a CEM se está cometiendo un error si se considera que el módulo bajo ensayo presenta la misma temperatura que el módulo de referencia del que se obtienen tanto la irradiancia como la temperatura de célula. Esta circunstancia no se suele considerar y conduce a un incremento de la incertidumbre en la estimación de la potencia en CEM. Por ello, hemos añadido a métodos de extrapolación clásicos diferentes correcciones que consideran esta dispersión de temperatura para obtener la potencia máxima de un módulo en CEM. En este trabajo se han estudiado un total de siete variantes, cuatro asociados a métodos de extrapolación de un tipo y tres asociadas a métodos de un segundo tipo.

El primer tipo de métodos de extrapolación sólo tiene en cuenta el Punto de Máxima Potencia (“Maximum Power Point” o MPP) de la curva I-V medida para a continuación extrapolar ese único punto a CEM. Esta corrección de la potencia máxima se puede realizar de manera proporcional, atendiendo a los valores de calibración del módulo de referencia medido simultáneamente con el módulo bajo ensayo, o teniendo en cuenta el coeficiente de variación de la potencia con respecto a la temperatura (γ) (Osterwald, 1986; Fuentes *et al.* 2007). El segundo tipo de métodos de extrapolación corrige todos los puntos de la curva I-V teniendo en cuenta los coeficientes de variación de la corriente (α) y el de la tensión (β) con respecto a la temperatura (IEC 60891, 2009) para después determinar la potencia máxima a partir de la curva extrapolada a CEM. En la Figura 5 se muestra un esquema de cada tipo de extrapolación estudiada.

En la Tabla 1 y en la Fig. 6 se muestran los resultados que hemos obtenido al aplicar las diferentes extrapolaciones utilizadas. En ellas se recogen las desviaciones estándar promedio resultantes de las 41 medidas puntuales efectuadas sobre 16 módulos distribuidos en los dos generadores.

El Método 1 se basa en una relación directa con respecto al valor de calibración del módulo de referencia. El Método 2 añade al Método 1 una corrección que considera las diferentes temperaturas en los módulos de referencia y bajo ensayo. El Método 3 se basa en una corrección según el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura (γ), considerando que ambos módulos tienen la misma temperatura. El Método 4 es como el Método 3 pero aplicando la diferencia de temperatura que existe entre los módulos.

El Método 5 es el correspondiente a la normativa internacional (IEC 60891, 2009) usando la temperatura asociada al módulo de referencia. El Método 6 es una variación del Método 5 clásico, realizando la extrapolación con la temperatura del módulo bajo ensayo. Finalmente, el Método 7 parte del resultado del Método 5 e incluye una corrección que tiene en cuenta la diferencia de temperaturas entre los módulos de referencia y bajo estudio.

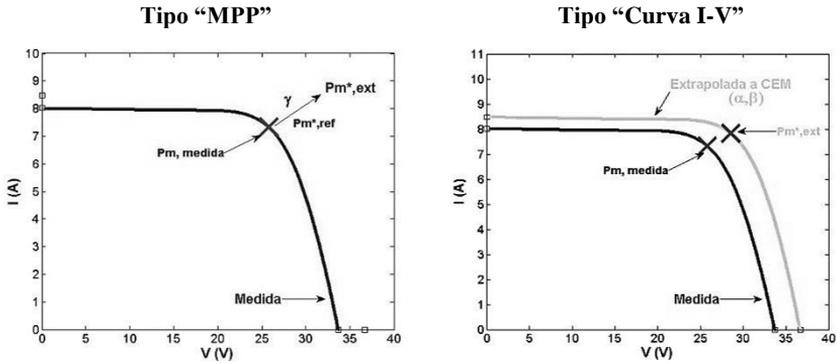


Fig. 5. Tipos de extrapolación para la estimación de la potencia máxima un módulo.

Tabla 1. Desviaciones estándar promedio (%) obtenidas para cada tipo de extrapolación.

Método	Tipo "MPP"				Tipo "Curva I-V"		
	1	2	3	4	5	6	7
σ (%)	1,02	0,88	1,02	0,84	1,16	1,14	1,34

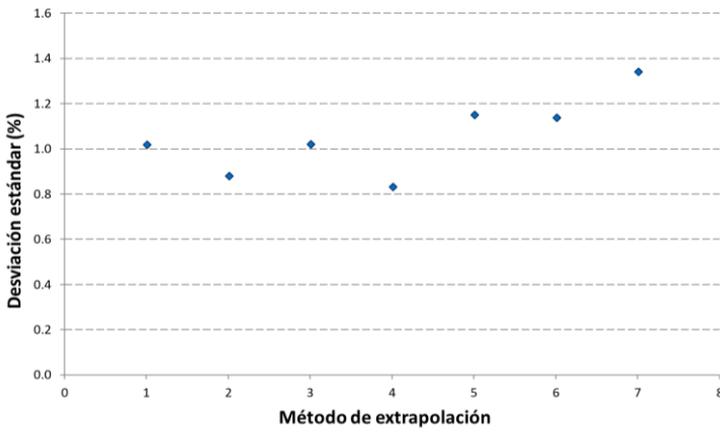


Fig. 6. Desviación estándar promedio (%) para todos los módulos medidos y según cada método de extrapolación.

Como se puede apreciar tanto en la Tabla 1 como en la Fig. 6, las fórmulas de extrapolación del tipo “MPP” consiguen disminuir la desviación estándar de la estimación de la potencia máxima cuando se incluye una corrección que tiene en consideración la diferente temperatura entre el módulo bajo ensayo y el módulo de referencia. Por ejemplo, del Método 1 al Método 2 hay una mejora de un 0,14%; y del Método 3 al Método 4 una mejora cercana al 0,2%.

En cambio, para los métodos de extrapolación del tipo “Curva I-V” hay una mínima mejora del Método 5 al Método 6 que es despreciable, mientras que se empeora en casi 0,2 puntos porcentuales si se emplea el Método 7.

CONCLUSIONES

Si a la hora de realizar medidas de módulos fotovoltaicos a sol real se desean conseguir resultados de caracterización con baja incertidumbre es preciso tener en cuenta que existe una dispersión de temperaturas tanto a nivel célula, como a nivel de módulo cómo a lo largo de un generador fotovoltaico.

Este fenómeno de dispersión de temperatura se estudió durante seis meses en dos generadores fotovoltaicos de 5 kWp. Los resultados de este estudio han revelado que la dispersión de temperatura aumenta con la irradiancia y que llega a valores de 2,5°C a nivel de célula, a 7°C a nivel de módulo y a 14°C a nivel de generador.

Cuando se considera este fenómeno, los resultados de caracterización a sol real tras extrapolar sus medidas a CEM con métodos de translación basados sólo en el “MPP” presentan una menor incertidumbre que cuando no se tiene en cuenta este fenómeno (0,2 puntos porcentuales menos en su desviación estándar). Por el contrario, los métodos de extrapolación basados en la translación de todos los puntos de la curva I-V conducen a resultados más dispersos independientemente de que se incluyan o no estas correcciones (entre el 0,2 y el 0,4% más en su desviación estándar). Estos valores proceden de la caracterización de 16 módulos fotovoltaicos que se han medido en 41 ocasiones diferentes a lo largo de los 6 meses de ensayo.

REFERENCIAS

Carrillo J.M., Martínez-Moreno F., Lorenzo C., Lorenzo E. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. *Solar Energy* 155, 880-892 (2017).

Fuentes M., Nofuentes G., Aguilera J., Talavera D.L., Castro M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy* 81, 1396-1408 (2007). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.12.008>

IEC-61853-1: 2011. Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia.

IEC-60891: 2009. Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.

Muñoz J., Lorenzo E., Carrillo J.M., Moretón R. Design of a twin capacitive load and its application to the outdoor rating of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (2013).

Osterwald C.R. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells* 18, 269-279 (1986). [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(86\)90126-2](https://doi.org/10.1016/0379-6787(86)90126-2)

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS DEL NUEVO GENERADOR FOTOVOLTAICO DE CAPA DELGADA DE TECNOLOGÍA CdTe EN EL INSTITUTO DE ENERGÍA SOLAR

Velásquez - Sanguano L.N., Martínez – Moreno F.

* Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar.
Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM).
Ctra. Valencia km 7. Campus Sur UPM. ETSIS Telecomunicación.
28031 Madrid (España). Teléfono +34 910673485
e-mail: ln.velasquez@alumnos.upm.es, francisco.martinez@ies.upm.es.

RESUMEN

Desde la década de 1990 ha habido un gran avance en el desarrollo de procesos de fabricación de células solares de capa delgada consiguiendo que su participación en el mercado fotovoltaico actual tenga una producción anual cercana al 5%. El Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid con sede en el Campus Sur UPM ubicado en Vallecas, ha adquirido módulos de capa delgada de CdTe del fabricante First Solar para la implementación y caracterización de un generador fotovoltaico en sus instalaciones de investigación. Este artículo presenta los resultados del comportamiento de un generador de 800 Wp, del que se han caracterizado los módulos individualmente y el generador en su conjunto. También se incluye un análisis de resultados tras comparar varias tecnologías: c-Si, CdTe y CIS.

PALABRAS CLAVE: Generador Fotovoltaico, Capa Delgada, CdTe, Respuesta Espectral

ABSTRACT

Since the 1990s there has been a breakthrough in the development of thin film solar cells manufacture processes making their share in the current photovoltaic market have an annual production close to 5%. The Photovoltaic Systems Group of the Solar Energy Institute of the Polytechnic University of Madrid, based in the UPM South Campus located in Vallecas, has acquired CdTe thin-film modules from the manufacturer First Solar for the implementation and characterization of a photovoltaic generator in its research facilities. This article presents the results of the behavior of an 800 Wp generator, of which the modules have been individually characterized and the generator as a whole. An analysis of results is also included after comparing several technologies: c-Si, CdTe and CIS.

KEYWORDS: Photovoltaic generator, Thin film, CdTe, Spectral response.

INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de capa delgada son la única alternativa con cierta presencia significativa en el mercado fotovoltaico actual con respecto a la tecnología de silicio cristalino (tanto monocristalino como multicristalino). En el año 2017 los módulos de capa delgada han llegado a cubrir aproximadamente el 5% de la producción mundial. De entre los fabricantes de capa delgada destaca First Solar, que produce módulos de CdTe, tiene cerca del 60% de toda la oferta comercial actual de capa delgada y ha lanzado la nueva serie S6 para mantener e incluso incrementar su posición privilegiada en el mercado. Otros fabricantes importantes de módulos de capa delgada ofrecen productos de otras tecnologías, como son el CIS (30%) y el silicio amorfo (10%) (Fraunhofer, 2018).

Para estudiar el comportamiento de las principales tecnologías de capa delgada el Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES – UPM) decidió incluir dentro de sus instalaciones del Campus Sur UPM (situado en Vallecas) un generador de CdTe de First Solar y otro generador de CIS de Solar Frontier que en la actualidad funcionan con normalidad conectados a la red desde marzo de 2018.

Este trabajo presenta el resultado de caracterizar experimentalmente el comportamiento eléctrico del generador de CdTe y de estimar su producción energética actual. Un trabajo paralelo que también participa en el congreso hace un estudio similar con el generador de CIS. La Fig. 1. muestra la instalación de los dos generadores de película delgada.



Figura 1. Generadores fotovoltaicos de capa delgada CIS y CdTe, en la terraza del IES-UPM.

EL GENERADOR DE CdTe

Constitución

El generador de CdTe, está constituido por la asociación en serie de 10 módulos fotovoltaicos FS80 de First Solar con potencia nominal de 80 W cada uno. Estos módulos formaron parte de una central fotovoltaica dos años antes de llegar al IES-UPM.

Este generador de 800 Wp inyecta energía a la red a través de un inversor trifásico de 15 kW junto con otros generadores de silicio cristalino (12kWp) y CIS (1.36kWp). De esta forma podemos analizar el funcionamiento de todas estas tecnologías operado en condiciones de operación similares.

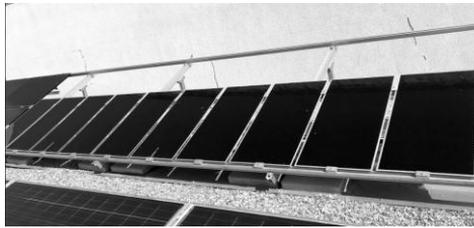


Figura. 2. Generador capa delgada CdTe (First Solar).

En la misma estructura de estos generadores hemos añadido dos módulos de referencia calibrados de cada una de las tres tecnologías. Estos módulos se usan para la medida de sus condiciones de operación, irradiancia incidente efectiva (G) y temperatura de célula (T_c), que se registran continuamente cada 2 minutos.

Adicionalmente, para analizar el efecto de la respuesta espectral hemos incluido un piranómetro al que se ha sustituido su cubierta semiesférica original por un vidrio plano para que su respuesta angular sea la misma que la del generador. Todas las medidas se monitorizan continuamente con un registrador de datos cada dos minutos desde el mes de marzo del 2018.

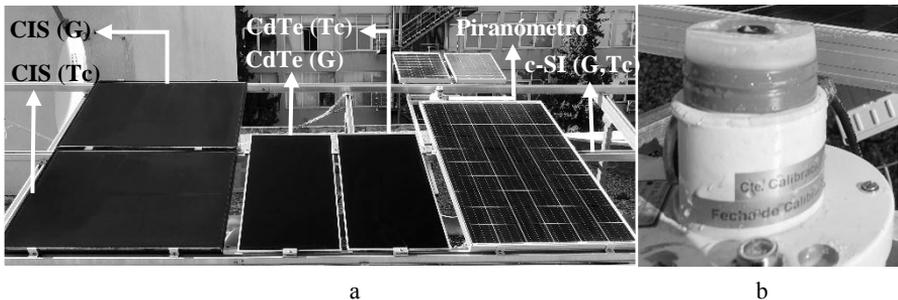


Figura 3. a) Módulos de referencia CIS, CdTe y c-SI, b) Sensor de irradiancia (Piranómetro).

CARACTERIZACIÓN

Potencia de módulos individuales

Hemos ensayado la potencia de los 12 módulos de los módulos individuales en un simulador solar y a sol real con carga capacitiva (Muñoz *et al.*, 2013) . La Tabla 1 recoge los resultados de todas estas medidas. La primera fila muestra los datos del módulo según la hoja de características del fabricante. La segunda fila incluye las medidas realizadas en Condiciones Estándar de Medida (CEM: 1000W/m², 25°C) con el simulador solar del IES-UPM. Las filas 3 y 4 presentan las medidas a sol real de los módulos ya extrapoladas a CEM según la normativa internacional (IEC 60891) tal y como fueron recibidos ("Inicial") y después del ensayo de acondicionamiento mediante exposición al sol tras recibir una radiación acumulada de más de 43 kWh/m² ("Final"), respectivamente.

Tabla 1. Tabla resumen de los ensayos realizados a los módulos individuales

	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)	Pm (W)	FF
Fabricante	1.22	91.50	1.12	71.20	80.00	0.717
Simulador IES-UPM	0.99	90.88	0.88	68.44	59.99	0.667
Sol real - Inicial	1.22	92.84	1.05	69.24	73.08	0.644
Sol real – Final	1.24	93.14	1.06	68.93	72.95	0.632

La diferencia entre los datos entregados por el fabricante y los resultados del simulador solar no son representativos porque el simulador solar del IES – UPM está constituido por una lámpara Xenón (800 – 900 nm), cuyo espectro es bastante alejado del AM 1.5 y su referencia es una célula de silicio cristalino cuya respuesta espectral es diferente de la del CdTe. Al comparar los resultados a Sol real "Inicial" y "Final" se puede concluir que los módulos han sufrido una degradación por exposición al Sol del 0.2% en base a la normativa internacional (IEC 61646). La referencia para estas medidas a sol real fue un módulo de silicio cristalino, pero como las condiciones espectrales son relativamente cercanas a AM 1.5 (AM al mediodía de diciembre es 2.0 y el AM al mediodía de febrero es 1.74) pensamos que el impacto de las diferentes respuestas espectrales va ser despreciable. Esto se va a ver más adelante en el estudio que se ha incluido de la respuesta espectral. Los valores obtenidos a Sol real son coherentes ya que se conocía a priori que estos módulos presentaban una potencia máxima cerca de un 10% por debajo de su potencia de catálogo tras su operación en la central en la que estuvieron funcionando.

Coefficientes de temperatura

Los coeficientes de temperatura también se midieron a sol real utilizando una caja termostataada que permite imponer a los módulos a una temperatura inicial inferior a 25 °C. A partir de ese momento y a lo largo del proceso de calentamiento que sufren los módulos debido a la propia exposición al sol real se van realizando medidas de curvas I-V con carga capacitiva hasta que el módulo alcanza la temperatura de equilibrio (Martinez-Moreno *et*

alt. 2015). La Fig. 3. muestra el proceso de medición en la caja termostata y un ejemplo de los resultados obtenidos de un módulo escogido al azar. Esta misma caja se ha utilizado para calibrar los módulos sensores de referencia descritos anteriormente. En la Tabla 2 se presentan los valores obtenidos para los coeficientes de variación con la temperatura, que revelan que el funcionamiento real de los módulos es coherente con lo declarado por el fabricante en su hoja de características.

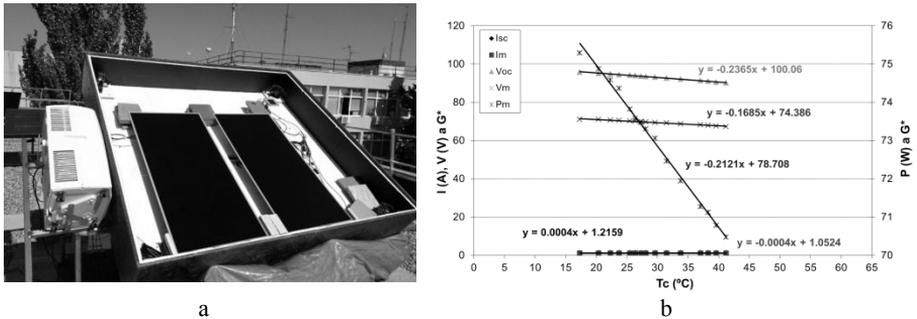


Figura 4. a) Caja termostata del IES-UPM con dos módulos First Solar preparados para ser medidos. b) Variación de los parámetros eléctricos del módulo con la temperatura.

Tabla 2. Tabla de comparación de los coeficientes de temperatura.

	α (%/°C)	β (%/°C)	γ (%/°C)
Fabricante	0.04	-0.25	-0.25
Caja Solar IES-UPM	0.06	-0.25	-0.25

Coefficientes de temperatura

Finalmente hemos medido la curva I-V del generador. Para realizar las medidas de las curvas I-V del generador usamos una carga capacitiva adaptada a los valores de tensión del generador (Muñoz y Lorenzo, 2006) (Martínez et al., 2008). Los valores promedio medidos a una irradiancia de unos 1049 W/m² y a una temperatura de célula de unos 59.7 °C y extrapolados a CEM se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Tabla promedio de los parámetros eléctricos del generador medidos y extrapolados a CEM.

Medidas (04/05/2018)	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)	Pm (W)	FF
Promedio						
Medida	1.30	823.77	1.11	603.56	669.55	0.625
CEM	1.22	904.30	1.05	680.65	713.78	0.648

En la Tabla 4 se recoge el resumen de todos los resultados de potencia respecto al valor nominal (potencia inicial según fabricante). Los módulos se recibieron con una potencia cerca de un 9% por debajo del valor nominal debido a la degradación que sufrieron durante su operación en la central en la que estuvieron funcionando durante 2 años, valor que no ha

aumentado tras exponerlos al Sol en las instalaciones del IES-UPM. Una vez conectados los módulos en serie para generar electricidad, la potencia de este generador a la entrada del inversor disminuye cerca de un 2%. Estas pérdidas adicionales se explican por la dispersión de características entre módulos y por el cableado (las medidas se realizaron justo tras haber limpiado los módulos y en ausencia de sombras).

Tabla 4. Tabla promedio de los parámetros del generador medido.

	Pm (W)	Diferencia (%)
Fabricante	800.00	0.0
Suministrada	730.76	-8.7
Estabilizada	729.50	-8.8
Conexionado + cableado	713.78	-10.8

Respuesta Espectral

Para estudiar el efecto de las variaciones espectrales utilizamos el método de (Martín y Ruiz, 1999), que caracteriza la atmósfera mediante los valores del índice de claridad (K_T) y de la masa de aire (AM). Este método considera de manera independiente el efecto del espectro a cada componente de la irradiancia (G): componente directa (B), componente difusa (D) y componente de albedo (AL):

$$I_{sc} = \left(\frac{I_{sc}^*}{G^*} \right) * (B * f_B + D * f_D + AL * f_{AL}) \quad (1)$$

En este caso hemos despreciado la componente de albedo AL , por lo que la componente directa de la radiación B se puede calcular como la diferencia entre la radiación global medida G y la radiación difusa calculada D . Esta componente difusa D se ha estimado en función de la fracción de difusa según el modelo De Miguel (K_D) (Moretón, 2016).

Los parámetros f_B, f_D, f_{AL} responden a la forma general

$$f = c * \exp[a * (K_T - 0.74) + b * (AM - 1.5)] \quad (2)$$

donde a, b y c son coeficientes empíricos para cada componente de la radiación. Tiene interés constatar que 0.74 y 1.5 son precisamente los valores de K_T y AM correspondientes a las condiciones CEM. Para obtener los coeficientes para el CdTe interpolamos linealmente entre los valores para el ancho de banda prohibida del silicio cristalino ($E_g = 1.12\text{eV}$), del silicio amorfo ($E_g = 1.7\text{eV}$) y del CdTe ($E_g = 1.5\text{eV}$).

Para comparar las respuestas espectrales según el modelo teórico y con los datos experimentales se han considerado los valores de irradiancia medidos de los módulos de referencia de silicio y de CdTe. De esta forma, considerando como referencia el silicio se obtiene que

$$\frac{G_{FS}}{G_{SI}} = \frac{(B * f_{B,FS} + D * f_{D,FS})}{(B * f_{B,SI} + D * f_{D,SI})} \quad (3)$$

La Figura 5 (a) muestra que la respuesta espectral es casi plana, independiente del valor de AM. La Fig. 5. (b) muestra que el ajuste entre el modelo teórico y los datos experimentales es próximo a la unidad. Esto confirma la adecuación del modelo empleado.

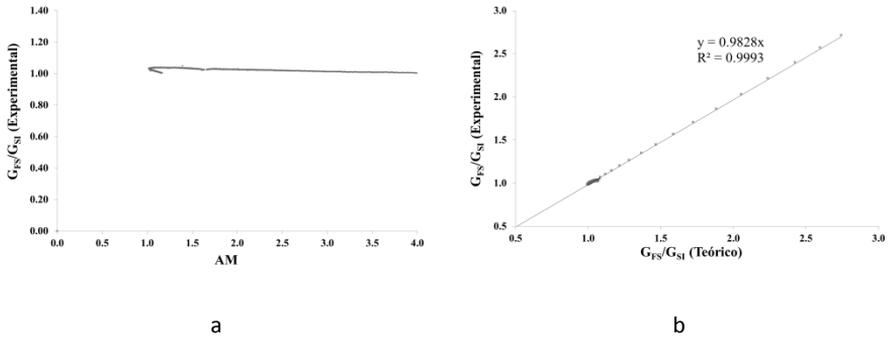


Figura. 5. a) Variación de la masa de aire AM vs irradiancia experimental. (b) Respuesta del espectro de irradiancia experimental (medida, eje y) y teórica (calculada, eje x).

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Utilizando los resultados anteriores hemos hecho una simulación de la producción energética del generador de CdTe instalado. También hemos simulado un generador de potencia equivalente de silicio cristalino, c-Si. Para ello hemos empleado el software de simulación desarrollado por el IES-UPM (SISIFO). En ambos hemos realizado la simulación considerando ("Con Espectro") y despreciando ("Sin Espectro") el efecto de la respuesta espectral. La Tabla 5 recoge todos los resultados de estas simulaciones. Como se puede apreciar, las diferencias obtenidas son despreciables (inferiores al 0.2%), por lo que la consideración o no del espectro parece irrelevante.

Tabla 5. Tabla comparativa de los resultados simulados.

	P.real /Pnom (%)	γ (%/K)	Yield Sin Espectro (kWh/kW)	Yield Con Espectro (kWh/kW)	Diferencia (%)
c-Si	96.20	-0.40	1745.0	1742.3	0.150
CdTe	89.25	-0.25	1661.3	1662.5	-0.07

CONCLUSIONES

Hemos instalado un generador de CdTe DE 800 Wp que inyecta energía a la red a través de un inversor trifásico de 15 kW. Este generador está compuesto por 10 módulos fotovoltaicos que previamente habían estado funcionando durante 2 años en otra instalación. Estos módulos se recibieron con una degradación de potencia cercana al 10%. Hemos ensayado de manera individual cada uno de estos módulos para obtener su potencia

en CEM y sus coeficientes de variación con la temperatura. También hemos realizado un análisis de su respuesta espectral comparándola con la del silicio. Si bien la potencia de los módulos analizados ha resultado ser bastante inferior a la indicada por el fabricante, el comportamiento térmico una vez estabilizadas sus características eléctricas coinciden con lo establecido en las hojas de características.

Con los resultados de todos estos ensayos de caracterización hemos simulado la producción anual en de este generador en su ubicación actual en el Campus Sur de la UPM (Vallecas, Madrid). Hemos comprobado que la respuesta espectral tiene un impacto prácticamente despreciable (diferencias de menos del 0.2%).

REFERENCIAS

F. Martínez – Moreno, J. Muñoz, E. Lorenzo (2008). Testing of PV arrays in large grid – connected PV plants installed in Spain. *23 rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1-5 September 2008, Valencia, Spain*, pp 2878-2880.

F. Martínez – Moreno, J. M. Carrillo and E. Lorenzo (2015). Outdoors measurements of PV module efficiency and temperature coefficients, *31 st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 14 – 18 September, CCH – Congress Center Hamburg, Hamburg, Germany, app 2043 – 2018.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG, Freiburg, 12 July 2017.

J. Muñoz y E. Lorenzo (2006). Capacitive load base don IGBTs foro n–site characterization of PV arrays. *Solar Energy* 80, 1489-1497.

Javier Muñoz, Eduardo Lorenzo, José Manuel Carrillo and Rodrigo Moretón (2013). Design of a twin capacitive load and its application to the outdoor rating of photovoltaic modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 23, 247-252.

N. Martín and J. M. Ruiz (1999). A New Method for the Spectral Characterisation of PV Modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 7, 299 – 310.

R. Moreton Villagrá (2016). Contribution to uncertainty reduction in the estimation of PV plant performance, Chapter 5, app 120. Universidad Politécnica de Madrid.

SISIFO. <http://www.sisifo.info/>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

Gerenciamento de Redes de energia inteligentes (REI) empregando análise por modelo preditivo empregando redes modulares expansíveis de instrumentação

Fonseca E.*, Silva J.F.R.* , Anjos V.H.P.* , Amaral D. H.* , Cordeiro G. S.* , Lima N. S.* , Malaguti B.* , Sales F.E.*

* Curso de Engenharia de Energia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Avenida dos Barrageiros 1881, Distrito de Primavera, 19274-000, (São Paulo) Brasil, eloi.fonseca@unesp.br

RESUMO

Pesquisa visando o desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) a partir da análise de modelo preditivo, em uma plataforma de testes com sistema híbrido de armazenamento de energia empregando banco de baterias de íon-lítio e armazenamento de energia em hidrogênio através de eletrólise em um sistema de geração renovável em microrrede. O gerenciamento usando modelo preditivo é baseado em processamento de dados e controle a partir de uma rede modular e expansível de instrumentação empregando tecnologias com capacidade de extração de componentes permitindo assim implementar metodologias de redução significativa das oscilações e anomalias decorrentes das interações em conexão em redes de energia.

PALAVRAS CHAVE: Redes Inteligentes, Modelo Preditivo, Armazenamento de energia

ABSTRACT

Scientific research that aims the development of innovative Smart Grid Management methodologies using the predictive model analysis in a hybrid energy storage system employing lithium-ion battery bank and energy storage in hydrogen by electrolysis in a microgrid renewable generation system. The management using predictive model is supported by data processing and control using a modular and expandable instrumentation network of technologies with capability of component extraction that allows develops new methodologies for significant reduction of the oscillations and anomalies resulting of the connection interactions in networks power sources.

KEYWORDS: Smart Grids, Predictable Model, Energy Storage

DESCRIÇÃO

Atualmente a pesquisa de eficientes tecnologias em armazenamento de fontes de energia renovável (RES *renewable energy sources*) constitui importante etapa para a implantação de contínuo fornecimento de energia em uma rede de energia elétrica, em função da intermitência e instabilidade das RES fotovoltaicas e eólicas. A partir da Chamada de P&D Estratégico nº 21/2016 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – Brasil) foi iniciada em 2017 na Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” (UNESP) pesquisa do projeto da Companhia Energética de São Paulo - CESP P&D 00061-0054/2016 para o desenvolvimento de inovadoras metodologias de gerenciamento de redes inteligentes (*Smart Grid Management*) empregando a análise de modelo preditivo (Frey et al., 2015)(Choi et al., 2011), proposta para um sistema híbrido de armazenamento de energia (banco de baterias de íon-lítio e sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrólise) alimentado por um conjunto de plantas fotovoltaicas e torres com aerogeradores interconectadas como uma micro rede de energia.

As plantas fotovoltaicas do projeto são constituídas de distintas tecnologias de células fotovoltaicas, assim como modelos de inversores de fabricantes diferentes, sendo a capacidade de geração distribuída não uniformemente na rede, sendo:

- duas plantas com capacidade 250kWp sendo uma cristal amorfo flexível e uma silício policristalino;
- duas plantas com capacidade de 50 KWp sendo ambas monocristalinas uma com mecanismo de apontamento (*suntracker*) a outra fixa;
- duas com capacidade de 25kWp ambas em estruturas flutuantes instaladas no lago de usina hidroelétrica de Porto Primavera, sendo uma de cristal amorfo flexível e a outra de silício monocristalino;
- uma planta com capacidade de 400kWp sendo de silício monocristalino e
- duas torres aerogeradoras de 100kWp cada.

A estrutura física de distribuição das plantas é apresentada na figura 1.

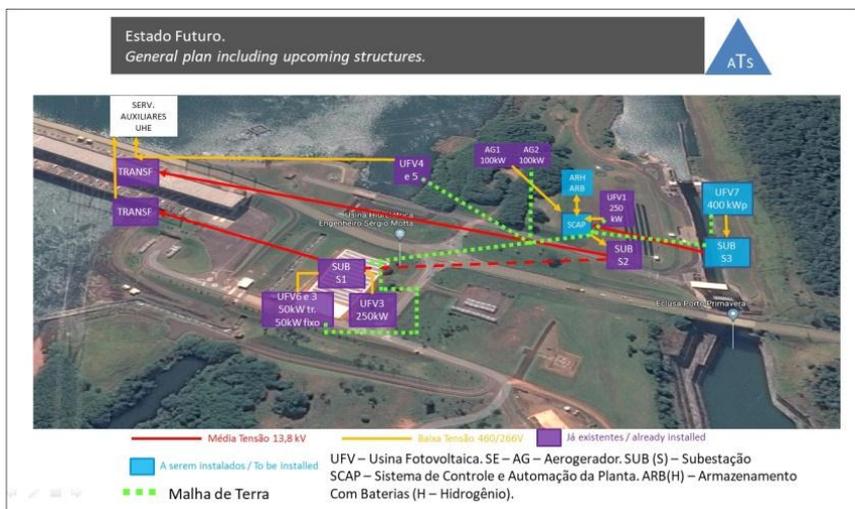


Figura 1: Configuração dos sistemas na Rede de Energia do Projeto

O sistema híbrido de armazenamento para fornecer capacidade de sustentação do fornecimento de energia pelo sistema da rede de geração consiste de:

- um banco de baterias de íon-lítio e
- sistema armazenamento de energia em hidrogênio através de eletrólise e reeletrificação por células combustíveis.

A estrutura operacional é apresentada na figura 2.

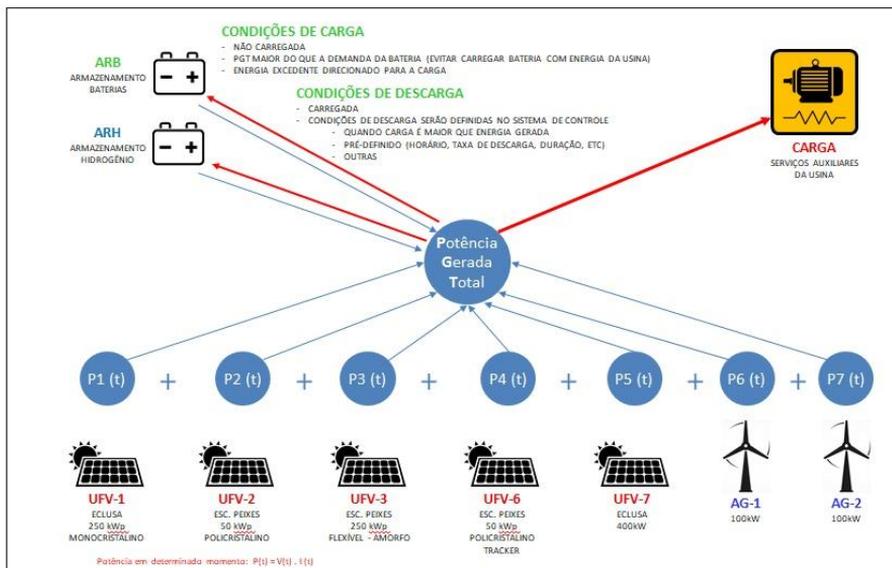


Figura 2: Controle operacional do armazenamento na Rede de Energia do Projeto

METODOLOGIA

Na análise preditiva dados históricos são empregados para previsão de eventos futuros através da representação por modelos matemáticos consistentes. Os modelos preditivos desenvolvidos serão testados com dados atualizados para previsão de comportamento e tomada de decisões de ações executadas para obter os melhores resultados. A análise preditiva permitirá assim desenvolver a análise prescritiva como o próximo objetivo pois a análise preditiva cria uma estimativa de tendencia de comportamento enquanto a análise prescritiva é um ramo da análise de dados que emprega modelos preditivos para sugerir ações a serem tomadas a fim de obter os melhores resultados (Markovic et al., 2015). O gerenciamento da rede de energia inteligente usando modelo preditivo será baseado em processamento de dados e controle a partir de uma rede modular e expansível de instrumentação empregando tecnologias com capacidade de extração de componentes através de análise por Processadores da família MSP430F67xxA para medidas de energia (Mesganaw, 2014), que permitem obter informações contínuas e detalhadas sobre parâmetros da geração, armazenamento e distribuição de cada segmento da rede, sendo estes dados organizados e armazenados em banco de dados relacional dedicado para suportar a análise e processamento posterior. Os diagrama bloco dos sistemas de aquisição de dados com desenvolvimento de *firmware* de medidores inteligentes é apresentado na figura 3.

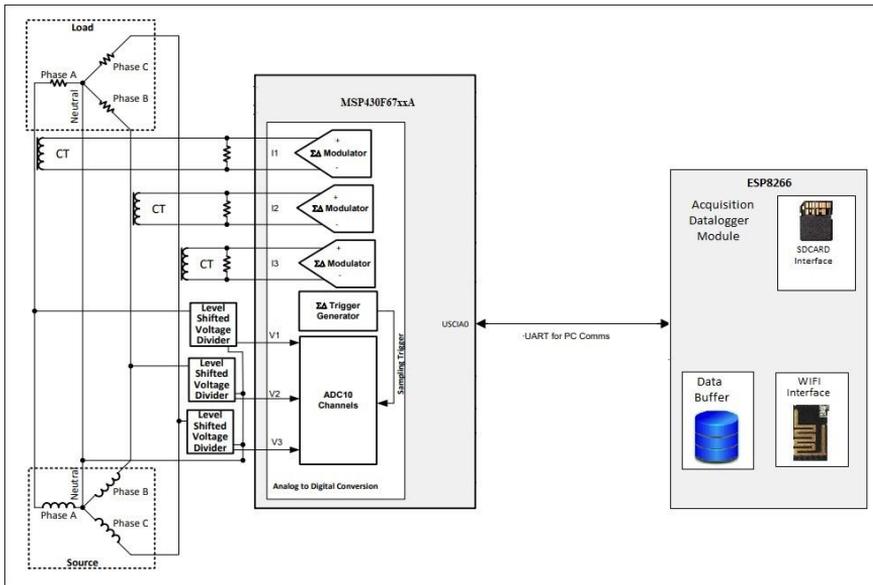


Figura 3: Estrutura em bloco dos medidores inteligentes.

Estes medidores incorporam a biblioteca de energia MSP430F67641A da Texas Instruments, que permite extrair parâmetros individuais por fase como V_{rms} , V_{pico} , I_{rms} , I_{pico} , P_{var} , P_{real} , Fator de Potência e tres métodos de cálculo de Distorção Harmônica Total (TDH_{IEC_F} , TDH_{IEC_E} e TDH_{IEEE}) em taxa de amostragem programável até 8096 amostras/segundo (Mesganaw, 2016) A compreensão da influencia de cada elemento constituinte da rede, fatores de variação e tipo de carga, interação entre fontes de geração distintas integradas em rede a partir dos dados adquiridos pela instrumentação permitirá desenvolver modelos matemáticos e estatísticos representativos comportamentais, como base para o desenvolvimento de inovadores mecanismos de controle ativo que permitam reduzir de forma significativa as oscilações e anomalias decorrentes das interações em conexão em redes de energia. O emprego de rede de instrumentação automatizada com tecnologias compatíveis com integração em rede na concepção de IoT (*Internet of Things*) em comunicação wireless, permitirá também o desenvolvimento de smart meters adaptados a aplicações de monitoramento e controle detalhado de microrredes de energia renovável (TEXAS, 2016). Nestes medidores são empregadas para instrumentação de corrente bobinas de Rogowski (FREESCALE, 2011) (Megasnaw, 2014) tecnologia que apresenta vantagem sobre outros tipos de transformadores de corrente pelo emprego de núcleo de ar que ao contrário do núcleo de ferro apresenta uma baixa indutância permitindo assim resposta a rápidas variações de corrente elétrica. Outro fator relevante é a não saturação comum aos núcleos de ferro, sendo altamente linear mesmo quando submetido a elevadas intensidades de corrente típicas em aplicações em micro redes de energia elétrica. Neste contexto, o sistema deverá permitir a aquisição de dados provenientes de instrumentação das plantas de geração, sistema de armazenamento e de distribuição de energia elétrica, para composição de dados em banco de dados relacional. As características desejáveis e as mandatórias das informações a serem obtidas através de monitoramento

servem como regras de desenvolvimento seguidas nas fases posteriores do processo de desenvolvimento e implantação do Sistema de Gerenciamento do Banco de Dados Relacionais do projeto. A integração entre sistemas será abordada em linhas de requisitos, ações, metodologias e tecnologias a empregar para implementação do sistema de instrumentação completo. O modelo funcional do projeto do Sistema Gerenciador de banco de Dados do projeto está descrito em Blocos na figura 4. Será empregada para fins de descrição uma relação de entradas e saídas inerentes a cada processo individual e uma representação gráfica do processo.

a) Entradas:

- Comunicação com supervisório
- Comunicação com Inversores
- Comunicação com Smart Meters
- Comunicação com Sistema Hidrogênio
- Comunicação com Instrumentação Baterias Ion-Lítio
- Comunicação com Instrumentação Estação solarimétrica
- Comunicação com Instrumentação Estação anemométrica
- Comunicação com Sistemas de Comunicação

b) Saídas:

- Informações Alerta para Supervisório
- Informações para Sistema Gerenciador de Banco de Dados
- Sinais de Controle de Interfaces de Instrumentação
- Sinais de Controle de Interfaces de Comunicação de Dados

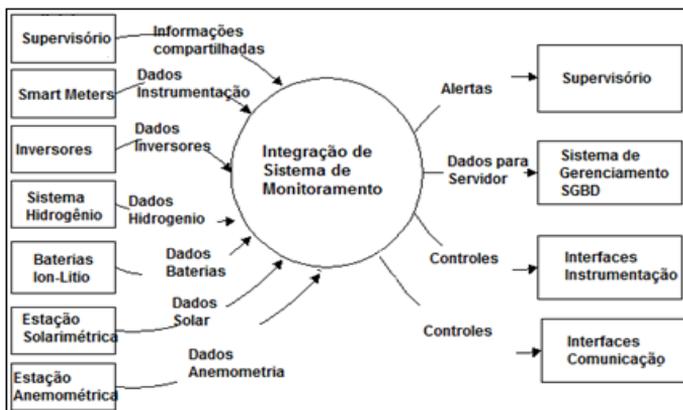


Figura 4 Descrição funcional Geral de Integração do Sistema de Instrumentação

A pesquisa empregando análise prescritiva, a partir dos modelos preditivos gerados depende de uma estrutura de supervisório de monitoramento e controle robusto o suficiente para garantir o cumprimento dos requisitos de segurança e qualidade, com capacidade de automatização de processos e de controle dinâmicos que permitam realizar testes em procedimentos de avaliação dos modelos elaborados e extrapolação de resultados para realimentação do processo de pesquisa. O *backbone* do modelo proposto de supervisão e controle pode visto na figura 5.

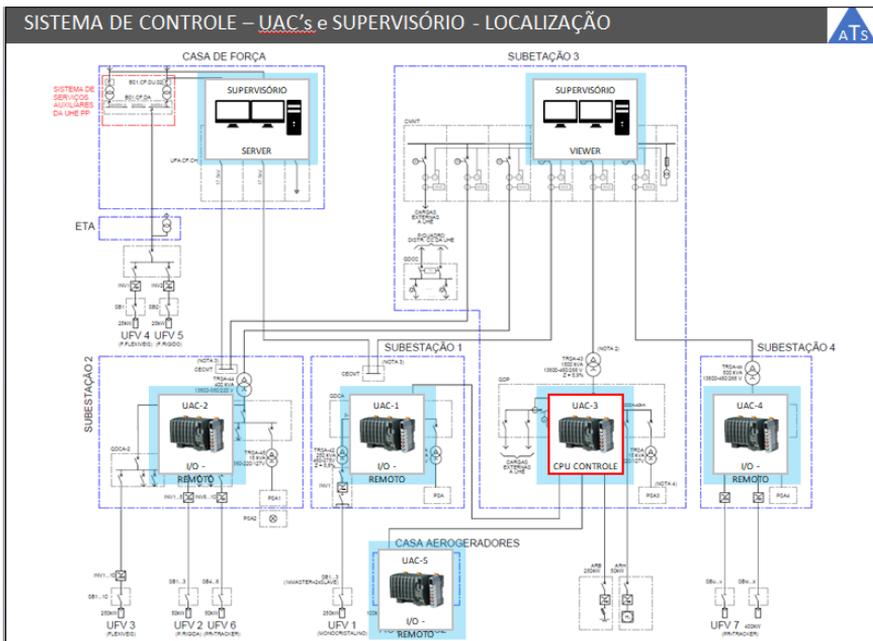


Figura 5 Descrição bloco do sistema de Supervisão e Controle

COMENTÁRIOS FINAIS

A pesquisa faz parte de uma estrutura que foi iniciada com a implantação de um parque fotovoltaico em projeto de chamada ANEEL anterior, sendo agora complementada com a abordagem do armazenamento e despacho de energia. Os requisitos de qualidade e eficiência energética poderão ser verificados nos experimentos realizados e modelos comportamentais definidos para elaboração de modelos matemáticos representativos a partir da análise preditiva dos dados coletados. No contexto da crescente utilização de geração distribuída, microrredes de energia e disponibilidade de recursos com eficiência, espera-se colaborar com a geração de ferramentas a partir da análise preditiva para a análise prospectiva habilitando o desenvolvimento de sistemas de controle e monitoramento adequados aos perfil de expansão do emprego de energia renovável distribuída (Ribeiro, 2014). Será implantado um laboratório em cadeia reduzida no campus de Rosana da UNESP com aerogerador de 2,4kWp, planta solar de 3kWp sistema de armazenamento em hidrogênio por eletrolizador com célula combustível de 2,5kW e banco de baterias de 3kW para permitir a realização de ensaios e testes em cadeia reduzida com maior flexibilidade e agilidade. Esta estrutura de ensaios e coleta de dados em planta real e em cadeia reduzida laboratorial permitirá de forma mais concreta suportar adicionalmente pesquisadores em graduação e pós-graduação em pesquisas derivadas e executar treinamento de capacitação e operação de sistemas de energia renovável.

REFERÊNCIAS

- Choi, C.-S., Ian, J.I., Park, W.-K., Jeong, Y.-K. and Lee, I.-W. (2011) Proactive Energy Management System Architecture Interworking with Smart Grid. Proceedings of the IEEE 15th International Symposium on Consumer Electronics, Singapore, 1-4.
- FREESCALE SEMICONDUCTOR INC. (2011) MQX-Enabled MCF51EM256 Single-Phase Electricity Meter Reference Design Using the MCF51EM256, MC1322x and MMA7660FC, Rev. 0, disponível em http://www.nxp.com/files/32bit/doc/ref_manual/DRM121.pdf
- Frey, S., Disch, S., Reich, C., Knahl, M. and Clarke, N. (2015) Cloud Storage Prediction with Neural Networks. Proceedings of the Sixth International Conference on Cloud Computing, GRIDs, and Virtualization, Nice, 22-27 Março 2015, 68-72.
- Markovic, D.S., Zivkovic, D., Branovic, I., Popovic, R. and Cvetkovic, D. (2013) Smart Power Grid and Cloud Computing. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 24, 566-577. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.068>
- Mesganaw, M. (2016) TIDUB70A Total Harmonic Distortion Measurement For Energy Monitoring, TEXAS Instruments Technical Manual. disponível em www.ti.com/lit/ug/tidub70a/tidub70a.pdf
- Mesganaw, M., Venkat, K. (2014) Interfacing the MSP430AFE25x-Based Single-Phase E-Meter With a Host Processor, TEXAS Instruments.
- Ribeiro, P. F. et al (2014) Power systems signal processing for smart grids, John Wiley & Sons, ISBN-13: 978-1119991502.
- TEXAS INSTRUMENTS INCORPORATED (2016) The Internet of Things: Opportunities & Challenges, disponível em http://www.ti.com/ww/en/internet_of_things/pdf/14-09-17-IoTforCap.pdf

DISEÑO DE SISTEMAS HIBRIDOS FV-H₂

Gutiérrez-Martín F.

Departamento de Ingeniería Mecánica, Química y Diseño Industrial (ETSIDI),
Universidad Politécnica de Madrid, Rda. Valencia 3, Madrid, 28012, España
Ponente del Máster ERMA-UPM
fernando.gutierrez@upm.es

RESUMEN

Los sistemas integrados FV-H₂ pueden desempeñar un papel efectivo para el suministro de energía distribuida en aplicaciones que requieren almacenamiento estacional con dispositivos compactos y estables. Su principal ventaja es la posibilidad de almacenar la energía excedente via electrolisis (H₂) para su uso en pilas de combustible. Se presenta un método de diseño de sistemas híbridos FV-H₂ que considera los datos climatológicos y las variables eléctricas de los componentes para realizar balances de energía y evaluar el sistema en términos de requisitos de demanda, niveles de energía almacenada y costes resultantes. La energía suministrada por estos sistemas costaría aprox. lo mismo que los precios pagados por clientes domésticos, pero tienen el mérito de ser autónomos y el H₂ la capacidad de almacenamiento estacional evitando restricciones de electrificación y limitaciones de otros almacenamientos a corto plazo.

PALABRAS CLAVE: Sistemas Híbridos, Energía Solar, Hidrógeno, Electrolisis

ABSTRACT

The integrated systems built with PV and H₂ could play an effective role in implementing a distributed energy supply in applications that require seasonal storage with compact, long life and low maintenance devices. The main advantage is the possibility of surplus energy storage by means of an electrolyzer which transforms electricity into H₂ that can be used in fuel-cells. This work concerns a methodology to design PV-H₂ hybrid systems that considers the weather data and the electrical variables of the components to perform energy balances and assess the system in terms of the load requirements, the levels of energy stored and the resulting costs. The energy supplied by these systems costs roughly the same as power prices paid by domestic customers, but they have the merit of being autonomous and H₂ has the capacity for seasonal energy storage avoiding electrification constraints and limitations of short-term storages.

KEYWORDS: Hybrid Power Systems, Solar Energy, Hydrogen, Electrolysis

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de sistemas eficientes integrados por fuentes de energía renovable y tecnologías del hidrógeno puede desempeñar un papel importante en la reducción del uso de combustibles fósiles y las emisiones ambientales. Por su parte, la estructura difusa de la demanda de energía doméstica resulta favorable para implementar sistemas de generación distribuidos a partir de energías renovables, donde el sol es uno de los recursos preferidos por su fácil disponibilidad. Sin embargo, el carácter intermitente de la radiación solar hace que sea difícil producir energía fiable con módulos fotovoltaicos (FV) aislados; por ello, el suministro continuo de electricidad sin conexión a la red depende del almacenamiento, donde portadores como el hidrógeno (H_2) tienen la ventaja significativa de mantener su contenido energético cuando no están en uso.

La configuración de un sistema híbrido FV- H_2 para una vivienda autónoma se muestra en la Fig. 1. La principal característica del sistema es la posibilidad de utilizar la energía excedente transformándola en H_2 que se puede usar en una pila de combustible (FC): si la potencia del sistema primario (FV) es superior al consumo, el exceso se usa en un electrolizador (EL) para producir H_2 ; cuando no es suficiente, la energía proviene de la FC gracias al H_2 almacenado.

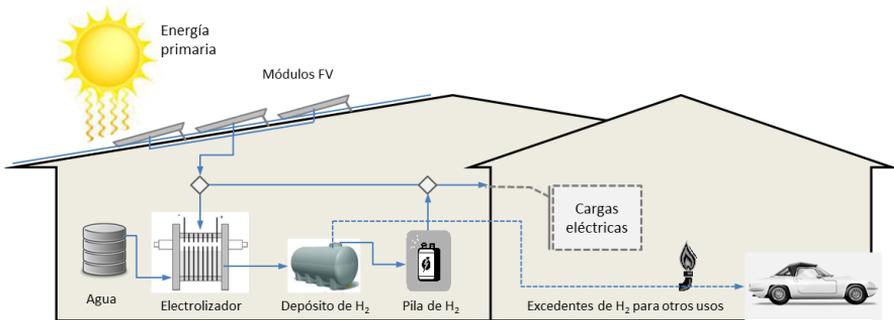


Fig. 1. Sistema híbrido autónomo basado en energía solar FV y almacenamiento de H_2

Por tanto, el sistema híbrido consta de módulos FV acoplados a un EL, con un depósito de H_2 y una FC, que deben cumplir ciertos requisitos:

- El sistema primario de energía debe suministrar un voltaje mínimo al EL para llevar a cabo la electrolisis del agua (teóricamente 1.23 V y en la práctica alrededor de 1.4 - 2 V).
- Cada subsistema (FV y EL) debería operar cerca de los puntos de máxima potencia (MPP) para maximizar la eficiencia en función de la radiación solar y temperatura.
- Las capacidades de cada subsistema deben seleccionarse cuidadosamente para satisfacer las demandas de electricidad, pero sin sobredimensionar el sistema.
- El sistema debería contener el mínimo de dispositivos auxiliares (e.g., acondicionamiento de energía, baterías y otros) para optimizar la eficiencia y los costes totales.

Se han estudiado previamente sistemas híbridos basados en energías renovables e hidrógeno, incluyendo el recurso solar y las dinámicas de cargas, el acoplamiento FV-EL sin seguidores de potencia (MPPTs), la operación y eficiencia de los EL, así como las reducciones de costes

requeridas para competir con los sistemas de energía convencionales (Alanne y Cao, 2017; Barbir, 2005; Deshmukh y Boehm, 2008; Erdinc y Uzunoglu, 2012; Yunez-Cano et al. 2016). De forma más específica, se han llevado a cabo estudios para encontrar el tamaño y operación de sistemas FV-EL acoplados de una forma directa para optimizar la transferencia de energía (Atlam et al. 2011; Khalilnejad et al. 2016, Migoni et al. 2016).

El presente trabajo se refiere a un nuevo modelo para el análisis y diseño de sistemas FV-H₂, que considera los datos climáticos y las variables eléctricas de los componentes para realizar balances de energía y calcular la eficacia del sistema en términos de los requisitos de cargas.

En la medida que en otros estudios el análisis se limita a sistemas más simples en los que la producción FV alimenta al EL en todo momento, en nuestro caso buscamos una disposición más deseable como la que muestra la Fig. 1, donde no hay conceptos definitivos para guiar el método de conexión FV-EL sin el uso de MPPTs. Debe señalarse que el objetivo del estudio no es una descripción detallada de la topología eléctrica del sistema, sino un modelo basado en el acoplamiento directo FV-EL. Por ello, el análisis no considera dispositivos electrónicos de potencia complejos ni baterías, mostrando simplemente como un conocimiento preciso de los subsistemas FV y EL permite optimizar sistemas autónomos de energía para satisfacer los consumos de electricidad a lo largo del tiempo; tanto los dispositivos electrónicos como las baterías suelen ser los elementos más frágiles de un sistema híbrido, por lo que la conexión directa FV-EL puede evitar estos problemas al tiempo que reduce el coste total del sistema. Este incluye una FC como dispositivo de energía auxiliar, lo que significa que no está siempre en funcionamiento; cuando esta se apaga, una batería sencilla podría proporcionar la energía mínima del bus eléctrico y responder a cambios rápidos en los dispositivos y cargas.

RADIACION Y CARACTERIZACION DE LOS MODULOS SOLARES

Esta sección trata de la energía primaria (i.e., radiación solar) y las células FV que se simulan por medio de curvas de potencia a distintos niveles de radiación y temperatura en los módulos.

Energía Primaria

La fuente de energía primaria es la radiación solar que se convierte en eléctrica por medio de un conjunto de células FV, donde la generación de energía depende del nivel de insolación, la temperatura y las propiedades de las células.

Los perfiles de radiación (G) y temperatura (T) en los módulos FV pueden modelarse con las siguientes expresiones para fines de simulación:

$$G = \frac{1}{2} G_m [1 - \cos(2\pi t / \Delta t)] \quad (1a) \quad T = T_a + G(\text{NOCT} - 20) / 800 \quad (1b)$$

donde G_m (W/m²) es la densidad máxima de radiación solar, t es el tiempo entre la salida (t_1) y puesta del sol (t_2) ($\Delta t = t_2 - t_1$) y NOCT un parámetro característico de las celdas FV.

Este perfil depende de las condiciones climáticas, la latitud geográfica, la estación del año y la inclinación de los módulos, pero puede considerarse un día base para propósitos de cálculo preliminar de las instalaciones: e.g., $G_m = 1000$ W/m², el amanecer y el ocaso a las 8

y 18 h, NOCT 47°C y temperatura ambiente: $T_a = 5 + 15 \cdot G/10^3$; de un modo paralelo, los cálculos se extenderían a periodos de tiempo más amplios con datos promedio de años-tipo o mediciones reales de estaciones meteorológicas locales.

Células Fotovoltaicas (FV)

La generación de energía de los módulos solares está determinada por las curvas características corriente-voltaje de las células FV. Estas curvas dependen de los niveles de radiación (G), de la temperatura (T) y de parámetros de modelo como los de Duffie y Beckmann (2006), uno de los más citados en la bibliografía, que ha sido seleccionado para caracterizar los módulos FV en este estudio (Ec. 2), junto con las relaciones para calcular los parámetros de la Tabla 1 y la hoja de especificaciones mostrada en la Fig. 2 (García-Valverde et al. 2011).

$$V = \alpha \cdot \ln [(I_{sc} - I)/I_0 + 1] - I \cdot R_{s,r} \quad (2)$$

Para nuestro caso, los datos precisos son la corriente de cortocircuito ($I_{sc,r}$, μ_{isc}), la tensión en circuito abierto ($V_{oc,r}$, μ_{voc}), la intensidad y el voltaje para la máxima potencia ($I_{MPP,r}$, $V_{MPP,r}$), la banda de energía (E_g) y el n° de células en serie/paralelo (N_s , N_p).

Tabla 1. Relaciones y variaciones del modelo respecto a las condiciones estándar

Parámetros en condiciones estandar (STC)	Variación respecto a STC
$\alpha_r = (\mu_{voc} \cdot T_r - V_{oc,r} + E_g N_s) / (\mu_{isc} T_r / I_{sc,r} - 3)$	$\alpha = \alpha_r \cdot T / T_r$
$I_{o,r} = I_{sc,r} \exp [-V_{oc,r} / \alpha_r]$	$I_0 = I_{o,r} (T / T_r)^3 \exp [(1 - T_r / T) \cdot E_g N_s / \alpha]$
$R_{s,r} = [\alpha_r \ln (1 - I_{MPP,r} / I_{sc,r}) - V_{MPP,r} + V_{oc,r}] / I_{MPP,r}$	$I_{sc} = G / G_r \cdot [I_{sc,r} + \mu_{isc} (T - T_r)]$

Las curvas corriente-voltaje (I-V) se muestran en la Fig. 2 junto con las estimaciones de MPP para distintos valores de radiación solar y temperaturas que corresponderían a un perfil diario típico como el propuesto en la subsección anterior.

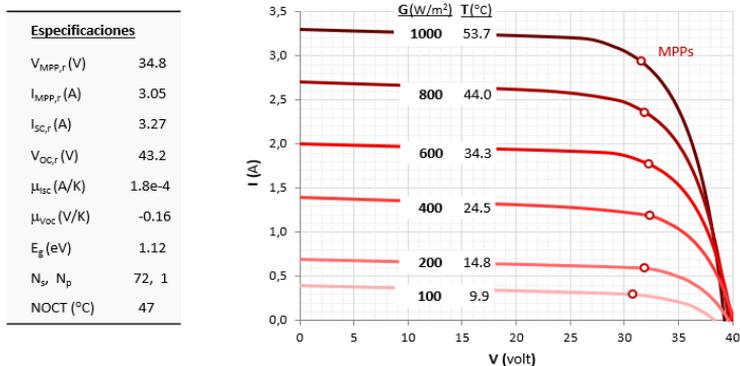


Fig. 2. Curvas I-V correspondientes a la tabla de especificaciones para los módulos FV en condiciones estándar (G_r : 1000 W/m², T_r : 25°C); NOCT a 800 W/m², 20°C y viento 1 m/s

MODELADO Y SIMULACION DEL SISTEMA HÍBRIDO

El subsistema de almacenamiento y regeneración con hidrógeno consiste en un electrolizador de membrana protónica (PEM), un depósito de gas (H_2) y una pila de combustible (PEMFC). En un sistema híbrido conectado directamente, el EL opera en los puntos de intersección con las curvas de potencia de los módulos FV para diferentes niveles de radiación solar incidente.

El electrolizador recibe la energía de los módulos FV de acuerdo a sus características I-V de modo que estén acoplados lo más cerca posible a los MPPs. Para ello, tomamos la curva de un EL (PEM) que se ajusta a un modelo conciso de tres parámetros (Ec. 3) (Shen et al. 2011), donde la densidad de corriente es la intensidad por unidad de área del electrodo (J , A/m^2).

$$V = [J+2K(J \cdot R + E_0) + (J^2 + 4K \cdot E_0 \cdot J)^{1/2}] / 2K \quad (3)$$

Las características del EL se basan en investigaciones con celdas tipo PEM de baja resistencia y alta densidad de corriente, con electrodos de Pt/Ir a $90^\circ C$; en estas condiciones, el potencial $E_0 = 1,40 V$, la resistencia $R = 0,15 \Omega \cdot cm^2$ y la cinética $K = 27,8 \Omega^{-1} cm^{-2}$ (Millet et al. 2010).

La posición y la forma de la curva del EL viene determinada por el número y el área de celdas conectadas en serie; e.g., la Fig. 3 muestra el acoplamiento del EL al MPP en el momento de máxima insolación: $N_{EL} = 18$ y $S_{EL} = 3,41 cm^2$ por módulo (PV_1), junto con las curvas del módulo FV para otros niveles de radiación solar.

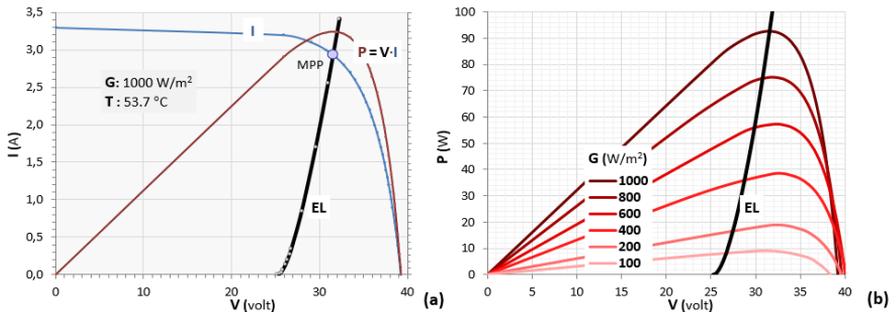


Fig. 3. Acoplamiento FV-EL al MPP (G_{max}) (a) y para otros niveles de radiación (b)

Esta elección inicial del número y la superficie de los electrodos permite seguir el siguiente procedimiento para optimizar el diseño del sistema híbrido FV-EL por acoplamiento directo:

1. La intensidad de corriente del módulo FV se obtiene resolviendo de forma simultánea las Ec. 2-3, de acuerdo a los perfiles de radiación y temperatura (Ec. 1a y 1b):

$$I_{FV1,t}(G_t, T_t) = 0 \quad (4)$$

2. Se agrega la generación de energía diaria y se compara con el consumo (C , kWh/día) para estimar el número de módulos con un factor de dimensionamiento adecuado (f):

$$P_{FVt} = \sum (I \cdot V)_{PV1,t} \quad (5a) \quad N_{FV} = f \cdot C / P_{FV1} \quad (5b)$$

3. De la generación total se resta el consumo en las horas con luz solar para imputar el exceso de energía horaria al electrolizador:

$$P_{FV} = \sum N_{FV} \cdot P_{FV1,t} \quad (6a) \quad P_{EL} = \sum |P_{FV,t} - C_t| \quad (6b)$$

4. La corriente total de los módulos FV conectados al EL se halla con $P_{ELt} = (I \cdot V)_{ELt}$ (Ec. 3), junto con el área de celda para la potencia máxima (nominal):

$$I_{EL,t} = f(P_{EL,t}) \quad (7a) \quad S_{CEL} = S_{EL} \cdot (P_{EL} / P_{FV1})_{\max} \quad (7b)$$

5. La producción de hidrógeno se estima con la ley de Faraday ($\mathfrak{F} = 96.5 \text{ kC/g}_{H_2}$), usando una eficiencia de corriente neta ($\eta_{EL} = 0,90$) para tener en cuenta las pequeñas pérdidas farádicas y el consumo de energía adicional fuera del electrolizador (BOP):

$$Q_H = \sum N_{EL} 3,6 \cdot \eta_{EL} I_{EL,t} / \mathfrak{F} \quad (8)$$

6. Finalmente, se tiene en cuenta el hidrógeno utilizado por la pila de combustible (FC) para cubrir los déficits de potencia, con un rendimiento $\eta_{FC} = 0,60$ (PCI), así como la disponibilidad de H_2 en términos de diferencias de potencia (SOC):

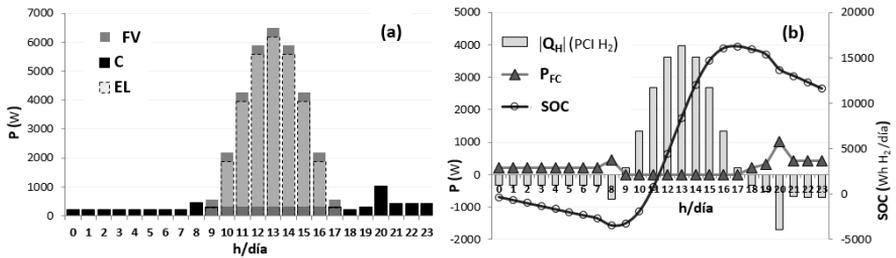
$$P_{FC} = \sum |C_t - P_{FV,t}| \quad (9a) \quad SOC = \sum |Q_{H,t} - P_{FC,t} / \eta_{FC}| \quad (9b)$$

El procedimiento anterior se realiza con una hoja de cálculo que permite apreciar el conjunto de datos, las variables simuladas y los resultados obtenidos, tales como las salidas de potencia de los módulos (P_{FV}), los consumos de la vivienda (P_C), las entradas al electrolizador (P_{EL}), el hidrógeno producido (Q_H), la salida de la pila de combustible (P_{FC}) y el estado acumulativo de carga del sistema de almacenamiento a lo largo del día (SOC) (Fig. 4).

Al igual que con el perfil de radiación solar y temperatura, se ha tomado un perfil diario típico de consumos de la vivienda para propósitos de simulación, sobre la base de distintos aparatos eléctricos representativos, con sus potencias y horas de operación, que suman 7,635 kWh/día. Estas cargas ocurren sobre todo en la mañana y la tarde cuando hay poca disponibilidad solar, mientras en las horas centrales del día gran parte de la generación FV no se utiliza, cubriendo directamente solo el 36,5% de los consumos eléctricos; el resto (4,845 kWh) requiere por tanto los dispositivos de almacenamiento: i.e., el H_2 producido por el electrolizador se utiliza en la pila de combustible para cumplir con la dinámica de cargas que se muestra en las Fig. 4 a-b.

El programa permite simular el diseño del EL con distinto número y superficie de electrodos con objeto de optimizar el sistema híbrido (i.e., el tamaño y configuración del campo solar y el electrolizador que minimizan los costes totales y aseguran la cobertura de la demanda): los resultados indican que a medida que mejora el acoplamiento FV-EL, la dimensión requerida del campo solar disminuye pero el electrolizador se hace mucho más

grande; i.e., en términos económicos, no sería ventajoso operar cerca de los MPPs (con menor densidad de corriente), incluso si ello da lugar a un consumo de energía más favorable; puede así concluirse que el criterio más importante para la optimización del sistema es la reducción del tamaño del EL en contraposición a la transferencia de energía de los módulos FV, debido tanto a los costes actuales de los componentes como a las características de tensión del EL.



Energía generada por módulo fotovoltaico, $P_{FV1} = \sum P_{FV1,t} (G_t)$	461,5 Wh/d
Número de módulos fotovoltaicos ($f=4,2$), $N_{FV} = f \cdot C / P_{FV1}$	70
Energía total del campo solar, $P_{FV} = \sum N_{FV} \cdot P_{FV1,t}$	32305 Wh/d
Energía al electrolizador, $P_{EL} = \sum P_{FV,t} - C_t $	29515 Wh/d
Intensidad de corriente, $I_{EL} = \sum f(P_{EL,t})$	3490,4 kC/d
Superficie electródica, $S_{NEL} = N_{EL} \cdot S_{CEL}$	0,4095 m ²
Densidad de corriente (min-max), $J_m = I_{EL,m} / S_{CEL}$	0,43-8,60 kA/m ²
Hidrógeno producido, $Q_H = \sum N_{EL} \cdot 3,6 \cdot \eta_{EL,t} / 96,5$	586,0 g/d
Consumo energético unitario, $C_e = P_{EL} / Q_H$	50,4 kWh/kg _{H2}
Energía de la pila de combustible, $P_{FC} = \sum C_t - P_{FV,t} $	4845,0 Wh/d
Energía acumulada, SOC	11586 Wh _{H2,PCI}

Fig. 4. Resultados de simulación del Sistema Híbrido

Por último, se realiza un estudio económico del sistema basado en el tamaño de los equipos, sus costes de inversión específicos, parámetros de vida útil y costes de operación (Tabla 2). Con ello, quizás el análisis más interesante es anticipar los valores de las variables operativas y los costes de los componentes, para asegurar que su hibridación con una fuente solar (FV) sea rentable en comparación a otras soluciones energéticas. La configuración anterior (Fig. 4) se considera óptima teniendo en cuenta la dinámica de operación, la eficiencia de conversión de energía, el tamaño de los equipos y los costes resultantes, donde los elementos críticos son los módulos fotovoltaicos y el electrolizador ya que la pila y depósito de hidrógeno tienen en la práctica las mismas dimensiones. La electricidad suministrada por el sistema híbrido cuesta 0,28 €/kWh, tras de deducir las ventas de H₂ (4 €/kg), i.e., aprox. igual al precio actual de la electricidad para consumidores domésticos en España, que incluye impuestos, gravámenes y otros costos regulados debido a la conexión a la red; sin embargo, el sistema híbrido tiene el mérito de ser autónomo y el H₂ la capacidad de almacenamiento estacional, evitando así las restricciones de electrificación en ubicaciones aisladas de la red, además de las limitaciones de las baterías que solo son capaces de almacenar energía a corto plazo.

Tabla 2. Análisis de costes del Sistema Híbrido

Componentes	Tamaño (u)	Precio (€/u)	Inversión (€)	Costes (€/año)
Módulos FV	6481,5 W_p	1,29	8354,9	501,3 (39%)
Electrolizador	0,4095 m^2_{NEL}	10072	5391,1	323,5 (25%)
Pila de combustible	1,015 kW	3000	3045,0	380,6 (29%)
Depósito de H ₂	40,4 Nm ³	38	1535,4	84,4 (7%)
Total			18326	1290

CONCLUSIONES

La integración de tecnologías de hidrógeno y energía solar mediante la hibridación de paneles fotovoltaicos acoplados a un electrolizador es una opción viable, con costes operativos y de capital razonables, para satisfacer los consumos en una ubicación aislada de la red eléctrica.

El estudio presenta un modelo novedoso que considera el recurso solar, las características de los subsistemas y los requisitos de carga, para evaluar el sistema FV-H₂ según el tamaño de los componentes, los niveles de energía almacenados y los costos resultantes.

Los resultados muestran que a medida que mejora el acoplamiento directo (FV-EL), el campo solar se reduce pero el tamaño del EL se hace mucho mayor; por lo que no es particularmente ventajoso operar demasiado cerca de los puntos de máxima potencia con los sistemas actuales.

En todo caso, el coste neto de la energía suministrada por estos sistemas se aproxima al precio real de la factura en el mercado ibérico de electricidad para clientes abonados a la red eléctrica, con el mérito de su independencia y garantía de suministro a largo plazo; el uso de H₂ elimina la necesidad de gran número de placas solares y baterías, aunque puede haber una unidad de almacenamiento adicional como buffer de pequeño tamaño para variaciones rápidas de carga; cabe añadir que los elementos más frágiles en los sistemas híbridos FV suelen ser las baterías y los dispositivos electrónicos, por lo que el acoplamiento directo del EL y los módulos FV permite evitar estos problemas al tiempo que reduce los costes globales.

REFERENCIAS

- Alanne K. and Cao S. (2017) Zero-energy hydrogen economy (ZEH2E) for buildings and communities including personal mobility. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 71, 697-711.
- Atlam O., Barbir F. and Bezmalinovic D. (2011) Method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 7012-18.
- Barbir F. (2005) PEM electrolysis for production of H₂ from RES. *Solar Energy* 78, 661-69.
- Deshmukh S.S. and Boehm R.F. (2008) Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 12, 2301-30.
- Duffie J.A. and Beckman W.A. (2006) *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd edn. Wiley Interscience, New York.
- Erdinc O. and Uzunoglu M. (2012) Optimum design of hybrid renewable energy systems: overview of different approaches. *Renew. Sust. Ener. Rev.* 16, 1412-25.

- García-Valverde R., Espinosa N. and Urbina A. (2011) Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 10574-86.
- Khalilnejad A., Abbaspour A. and Sarwat A.I. (2016) Multi-level optimization approach for directly coupled photovoltaic-electrolyser system. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 11884-94.
- Migoni G., Rullo P., Bergero F. and Kofman E. (2016) Efficient simulation of hybrid RES. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 13934-49.
- Millet P. et al. (2010) PEM water electrolyzers: from electrocatalysis to stack development. *Int. J. Hydrogen Energy* 35, 5043-52.
- Shen M., Bennett N., Ding Y. and Scott K. (2011) A concise model for evaluating water electrolysis. *Int. J. Hydrogen Energy* 36, 14335-41.
- Yunez-Cano A., González R.G., Tufiño M., Barbosa R. and Escobar B. (2016) Solar-H₂ hybrid system integrated to a sustainable house in Mexico. *Int. J. Hydrogen Energy* 41, 19539-45.

SIMULAÇÃO DE CÉLULAS SOLARES DE TERCEIRA GERAÇÃO COM SOFTWARE PC1D

Ramanauskas L. F. C., Cardoso L. S. G., Pan A. C.

Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT Solar), Escola de Ciências, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Av. Ipiranga 6681, Porto Alegre, 90619-900, RS/Brasil, aline.pan@puccrs.br

RESUMO

Uma descrição completa e detalhada dos processos físicos que ocorre no fenômeno de conversão fotônica é muito difícil de ser realizada com total precisão. Por um lado, seria necessário saber como são distribuídos os centros luminescentes em diferentes subníveis de energia; e, em segundo lugar, como é a propagação da luz no conversor e como lidar com esse fenômeno. Considerando estes fatores, o objetivo deste trabalho é obter resultados comparativos para diferentes materiais comerciais usados como conversores fotônicos à maiores energias quando incorporados em células solares de silício bifacial usando o programa unidimensional PC1D, a fim de obter os melhores candidatos para uso como conversor. Com as abordagens matemáticas desenvolvidas, foram obtidas tabelas com densidade de fótons por unidade para todas as faixas de comprimentos de onda, entre 300 e 2100 nm. Vinte e quatro amostras foram preparadas com diferentes concentrações de conversores fotônicos e pontos quânticos em uma base de silicone para caracterização óptica. O aumento da densidade da corrente e da eficiência quântica externa, como esperado, é pequeno, mas os resultados mostram que a célula solar pode tirar vantagem da conversão desses tipos de fósforo comercial.

PALAVRAS CHAVE: Conversor fotônico à maior energia, célula solar, bifacial, silício.

ABSTRACT

A complete and detailed description of the physical processes occurring in the up conversion phenomena is very difficult to accomplish with complete accuracy. On the one hand, it would be necessary to know how it is distributed luminescent centers in different energy sublevels; and secondly, how does the propagation of light in the converter, and how to deal with this phenomenon. Considering these factors, the objective of this work is to obtain comparative results for different materials used as up converters (UC) when incorporated in bifacial silicon solar cells using the unidimensional program PC1D, in order to get the best candidates for use as UC. With the mathematical approaches developed, was

obtained tables with photon density per unit for all ranges of wavelengths, between 300 and 2100 nm. Twenty-four samples were prepared with different concentrations of up converter and quantum dots on a silicone base for characterization optics. The increase of the density current and external quantum efficiency, as expected, are small but the results show that the Si solar cell can take advantage of up conversion from these kinds of commercial phosphors.

KEYWORDS: Up converter, solar cell, bifacial, silicon.

INTRODUÇÃO

Muitos dos recentes esforços dedicados a melhorar a eficiência das células solares baseiam-se no estudo dos chamados conceitos de “terceira geração” (Martí e Luque, 2004), que visa uma melhor utilização do espectro solar para superar os limites teóricos calculados por (Shockley e Queisser, 1961), na faixa de 30% de eficiência para uma célula solar convencional de silício (Si). Um desses conceitos de terceira geração é a conversão fotônica. Os conversores fotônicos que tentam aproveitar os fótons incidentes de menor energia do que a banda proibida ($0.5E_g < E < E_g$), são chamados conversor fotônico a maiores energias (*up-converter* (UC)). Os UCs utilizam a energia perdida no dispositivo através da transmissão, onde dois ou mais fótons com baixa energia se combinam para criar um de maior energia. Quando a energia dos fótons gerados pelo processo UC é maior ou igual ao limite de absorção da célula solar, os fótons gerados no UC contribuem a geração da fotocorrente no dispositivo. Esses conversores fotônicos podem, em princípio, ser facilmente implementados em células solares de Si, adicionando uma camada no lado traseiro (Pan *et al.* 2014). Isto é visto como vantajoso já que não há necessidade de modificar o semicondutor, e a bem estabelecida tecnologia de Si cristalino pode ser usada como base.

O número de fótons que podem ser convertidos é limitado pela faixa de absorção e pela eficiência da conversão fotônica. A alta transmitância é necessária na faixa de absorção do conversor e o uso de material fotoluminescente aprimora os fenômenos de UC (Pan *et al.* 2010). O uso de materiais de fotoluminescência para melhorar os fenômenos de UC foi sugerido por alguns pesquisadores (Fisher *et al.* 2008; Kitai, 2003; Strümpel *et al.* 2005). A ideia é ampliar a radiação infravermelha sendo usada através de um material que pode absorver uma faixa de comprimentos de onda onde o UC não responde, e reemitem nos comprimentos de onda onde ela responde. Os pontos quânticos (PQ) de PbS possuem propriedades de absorção e emissão apropriadas em combinação com o UC e a célula solar (Geraertz, 2008). A fim de permitir a implementação bem-sucedida do UC em células solares, certas condições precisam ser atendidas. Para isso, é necessário um dispositivo que não absorva, para que transmita as energias de excitação do UC e que, subsequentemente, seja capaz de absorver a energia emitida por eles. Por exemplo, uma célula solar de silício bifacial (CSSB).

A implementação e caracterização de camadas UC na parte traseira da CSSB foi relatada por vários autores (Richards e Shalav, 2007; Strümpel, *et al.* 2006). Pan *et al.* (2009) implementaram alguns fósforos comerciais à CSSB, dissolvendo-os em óxido e/ou silicone, e ambos mostraram ser válidos. Os UCs quando implementados em silicone se aglomeram e, assim, aumentam a probabilidade de mecanismos de transferência de energia (TE) (Auzel, 2014), o que favorece a ocorrência do fenômeno de UC. Os silicões utilizados nestas experiências podem ser uma alternativa para encapsular módulos fotovoltaicos.

Para a associação do UC em células solares é necessário avaliar os parâmetros relacionados às suas propriedades luminescentes. A TE entre os íons trivalentes de terras raras (TR^{3+}) pode possibilitar fenômenos de conversão a baixas e altas energias, e o modelo de balanço

detalhado é uma ferramenta muito útil para calcular os limites termodinâmicos de operação da célula solar (Luque, 2000). No entanto, devido a idealizações nestas análises, torna-se necessário ter outros modelos para avaliar o potencial de melhoria na resposta da célula solar com os conversores fotônicos.

O aumento no número de fótons absorvidos devido à incorporação do UC, aumentando a fotocorrente e a eficiência da célula solar foi calculado por Trupke (Trupke *et al.* 2002). Nestes cálculos teóricos, considerou-se uma camada de UC disposta no lado posterior da CSSB e isolada eletronicamente, isto é, o acoplamento entre a CSSB e a UC é produzido de modo radioativa. O limite de eficiência dado por esta camada UC é 38,6% para uma iluminação não concentrada de células de baixo silício (1 sol), atingindo um aumento de 63,2% para um material semicondutor com gap de energia de 1.955 eV e uma iluminação concentrada de 46.200 sóis (limite termodinâmico). Estes números mostram uma melhoria significativa em relação à eficiência limite de aproximadamente 30% calculada por Shockley e Queisser (1961) para uma célula solar de silício. No entanto, os resultados experimentais atuais não se aproximam desses valores calculados, uma vez que possuem pequenos aumentos incorporados à UC na célula solar bifacial, por exemplo (Strümpel *et al.* 2007; Shalav *et al.* 2007; Pan *et al.* 2009). Portanto, é necessário ter uma ferramenta quantitativa para a caracterização de materiais candidatos como UC, permitindo realizar análises de sensibilidade da influência de determinados parâmetros e contraste com os valores reais encontrados.

Considerando estes fatores, o objetivo deste trabalho é obter resultados comparativos para diferentes materiais comerciais utilizados como conversores fotônicos à maiores energias quando incorporados em células solares bifaciais de silício utilizando o programa unidimensional PC1D a fim de obter os melhores candidatos para uso como conversor.

CARACTERÍSTICAS DO CONVERSOR FOTÔNICO À MAIORES ENERGIAS

Neste trabalho foram utilizados UC e PQ comercializados pelas empresas *Phosphors Technology*, *Evident Technology* e *Maxmax*. Todos os UC analisados foram distribuídos em pó e os PQ em forma líquida. O método utilizado para introduzi-los nas BSCC foi durante o encapsulamento para formar o módulo fotovoltaico, por meio de um gel de silicone segundo o processo de Pan *et al.* (2014).

Vinte e quatro amostras foram preparadas com diferentes concentrações de UC e PQ em uma base de silicone para a caracterização óptica. As duas partes do elastômero (3,0 ml de base + 0,3 ml) do agente de cura foram misturadas de acordo com a orientação das diferentes massas de UC e diferentes volumes de PQ. Na Tab. 1 podemos ver a composição química e análise óptica para cada amostra. As medidas de refletância e transmitância foram feitas usando o espectrômetro LAMBDA 950 UV / Vis / NIR, *Perkin Elmer*, para análise ótica de amostras.

SIMULAÇÃO COM PC1D UTILIZANDO DADOS EXPERIMENTAIS

Com as abordagens matemáticas desenvolvidas foram obtidas a densidade de fótons por área (W/cm^2) para todas as faixas de comprimentos de onda, entre 300 e 2100 nm, onde esses dados foram inseridos no software que simula células solares dimensionais (PC1D, 2008). A simulação foi realizada assumindo uma CSSB já experimentalmente caracterizada e contrastada com dados teóricos (Pan *et al.* 2016). Formas de iluminação foram modificadas para esta célula solar considerando as informações do UC, onde foram alteradas as constantes de intensidade (luz solar transmitida) e a eficiência de conversão. A absorção e emissão resultante da luminescência foram simplificadas considerando o centro luminescente como uma série de três níveis de energia. Com estas simulações foram obtidos importantes

resultados, como as curvas de densidade de corrente versus diferença de potencial ($J_{sc} \times V$) e eficiência externa quântica (EQE) versus comprimentos de onda para essas células quando incorporadas no UC. Para todos os resultados, o UC de 2000 nm, que emite dois fótons em 1000 nm é a que fornece melhores respostas quando incorporada na célula solar.

A Figura 1 compara a eficiência de conversão de um UC teórico (Modelo UC) e a amostra A5 caracterizada. Para estas comparações, a célula solar é iluminada na frente pelo espectro AM1.5G enquanto a parte detrás recebe a ação do UC. Por isso, também foi plotado no gráfico quando é iluminado apenas pelo espectro AM1.5G. O aumento da densidade de corrente e do EQE é significativo apenas para o modelo teórico e considerando 50% de conversão. O modelo teórico de 5% aproxima os resultados obtidos para a amostra. O que mostra a baixa eficiência de TE entre o UC e a CSSB. Pode-se observar que as curvas se aproximam da amostra AM1.5G, ou seja, mostram que a célula solar também responde quando iluminada pela frente, e quando incorporada na parte traseira o UC.

Tabela 1: Composição química e medida de refletância e transmitância no comprimento de onda de 1500 nm.

Amostra	Concentração (UC e PQ)	Refletância (%)	Transmitância (%)
1	3,3 mL silicone	$5,6 \pm 4,1$	$87,4 \pm 1,9$
2	UC 545/F 0,5g	$63,6 \pm 1,0$	$11,1 \pm 4,2$
3	UC 545/F 1,0g	$70,5 \pm 0,8$	$11,0 \pm 1,3$
4	UC 545/UF 0,5g	$70,8 \pm 1,0$	$4,7 \pm 6,9$
5	UC 545/UF 1,0g	$83,0 \pm 0,8$	$2,0 \pm 3,7$
6	UC 545/F 0,5g + 0,2mL PQ	$75,8 \pm 0,9$	$7,8 \pm 7,3$
7	UC 545/F 1,0g + 0,2mL PQ	$67,6 \pm 0,3$	$6,5 \pm 6,7$
8	UC 545/UF 0,5g + 0,1mL PQ	$60,2 \pm 2,8$	$2,8 \pm 16,6$
9	UC 545/UF 1,0g + 0,1mL PQ	$8,6 \pm 2,1$	$1,1 \pm 1,9$
14	UC 545/F 0,5g + 0,1mL PQ	$60,9 \pm 3,5$	$14,6 \pm 7,4$
15	UC 545/F 1,0g + 0,1mL PQ	$68,3 \pm 2,2$	$8,7 \pm 3,2$
16	UC 545/UF 0,5g + 0,2mL PQ	$73,2 \pm 2,1$	$8,4 \pm 2,5$
17	UC 545/UF 1,0g + 0,2mL PQ	$80,9 \pm 1,0$	$2,7 \pm 6,2$
18	UC 545/UF 1,0g + 0,3mL PQ	$81,8 \pm 1,0$	$2,2 \pm 4,1$
19	UC 545/UF 1,5g + 0,2mL PQ	$83,58 \pm 1,23$	$0,97 \pm 2,60$
20	UC 545/UF 1,5g + 0,3mL PQ	$83,1 \pm 1,7$	$1,3 \pm 6,1$
21	UC 545/UF 0,5g + UC 545/F 0,5g + 0,1mL PQ	$77,0 \pm 3,4$	$3,5 \pm 0,1$
22	UC 545/F 1,0g + 0,2mL PQ	$69,4 \pm 0,7$	$7,3 \pm 7,8$
23	UC 545/F 1,0g + 0,3mL PQ	$69,7 \pm 0,7$	$5,4 \pm 5,0$
24	UC 545/F 1,5g + 0,2mL PQ	$73,9 \pm 0,9$	$3,0 \pm 5,9$
25	UC 545/F 1,5g + 0,3mL PQ	$71,3 \pm 0,9$	$2,4 \pm 3,5$
26	UC R 0,5g	$60,7 \pm 0,8$	$20,6 \pm 5,2$

Amostra	Concentração (UC e PQ)	Refletância (%)	Transmitância (%)
27	UC G 0,5g	74,4 ± 0,8	8,4 ± 4,5
28	UC SPG 0,5g	43,9 ± 1,7	32,5 ± 3,4

A Figura 2 compara cinco UCs comerciais de mesma concentração (A2, A4, A26, A27 e A28) para 2000 nm obtidas por PC1D usando variações de constantes de irradiação calculadas, e considerando resultados ópticos experimentais. Observa-se que o comportamento desses conversores é semelhante para ambas as curvas e que o aumento obtido pela amostra A28 não é significativo. Isso ocorre porque o tipo de fósforo comercial usado não é para aplicações fotovoltaicas de Si, pois o Si, por um lado, e o TR³⁺ que pode estar presente no fósforo, por outro, essencialmente podem competir pelos fótons NIR com comprimentos de onda entre 900 e 1100 nm (Shalav *et al.* 2007). Estes UCs têm picos de absorção adicionais: 1509, 1522, 1547, 1552 e 1600 nm, e as medições mostram que podem contribuir para um aumento da fotocorrente. A largura limitada do espectro de excitação em comparação com outros conversores para cima usados com CSSB pode resultar da influência da energia do fônons dos diferentes materiais hospedeiros (Strümpel *et al.* 2007; Shalav *et al.* 2007).

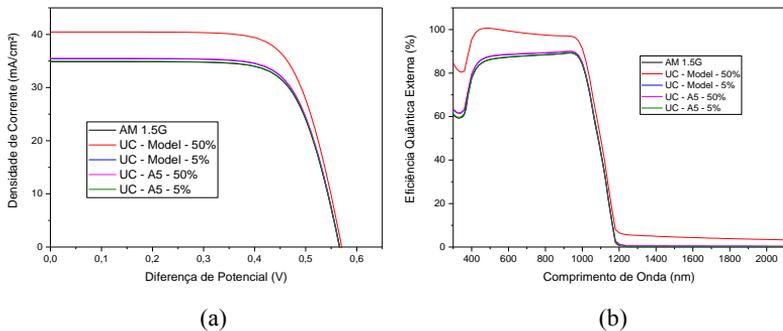


Figura 1: Aumento da corrente de densidade versus tensão (a) e EQE versus comprimento de onda (b) para uma CSSB com UC, comparando o modelo teórico e a amostra A5.

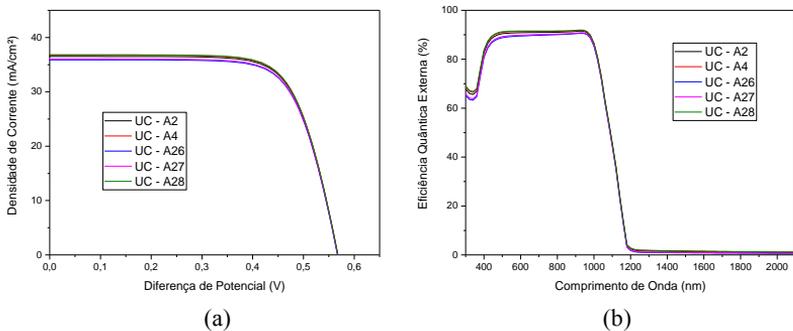


Figura. 2: Aumento da densidade de corrente versus diferença de potencial (a) e da EQE versus comprimento de onda (b) para uma CSSB com cinco UCs comerciais na mesma concentração.

O aumento na densidade de corrente e da EQE para uma CSSB com mesmo UC e diferentes concentrações de PQ é mostrado na Fig. 3. Observa-se que não há linearidade entre o aumento da concentração de PQ e o aumento da densidade de corrente e a EQE. No entanto, para todas as amostras houve um aumento da eficiência do UC com a introdução dos PQ. Conclui-se que a aplicação de uma camada com UC e PQ em uma CSSB pode permitir que essa célula solar use indiretamente uma luz de sub-banda ($\lambda > 1100\text{nm}$) que, de outra forma, não seria absorvida pelo silício. A emissão do PQ coincide com a absorção no estado fundamental do TR^{3+} (isto é, ${}^4I_{15/2} \rightarrow {}^4I_{13/2}$ para Er^{3+}). A absorção consecutiva, assim como os processos de UC baseados na transferência de energia, ocorre a partir deste primeiro estado excitado para um segundo (Auzel, 2004).

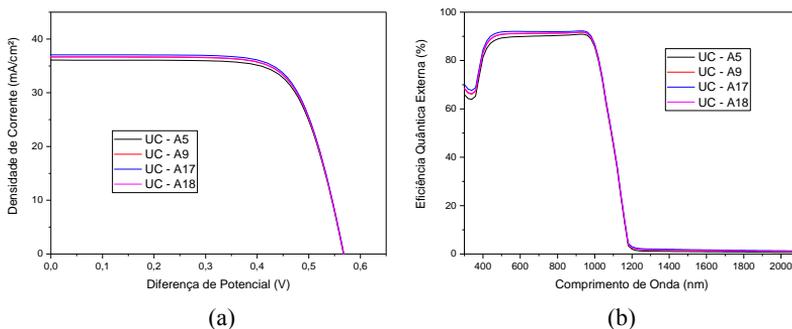


Figura. 3: Aumento da densidade de corrente versus diferença de potencial (a) e da EQE versus comprimento de onda (b) para uma CSSB com mesmo UC e diferentes concentrações de PQ.

Para dois UC diferentes variou-se a concentração do silicone em seu processo, e suas respostas podem ser observadas nos gráficos da Fig. 4. Observa-se uma forte dependência da eficiência do fenômeno de UC com a concentração dos materiais utilizados. Com o aumento da concentração de UC observa-se uma maior formação de aglomerados e uma homogeneidade dos mesmos, o que beneficia os mecanismos de TE e, conseqüentemente, o fenômeno de UC. Estes resultados experimentais coincidem com os encontrados teoricamente, uma vez que ambos requerem altas concentrações de materiais de UC e altos fluxos de energia incidente (Richards e Shalav, 2007; Auzel, 2004; Strümpel *et al.* 2007; Gordon *et al.* 2005).

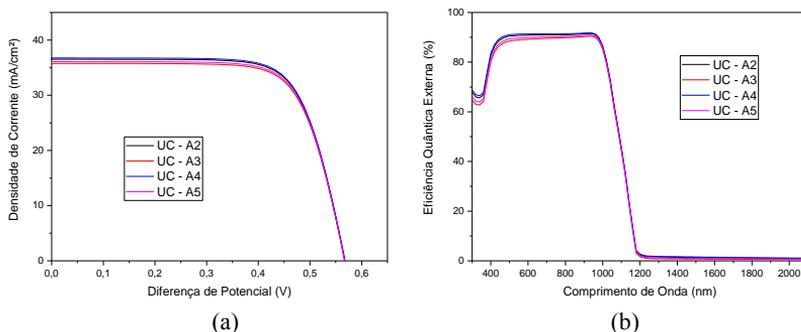


Fig. 4: Aumento da densidade de corrente versus diferença de potencial (a) e da EQE versus comprimento de onda (b) para uma CSSB com duas concentrações diferentes de UC.

CONCLUSÕES

Foi desenvolvida a modelagem matemática do comportamento de conversão fotônica à maiores energias, baseada em parâmetros reais, quando implementada em células solares bifaciais de silício.

A simulação com PC1D foi realizada assumindo uma célula solar de silício bifacial já caracterizada experimentalmente, e contrastada com dados teóricos. As formas de iluminação foram modificadas para esta célula solar considerando as informações do UC, onde foram alteradas as constantes de intensidade (luz solar transmitida) e a eficiência de conversão. Além disso, na simulação foram incorporados os dados experimentais obtidos a partir da caracterização óptica das amostras.

O aumento da densidade de corrente e da EQE, como esperado, é pequena, mas os resultados mostram que a célula solar de Si pode utilizar da conversão desses tipos de fósforo comercial. A combinação de um UC com PQ aumenta o desempenho do UC. O modelo proposto sugere a necessidade de materiais com altos coeficientes de absorção para que fenômenos de conversão tenham melhor eficiência quando comparados com as UCs comerciais estudados.

Para todas as variações de configurações que foram inseridas no PC1D, os UC que utilizam a radiação transmitida pelas células solares bifaciais de silício em comprimentos de onda entre 1800 e 2000 nm são as mais adequadas para esta incorporação. Assim, para um futuro desenvolvimento e fabricação de conversores para este propósito, propõe-se a busca de materiais que sejam capazes de absorver a radiação nesses comprimentos de onda, e também que tenham a capacidade de reenviar para a célula solar.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi realizado no âmbito do Projeto Universal 2014, nº 458145/2014-9, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). Da mesma forma, pelo Programa de Bolsa/Pesquisa para Alunos da PUCRS (Chamada Geral - BPA/2018).

REFERÊNCIAS

- Auzel F. (2004). Up-conversion and anti-Stokes processes with f and d ions in solids. *Chemical Review*. 104: 139-173.7
- Fisher S., Goldschmidt J. C., Löper P., Janz S., Peters M., Glunz S. W., Kigel A., Lifshitz E., Krämer K., Biner D., Bauer G. H., Brüggemann R. (2008). Material characterization for advanced up-converters systems. 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia. pp. 620-623.
- Geraertz V. (2008). ARC Photovoltaics Centre of Excellence Annual Report. University of New South Wales.
- Gordon J., Ballato J., Smith D. W., Jianyong J. (2005). *Journal of the Optical Society of America B*. pp. 1654–1659.
- Kitai A. H. (2003). Oxide phosphor and dielectric thin films for electroluminescent devices. *Thin Solids Films*. 445: 363-376.1
- Luque. A. (2000). Third Generation Photovoltaics and Multiple Band Photovoltaic Conversion. Photovoltaic Olympiac Vision Workshop. Sydney, Austrália.
- Martí A. e Luque A. (2004). Next Generation Photovoltaics, Institute of Physics Publishing Bristol and Philadelphia.
- Pan A. C., Cañizo C., Cánovas E., Santos N. M., Leitão J. P. e Luque A. (2010). Enhancement of up-conversion efficiency by combining rare earth-doped phosphors with PbS quantum dots. 2010. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 94: 1923 -1926.
- Pan A. C., Cañizo C., Luque A. (2009). Characterization of up-converter layers on bifacial silicon solar cells. *Materials Science and Engineering B*. 159-160: 212-215.
- Pan A. C., Zanesco I. e Moechlecke A. (2014). Industrial Bifacial Silicon Solar Cells with Up-converter and PbS Quantum Dots. *Energy Procedia*. 44: 160-166.
- Pan, A. C., Cardoso, L. S. G., Reis, F. S. (2016). Modeling Mathematical of the Behavior of Up Converter when Implemented in Bifacial Silicon Solar Cells. *Energy Procedia*. , v.102, p.80 – 86.
- PC1D. (2008). Software for modelling a solar cell. Download in: <http://www.engineering.unsw.edu.au/energy-engineering/pc1d-software-for-modelling-a-solar-cell>.
- Richards B. S. e Shalav A. (2007). Enhancing the near infrared spectral response of silicon optoelectronic devices via up-conversion. *IEEE Transition Electron Device*. 54-10: 2679-2684.
- Shalav A., Richards B., Green M. (2007). Luminescent layers for enhanced silicon solar cell performance: up-conversion. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 91: 829-842.
- Shockley W. e Queisser H. (1961). *Journal of Applied Physics*. 32-3: 510.
- Strümpel C., Cann M. J. M., Beaucarne G., Shaoui A., Cañizo C., Tobías I. (2006). Enhancing silicon solar cell efficiency by modifying the solar spectrum. *IEEE 4th World PVSEC*. pp. 87-90. Hawaii.
- Strümpel C., Cann M. J. M., Cañizo C., Tobías I., Fath P. (2005). Erbium doped up-converters on silicon solar cells: assessment of the potential. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. pp. 43-46. Barcelona.
- Strümpel C., McCann M., Beaucarne G., Arkhipov V., Slaoui A., Svrcek V., Canizo C., Tobias I. (2007). Modifying the solar spectrum to enhance silicon solar cell efficiency - an overview of available materials. *Solar Energy Materials and Solar Cells* nº 4. 91: 238-249.

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE UNA PLANTA FOTVOLTAICA UTILIZANDO MODELOS ESTADÍSTICOS Y REDES NEURONALES ARTIFICIALES: COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS

Trigo-González, M*, Batlles, F.J, Cortés-Carmona M*, Ferrada, P*, López, G****, Portillo, C*, Martínez-Durbán, M**, Alonso-Montesinos, J**, Barbero, J**, Polo, J***, Martín, N****, Marzo, A***

*Centro de Desarrollo Energético de Antofagasta (CDEA). Universidad de Antofagasta, 02800, Antofagasta, Chile.

**CIESOL, Centro Mixto Universidad de Almería-CIEMAT, 04120, Almería, España.

***Unidad de Energía Solar Fotovoltaica (División de Energía Renovable, (CIEMAT), 28040, Madrid, España.

****Dpto. de Energía Eléctrica y Térmica, Universidad de Huelva, 21004, Huelva, España.

RESUMEN/RESUMO

En la actualidad hay un gran interés empresarial en la tecnología fotovoltaica, tanto en el tema del autoconsumo energético, como en grandes plantas fotovoltaicas, conectadas a la red eléctrica. Este hecho se debe fundamentalmente a la bajada de los precios de los paneles fotovoltaicos. A finales de 2016, por ejemplo, el precio promedio de venta del panel fotovoltaico fue del orden de 0,37 USD/Wp. Para integrar masivamente la tecnología fotovoltaica en las redes de distribución eléctrica es fundamental estimar con precisión la producción eléctrica de la planta.

La variabilidad de la radiación solar y las condiciones climáticas tienen un impacto directo en la producción de una planta fotovoltaica. Los modelos estadísticos y las técnicas de Inteligencia Artificial, como son las Redes Neuronales Artificiales, pueden ser herramientas útiles para la estimación de la producción de plantas FV. El objetivo de este trabajo es estimar la producción de una planta fotovoltaica a partir de datos radiométricos y meteorológicos. Para ello se ha desarrollado un modelo de regresión lineal, y una Red Neuronal Artificial. Los modelos fueron entrenados con datos de una localidad precordillerana ubicada a 2440 m.s.n.m. denominada San Pedro de Atacama (Chile). Como una forma de evaluar la capacidad de generalización, los modelos se aplican a la ciudad de Antofagasta (Chile), la que se ubica a nivel del mar. Los resultados obtenidos con ambas técnicas muestran una leve superioridad de la RNA sobre la regresión, en donde para la ciudad de Antofagasta, los valores de RMSE y MBE son inferiores al 9% y 5%, respectivamente.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: estimación, producción, fotovoltaica, redes neuronales artificiales, regresiones lineales múltiples, energía solar

ABSTRACT

At present, there is a great business interest in photovoltaic technology, both in the issue of energy self-consumption, as well as in large photovoltaic plants connected to the electricity grid. This fact is mainly due to the decrease in the prices of photovoltaic panels. At the end of 2016, for example, the average sale price of the photovoltaic panel was of the order of 0.37 USD / Wp. For the massive integration of the photovoltaic technology in the distribution networks of electricity, it is fundamental to estimate accurately the electrical production of the plant.

The variability of solar radiation and climatic conditions have a direct impact on the production of a photovoltaic plant. Statistical models and Artificial Intelligence techniques, such as Artificial Neural Networks, can be useful tools for estimating the production of PV plants. The goal of this paper is to estimate the production of a photovoltaic plant from radiometric and meteorological data. To this end, a linear regression model and an Artificial Neural Network have been developed using data from two photovoltaic plants located at the University of Antofagasta (Chile) and San Pedro de Atacama (Chile). The results obtained with both techniques are similar in both places. In this way, for example, in the city of Antofagasta, the RMSE and MBE values are below 9% and 5%, respectively.

KEYWORDS: estimation, production, photovoltaics, artificial neuronal network, multiple linear regression, solar energy

INTRODUCCIÓN

La capacidad instalada total en plantas fotovoltaicas (PV) a nivel mundial llegó a 320 GW a finales del 2016 (Ise, 2018). Las principales contribuyentes en esta capacidad son China con un 26%, Europa con un 33%, América del Norte con un 15%, Japón con un 13%, y el resto de los países del mundo con un 13%. Nuevos mercados como los asiáticos, africanos y sudamericanos han mostrado un rápido desarrollo en la implementación de grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red, sin embargo, enfrentan grandes retos para superar las diferentes barreras que implica una producción masiva de electricidad fotovoltaica (Haas et al., 2018). Entre estos retos, es de destacar, la variabilidad del recurso solar. En la actualidad hay un gran interés empresarial en la tecnología fotovoltaica, tanto en el tema del autoconsumo energético, como en grandes plantas fotovoltaicas, conectadas a la red eléctrica. Este hecho se debe fundamentalmente a la bajada de los precios de los paneles fotovoltaicos. A finales de 2016 el precio promedio de venta del panel fotovoltaico, a nivel mundial, fue del orden de 0,37 USD / Wp (Metz et al., 2017). La variabilidad de la radiación solar y las condiciones climáticas tienen un impacto directo en la producción de una planta fotovoltaica. Para integrar masivamente la tecnología fotovoltaica es fundamental estimar con precisión la producción eléctrica de la planta.

Los métodos utilizados para predecir la producción de plantas PV se pueden clasificar en indirectos y directos. Los indirectos requieren en primer lugar, predecir la irradiancia solar (Moretón et al., 2017), y posteriormente determinan la producción de potencia a través de un modelo parametrizado de la planta. Por otro lado, los métodos directos determinan en forma directa la potencia producida mediante técnicas estadísticas y de inteligencia artificial. Adicionalmente, existen métodos híbridos, los cuales son una mezcla de ambos métodos. El mayor esfuerzo en investigación se ha realizado en los métodos directos, los

cuales corresponden al 72% de los trabajos publicados, mientras que el 11% y 17% corresponden a los métodos indirectos e híbridos (Antonanzas et al., 2016). Los modelos estadísticos no necesitan información del modelo interno de la planta. Estos se alimentan con datos pasados a partir de los cuales se extraen relaciones que permiten predecir el comportamiento en tiempo real y futuro de la planta. La calidad de los datos históricos es esencial para una estimación de buena calidad. Esta técnica es superior a los métodos indirectos, sin embargo, requiere una gran cantidad de datos históricos (meteorológicos, y medidas de potencia, entre otros) registrados con la planta funcionando. Este método tiene la ventaja de que permite corregir errores sistemáticos que se originan en las mediciones de las variables de entrada. Las principales técnicas estadísticas utilizadas son los modelos regresivos, autoregresivos y los de inteligencia artificial, entre los que destaca la Red Neuronal Artificial (RNA). Las técnicas regresivas determinan la correlación entre una variable dependiente, en nuestro caso la energía eléctrica producida por la planta y las variables independientes, como son variables radiométricas, meteorológicas, así como, las propias de los paneles fotovoltaicos. A modo de ejemplo, en (Zamo et al., 2014) se implementaron diferentes métodos de regresión para estudiar la relación entre energía producida y variables meteorológicas. Los resultados obtenidos muestran que el RMSE para plantas individuales esta entre 9% y 10%, mientras que la predicción la producción total de las plantas presenta un error entre 10% y 12%.

Diferentes métodos regresivos han sido propuestos por la literatura internacional. Entre estos destaca el de Osterwald's (Fuentes et al., 2007) que expresa la ponencia máxima de la celda en función de la potencia máxima en condiciones de pruebas normalizadas (STC), y el coeficiente de temperatura de la potencia máxima de la celda. Otra modelo es el propuesto por Araujo-Green (Araujo et al., 1982) el cual expresa la potencia producida en función de la irradiancia, las variables eléctricas y los parámetros de los módulos. Investigaciones realizadas (Almonacid et al., 2011) demuestran que el error relativo del modelo de Osterwald está en el rango de 15% - 21%, y 14% - 18% para el método de Araujo-Green. Modelos más recientes consideran relaciones no lineales entre la potencia producida y variables como la irradiancia del plano inclinado, temperatura ambiente, y velocidad del viento (Dias et al., 2017; Myers, 2009).

Las Redes Neuronales Artificiales son las técnicas de aprendizaje de máquina más ampliamente en la predicción de potencia de plantas FV. Alrededor del 24% de las publicaciones asociadas en este campo utilizan RNA (Antonanzas et al., 2016). Esta técnica se inspira en el funcionamiento de las neuronas, donde un grupo de neuronas se interconectan en forma de redes de neuronas. Las conexiones tienen coeficientes de ponderación, cuyos valores finales se ajustan mediante un proceso de entrenamiento. La salida de la RNA se produce por el efecto combinado de las variables de entrada, las conexiones y los factores de ponderación.

Las RNA han sido utilizadas para estimar la radiación solar en diferentes áreas. En este sentido, Mellit (Mellit et al., 2013) entrena una RNA y un modelo regresivo para estimar la potencia producida por una planta FV de 50 kWp de Si-policristalina. Como variables de entrada se utiliza la irradiancia solar, la temperatura ambiente, el voltaje y corriente del módulo. Los resultados muestran que la RNA tiene un mejor desempeño en comparación al

método regresivo, con un Error Medio Relativo (MRE) de 2.5%. Por otra parte, Korachagaon et al. (Korachagaon et al., 2015) usan una RNA para estimar la radiación solar global mensual de 875 estaciones en el mundo. En este trabajo, se utilizó como variables de entrada la temperatura máxima y humedad relativa para entrenar una RNA y un modelo regresivo, obteniéndose un valor RMSE de 18% para ambos modelos. Otro estudio desarrollado por Quezada-Ruiz (Quesada-Ruiz et al., 2015) utilizó RNA combinado con imágenes satelitales para obtener estimaciones de la radiación solar horaria. En este caso se presentan resultados para diferentes condiciones de cielo: el RMSE para cielo despejado fue 9%, 26% para cielo parcialmente nublado y 58% para cielo nublado, obteniéndose un RMSE global de 31%. Un más reciente trabajo es presentado por A. Marzo (Marzo et al., 2017) en donde se estima la radiación solar global diaria en áreas desérticas usando RNA. Las variables de entrada son: temperaturas máximas y mínimas diarias y radiación extraterrestre. El modelo de RNA se valida con datos del desierto de Atacama, Chile, Israel, Arabia Saudita, Sud África y Australia. Los resultados muestran que el valor de “Relative-Root-Mean-Square Deviation (RRMSD) es 13%. Adicionalmente, Monteiro (Monteiro et al., 2017) presenta un estudio comparativo de tres métodos para estimar la generación de potencia fotovoltaica. Los algoritmos estudiados fueron: RNA, Máquinas de Soporte Vectorial (SVM) y Filtro de Kalman (FK). Los resultados muestran que el mejor desempeño se obtiene con una RNA, en donde el MAPE es 0.02%, mientras que para SVM es 0.33% y para FK 3.41%.

De las revisiones realizadas en los párrafos anteriores se concluye que el principal esfuerzo se ha orientado al desarrollo de modelos de predicción de corto a largo plazo de la radiación solar y producción de energía de plantas fotovoltaicas. Sin embargo, se reportan pocos trabajos en relación a estimación de la producción de energía en tiempo real de plantas fotovoltaicas. Considerando este aspecto, el objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo que permita estimar la producción de una planta fotovoltaica a partir de mínimos datos radiométricos y meteorológicos. Para ello se entrena un modelo de regresión lineal, y una Red Neuronal Artificial (Perceptrón Multicapa), comparándose los desempeños de cada una de las técnicas.

MATERIALES Y MÉTODOS

Descripción climatológica de los lugares de estudio

La Región de Antofagasta es una de las cuatro Regiones chilenas ubicadas en el Desierto de Atacama al norte del país. Dicha Región se caracteriza por tener una morfología bien definida y cuatro zonas climatológicas según define la Dirección Meteorológica de Chile en (Cruz Silva and Calderón Suenzen, 2008), ver Fig. 1.

Su capital, Antofagasta se ubica en la zona costera a 23.70° Sur y 70.42° Oeste, y se caracteriza por tener una climatología desértica con abundantes días nublados, con una media de 4 y 8 días nublados por mes en la época estival y en invierno, respectivamente. Su régimen de temperaturas está influenciado por la corriente fría de Humboldt, que modera la temperatura ambiente entre 11°C y 24° C con una amplitud térmica diaria de 5° a 7° C. Presenta bajas precipitaciones de 1.7 mm por año.

Por otro lado, San Pedro de Atacama se localiza en la zona interior del desierto, a 2440 msnm, 22.55° Sur y 68.12° Oeste. Se registra una alta amplitud térmica de 20° C durante todo el año y su precipitación anual es de 68.2 mm, concentrando la mayor parte durante la temporada de verano, con 19.6 mm. La temperatura máxima registrada es de 28.6 °C durante el verano y 19.1 °C en invierno, llegando a alcanzar valores mínimos de 0 °C en esta época del año. La ubicación de esta localidad, donde predomina el clima desértico, hace que se observe un alto número de días despejados durante todo el año.

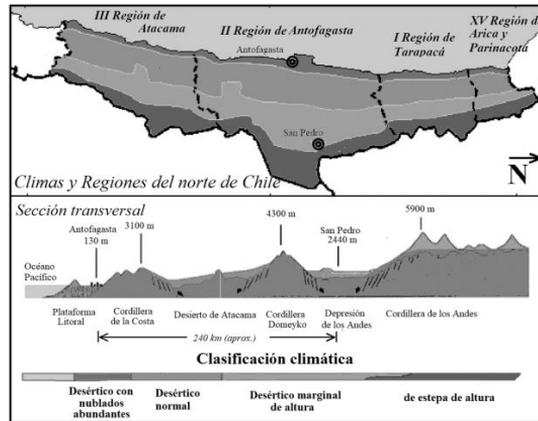


Fig. 1 Arriba: zonas climatológicas de las Regiones del norte de Chile: XV- Arica y Parinacota, I-Tarapacá, II-Antofagasta y III- Atacama. Abajo: sección transversal de la Región de Antofagasta, sus diferentes formaciones geológicas y elevaciones, y clasificación climática según (Cruz Silva and Calderón Suenzen, 2008)

Descripción de las plantas FV empleadas en el estudio

El Centro de Desarrollo Energético de Antofagasta (CDEA) de la Universidad de Antofagasta dispone de diferentes plantas fotovoltaicas piloto conformadas por módulos de telururo de cadmio (CdTe) distribuidas por la Región. Dos de estas plantas fueron empleadas en el estudio y se describen a continuación.

Desde 2010, el CDEA cuenta con una planta fotovoltaica ubicada en la escuela básica E-26 de San Pedro de Atacama. Dicha planta consta de 40 módulos tipo CdTe con un ángulo de inclinación de 10° orientados hacia el norte. Su potencia nominal es de 3.00 kWp con un área de 28.8 m². Los módulos se dividen en dos grupos, cada uno compuesto por 8 strings en paralelo que se conectan a un inversor SMA SB3000TL-20.

A su vez, el CDEA dispone de otra planta idéntica a la anterior en la ciudad de Antofagasta instalada en el Campus Coloso de la Universidad de Antofagasta, en el tejado del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Esta planta fue instalada también en el mismo año y también cuenta con 40 módulos tipo CdTe con un ángulo de inclinación de 10° también orientados hacia el norte. La potencia nominal, el área y la conexión al inversor son idénticos a lo anteriormente descrito.

Instrumentación y base de datos

Los parámetros medidos en las plantas anteriormente mencionadas para la realización del presente estudio fueron: la temperatura ambiental (T_{amb}), la temperatura del módulo (T_{mod}), la irradiación en el plano de generación (G), la velocidad del viento (WS) y la energía inyectada en la red (E_{ac}).

Todas estas variables se registraron en un datalogger WebLog PRO (ADQ). La Tabla 2 muestra los datos técnicos del sistema de monitoreo de la planta fotovoltaica, tanto en San Pedro como en Antofagasta.

Tabla 1 Instrumentación empleada para el registro de datos en las plantas FV

Nomenclatura	Instrumento	Modelo	Rango de medida
G	Fotocelda calibrada	Si-12Tc	0 a 1500 W/m ²
T_{amb}	Termopar	PT100	-20, +100 °C
T_{mod}	Termopar	PT100	-20, +100 °C
WS	Anemómetro	Cup	0.8, 40 m/s
ADQ	Sistema de adquisición de datos	Meteocontrol	16 bits

De la planta de San Pedro se utilizaron 3767 muestras registradas con una frecuencia de muestreo de 5 minutos durante los años 2010 y 2014. Mientras que se utilizaron 500 muestras de la planta de Antofagasta, registradas en el sistema cada 5 minutos entre los años 2011.

Descripción de la metodología

El presente trabajo tiene por objetivo estimar la producción de plantas FV en términos de Wh mediante dos métodos diferentes. Dichas metodologías son: mediante el uso de regresiones lineales múltiples (RLM) y mediante la utilización de redes neuronales artificiales (RNA).

Para el desarrollo de los modelos se siguieron los siguientes pasos (Fig. 2):

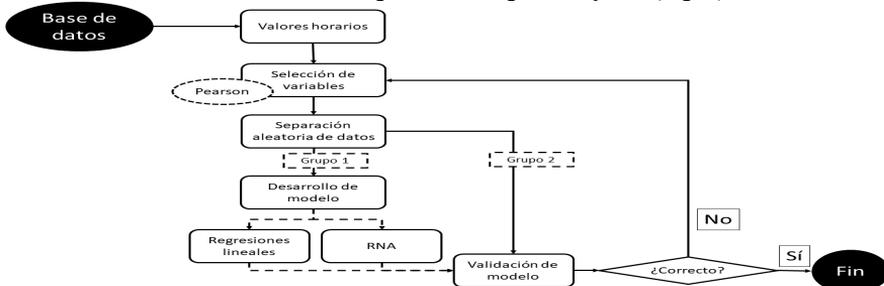


Fig. 2 Esquema de la metodología propuesta para el desarrollo de modelos de estimación de producción en plantas FV.

1. A partir de la base de datos disponibles, se calcularon los valores horarios de las variables.
2. Posteriormente, se realizó un estudio estadístico para medir el grado de correlación entre las distintas variables mediante el cálculo del coeficiente de Pearson y, de esta manera, seleccionar los parámetros a tener en cuenta.
3. Se dividió de manera aleatoria la cantidad de datos en dos grupos: el primer grupo se utilizó para el desarrollo de los modelos, el segundo grupo constaba de un tercio de los datos y sirvió para la validación de los modelos generados.
4. Se procedió al desarrollo de dos modelos mediante la aplicación de RLM para uno y RNAs para el otro.
5. Se validaron los modelos utilizando el grupo de datos de validación, diferente al empleado para el desarrollo de modelos, para corroborar la efectividad de la extrapolación a otras ubicaciones geográficas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Selección de variables

Para la selección de las variables a emplear en los modelos, se calculó el coeficiente de Pearson entre las mismas. Esto permitió identificar el grado de correlación directa de las variables con la producción de las plantas FV. Dicho coeficiente varía en el intervalo $[-1, 1]$: cuando el valor absoluto del coeficiente se acerca a uno, indica una correlación lineal; mientras que al alejarse de dicho valor, acercándose a cero, muestra que la correlación entre variables no es lineal (Hall, 2000). Este criterio permitió descartar variables que no contribuían al desarrollo del modelo. Nosotros establecimos que si el coeficiente de Pearson era superior a 0.5, la variable es relevante para desarrollar el modelo.

En la Fig. 3 se muestra un conjunto de gráficos que representan la correlación entre las variables medidas en ambas plantas FV, y también se muestra el coeficiente de Pearson de cada variable. En la figura, se puede apreciar que los valores del coeficiente de Pearson para G, Tamb, WS y Tmod fueron 0.99, 0.39, 0.05, 0.86, respectivamente. Lo cual conlleva que, acorde a nuestro criterio, las variables seleccionadas para el desarrollo del modelo fueron G y Tmod.

G

Tamb

WS

Tmod

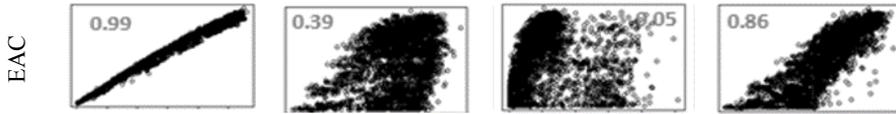


Fig. 3 Coeficientes de Pearson del conjunto de variables medidas en las plantas FV de tecnología Cd/Te.

Desarrollo del modelo de estimación de la producción de plantas FV con RLM

Como se ha mencionado anteriormente, el presente trabajo se centró en el cálculo de dos modelos para la estimación de la producción de plantas FV basadas en tecnología CdTe, con el fin de comparar ambos modelos para saber cuál es la herramienta estadística más apropiada para dicho fin. La diferencia entre ambos modelos radicó en la metodología empleada para su cálculo, sean éstas: la correspondiente al uso de regresiones lineales múltiples (RLM) o la adecuada al uso de redes neuronales artificiales (RNA). Las variables utilizadas para el desarrollo de los modelos fueron G y Tmod, acorde al estudio para la selección de variables presentado en la sección anterior.

Para este propósito, se separaron de manera aleatoria dos grupos de datos: uno fue empleado para el desarrollo de los modelos, mientras que la cantidad restante, se reservó para la validación de los mismos modelos.

La expresión propuesta en la ecuación 1, relaciona el ajuste estadístico de la producción energética de la planta (PPV) en Wh con el promedio horario de la temperatura del módulo en condiciones de insolación (ΔT_{mod}) en °C, la irradiación solar horaria (G) en Wh/m².

$$P_{pv} = 98.92 + 2.56 \cdot G - 3.17 \cdot T_{mod} \quad (1)$$

Un método para cuantificar la efectividad de la estimación es por medio de dos indicadores estadísticos, a saber: el método de la raíz del error cuadrático medio (RMSE), dado por la ecuación. 2, y el error de sesgo promedio (MBE), dado por Eq. 3.

$$RMSE(\%) = \frac{100}{Eac_{mean}} \left[\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (Eac_{estimated} - Eac_{measured})^2} \right] \quad (2)$$

$$MBE(\%) = \frac{100}{Eac_{mean}} \left[\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (Eac_{estimated} - Eac_{measured}) \right] \quad (3)$$

El resultado de la validación fue de un RMSE de 5.21% con un MBE de 0.10%.

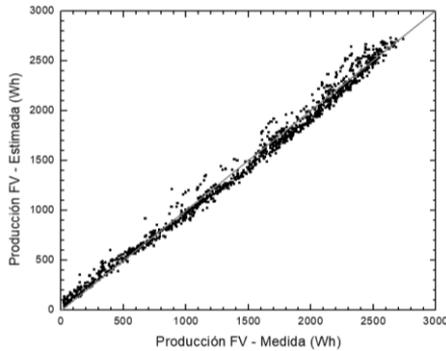


Fig. 4 Resultados de la estimación de la producción PV con el modelo basado en regresión lineal múltiple para tecnologías de CdTe en San Pedro de Atacama.

Desarrollo del modelo de estimación de la producción de plantas FV con RNA

Las Redes Neuronales Artificiales (RNA) forman parte del campo de la Inteligencia Artificial. Inspirándose en la forma en que las neuronas del cerebro se conectan entre sí, trata de crear modelos artificiales que solucionen problemas difíciles de resolver mediante técnicas algorítmicas convencionales. En resumen, son una nueva forma de computación, inspirada en modelos biológicos.

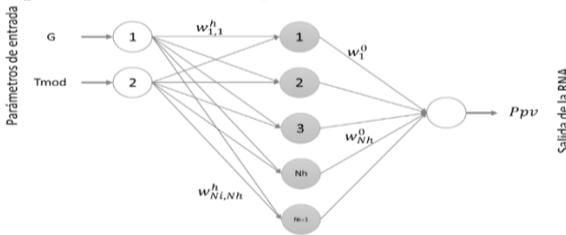


Fig. 5 Estructura de una RNA.

La Fig. 5 representa una estructura RNA típica, donde $(x_1, x_2, \dots, x_{N_i})$ son el vector de entrada con N_i variables (G y T_{mod} , en este caso), N_h representa la cantidad de neuronas ocultas (interacciones), w_{ij}^h representa los coeficientes de ponderación que conectan la entrada y la capa oculta, y w_i^0 son las ponderaciones para las capas ocultas y la de salida, en este caso P_{pv} .

Siguiendo los mismos pasos que los descritos en la metodología y al igual que para el desarrollo del modelo utilizando RLM, se separaron de manera aleatoria la cantidad de datos en dos grupos, uno (2/3) destinado al entrenamiento de la red y otro (1/3) para su validación.

Tabla 2 Indicadores estadísticos de los errores RMSE y MBE de los modelos de RNA con diferentes arquitecturas para los conjuntos de datos de capacitación y validación a medida que el número de unidades ocultas aumenta de 2 a 16.

<i>arquitectura RNA</i>	<i>MBE (%)</i>	<i>RMSE (%)</i>
2-1	0.004	4.26
4-1	-0.009	4.26
6-1	0.107	4.28
8-1	-0.047	4.26
10-1	-0.014	4.17
12-1	-0.072	4.16
14-1	0.0378	4.16
16-1	-0.188	4.25

Una vez que se establecieron las variables de entrada y se establecieron los conjuntos de datos para el entrenamiento y la validación, se realizó la selección del número óptimo de unidades ocultas. El valor de N_h se hizo variar de 2 a 16 para ver qué cantidad de neuronas ocultas era la más apropiada para la red. Para cada valor de N_h se realizaron 15 entrenamientos. Los indicadores estadísticos, que marcaban la idoneidad de la red, fueron la media de todos los valores RMSE y MBE de cada entrenamiento. De esta forma, se evitaron los problemas causados por inicializaciones de ponderaciones aleatorias. La tabla 3 muestra la evolución de los indicadores estadísticos para las diferentes configuraciones de red.

La fig. 6 muestra los resultados de la estimación de la producción PV con el modelo basado en RNA. El MBE resultante fue próximo a cero para todos los casos. El valor del RMSE fue también idéntico para todos los casos. Su valor fue en torno a 4.22%, siendo 4.28% y 4.16% los valores máximos y mínimos alcanzados, respectivamente. Este resultado muestra que la inicialización de ponderaciones aleatorias no afecta al proceso de convergencia de la RNA. En consecuencia, se estableció que el valor de N_h fuera 2, por ser un modelo menos complejo al tener solamente la menos cantidad de neuronas ocultas y unos valores estadísticos muy similares al resto de las configuraciones.

Test de prueba

Se realizó un test de prueba utilizando los datos registrados en la ciudad de Antofagasta con el objetivo de estudiar las posibilidades de extrapolar los resultados de las estimaciones con ambas metodologías a otros lugares. Los resultados son que la RNA tuvo un error RMSE

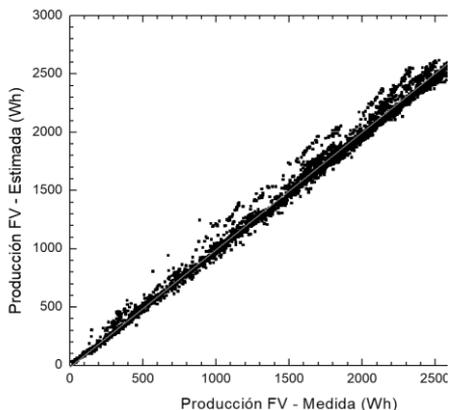


Fig. 6 Resultados de la estimación de la producción PV con el modelo basado en redes neuronales artificiales para tecnologías de CdTe en San Pedro de Atacama.

de 8.35 % con una sobrestimación de un 3.61% del MBE, y para el sistema del RLM es de un error RMSE del 8,75 % con una sobrestimación 3.47% de un MBE.

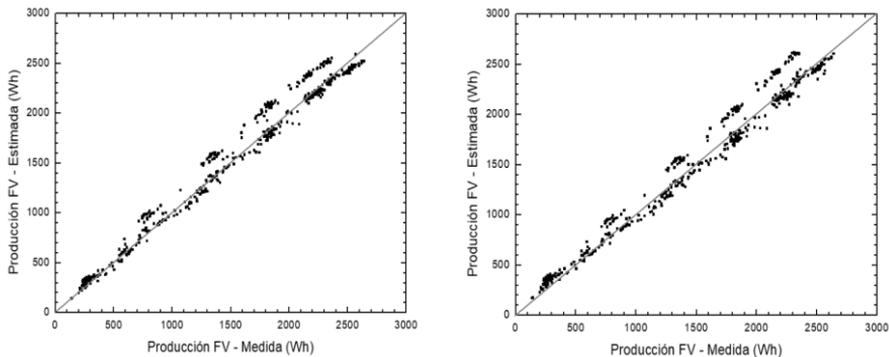


Fig. 7 Resultados del test de prueba con datos de Antofagasta. A la izquierda se muestran los resultados de la RLM y a la derecha los resultados para la RNA.

Como se muestra en la figura 7, los resultados de las estimaciones con ambas metodologías son muy parecidos y se aproximan a los valores medidos para el caso de Antofagasta, siendo las estimaciones con la RNA ligeramente mejores que los obtenidos con la RLM. Se observa en la figura 6 que ambas metodologías dan valores ligeramente sobreestimados para alguna serie de datos, aumentando la dispersión de las estimaciones frente a los valores medidos. Esto se traduce en un aumento de los valores del MBE en comparación con los obtenidos en la fase de validación con los datos de San Pedro de Atacama. El motivo del aumento de dicha dispersión puede radicar en la alta nubosidad de Antofagasta y las diferencias en la cantidad de polvo acumulado entre los módulos de San Pedro y de Antofagasta. Por un lado, Antofagasta es una ciudad de climatología costera, con altos niveles de humedad y presencia de camanchaca (niebla), que provoca la cimentación del polvo acumulado dificultando su eliminación por el viento. Por otro lado, San Pedro se encuentra en el interior del Desierto de Atacama, con una elevación de 2440 m, en una zona de baja humedad relativa y escasez de neblinas, lo que provoca que el polvo acumulado sea fácilmente eliminado por los regímenes de viento diarios al no producirse tan fácilmente la cimentación. Estos resultados destacan la importancia de considerar en trabajos futuros la influencia del polvo en las metodologías de estimación para poder dar valores más exactos de la producción de plantas PV en el Desierto de Atacama.

CONCLUSIONES

En este trabajo se propusieron dos diferentes modelos para estimar la producción FV horaria con diferentes tipos de metodologías, las Redes Neuronales Artificiales (RNA) y las Regresiones lineales Múltiples (RLM). Con el método del Coeficiente de Pearson se identificó qué variables meteorológicas registradas en una planta fotovoltaica, tienen un alto grado de correlación con la variable de producción eléctrica (EAC), dando como resultado que la irradiación solar (G) y temperatura del módulo (Tmod) interpretan mejor la

energía, con un coeficiente del 0.99 y 0.86, respectivamente. Por lo cual son consideradas como variables de entrada en el entrenamiento de los modelos. De los cálculos realizados para la planta de CdTe ubicada en San Pedro de Atacama se concluye que el modelo que utiliza RNA es más exacto al estimar la producción de energía eléctrica de la planta fotovoltaica, en comparación con el modelo de RLM. El RMSE de la RNA es, en diferencia relativa, un 20% menor que el de la RLM. El modelo ajustado con los datos de San Pedro de Atacama fue aplicado en Antofagasta, del cual se obtiene que los RMSE aumentan a 8,75% para la RLM y 8,35% para la RNA. Por ello, se concluye que la RNA tiene un mejor desempeño con un RMSE que es un 5% menor en relación con el de la RLM. El aumento de los errores en los modelos aplicados en Antofagasta se puede relacionar con la mayor nubosidad presente en la costa, la mayor humedad relativa y la presencia de una mayor acumulación de polvo en los paneles. Este último elemento será investigado en mayor profundidad en trabajos futuros.

AGRADECIMIENTOS

Los autores reconocen el generoso apoyo financiero brindado por la Corporación de Fomento de la Producción de Chile, CORFO, en el marco del proyecto AtaMoS TeC, Cod. Ref. 17PTECES-75830, la financiación de Innova Chile - CORFO, Cod. Ref. 17BPE3-83761, el apoyo del proyecto ING2030 CORFO 16ENI2-71940, y del proyecto CONICYT / FONDAPE / 15110019 "Solar Energy Research Center" SERC-Chile. Este trabajo también ha sido financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad de España, bajo el proyecto coordinado PRESOL con referencias ENE2014-59454-C3-1, 2,3 y el proyecto PVCastSOIL con referencias ENE2017-83790-C3-1, 2, 3.

BIBLIOGRAFÍA

- Almonacid, F., Rus, C., Pérez-Higueras, P., Hontoria, L., 2011. Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks. *Energy* 36, 375–384. doi:10.1016/J.ENERGY.2010.10.028
- Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martínez-de-Pison, F.J., Antonanzas-Torres, F., 2016. Review of photovoltaic power forecasting. *Sol. Energy* 136, 78–111. doi:10.1016/J.SOLENER.2016.06.069
- Araujo, G.L., Sánchez, E., Martí, M., 1982. Determination of the two-exponential solar cell equation parameters from empirical data. *Sol. Cells* 5, 199–204. doi:10.1016/0379-6787(82)90027-8
- Cruz Silva, C., Calderón Suenzen, J., 2008. Guía Climática Práctica. Dirección Meteorológica de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Dias, C.L. de A., Castelo Branco, D.A., Arouca, M.C., Loureiro Legey, L.F., 2017. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renew. Energy* 114, 367–375. doi:10.1016/J.RENENE.2017.07.033
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D.L., Castro, M., 2007. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Sol. Energy* 81, 1396–1408. doi:10.1016/j.solener.2006.12.008
- Haas, J., Palma-Behnke, R., Valencia, F., Araya, P., Díaz-Ferrán, G., Telsnig, T., Eltrop, L.,

- Díaz, M., Püschel, S., Grandel, M., Román, R., Jiménez-Estévez, G., 2018. Sunset or sunrise? Understanding the barriers and options for the massive deployment of solar technologies in Chile. *Energy Policy* 112, 399–414. doi:10.1016/J.ENPOL.2017.10.001
- Hall, M.A., 2000. Correlation-based feature selection of discrete and numeric class machine learning, Computer Science Working Papers, Computer Science Working Papers. University of Waikato, Department of Computer Science.
- Ise, F., 2018. Photovoltaics Report.
- Korachagaon, I., Mudgal, D.N., Kottur, R.M., Patil, S.K., Bapat, V.N., 2015. Global solar radiation estimation model with two parameters and its ANN validation, in: 2015 IEEE 9th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO). IEEE, pp. 1–3. doi:10.1109/ISCO.2015.7282286
- Marzo, A., Trigo-Gonzalez, M., Alonso-Montesinos, J., Martínez-Durbán, M., López, G., Ferrada, P., Fuentealba, E., Cortés, M., Batlles, F.J., 2017. Daily global solar radiation estimation in desert areas using daily extreme temperatures and extraterrestrial radiation. *Renew. Energy* 113, 303–311. doi:10.1016/j.renene.2017.01.061
- Mellit, A., Sağlam, S., Kalogirou, S.A., 2013. Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module. *Renew. Energy* 60, 71–78. doi:10.1016/J.RENENE.2013.04.011
- Metz, A., Fischer, M., Tru e, ., 201 . International Technology Roadmap for photovoltaics (TR th edition r stalline Silicon Technolog u rrent Status and Outlook.
- Monteiro, R.V.A., Guimarães, G.C., Moura, F.A.M., Albertini, M.R.M.C., Albertini, M.K., 2017. Estimating photovoltaic power generation: Performance analysis of artificial neural networks, Support Vector Machine and Kalman filter. *Electr. Power Syst. Res.* 143, 643–656. doi:10.1016/j.epsr.2016.10.050
- Moretón, R., Lorenzo, E., Pinto, A., Muñoz, J., Narvarte, L., 2017. From broadband horizontal to effective in-plane irradiation: A review of modelling and derived uncertainty for PV yield prediction. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 78, 886–903. doi:10.1016/j.rser.2017.05.020
- Myers, D., 2009. Evaluation of the Performance of the PVUSA Rating Methodology Applied to Dual Junction PV Technology: Preprint (Revised).
- Quesada-Ruiz, S., Linares-Rodríguez, A., Ruiz-Arias, J.A., Pozo-Vázquez, D., Tovar-Pescador, J., 2015. An advanced ANN-based method to estimate hourly solar radiation from multi-spectral MSG imagery. *Sol. Energy* 115, 494–504. doi:10.1016/J.SOLENER.2015.03.014
- Zamo, M., Mestre, O., Arbogast, P., Pannekoucke, O., 2014. A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production. *Sol. Energy* 105, 792–803. doi:10.1016/J.SOLENER.2013.12.006

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN INDUCIDA POR EL POTENCIAL ELÉCTRICO EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SI A DIFERENTES TEMPERATURAS.

Ángel E.O.R., Sánchez A.J., Martínez D.E.

Instituto de Energías Renovables-UNAM, Privada Xochicalco S/N, Temixco, Morelos. C.P. 62580, México
email: eoar@ier.unam.mx

RESUMEN

La determinación de la degradación inducida por el potencial eléctrico (PID) en un módulo de m-Si de 245 W, fue realizada. Para el análisis de la degradación, se realizó una caracterización inicial del módulo, y ésta se comparó con una caracterización final, realizada después de someter al módulo a un voltaje de 1000 V, a una temperatura del módulo de 25° C y una humedad relativa menor al 60%, de acuerdo con lo indicado en la IEC 62804-1. La degradación en el módulo fue casi nula a una temperatura del módulo de 25°C, disminuyendo la potencia en 0.70%. Además, el Voc, Isc, y el FF se redujeron en 0.04%, 0.02% y 0.52%, respectivamente. Una segunda prueba fue realizada mientras el módulo se encontraba a temperatura ambiente. Las pérdidas en potencia, Voc, Isc y FF fueron del 13.05%, 3.2%, 2.9% y 12.1%, respectivamente.

PALABRAS CLAVE: Sistemas Fotovoltaicos, Degradación, estrés de voltaje.

ABSTRACT

The determination of the potential induced degradation (PID) in a module of crystalline silicon of 245 W, was done. For the analysis of the degradation, an initial characterization of the photovoltaic module was carried out, and this was compared with the final characterization, done after subjecting the module to a voltage stress of 1000 V, at a constant module temperature of 25 ° C and a relative humidity lower than 60%, according to the indicated in the IEC 62804-1. The degradation in the module was practically null at a temperature of 25 ° C of the module, showing a decrease in power of 0.70%. In addition, Voc, Isc, and FF were reduced by 0.04%, 0.02%, and 0.52%, respectively. A second test was performed while the module was at room temperature, during the same exposure time. Potential losses, Voc, Isc and FF were 13.05%, 3.2%, 2.9% and 12.1%, respectively.

KEYWORD: Photovoltaic Systems, Degradation, voltage stress.

INTRODUCCIÓN

Una de las ventajas más importantes de la tecnología fotovoltaica sobre otras tecnologías de energías alternas, es su bajo costo de mantenimiento y la vida útil de casi 30 años. Sin embargo, durante la vida útil de un Sistema Fotovoltaico se presentan varios mecanismos de degradación que pueden disminuir la eficiencia del sistema y afectar su funcionamiento. La degradación inducida por potencial es un modo de degradación que afecta a los módulos cuando estos se encuentran bajo estrés de voltaje, es decir, en sistemas con voltajes mayores a 600 V.

Dependiendo de la configuración del sistema, dentro de las cadenas que conforman el arreglo fotovoltaico, puede existir una diferencia de voltaje de unos cientos de volts entre la celda solar y el marco metálico del módulo. Si esta condición ocurre en un ambiente muy húmedo, puede ocurrir un efecto de migración de iones de sodio del vidrio hacia la capa antireflejante de la celda solar o hasta la misma celda. Cuando esto sucede, el módulo fotovoltaico se degrada rápidamente y puede ocasionar pérdidas en el rendimiento de hasta el 30 % en tiempos muy cortos de operación (Lausch, D. et al., 2014).

METODOLOGÍA

La metodología implementada para el análisis de la degradación inducida por el potencial eléctrico está basada en las especificaciones técnicas indicadas en la norma IEC 62804-1: Test methods for the detection of potential-induced degradation – Part 1: Crystalline Silicon. Se realizaron las pruebas de degradación en un módulo de silicio monocristalino de la marca LDK Solar modelo LDK-245D-20 de 245 W de 60 celdas. Todas las pruebas fueron realizadas en las instalaciones del Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica del Instituto de Energías Renovables de la UNAM.

Con la finalidad de establecer las condiciones iniciales en el módulo fotovoltaico y encontrar defectos ajenos al PID, se realizó una inspección visual detallada. La determinación de la máxima potencia y el desempeño a baja irradiancia fueron evaluados con un simulador solar AAA modelo LA200200. Se midieron fugas de corriente utilizando una fuente de voltaje marca Associated Research modelo Hypot Max 7710, así como imágenes de electroluminiscencia, siguiendo el procedimiento indicado en la norma IEC 61215: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements.

Después de cubrir la superficie del módulo con un medio conductor de aluminio, y de haber estabilizado el módulo a 25°C, un voltaje de 1000 V fue aplicado conectando la terminal positiva de una fuente a las terminales cortocircuitadas del módulo, y la terminal negativa conectada al marco metálico del mismo. El voltaje fue aplicado durante 168 horas y la humedad relativa del ambiente fue menor a 60% durante todo el proceso. Se monitorearon variables de temperatura y humedad relativa del sitio, así como la temperatura y fugas de corriente del módulo.

Una segunda prueba fue realizada, mientras el módulo permaneció a la temperatura ambiente del cuarto donde fue realizado el experimento.

Una inspección visual detallada, la determinación de la máxima potencia, desempeño a baja irradiancia, cálculo de fugas de corriente, imágenes de electroluminiscencia fueron realizados y comparados con las mediciones iniciales para evaluar el porcentaje de degradación en los parámetros eléctricos del módulo.

RESULTADOS

Ningún defecto importante fue observado en el módulo LDK-245D-20 después de la inspección visual inicial. En la Figura 1(a), se observa la imagen de electroluminiscencia tomada previo que el módulo fuera sometido a estrés de voltaje. La potencia máxima inicial fue de 247.8 W a condiciones estándar de prueba (STC), mientras que la potencia del módulo a baja irradiancia (200 W/m^2) fue de 48.24 W. El Voc, Isc y FF a STC fueron de 37.05 V, 8.73 A y 0.76, respectivamente.

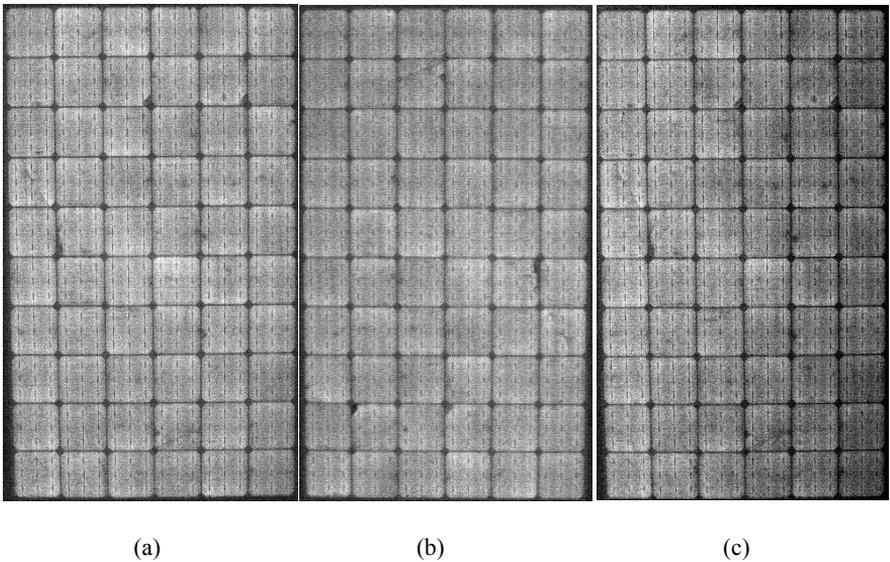


Fig 1. Imagen de electroluminiscencia tomadas (a) previo al estrés de voltaje, (b) después de las primeras 168 horas de exposición y (c) después de las segundas 168 horas de la prueba de PID.

Después de estar expuesto 168 horas a una tensión de 1000 V, la degradación en las características eléctricas del módulo fotovoltaico fueron mínimas. La potencia máxima fue el factor más afectado, reduciéndose en un 0.70%. Se analizaron además la disminución en el Voc, Isc, y el FF, siendo del 0.04%, 0.02% y 0.52%, respectivamente.

Como resultado de la imagen de la prueba de electroluminiscencia, Figura 1(b), podemos observar que el módulo presentó resistencia a los efectos del PID después de estar expuesto 168 horas, en condiciones ambientales de 25°C y una humedad relativa menor al 60%, manteniéndose en las mismas condiciones visuales que al inicio de la prueba.

Para la segunda prueba, la temperatura del módulo promedio fue de 29.3 °C, alcanzando los 33.0 °C y la temperatura mínima de operación fue de 24.9°C. Al evaluar el módulo posterior al proceso de PID durante 168 horas, se observó una degradación de los parámetros eléctricos del módulo, en comparación a las características eléctricas iniciales. Las pérdidas en la potencia máxima, Voc, Isc y FF fueron del 13.05%, 3.2%, 2.9% y 12.1%, respectivamente.

En la Figura 1(c), se observa una ligera disminución en la intensidad del brillo de todas las celdas en general, así como el inicio en el proceso de oscurecimiento en las celdas de un costado del módulo (lado derecho de la imagen). En la Tabla I, se presentan una comparativa entre los cambios de los parámetros eléctricos medidos en el módulo fotovoltaico después de ser sometido a la prueba de PID a una temperatura de operación de 25°C y a temperatura ambiente.

Tabla I. Porcentajes de degradación después de cada una de las pruebas de PID.

Tiempo (horas)	Voc (V)	Isc (A)	Pmax (W) a STC	Pmax (W) Baja Irradiancia	FF
0	37.05	8.73	247.80	48.24	0.76
168	37.04	8.72	246.07	47.95	0.75
336	35.64	8.47	215.46	42.89	0.66
% de degradación total	-3.20%	-2.90%	-13.05%	-11.08%	12.01%

CONCLUSIONES

La temperatura y humedad a la que se encuentra el módulo bajo estrés de voltaje, promueven una mayor degradación inducida por el potencial eléctrico. En este trabajo, los efectos de la temperatura fueron observados, presentándose una mayor degradación de las características eléctricas del módulo cuando éste se mantuvo a una temperatura de operación mayor. Ésta se logró cuando el módulo se mantuvo a temperatura ambiente, manteniéndose a una temperatura de operación del módulo promedio de 29.3 °C, a diferencia de cuando el módulo se mantuvo a una temperatura constante de 25 °C, lo que provocó que los efectos del PID fueran casi imperceptibles.

Las pérdidas más grandes en la potencia máxima, Voc, Isc y FF fueron del 13.05%, 3.2%, 2.9% y 12.1%, respectivamente.

La variabilidad en los procesos de fabricación de módulos fotovoltaicos puede afectar la susceptibilidad de ellos a los efectos de degradación. Más pruebas deben realizarse para evaluar los efectos a diferentes temperaturas y diversos materiales de fabricación.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo fue realizado con fondos del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT). El autor agradece el apoyo en la realización de las caracterizaciones al equipo de trabajo del Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica del proyecto P-29 del Cemie-Sol.

BIBLIOGRAFÍA

- Hacke P. et al. *Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*. 2010.
- Hoffman, S., & Koehl, M. (2012). Effect of humidity and temperature on the. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, 173-179.
- Kapur, J., Stika, K., & Westphal, C. (2015). Prevention of Potential-Induced Degradation. *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, 2019-2023.
- Lausch, D., Naumann, V., Breitenstein, O., Bauer, J., Graff, A., Bagdahn, J., & Hagendorf, C. (2014). Potential-induced degradation (PID): Introduction of a novel test approach and explanation of increased depletion region recombination. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(3), 834-840.
- Lausch, D., Naumann, V., Breitenstein, O., Bauer, J., Graff, A., Bagdahn, J., & Hagendorf, C. (2014). Sodium out diffusion from stacking faults as root cause for the recovery process of potential-induced degradation (PID). *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(3), 486-493.
- Nagel, H., Metz, A., & Wangemann, K. (2011, September). Crystalline Si solar cells and modules featuring excellent stability against potential-induced degradation. In *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (pp. 3107-3112).
- Oh, J., Bowden, S., & TamizhMani, G. (2015). Potential-Induced Degradation (PID): Incomplete Recovery of Shunt Resistance and Quantum Efficiency Losses. *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, 1540-1548.
- Oh, J. B. (2015). Quantum Efficiency Loss after PID Stress: Wavelength Dependence on Cell Surface and Cell Edge. *Proceedings of the 40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*.
- Reed, M. J. (2013). Experimental Determination of Potential Induced Degradation Acceleration Factors for Various Encapsulants, Test Conditions, and Installation Locations. 2013 2nd ATLAS/NIST Workshop on Photovoltaic Materials Durability.
- Swanson R., Cudzinovic M., DeCeuster D., Desai V., Jurgens J., Kaminar N., Mulligan W., Rodrigues-Barbosa L., Rose D., Smith D., Terao A., Wilson A. *Proceedings of the 15th International Photovoltaic & Engineering Conference* (p. 410).
- S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Oaryan, T. Geipel, H. Hoehne and J. Berghold (2010). *Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*.

CONTROL DE CALIDAD APLICADO A LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE LAS ISLAS GALÁPAGOS: EL CASO DE BALTRA Y SANTA CRUZ

Eras-Almeida A.*, Egidio-Aguilera M.*

*Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Av. Complutense 30,
Madrid, 28040, (Madrid) España, andrea.eras@ies.upm.es

RESUMEN/RESUMO

Las islas Galápagos esun lugar ambientalmente frágil y pretende alcanzar una generación 100% renovable, objetivo que parece difícil de lograr. En 2016, la generación eléctrica en Galápagos fue de 53,03 GWh. El 85% de esta energía fue térmica (diésel) y el 15% fue renovable (eólica, solar fotovoltaica –FV- y biocombustible). El interés de esta investigación está en evaluar la calidad técnica de los sistemas FVs de 67 kWp de Baltra y de 1,5 MWp de Santa Cruz, por medio de la experiencia del Instituto de Energía Solar (IES) – Universidad Politécnica de Madrid (UPM) en evaluar la calidad técnica en este tipo de sistemas. Adicionalmente, se realizan entrevistas al personal técnico del operador eléctrico de las islas y encuestas a la población de Galápagos para conocer la percepción institucional y social de los proyectos en energía renovable.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Control de Calidad, Sistemas Fovoltáicos, Islas Galápagos, Energía Renovable, Parámetros Eléctricos

ABSTRACT

The Galapagos Islands are considered an environmentally fragile place, whose objective is to achieve 100% renewable electricity generation, but it will be difficult to achieve. In 2016, the power generation in Galapagos was 53.03 GWh. 85% of this energy was thermal (diesel) and 15% was renewable (wind, photovoltaic –PV- and biofuel). The purpose of this research is to apply a quality control in the PV systems of Galapagos, such as, Baltra (67 kWp) and Santa Cruz (1.5 MWp). As an expert in high performance and optimal yield in PV systems the Instituto de Energía Solar (IES) – Universidad Politécnica de Madrid (UPM) has made quality control measurements in both PV generators. Additionally, IES–UPM has interviewed to the local power company and it has surveyed to the population from Galapagos on matters related to renewable energy.

KEYWORDS: Quality Control, Photovoltaic Systems, Galapagos Islands, Renewable Energy, Electrical Parameters

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

El IES-UPM cuenta con una experiencia de más de 25 años en evaluación de la calidad técnica de sistemas FVs, particularmente en países en desarrollo, como es el caso de las Islas Galápagos en Ecuador. Para ello, el IES-UPM gestiona una asociación técnica con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y la Empresa Eléctrica Provincial ELECGALAPAGOS de Ecuador. El control de la calidad técnica no está incluido en los planes de operación y mantenimiento (O&M) de los sistemas FVs de Galápagos, aspecto que puede comprometer su sostenibilidad por el desconocimiento en su aplicación y la falta de capacidades en este tema.

El objetivo de esta investigación consiste en evaluar la calidad técnica del generador FV de 67 kWp de Baltra y de 1,5 MWp de Santa Cruz, además de conocer la percepción institucional y social de la introducción de las energías renovables en Galápagos, a través de encuestas y entrevistas.

METODOLOGÍA Y ADQUISICIÓN DE DATOS

La evaluación de la calidad de un sistema comprende: revisión de documentación relacionada al proyecto, inspección visual, medición directa y análisis de los parámetros de los equipos, entrevistas y encuestas (Camino-Villacorta, 2011). En la inspección visual se hace uso de una cámara termográfica para detectar la presencia de puntos calientes sobre el generador.

Para la caracterización del generador FV se miden los parámetros eléctricos de un número determinado de arrays, para medir su potencia nominal y detectar posibles fallas. Las mediciones se realizaron en septiembre de 2017 (invierno), de 11:00 a 14:00, y cubrieron de la potencia del generador: el 33% (22 kWp) en Baltra y el 10% (150 kWp) en Santa Cruz. Los parámetros son: voltaje de circuito abierto (V_{OC}), corriente de corto circuito (I_{SC}), potencia máxima (P_{mpp}), voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) y la corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}), que se utilizan para el cálculo del factor de forma (FF) y la curva tensión corriente $I-V$.

Las condiciones aceptables de medición son: irradiancia global $G \geq 500 \text{ W/m}^2$ e irradiancia difusa $D < 20\% G$. Para el proceso de medición se utilizan un analizador de curvas $I-V$ y un sensor monocristalino, ambos del mismo fabricante, que cumplen con la norma IEC 61829. Cada medida se realiza sobre módulos limpios y se supervisa que exista, en medida de lo posible, estabilidad en la temperatura y la irradiancia y ausencia de sombras. El proceso de medición se realiza según el manual de los equipos (TRITEC, 2010) y la norma IEC 61829.

Los parámetros eléctricos medidos son extrapolados a Condiciones Estándar de Medida - CEM (temperatura de célula $T_c^* = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, irradiancia sobre el plano $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$, distribución espectral AM 1,5 G) y, comparados con los datos del fabricante de acuerdo con la norma IEC 61829. La incertidumbre de este procedimiento es del 5%, la cual es suficiente para aceptar o rechazar las componentes en términos de calidad (Camino-Villacorta, 2011; Camino-Villacorta et al., 2010), y se estima que un 2% de pérdidas por cableado (Ekici y Kopru, 2017) están incluidas en las pérdidas totales de potencia. Para la

extrapolación se utilizan las siguientes Ecs. -los valores en (*) están en CEM- (Caamaño-Martín et al., 2002; Egido-Aguilera, 2013):

$$I_{SC} = I_{SC}^* (G/G^*) \quad (1)$$

$$V_{OC} = V_{OC}^* [1 + \beta (T_c - T_c^*)] \quad (2)$$

β coeficiente de temperatura de V_{OC} (%/°C)

$$P_{mpp}^* = V_{mpp}^* I_{mpp}^* \quad (3)$$

$$FF = (I_{mpp}^* V_{mpp}^*) / (I_{SC}^* V_{OC}^*) \quad (4)$$

En la Tabla 1 se observan las características técnicas de los módulos instalados en Baltra y Santa Cruz:

Tabla 1: Características técnicas de los módulos

Descripción	Baltra	Santa Cruz
Fabricante	Mitsubishi Electric	BJ Power
Modelo	PV-MLE265HD	BJ-60Series-1
Tipo de célula	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino
Potencia (W)	265	250
Isc (A)	9,08	8,768
Voc (V)	38,2	26,99
Imp (A)	8,38	8,131
Vmpp (V)	31,7	30,75
Tolerancia máxima de la potencia nominal (%)	-0/+5	N/D
β (%/°C)	-0,35	-0,3307

N/D no se encuentra información disponible

Las pérdidas teóricas por la interconexión de módulos en serie y paralelo son proporcionales a la variancia de la I_{mpp} y del V_{mpp} , respectivamente, tal como se observa en la Ecs. (5) y (6) (Evans et al., 2018; Kaushika y Rai, 2007).

$$Pérdidas\ serie\ (\%) \propto \sigma_{I_{mpp}}^2 \quad (5)$$

$$Pérdidas\ paralelo\ (\%) \propto \sigma_{V_{mpp}}^2 \quad (6)$$

Para reducir estas pérdidas se sugiere clasificar los módulos que van a constituir un array por su I_{mdd} (Egido-Aguilera, 2013; Evans et al., 2018).

Para obtener información primaria sobre los proyectos en energía renovable, se realizan entrevistas al personal directivo y técnico de ELECGALAPAGOS, y entrevistas a 30 clientes de Santa Cruz. También se revisa documentación científica y complementaria como informes, páginas webs y estadísticas oficiales. Los resultados obtenidos del análisis técnico, de las entrevistas y encuestas se exponen a través de un análisis descriptivo.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD TÉCNICA

Contexto

Las islas Galápagos, ubicadas a 1.000 km de la costa del Ecuador, declaradas como Patrimonio Natural de la Humanidad (1978 y 2001) (Ministerio del Ambiente, 2015), motivaron al Gobierno de Ecuador en 2008 a presentar la "Iniciativa Nacional Cero Combustibles Fósiles en Galápagos", la cual se enfoca en los sectores de transporte y electricidad (MEER y ELECGALAPAGOS, 2016). El MEER, con el apoyo de gobiernos aliados, ha desarrollado proyectos de generación con energías renovables para disminuir el consumo de diésel, las emisiones de CO₂ y evitar el riesgo de derrames por transporte de combustible (MEER y ELECGALAPAGOS, 2016). ELECGALAPAGOS es el responsable de la operación de los sistemas renovables en las islas, cuya configuración se observa en la Tabla 2 (ELECGALAPAGOS, 2017a, 2017b, 2016; PNUD, 2016):

Tabla 2: Sistemas de Generación de Galápagos

Nombre	Potencia instalada (MW)				Baterías (MWh)	
	Eólica	Fotovoltaica	Diésel	Biodiésel		Total
San Cristóbal	2,4	0,0125	8,3		10,7125	
Santa Cruz - Baltra*	2,25	1,567	13,9		17,717	4 Pb, 0,268 Li
Isabela			2,74		2,74	
Floreana		0,021	0,15	0,138	0,309	0,096 Pb

* Santa Cruz y Baltra están interconectadas por una línea de 51,4 km

En 2016, la generación eléctrica total en Galápagos fue de 53,03 GWh de los cuales 44,96 GWh (85%) fueron térmicos y 8,02 GWh (15%) provinieron de fuentes renovables (ELECGALAPAGOS, 2016), que incluyen a los sistemas FVs de Baltra y Santa Cruz:

Planta Fotovoltaica y Sistema de Almacenamiento de Baltra (2016). Este proyecto consta de una central fotovoltaica de 67 kWp (252 módulos – 14x18-, un inversor de 100 kW) que en media produce 136 MWh/año (BID y MEER, 2017; PNUD, 2016) y un sistema de almacenamiento híbrido con baterías de ion – litio (268 kWh) y plomo – ácido (4 MWh) para regular la frecuencia y almacenar los excedentes del parque eólico de Baltra (PNUD, 2016). La Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) apoyó en su desarrollo.

Planta Fotovoltaica de Santa Cruz (2014). La central de 1,5 MWp consta de 6.006 módulos – 22x273- y 91 inversores de 17 kW cada uno y se implementó con ayuda de la Agencia de Cooperación Internacional de Corea (KOICA) (PNUD, 2016). La central genera 2.430 MWh/año (BID y MEER, 2017).

Conclusiones de la Evaluación y Experiencia en Campo

Las curvas *I-V* del generador de Baltra y Santa Cruz se muestran en la Fig. 1 (a) y (b), respectivamente:

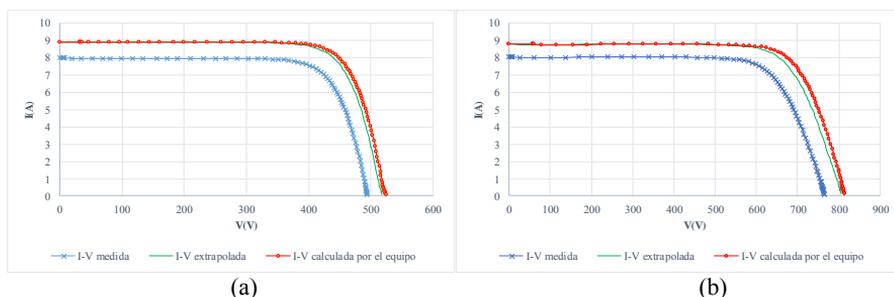


Figura 1 (a) Curva $I-V$ promedio – Baltra, (b) Curva $I-V$ promedio – Santa Cruz

En Baltra, la diferencia de potencia, entre los datos del fabricante (data sheet) y los resultados de extrapolación, es de 3,39% por array. Con las condiciones iniciales de análisis, se concluye que este generador tiene altos niveles de calidad técnica.

En Santa Cruz, la diferencia en potencia, entre el Flashing Report del fabricante y los valores extrapolados, es de 5,31% por array, que indica que la central opera en condiciones aceptables. Sin embargo, por array las diferencias de potencia están entre 1,16% y 10,07%. Las diferencias elevadas sugieren indicios de deterioro en los módulos, lo cual podría ser comprobado con una inspección visual y mediciones de la curva $I-V$ adicionales, en época de calor (diciembre a mayo), o con la comprobación de la I_{SC} .

Las condiciones de operación (irradiancia y temperatura) se mantuvieron estables en Baltra lo que facilitó el proceso de medición y garantiza la fiabilidad de los resultados. Mientras que en Santa Cruz se comprobó la dificultad para medir en cielos claros y con presencia de pequeñas nubes. En Santa Cruz, en algunos casos, la G superó el límite fijado por el analizador de curvas $I-V$ ($1.200 \text{ W/m}^2 \pm 5\%$) para alcanzar valores de 1.307 W/m^2 (valor cercano a la constante solar de 1.367 W/m^2), lo que puede deberse a la presencia de pequeñas nubes que no pudieron ser evitadas durante la medición, las cuales funcionaron como un concentrador para reflejar los rayos solares, lo que aumentó la irradiancia sobre los módulos. Esto puede justificar que, en algunos casos, las diferencias en potencia fueran muy elevadas incluso superiores al 10,07%. Estas medidas fueron descartadas del análisis.

Según la teoría, para ubicaciones próximas al Ecuador, el ángulo óptimo de inclinación es igual a la latitud, pero por condiciones de limpieza, se considera igual a la desviación de 10° respecto de la latitud (Egido-Aguilera, 2013). Para el caso de Baltra y Santa Cruz, la inclinación óptima es próxima a 9° . Aunque en campo este ángulo es variable, las pérdidas de energía (menores al 1%) son despreciables para ambos casos.

En campo se verificó que la irradiancia incidente es mucho mejor en Baltra que en Santa Cruz a pesar de la cercanía de ambas islas. El performance ratio (PR) del generador de Baltra debe ser superior que el de Santa Cruz (0,793).

De las fortalezas en ambas plantas se pueden destacar: la buena implementación de las instalaciones en continua, el sistema de protecciones, el cableado, el sistema de control, la limpieza de los módulos, y la ubicación y acondicionamiento del sistema híbrido de baterías para el caso de Baltra. Entre los aspectos negativos están:

- Registro de datos de G que superan los 1.367 W/m^2 ,
- Información disponible que no es evaluada,
- Limitado conocimiento en sistemas FVs por parte del equipo técnico de O&M,
- Equipos de medición no utilizados, como es el caso de un analizador de curvas I - V ,
- La ausencia de codificación y señalización de arrays en Santa Cruz,
- La ausencia de información importante como el Flashing Report en Baltra.

En Santa Cruz:

- La cámara termográfica no detectó puntos calientes en el generador. El IES sugiere a ELEGALAPAGOS adquirir un dron con cámara termográfica para realizar este trabajo.
- El personal técnico de mantenimiento ha sustituido inversores y módulos sin una evaluación previa, cuya sustitución ha alcanzado los 498.000 USD y 10.880 USD, respectivamente (ELEGALAPAGOS, n.d.).

Los módulos fueron reemplazados por la presencia de “snail tracks”. Los snail tracks son fenómenos de degradación de las células de silicio cristalino c-Si, y se manifiestan con la aparición de líneas plateadas sobre la superficie de la célula, asociadas a micro-raduras (Duerr et al., 2016; Liu et al., 2017; Meyer et al., 2014).

Para evaluar los módulos con snail tracks se puede cortocircuitar un array con y otro sin snail track para medir y comparar su I_{SC} . Otra opción es utilizar el equipo de medición de curva I - V . Solo si existiera una diferencia importante en la I_{SC} , los módulos con snail tracks deber ser sustituidos. Con este método se comprobó que la presencia de este fenómeno no causa una reducción de la potencia. Sin embargo, en algunas investigaciones (Dolara et al., 2016; Yang et al., 2016) se ha comprobado que su presencia afecta la producción de energía del módulo en rangos del 9 al 29%. Se sugiere que ELEGALAPAGOS evalúe de manera periódica los módulos.

- La clasificación de módulos por I_{mpp} puede reducir las pérdidas en potencia en un 0,33%, sin embargo, este valor es despreciable en términos de potencia total instalada. Las pérdidas por V_{mpp} no tienen alto impacto y podrían solucionarse con la instalación de diodos de bloqueo al paso de corrientes inversas.

PERCEPCIÓN INSTITUCIONAL Y SOCIAL

La política “Cero Combustibles Fósiles” promovida el Gobierno Nacional ha tenido gran impacto a nivel nacional e internacional. Los proyectos con energías renovables se han implementado gracias al apoyo de entidades locales y agencias de cooperación internacional. Sin embargo, la fuerte inversión que demandan estos proyectos hace difícil alcanzar el objeto de la iniciativa, a lo que se suman las dificultades logísticas por el transporte de equipos y el uso del suelo, la falta de capacidades locales, poca oferta de material local para construcción, problemas de estabilidad de los sistemas eléctricos y el crecimiento de la demanda de energía.

Los sistemas híbridos de Galápagos a futuro mantendrán su condición de sistemas aislados, debido a que su interconexión implica una elevada inversión, dificultades logísticas y de comunicación. Un ejemplo es la interconexión de Baltra y Santa Cruz.

Según los entrevistados, la energía renovable se ha convertido en una motivación para que los nuevos profesionales locales, que se forman en Ecuador Continental, retornen a las islas para trabajar en ELECGALAPAGOS.

Si bien la población parece tener un conocimiento aceptable sobre las energías renovables, desde la experiencia en campo, se recomienda realizar nuevas campañas de capacitación y de socialización de los proyectos para que el usuario adquiriera un conocimiento más amplio del servicio eléctrico.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

La medición de la curva *I-V* en condiciones variables de irradiancia y temperatura no hace posible cumplir con los requisitos de medición establecidos en la norma IEC 61289.

El desconocimiento en la operación y evaluación técnica de los sistemas FVs puede llevar a una mala gestión de los recursos económicos de los proyectos. Ésta ha sido la principal desventaja que el equipo investigador ha detectado en Galápagos en relación al control de calidad. No obstante, con la implementación de procesos sencillos en el plan de O&M de las centrales, como el descrito a lo largo de esta investigación, se puede garantizar la calidad técnica del generador FV y la sostenibilidad del proyecto. Ésto también considera la mejora de los planes de capacitación, las campañas de sensibilización y los requerimientos contractuales de los proyectos.

El interés de la población está en la calidad del servicio eléctrico que recibe, lo que deja al tipo de tecnología que se utiliza para producir la energía eléctrica en un segundo plano. Esto evidencia que es difícil establecer una relación directa entre la calidad técnica de los sistemas FVs en Galápagos y la percepción social de la población sobre la tecnología.

Se ha podido detectar que en Galápagos, la cooperación internacional hace complejo exigir, en la parte contractual de los proyectos, el cumplimiento de normativa internacional relacionada con el control de la calidad técnica.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la UPM por financiar esta investigación a través de la “XVII Convocatoria de Ayudas para Acciones de Cooperación Universitaria para el Desarrollo”, al MEER y ELECGALAPAGOS por la información provista y el soporte brindado en el trabajo de campo.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- BID, MEER, 2017. Plan Nacional de Eficiencia Energética. Banco Interamericano de Desarrollo, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Caamaño-Martín, E., Lorenzo, E., Lastres, C., 2002. Crystalline silicon photovoltaic modules: characterization in the field of rural electrification. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 10, 481–493. <https://doi.org/10.1002/pip.436>

- Camino-Villacorta, M., 2011. Contribución al aseguramiento de la calidad en la electrificación rural con energías renovables. Universidad Politécnica de Madrid. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.022>
- Camino-Villacorta, M., Egido-Aguilera, M.A., Gamez, J., Arranz-Piera, P., 2010. Quality control tools applied to a PV microgrid in Ecuador. 5th Eur. Conf. PV-Hybrids Mini-grids.
- Dolara, A., Lazaroiu, G.C., Leva, S., Manzolini, G., Votta, L., 2016. Snail trails and cell micro-cracks impact on PV module maximum power and energy production. *IEEE J. Photovoltaics* 6, 1269–1277. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2016.2576682>
- Duerr, I., Bierbaum, J., Metzger, J., Richter, J., Philipp, D., 2016. Silver grid finger corrosion on snail track affected PV modules – investigation on degradation products and mechanisms. *Energy Procedia* 98, 74–85. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2016.10.083>
- Egido-Aguilera, M.A., 2013. El módulo solar fotovoltaico.
- Ekici, S., Kopru, M.A., 2017. Investigation of PV system cable losses. *Int. J. Renew. Energy Res.* 7.
- ELECGALAPAGOS, 2017a. Reporte mensual. Potencia máxima. Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, Puerto Baquerizo Moreno.
- ELECGALAPAGOS, 2017b. Estado actual de unidades de generación térmica de Galápagos. Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, Puerto Baquerizo Moreno.
- ELECGALAPAGOS, 2016. Balance eléctrico provincial. Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, San Cristóbal.
- ELECGALAPAGOS, n.d. Acta de custodio de bienes.
- Evans, R., Boreland, M., Green, M.A., 2018. A holistic review of mismatch loss: from manufacturing decision making to losses in fielded arrays. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 174, 214–224. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.041>
- Kaushika, N.D., Rai, A.K., 2007. An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. *Energy* 32, 755–759. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.06.017>
- Liu, J., Tao, W., Liu, Z., Liu, Y., Wang, M., Wu, Q., 2017. Study on snail trail formation in PV module through modeling and accelerated aging tests. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 164, 80–86. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.02.013>
- MEER, ELECGALAPAGOS, 2016. Informe ejecutivo: Huerta Solar San Cristóbal. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, Quito.
- Meyer, S., Timmel, S., Richter, S., Werner, M., Gläser, M., Swatek, S., Braun, U., Hagendorf, C., 2014. Silver nanoparticles cause snail trails in photovoltaic modules. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 121, 171–175. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.11.013>
- Ministerio del Ambiente, 2015. Parque Nacional Galápagos [WWW Document]. URL <http://areasprotegidas.ambiente.gob.ec/es/todas-areas-protegidas-por-region?t=G> (accessed 6.19.17).
- PNUD, 2016. Energía verde para Galápagos inagotable, limpia y segura.
- TRITEC, 2010. Operating instructions TRIKA.
- Yang, H., Chang, J., Wang, H., Song, D., 2016. Power degradation caused by snail trails in urban photovoltaic energy systems. *Energy Procedia* 88, 422–428. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2016.06.018>

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE UN CPV DE DISCO PARABÓLICO CON CELSDAS DE MULTI-UNIÓN

Cisneros N.C.¹, Cabanillas R.L.¹, Pérez R.E.¹, García R.G.², Pérez C.R.³, Dávila C.P.⁴

¹Departamento de Ingeniería Química, División de Ingeniería, Universidad de Sonora,
Blvd. Luis Encinas y Rosales S/N, Hermosillo, Sonora, 83000, México.

rcabani@iq.uson.mx

²Departamento de Investigación en Física, División de Ciencias Exactas y Naturales,
Universidad de Sonora, Blvd. Luis Encinas y Rosales S/N, Hermosillo, Sonora, 83000,
México. rgarcia@cifus.uson.mx

³Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Circuito
Xochicalco S/N, Temixco, Morelos, 66588, México. capr@ier.unam.mx

⁴Steward Observatory Solar Lab, University of Arizona, 993 N Cherry Ave, Tucson,
Arizona, 85719, EEUU. cdavila@email.arizona.edu

RESUMEN

El estudio experimental consiste en la evaluación tanto térmica como eléctrica de un concentrador PV que utiliza un disco parabólico y celdas de triple unión para la generación de electricidad. Este sistema fue desarrollado por investigadores de University of Arizona y comercializado por REhnu co. La óptica que se utiliza se denomina XRX-Kohler, logra una concentración de 1000x y produce 1.2 kW y 2.4 kW eléctricos y térmicos, respectivamente, a una concentración de 900 W/m². Se realizaron diferentes tipos de corridas experimentales en las que se evaluó la capacidad de producción de potencias térmica y eléctrica en operación normal, la producción máxima de potencia eléctrica y la producción de potencia eléctrica en función de la temperatura de operación.

PALABRAS CLAVE: Concentración fotovoltaica, celdas multi-unión, XRX-Kohler

ABSTRACT

This experimental study consists of the electrical and thermal evaluation of a PV concentrator system that uses a parabolic dish and triple junction cells to generate electricity. This system was developed by researches from the University of Arizona and commercialized by REhnu co. The optical system is named XRX-Kohler, achieves 1000x of solar concentration and produces 1.2 kW and 2.4 kW electrical and thermal, respectively, under a DNI of 900 W/m². Different types of experimental runs were carried out in which the production capacity of thermal and electric power in normal operation, the maximum production of electric power and the production of electric power as a function of the operating temperature were evaluated.

KEYWORDS: PV concentrating, multi junction cells, XRX-Kohler.

INTRODUCCIÓN

Un sistema de concentración solar fotovoltaico (CPV) consta de una estructura mecánica con una configuración óptica (lentes o espejos) que logra concentrar la radiación solar en un área pequeña, en este punto se localiza la celda fotovoltaica de alta eficiencia la cual mantiene su temperatura en un intervalo seguro gracias a un sistema de enfriamiento además de la adaptación de un sistema de seguimiento solar y un sistema de control general para mejorar su rendimiento. Las celdas multi-unión son capaces de transformar la energía solar recibida en energía eléctrica, sin embargo, no toda la radiación recibida es aprovechada por lo que debe eliminarse en forma de calor; el aprovechamiento del calor para un proceso posterior convierte al sistema en un concentrador solar térmico-fotovoltaico (CPV-T).

En los últimos años, se han desarrollado concentradores fotovoltaicos que difieren en sus tamaños y componentes. Zenith Solar Ltd desarrolló un CPV de disco parabólico con un área receptora de 11 m² que utiliza celdas de triple unión en un arreglo que compensa la distribución no uniforme del flux radiativo generando 2.3 kWp y 5.5 kWp lo que representa 21% y 50% de eficiencia eléctrica y térmica, respectivamente, a una radiación directa normal de 900 W/m² (Chayet, Kost, Moran, & Lozovsky, 2011). Por otra parte, el ISE Fraunhofer diseñó un HCPV con un sistema de enfriamiento pasivo y óptica cassegrain que emplea celdas de triple unión para la producción de potencia eléctrica; esta óptica logra concentrar 1037x y presenta una eficiencia eléctrica de 30.2% (Dreger, Wiesenfarth, Kissler, Schmid, & Bett, 2015). Schmitz y sus colaboradores desarrollaron un HCPV que consta de 6 receptores con 36 celdas de triple unión que presentan una eficiencia de 28.5% ; el concentrador tiene una altura de 10.5m y la apertura de la parábola es de 8.6m (Schmitz, y otros, 2017). Mientras que, SouthWest Solar Technology desarrolló un CPV de disco parabólico con una superficie receptora de 52 m² que refleja el flujo radiativo sobre 12 módulos que alojan una óptica secundaria que refracta la radiación para posteriormente reflejarse sobre un arreglo lineal de celdas de multi-unión; se presentan datos de producción de 12 kW y 25 kW eléctrico y térmico, respectivamente, sin embargo esta tecnología continua en su etapa experimental (Hayden H. , Thomas, Fette, & Pawlowski, 2012).

El estudio experimental consiste en la evaluación del desempeño tanto eléctrico como térmico de un dispositivo de generación de potencia eléctrica que utiliza celdas de alta eficiencia que pueden trabajar hasta una temperatura máxima de 90°C. El sistema de concentración, desarrollado en la Universidad de Arizona y comercializado por REhnu Inc., utiliza un disco parabólico que tiene un área receptora de 5.445m² que refleja la radiación recibida en una esfera receptora donde los rayos son refractados sobre un arreglo de pequeñas superficies en forma de poliedro truncado para lograr una distribución uniforme de la radiación solar sobre las celdas de multi-unión (MJ) que generan energía eléctrica. Este arreglo óptico se conoce como XRX-Köhler y logra una razón de concentración de 1000x, lo que caracteriza al sistema como HCPV (High Concentrated Photovoltaic, por sus siglas en inglés). Una de las ventajas de este sistema es que las celdas pueden ser fácilmente reemplazadas por unas más eficientes, lo que extiende el tiempo de vida del concentrador. (Coughenour, y otros, 2014).

Las celdas MJ presentan una eficiencia que va de 30 a 40 % dependiendo de varios factores entre los que destacan la razón de concentración solar y la temperatura de operación de las celdas. A pesar de presentar una alta eficiencia en la producción eléctrica las celdas no

pueden utilizar entre 60-70 % de la radiación recibida por lo que esta energía tiene que ser retirada con un sistema de enfriamiento para mantener la temperatura de la celda que asegure su integridad y el mejor desempeño de la misma. Como cualquier celda fotovoltaica, las celdas MJ son afectadas por el incremento de la temperatura, pero a diferencia de las celdas de unión sencilla, las MJ pueden operar a más altas temperaturas (~90°C) con eficiencias aceptables de producción eléctrica. Esta característica de operación de medias temperaturas puede hacer que sistemas térmicos de aplicaciones solares funcionen con el calor residual y así mejorar el desempeño total de un sistema HCPV.

Con el fin de evaluar la eficiencia total de un sistema de HCPV (Fig. 1) consistente de dos discos parabólicos con un área reflectiva de 5.36 m², con sus respectivas unidades de potencia (PCUs), montados en un sistema de seguimiento de dos ejes, se desarrollaron una serie de campañas de prueba que en este trabajo se presentan.



Fig. 1. Sistema Fotovoltaico de Alta Concentración con Óptica XRX-Kohler.

Este estudio se enmarca en el proyecto P03 “Producción de electricidad solar mediante sistemas de disco parabólico, a partir de fotoceldas de alta eficiencia y dispositivos termoiónicos avanzados” del Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar en el que colaboran la Universidad de Arizona, la Universidad de Sonora, la Universidad Nacional Autónoma de México y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

METODOLOGÍA

Caracterización Eléctrica

Se instrumentó el concentrador con un sistema automatizado de resistencia externa variable (Fig. 2), el cual funciona como un reóstato, es decir, que regula la resistencia de carga mediante un software de control, con el fin de obtener las curvas I-V características del arreglo de celdas en el generador, lo que también permite obtener el factor de llenado (FF) (Sathyanarayana, Rajkiran , Lakshmi Sagar , & Girish Kumar, 2015) y la potencia eléctrica máxima producida. Las corridas experimentales para la determinación de la eficiencia eléctrica instantánea se realizaron bajo valores de alrededor de 900 W/m² de DNI, la temperatura ambiente de 20°C y una masa de aire de 1.2, además se monitorearon las temperaturas de las celdas y la radiación directa normal durante todo el tiempo de los experimentos.

Para la evaluación de la eficiencia eléctrica del sistema se variaron las temperaturas de las celdas, controlando la capacidad de remoción de calor del sistema de enfriamiento, esto con el fin de aumentar las temperaturas del fluido de trabajo y analizar su efecto sobre la eficiencia. Con los datos obtenidos en este experimento, se calculó el coeficiente de temperatura del concentrador y del arreglo PV, el cual permite establecer una relación entre la eficiencia eléctrica del sistema y la temperatura de operación (O. Dupré, 2017)

Posteriormente, se calculó el coeficiente de temperatura del concentrador y del arreglo PV, el cual permite cuantificar la sensibilidad del sistema al cambio de temperatura

También se efectuaron campañas de pruebas con duración de días completos en producción normal, desde el amanecer hasta el atardecer para estimar eficiencias diarias, durante las pruebas se tuvieron aproximadamente 10 horas de operación continua por día.

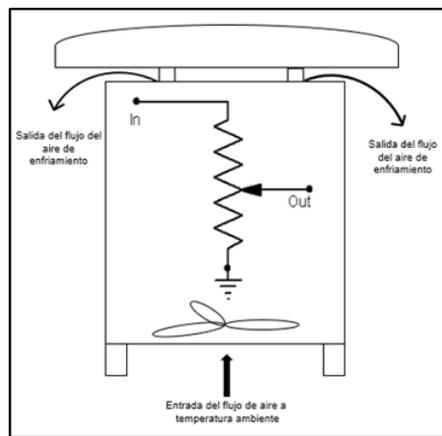


Fig. 2. Esquema del sistema automatizado de resistencia externa variable.

Caracterización térmica

Para el cálculo de la eficiencia térmica instantánea, se monitoreó el flujo másico del refrigerante dentro del sistema de enfriamiento, así como las temperaturas en las entradas y las salidas de los PCUs (Fig. 3), en operación normal, es decir, con producción eléctrica de las fotoceldas. La cantidad total de energía recibida se calculó con el área de apertura total de los concentradores. Sin embargo, para estimar con mayor precisión la cantidad de potencia solar recibida en los PCUs se usó el sistema como un calorímetro al poner en circuito abierto la parte eléctrica, con esto se logra solo producir calor. Con un balance de primera ley de termodinámica se estimó la cantidad total de radiación que logra entrar al PCU y que es la que realmente reciben las celdas. Dado que las pérdidas de calor por convección, conducción o radiación de la cavidad de los PCUs se consideraron despreciables se supone entonces que toda la radiación que se recibe en las celdas se transforma en potencia térmica. De esta forma se pudo estimar las pérdidas ópticas del sistema y mejorar la precisión del cálculo de la eficiencia eléctrica de las celdas en específico.



Fig.3. Unidad de conversión de potencia (PCU).

RESULTADOS

En la Figura 4 se observa la curva de Intensidad-Voltaje (I-V) de una de las celdas de las 12 que posee cada PCU, esta curva se realizó cuando los valores de la DNI se encontraba en $930.86 \pm 1.2 \text{ W/m}^2$ y a $58.41 \pm 2.81 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura promedio de la celda. A partir de los datos de Intensidad-Voltaje, se calculó el "coeficiente de llenado" FF (por su siglas en ingles) para esta celda en especial, el cual resultó en 0.97. Este valor de FF indica que la celda puede producir el 97% de la potencia máxima ideal lo que se traduce en que la celda PV está muy cerca del valor teórico máximo que es 1.

La curva I-V que se aprecia en la Figura 5 corresponde a los datos del arreglo PV constituido por 24 celdas, es decir los dos PCU que conforman el equipo, esta curva se realizó cuando la DNI se encontraba en $930.86 \pm 1.2 \text{ W/m}^2$ y a $55.48 \pm 3.75 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura promedio de las celdas. El valor de FF alcanzado fue de 0.86 que es sustancialmente menor que el observado por celda individual. Esto manifiesta algún tipo de problema en alguna celda que pudiera estar fallando y afecta el promedio de todas en conjunto, aunque es difícil detectar cuál de las celdas está presentando problemas. Así mismo, se observa una pequeña deflexión en la curva I-V justo en la parte de potencia máxima, que igual puede estar relacionado con el problema comentado en el párrafo anterior. Este efecto deberá estudiarse con mayor profundidad para encontrar sus motivos y poderlo evitar.

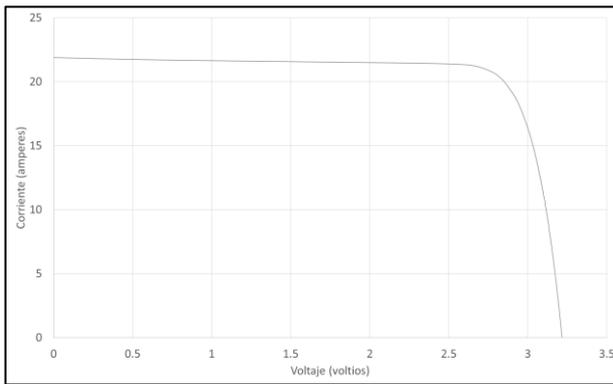


Fig. 4. Curva I-V de una celda de una unidad de potencia.

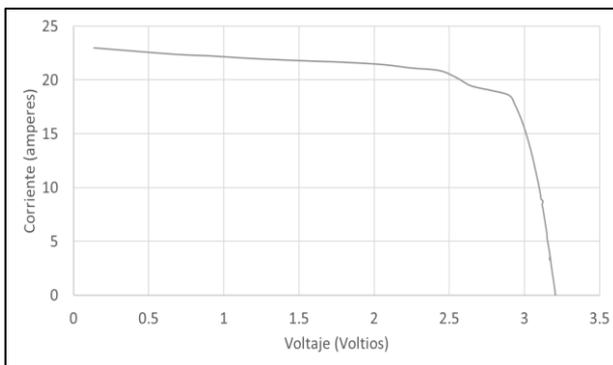


Fig. 5. Curva I-V del arreglo PV del concentrador.

La eficiencia eléctrica instantánea del concentrador (E2M) se calculó utilizando el valor de la Irradiancia Directa Normal (DNI) recibida en toda el área de apertura del concentrador, valor

que nos indica la eficiencia del sistema. Sin embargo, para calcular la eficiencia de las celdas se utilizó solo la radiación recibida en las celdas (REC), esto se logra midiendo la cantidad de radiación concentrada que entra al PCU como se explicó anteriormente en la sección de “Caracterización Térmica” de la metodología. Se encontró que solo el 78% de la radiación recibida en la apertura del concentrador se recibe dentro de los PCUs. Esto se explica por la reflectancia del espejo, irregularidades de curvatura del disco, desbordamiento de radiación en el foco, reflectancia de la esfera de silica y errores del mecanismo de seguimiento solar, todos estos factores acumulan pérdidas ópticas de un 22%.

La eficiencia eléctrica instantánea de las celdas (REC) es mayor que la E2M debido a que se utiliza como base la radiación recibida en los PCUs en lugar de la radiación recibida en el área de apertura del concentrador. Sin embargo, la REC es afectada de igual manera por la temperatura de operación como se muestra en la Figura 6, en donde se aprecia que la REC disminuye 1.21% mientras se aumenta 17.18 °C la temperatura promedio del arreglo PV. Las condiciones de esta prueba experimental son las mismas que se describen en el párrafo a continuación.

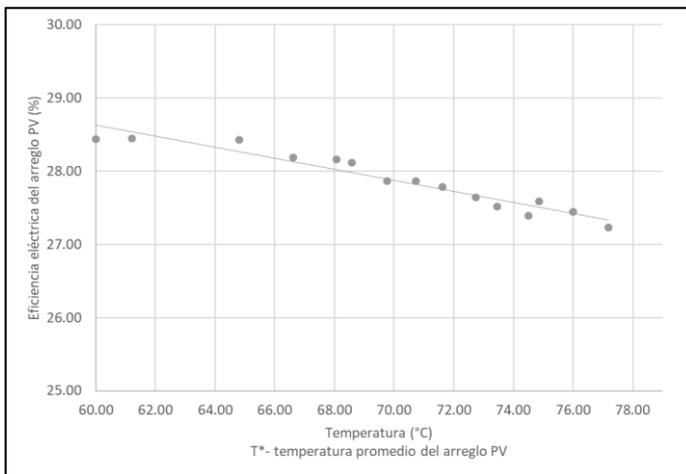


Fig. 6. Eficiencia eléctrica instantánea de las celdas (REC) en función de la temperatura

Con respecto al efecto sobre la eficiencia eléctrica de la temperatura en la Figura 7 se muestra el comportamiento de la eficiencia instantánea de conversión eléctrica del concentrador (E2M) para distintas temperaturas y se aprecia que, con un incremento de 17.18 °C, la eficiencia eléctrica disminuye 0.93%. La temperatura de referencia es el promedio de temperaturas del arreglo PV, el intervalo de temperaturas estudiado es de 60°C a 77.18 °C; la DNI registrado durante esta corrida experimental fue de 963.15 ±13.66 W/m². En términos del “coeficiente de temperatura” que comúnmente se reporta en los módulos fotovoltaicos comerciales, sería de -0.054%/°C y -0.067%/°C para el E2M y REC respectivamente, esto es un orden de magnitud menor comparados con un módulo de silicio del mercado que presentan valores promedios de -0.5%/°C.

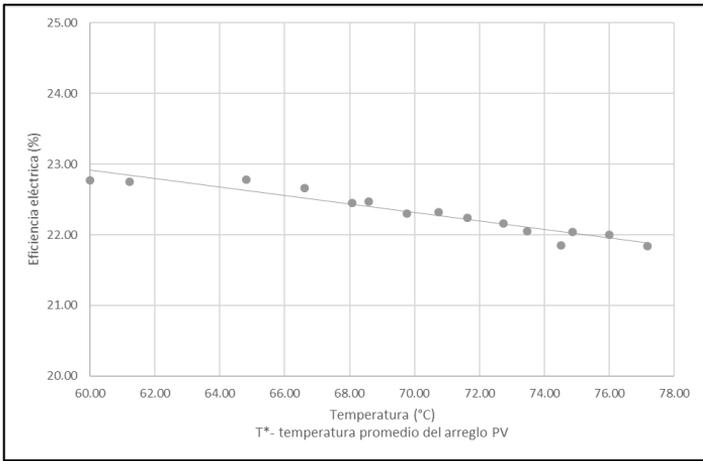


Fig. 7. Eficiencia eléctrica instantánea del concentrador (E2M) en función de la temperatura

Se realizaron pruebas experimentales en distintos días del año para evaluar la eficiencia eléctrica instantánea del concentrador (E2M) a lo largo de cinco meses de evaluación; en la figura 8 se muestran algunos valores para diferentes días. Se observa que la eficiencia eléctrica presenta valores entre 22 y poco más de 24%.

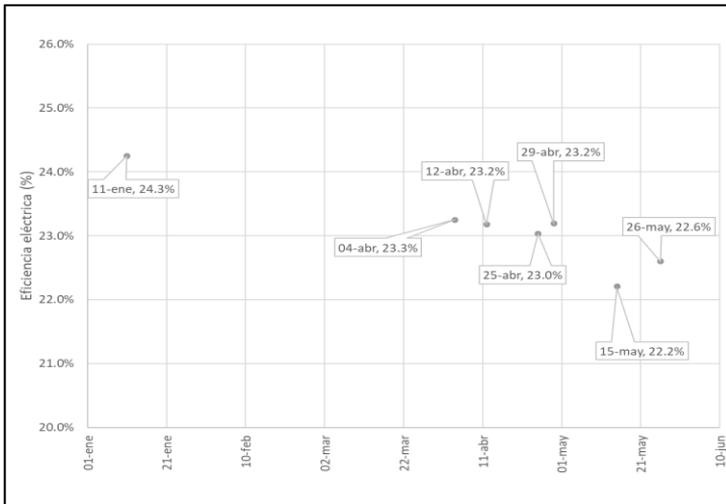


Fig. 8. Eficiencia eléctrica instantánea del 2M para diferentes días.

Para una jornada diaria de operación normal realizada de manera continua con una duración de 10 horas (Figura 9), se observa una producción muy estable con una potencia casi

estable de 1,100 W con pequeñas variaciones debidas a variaciones propias de los valores de la DNI. Al final del día se produjo un total de 11 kWh y 28 kWh, de energía eléctrica y energía térmica respectivamente, comparados con los 48.36 kWh recibidos de radiación directa normal en el área receptora, la eficiencia de conversión eléctrica diaria resultó en 22.6% mientras la eficiencia térmica fue del 57.4%, para una eficiencia diaria total del concentrador de ~80%.

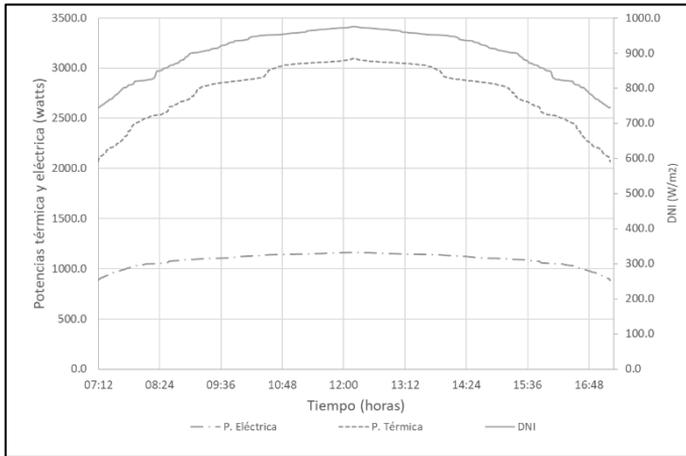


Fig. 9. DNI, potencia eléctrica producida y potencia térmica producida durante una jornada completa de operación normal.

CONCLUSIONES

El sistema estudiado opera normalmente con a una potencia máxima de 1,200 We y alrededor de 2,400 Wt cuando la radiación directa normal es de aproximadamente 900 W/m².

La eficiencia instantánea del concentrador (E2M) se movió de 22 a 24.3% de forma consistente a lo largo de un periodo de cinco meses de pruebas.

La temperatura de operación tiene un leve impacto negativo en la eficiencia eléctrica del concentrador y del arreglo PV se registró un decremento de la eficiencia del 0.93% para E2M y para la REC del 1.2% con un aumento de la temperatura promedio de las celdas de 17.18°C, en el intervalo de 60 a 77.18 °C. En términos del “coeficiente de temperatura” que se reporta en los módulos fotovoltaicos comerciales, sería de -0.054%/°C y -0.067%/°C para el E2M y REC respectivamente, esto es un orden de magnitud menor comparados con un módulo de silicio del mercado. Característica de suma importancia para las aplicaciones térmicas acopladas a estos sistemas, ya que el rango de temperatura de operación del sistema es amplio. Ya sean deshidratadores de alimentos o hasta ciclos de refrigeración por absorción podrían ser alimentados con el calor removido de los PCUs de estos equipos.

El valor de FF obtenido para el concentrador fue de 0.86 mientras que para una de las celdas del arreglo PV fue 0.97. El valor del FF del concentrador es significativamente bajo en comparación con el de una celda PV, esto señala la existencia de problemas en una o varias celdas debido a que el valor de 0.86 corresponde a un promedio de los valores de FF de las 24 celdas que utiliza este sistema. No obstante, si se comparan los valores obtenidos con los valores de FF de los módulos PV convencionales, que se encuentran en 0.7-0.8, es notable que las celdas MJ dan un mejor rendimiento que las celdas de unión sencillas – utilizadas en esos módulos-.

El concentrador produjo 11 kWh de energía eléctrica y 28 kWh de energía térmica durante 10 horas continuas de operación normal a partir de 48.4 kWh recibidos de radiación directa normal durante ese período lo que se traduce a una eficiencia de conversión eléctrica diaria de 22.6%, mientras que la eficiencia térmica fue de 57.31% para resultar en una eficiencia total diaria del sistema de 79.89%.

Estudios más detallados se tendrán que hacer para determinar porque el valor total de FF en los PCUs en conjunto es sustancialmente más bajo que el de las celdas en lo individual.

NOMENCLATURA

2M	Concentrador fotovoltaico de dos espejos parabólicos
CPV	Sistema de concentración fotovoltaico
DNI	Radiación directa normal con unidades de W/m^2
E2M	Eficiencia eléctrica instantánea del concentrador 2M
FF	Factor de llenado
HCPV	Sistema de alta concentración fotovoltaico
I-V	Intensidad-Voltaje; en referencia a las curvas características I-V
MJ	Multi-junction ó multi-unión; en referencia a celdas fotovoltaicas
REC	Eficiencia eléctrica instantánea con base a la radiación recibida en las celdas fotovoltaicas

REFERENCIAS

- Chayet, H., Kost, O., Moran, R., & Lozovsky, I. (2011). Efficient, Low Cost Dish Concentrator for a CPV Based Cogeneration System. *AIP Conference Proceedings*.
- Coughenour, B., Stalcup, T., Wheelwright, B., Geary, A., Hammer, K., & Angel, R. (2014). Dish-bases high concentration PV system with Kohler optics. *Optical Society of America*.
- Dreger, M., Wiesenfarth, M., Kissner, A., Schmid, T., & Bett, A. (2015). Development and investigation of a CPV module with cassegrain mirror optics. *AIP Conference Proceedings*, 177.

- Hayden, H., Thomas, P., Fette, N., & Pawlowski, E. (2012). CPV semi-dense array design for a dish and tower collector. *Proceedings of the International society for optical engineering*.
- O. Dupré. (2017). *Thermal Behaviour of PV devices*. Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-49457-9_2
- Sathyanarayana, P., Rajkiran , B., Lakshmi Sagar , P., & Girish Kumar. (2015). Effect of Shadding on the Performance of a Solar PV Panel. *Energy and Power*, 1-4.
- Schmitz, M., Wiik, N., Ambrosetti, G., Pedretti, A., Paredes, S., Ruch, P., . . . Steinfeld, A. (2017). A 6-focus high-concentration photovoltaic-thermal dish system. *Solar Energy*, 155, 445-463.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA CARACTERIZACIÓN DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE TRIPLE UNIÓN EN SIMULADOR Y CONCENTRADOR SOLAR

**Pérez-Rábago Carlos ¹, González-Camarillo Héctor ¹, De-los-Cobos-Garduño Emma ²,
Pérez-Enciso Ricardo A. ³, García Rafael ³, Ochoa Doria ³**

¹ Instituto de Energías Renovables-Universidad Nacional Autónoma de México, Priv.
Xochicalco s/n Temixco, Morelos, 62588, (Morelos) México, capr@ier.unam.mx.

² División de Ciencias e Ingenierías de la Universidad de Guanajuato, Campus León, Loma
del Bosque #103, Lomas del Bosque, Lomas del Campestre, 37150 León, Gto.
cobosge2012@licifug.ugto.mx

³ Universidad de Sonora, Blvd. Encinas y Rosales s/n, Hermosillo, SonoraZ, 83000,
México, rgarcia@cifus.uson.mx

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados del análisis comparativo de dos diferentes caracterizaciones realizadas a celdas fotovoltaicas de triple unión sometidas a diferentes niveles de concentración, tanto en un simulador solar con concentración y un concentrador tipo horno solar. Con ambos sistemas se consiguieron diferentes niveles de concentración de 220 hasta 2200 soles dentro del área de la celda de triple unión, estos niveles de concentración presentaron diferentes distribuciones de flujo radiativo. Se buscó que el flujo radiativo concentrado fuera lo más homogéneo posible al menos en un área de tan solo 1 cm^2 , la cual es la superficie de captación de las celdas de triple unión a ser analizadas. Se desarrolló un sistema de caracterización a través de una mesa automatizada de posicionamiento del arreglo experimental que permitió centrar la zona focal tanto para medir el flujo radiativo y ver su distribución, así como para centrar la celda en la zona con mayor homogenización del spot solar concentrado. En la evaluación de la distribución de flujo radiativo concentrado con el simulador solar se obtuvieron distribuciones de flujo radiativo menos homogénea que en el caso con el horno solar. Por otra parte, en la evaluación de la eficiencia eléctrica de la celda de triple unión el comportamiento en el simulador solar a bajas concentraciones (265 kW/m^2) fue de 27.9% mientras que altas concentraciones (800 kW/m^2) se redujo hasta un 17.9%. Por otra parte, en el caso del horno solar la eficiencia en casi todos los niveles de concentración fue alrededor del 30%.

PALABRAS CLAVES: Energía Solar, Celdas de triple unión, Concentrador Solar Anidolico, Simulador Solar de concentración.

ABSTRACT

In this paper we present the results of the comparative analysis of two different characterizations made to triple junction photovoltaic cells subjected to different concentration

levels, both in a solar simulator with concentration and a solar oven-type concentrator. With both systems, different concentration levels of 220x to 2200x were achieved within the area of the triple junction cell, these concentration levels presented different distributions of radiative flow. It was sought that the concentrated radiative flow was as homogeneous as possible at least in an area of only 1 cm², which is the surface of capture of the triple junction cells to be analyzed. A characterization system was developed through an automated table of positioning of the experimental arrangement that allowed to focus the focal area both to measure the radiative flow and see its distribution, as well as to center the cell in the area with the highest homogenization of the concentrated solar spot. . In the evaluation of the distribution of concentrated radiative flow with the solar simulator radiative flow distributions less homogeneous than in the case with the solar furnace were obtained. On the other hand, in the evaluation of the electrical efficiency of the triple-junction cell, the behavior in the solar simulator at low concentrations (265 kW/m²) was 27.9%, while high concentrations (800 kW/m²) were reduced to 17.9%. On the other hand, in the case of the solar furnace the efficiency in almost all the levels of concentration was around 30%.

KEYWORDS: Solar Energy, Triple Junction Cells, Anidolico Solar Concentrator, Solar Concentration Simulator.

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda por conseguir cada vez mayores eficiencias de generación eléctrica mediante celdas fotovoltaicas, una opción prometedora es aquella con celdas de triple unión basadas en los elementos de los grupos III-V de la tabla periódica (Jain, 2013). Éstas deben su alta eficiencia al apilamiento de celdas con bandas prohibidas crecientes puesto que se aprovecha casi todo el espectro solar (Cotal *et al.*, 2009) . En este trabajo se presenta los resultados de caracterizar celdas formadas por uniones monolíticamente apiladas In_{0.5}Ga_{0.5}P, In_{0.01}Ga_{0.99}As y Ge (Geary *et al.*, 2014). Dichas celdas están siendo utilizadas en un sistema de concentración compuesto por tres ópticas desarrollado por la Universidad de Arizona. La primera óptica consiste en un espejo conformado en forma de concentrador parabólico con una distancia focal de 1.5 m con un área de captación de 2.6 m², la segunda óptica consiste en una esfera de cuarzo de 85 mm de diámetro que redirecciona los rayos al interior de una carcasa de 150 mm de diámetro y una tercera óptica con cuatro calidoscopios que reconcentran los rayos a los cuatro arreglos de celdas de triple unión, con un total de 36 celdas. Con las tres ópticas se consiguen una concentración homogénea de la radiación solar de hasta 950x para una producción de energía eléctrica de 800 W_e (Stalcup *et al.*, 2016) .

Para realizar la caracterización de las celdas de triple unión se seleccionaron dos sistemas de concentración distintos, los cuales proporcionan niveles de concentración pico entre 200 y 1200x en ambos casos. El primero fue un simulador solar de 7 kW_e, el cual se compone de una lámpara de arco de Xenón de 7 kW_e con un espejo elipsoide truncado (Gómez, Gonzalez-Aguilar and Romero, 2011), el segundo sistema de concentración consistió en un horno solar de 1.27 kW_t desarrollado en Instituto de Energías Renovables de la UNAM (Pérez-Rábago *et al.*, 2010), este concentrador tiene la posibilidad de generar flujos homogéneos en un área considerable, tan solo ajustando la zona de caracterización, o bien el receptor, sobre el eje focal de concentrador (Perez-Enciso *et al.*, 2016), por tal razón se definió a este dispositivo como concentrador anidólico (CosAn).

Los simuladores solares con concentración permiten reproducir en un laboratorio la radiación que se puede obtener con sistemas solares de concentración y estudiar el efecto que la radiación concentrada tiene en procesos termoquímicos o bien en dispositivos como celdas y/o módulos fotovoltaicos de muy alta eficiencia K ege D id on nd Lipi ki . El simulador solar empleado consiste en un proyector de cine con una lámpara de arco de Xenón de 7 KW_e, Osram XBO® 7000 W/HS OFR, ubicada en el primer foco de un espejo elíptico truncado, el cual reproduce la imagen del arco de la lámpara en el segundo foco (Gómez, Gonzalez-Aguilar and Romero, 2011). Las dimensiones del elipsoide de revolución que forma el espejo del concentrador se definen a partir de las distancias de los focos los cuales se sitúan a 55 y 825 mm del vértice, es decir la distancia entre los dos focos es de 770 mm. La lámpara de arco de Xenón consiste en un cátodo con forma puntiaguda y un ánodo con forma redondeada separados 10,4 mm contenidos en un bulbo elipsoidal de cuarzo de 78 mm de diámetro. La intensidad eléctrica en condiciones estacionarias es de 160 A y un potencial de 45 V_{cd}. El espectro experimental medido de la lámpara de Xenón se aproxima al espectro de un cuerpo negro a 5762 K. este se aproxima al espectro solar en el rango visible, con excepción de un pico en torno a los 480 nm y en el infrarrojo cercano es donde se presentan las discrepancias más significativas (Petrasch *et al.*, 2007), como se observa en la figura 1.

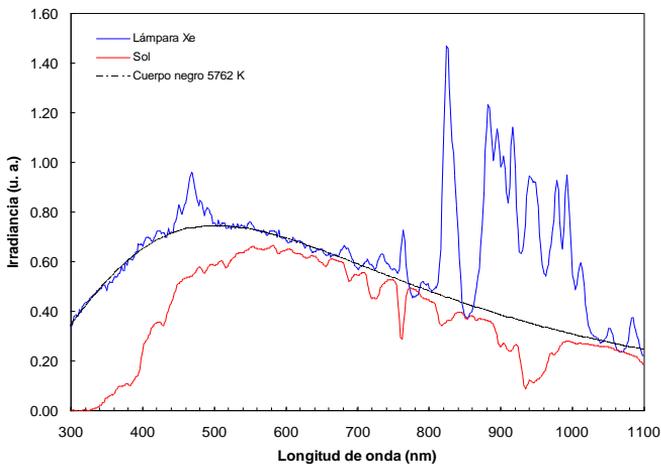


Figura 1: Espectros de la lámpara de xenón, solar y de un cuerpo negro a 5762 K

El horno solar tipo Concentrador Solar Anidólico (CosAn) consta de un helióstato con cuatro facetas planas de 1.25 m de lado, que forman un área total de 5.6 m² que refleja los rayos del Sol paralelos al eje focal de un conjunto de 18 espejos esféricos de 30 cm de diámetro y un espesor de 1.9 cm. Las distancias focales de los espejos se agrupan en tres conjuntos según su disposición al eje focal: A, B y C (ver Fig. 2). La distancia a la que focalizan cada uno de los espejos dependiendo el grupo es de 2.098 m para los espejos A, 2.074 m para los espejos B, 2.025 m para los espejos C, obteniendo una distancia focal total para el concentrador de 2.0 m. Cada faceta tiene la capacidad de orientarse de forma manual por medio de dos tornillos y un soporte esférico para alinear el punto focal en el plano del receptor. Los espejos de este dispositivo están fabricados de vidrio aluminizado con una reflectividad de 0.92. El área total de concentración es 1.274 m².

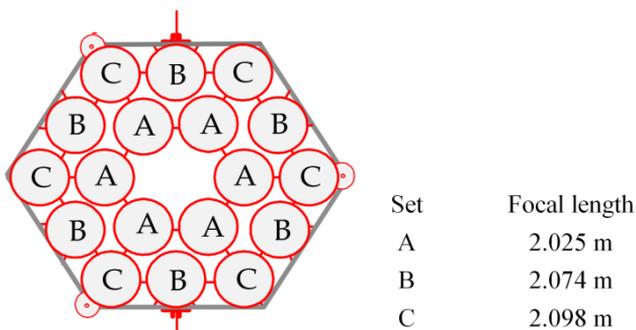


Figura 2: Distribución de los grupos de espejos del concentrador.

En los últimos años, se llevaron a cabo varias modificaciones en el dispositivo, así como también caracterizaciones ópticas y térmicas (Jaramillo *et al.*, 2008)(Pérez-Rábago *et al.*, 2006). El concentrador se diseñó inicialmente para obtener spot solar de 2,5 cm de diámetro con un error óptico de 2 mrad realizando un seguimiento del sol en una montura ecuatorial , una concentración media cercana a los 3000 soles y un pico de concentración solar por encima de 4750x (Jaramillo *et al.*, 2008), sin embargo, debido a la baja reflectividad de los espejos de segunda superficie del heliostato (0.86 aproximadamente), los errores ópticos del heliostato y las distintas sombras de la mesa, atenuador y otros dispositivos, la concentración pico se reduce a tan solo 2200x (ver figura 3).



Figura 3: Horno Solar tipo Concentrador Anidólico.

MONTAJE EXPERIMENTAL

Para el análisis comparativo de las celdas de triple unión en los dos sistemas de concentración con similares niveles de concentración solar, se desarrolló una mesa automatizada con dos grados de libertad en los ejes x,y (con un desplazamiento de 350 mm en cada eje), la cual tiene la misma altura en ambos sistemas, donde el eje x se alineó al eje focal de los dos concentradores.

Por otra parte, para el diseño experimental de la caracterización de las celdas fotovoltaicas de triple unión se requirió mover la zona focal en el eje “y” en tres posiciones o estaciones de medición donde se alinearon tres sistemas o componentes: 1) el sensor de radiación tipo Gardon, con el que se midió el pico máximo de la distribución de radiación concentrada por ambos concentradores, 2) el blanco lambertiano refrigerado y la cámara CCD monocromática con lo cual se determinó la intensidad de radiación concentrada que incidió en la posición sobre el eje foc l “x” determinada, 3) la celda de triple unión soportada en un intercambiador de calor refrigerado con agua que garantizó que la celda se mantuviera a una baja temperatura (por debajo de 70 °C). La mesa de caracterización tiene la capacidad de posicionar la zona focal en cualquiera de estas estaciones sin que se modifique la distribución de flujo, esto para los dos sistemas de concentración (ver figura 4). Por otra parte, durante todo el tiempo de la experimentación se realizaron mediciones de la radiación directa (DNI), en el caso del CoSAn, y se estableció como condición de experimentación que el DNI fuera mayor de 850 W/m² con variaciones no mayores al 5%, esto para conseguir estados estables durante las pruebas experimentales, ver figura 4.

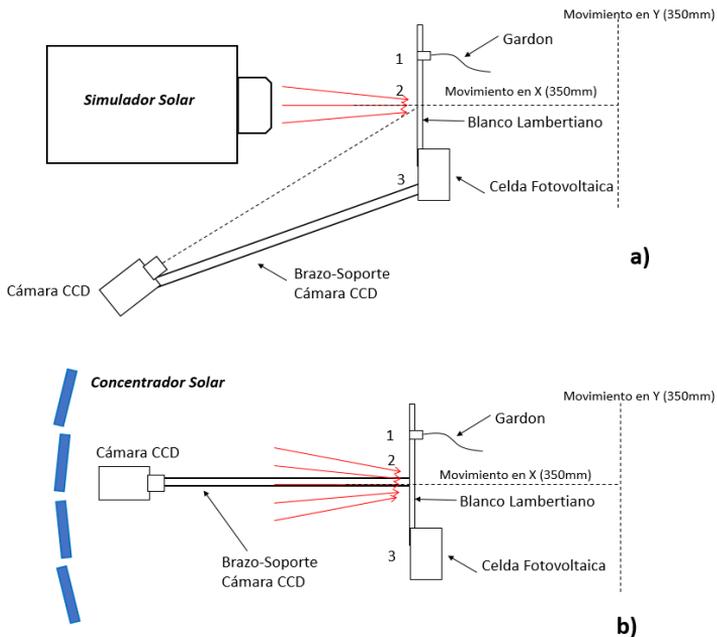


Figura 4: Esquema del diseño experimental: a) simulador solar, b) CosAn.

Para la caracterización de la celda de triple unión se fijó al centro de la pared de cobre del intercambiador de calor, la remoción de calor se realizó con un flujo de agua de 4 litros por minuto, dicho intercambiador es capaz de mantener la superficie posterior de la celda a una temperatura por debajo de 60°C. La temperatura de la celda fue monitorizada con un termopar tipo “T” colocado en el pedestal del intercambiador de calor y el pedestal de la celda de triple unión. Para garantizar la conducción de calor de la celda a la pared del intercambiador de calor se aplicó a la cara posterior de la celda una pasta de alta

conductividad térmica. Debido a que la zona focal es mayor al tamaño de la celda se colocó una máscara de 1 x 1 cm de lámina de alúmina, la cual resiste hasta 1800°C y tiene una alta reflectividad. La finalidad de esta máscara fue proteger los componentes y conexiones dejando solamente expuesta a la radiación concentrada un área de 1 cm².

La caracterización en ambos casos, Simulador Solar y CoSAn, consistió en el desplazamiento de la celda fotovoltaica, así como el blanco lambertiano y el radiómetro sobre el eje focal de cada uno de los concentradores, con lo cual se obtuvieron diferentes niveles de radiación incidente concentrada. En cada una de las posiciones se requirió pasar por las tres zonas, o estaciones del arreglo experimental (1- radiómetro, 2- blanco lambertiano y 3- celda de triple unión). Se requirió el monitoreo de la temperatura de la parte posterior de la celda a través de un termopar tipo K incrustado en el espacio entre la celda y la pared del intercambiador de calor para tener un control del tiempo en que la celda debería estar expuesta ante la radiación concentrada y no afectar la eficiencia debido al incremento en la temperatura de la celda.

Los ejes focales de ambos sistemas de concentración (simulador solar y CoSAn) tienen la misma altura, lo que permite realizar la caracterización con la misma mesa capaz de establecer un barrido tan solo en dos ejes (x, y), siendo el eje y, el desplazamiento sobre la línea focal de los sistemas de concentración en ambos casos, y el eje x posiciona las tres estaciones de medición, sin hacer ningún ajuste en la altura de la mesa de caracterización (ver la figura 4).

Para evaluar la eficiencia eléctrica de las celdas de triple unión se empleó un trazador de curvas I-V PVPM 2540C @ 250V / 40^a y se tomaron curvas I-V para cada nivel de concentración en ambos sistemas de concentración.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Con las imágenes CCD tomadas en el blanco lambertiano y las mediciones del flujo radiativo con el radiómetro gardon, se determinaron las diferentes distribuciones de flujo radiativo para las diferentes posiciones sobre el eje focal (x) de ambos sistemas de concentración donde se evaluó la celda de triple unión.

Distribución de flujo radiativo en el simulador solar

En la figura 5 se muestran los perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado que se obtuvieron al desplazar el arreglo experimental desde una posición a 0.04 m hasta 0.1 m de la zona focal del simulador solar de concentración desplazando h *ci* el eje “y” por *iti* o de la mesa. En esta figura, se pueden observar la distribución de flujo radiativo con un pico máximo de aproximadamente 800 kW/m² correspondiente a colocar el sistema de caracterización a 0.04 m de la zona focal del concentrador, mientras que para una distancia de 0.1 m el flujo radiativo pico es en aproximadamente 265 kW/m². Cabe destacar que el área de interés para la caracterización es de tan solo 1 x 1 cm centrado en la distribución de flujo, esto debido a que es esta el área de apertura de la celda de triple unión, con la ayuda de la mesa de posicionamiento, la celda de triple unión se centro en el cm² de apertura para ser irradiado por el spot concentrado, por ello, se buscó que el flujo radiativo dentro de esta área fuera lo más homogéneo posible, cosa que en los niveles más bajos de radiación si se cumplen y no así en los niveles de mayor nivel de concentración. En el caso del simulador solar, las distribuciones de flujo radiativo, sobre todo en los casos más cercanos a la zona focal, donde se obtienen los

niveles de radiación más altos, en este se presenta una distribución estándar relativamente alta, con lo que se determina una distribución de flujo radiativo poco homogenización, donde para la posición de 0.06 m de la zona focal, el flujo promedio, dentro del 1 cm² del centro, es de 696 kW/m² con una desviación estándar (s) de 90 kW/m², donde la s representa el 13% del flujo promedio, mientras que para el caso de la posición de 0.1 m del foco el promedio es de 443 kW/m² con una s de 14 kW/m², donde esto representa tan solo el 3%, como se puede observar en el resumen de los datos de la tabla 1.

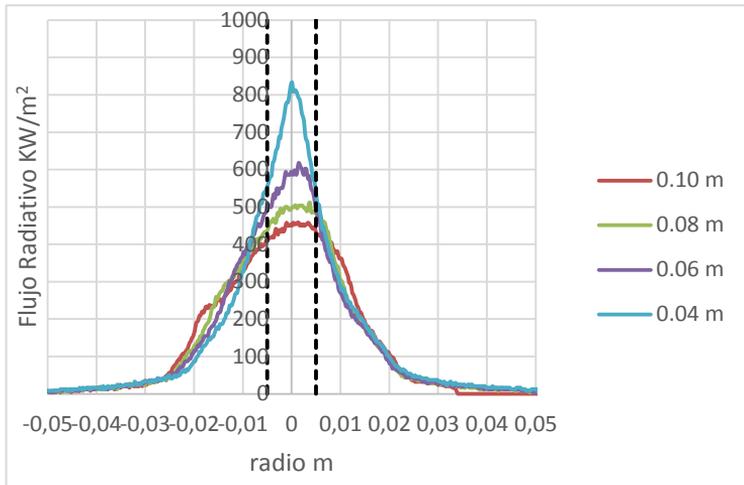


Figura 5: Distribución de flujo radiativo del simulador solar fuera de la zona focal en el eje y.

Tabla 1. Resultados del flujo radiativo concentrado por el simulador solar dentro de 1 cm² central, zona donde se caracterizó la potencia generada por la celda de triple unión.

Flujo Radiación concentrada simulador solar (1 cm ²)		Potencia concentrada (1 cm ²)	Potencia generada eléctrica por la celda triple unión	Eficiencia
Promedio (kW/m ²)	s (kW/m ²)	(W)	(W)	(%)
265		26.5	7.4	27.9%
305		30.5	8.0	26.4%
352		35.2	8.8	24.9%
443	14	44.3	10.5	24.7%
488	17	48.8	11.7	23.4%
563	36	56.3	12.3	20.5%
696	90	69.6	13.7	19.6%
800		80.0	14.3	17.9%

Distribución de flujo radiativo en el CosAn

En la figura 6 se muestran los perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado por el CoSAn al desplazar el sistema de caracterización desde una posición a 0.04 hasta 0.075 m de la zona focal del concentrador de concentración de plz ndo h ci el eje “y” po iti o. En esta figura, se pueden observar la distribución de flujo radiativo con un pico máximo de aproximadamente 945 kW/m² correspondiente a colocar el sistema de caracterización a 0.04 m de la zona focal, mientras que para una distancia de 0.075 m el flujo radiativo pico es en aproximadamente 266 kW/m².

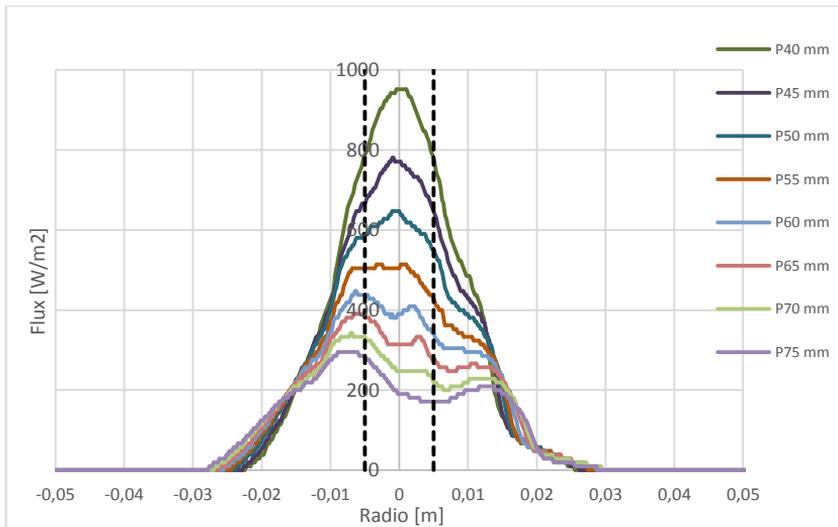


Figura 6: Distribución de flujo radiativo del CoSAn fuera de la zona focal en el eje y

Por otra parte, en el caso del CoSAn, las distribuciones de flujo radiativo, presenta un comportamiento más estable en la desviación estándar en el cambio de la posición del receptor en el eje focal. Donde para una posición de 0.04 m de la zona focal, el flujo promedio, dentro de 1 cm², es de 728.3 kW/m² con una s de 37 kW/m², donde esto representa el 5%, mientras que para el caso de la medición a 0.065 m de la zona focal del CoSAn el promedio es de 395 kW/m² con una s de 24 kW/m², donde esto representa el 6%, como se puede observar en la tabla 2. Con ello se puede ver que las condiciones de flujo radiativo concentrado para el área de 1 cm² llega a ser mucho más homogéneo entre los diferentes niveles de concentración y sobre todo en comparativo con las distribuciones del simulador solar.

Tabla 2. Flujo radiativo concentrado por el concentrador CoSAn dentro de 1 cm² donde se caracteriza la potencia generada por la celda de triple unión.

Flujo Radiación CoSAn (1 cm ²)		Potencia concentrada (1 cm ²)	Potencia generada eléctrica por la celda triple unión	Eficiencia
Promedio (kW/m ²)	s (kW/m ²)	(W)	(W)	(%)
266.3	29.7	26.6	2.8	10.6%
328.1	27.6	32.8	8.7	26.5%
395.5	24.4	39.6	12.3	31.0%
492.6	24.7	49.3	14.6	29.7%
573.7		57.4	17.7	30.8%
610.9	25.0	61.1	18.7	30.6%
728.3	36.9	72.8	20.2	27.7%

Análisis de eficiencia eléctrica en las celdas de triple unión en ambos sistemas de concentración

De las curvas I-V de las mediciones en la estación 3, se determinaron las eficiencias brutas de la celda, las cuales se muestran en la figura 8, donde se observan las eficiencias de la celda en función del flujo radiativo concentrado promedio, tanto para el simulador solar, así como para el simulador solar que van de 265 a 800 kW/m² para el caso del simulador solar y de 266 a 728 kW/m². La eficiencia eléctrica de la celda de triple unión irradiado por el simulador solar a bajas concentraciones (265 kW/m²) fue de 27.9% mientras que altas concentraciones (800 kW/m²) se redujo hasta un 17.9%. La razón por lo que ocurre este decremento en la eficiencia debido al incremento en el flujo radiativo se debe a que a mayor flujo existe menos homogenización en el flujo y esto produce gradientes de temperatura superficial de la celda que son muy sensibles a la eficiencia. Por otra parte, a mayor radiación concentrada se registró mayor incremento en la temperatura posterior de la celda llegando a ser de hasta 105°C para el caso del flujo de 800 kW/m² (ver figura 7).

Por otra parte, en el caso del CoSAn las eficiencias eléctricas fueron constantes en la mayor parte de la evaluación, por encima del 30%, sin embargo, en el caso de la primera medición de 266 kW/m² donde su distribución de flujo radiativo no fue tan homogéneo como el resto de las otras mediciones (con una s de 29.7 kW/m², que representa 11.1% de la distribución del flujo).

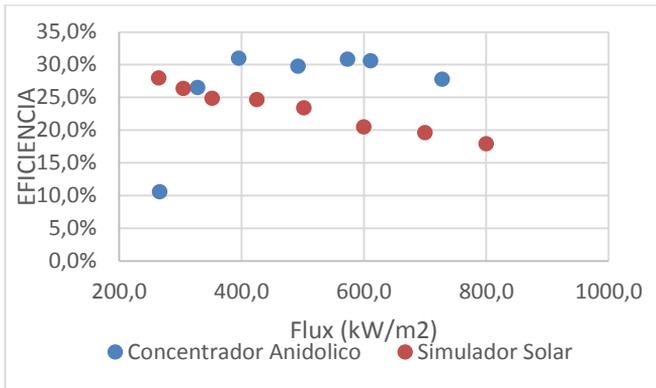


Figura 7: Eficiencia de la celda de triple unión en función de la potencia de radiación concentrada y la temperatura de la parte posterior de la celda.

CONCLUSIONES

Para conseguir diferentes niveles de concentración con el simulador solar y el CoSAN se desplazó el sistema de caracterización sobre el eje focal para conseguir diferentes niveles de concentración de 220 a 2200 soles, sin embargo, debido a que para la evaluación de las celdas de triple unión se requería el mayor nivel de homogeneidad en el flujo radiativo, se descartaron los niveles de concentración más altos y que resultaban ser los más cercanos a la zona focal de ambos sistemas.

En el caso del simulador solar el análisis de la distribución de flujo radiativo para las diferentes posiciones se encontró que para el área de 1 cm^2 , para la posición de 0.06 m de la zona focal, el promedio en el flujo radiativo es de 696 kW/m^2 con una s de 90 kW/m^2 , donde la S representa el 13% del flujo promedio, mientras que para el caso de la posición de 0.1 m del foco el promedio es de 443 kW/m^2 con una s de 14 kW/m^2 , donde esto representa tan solo el 3%. Lo que indica que para el simulador solar a menor flujo radiativo, mayor nivel de homogenización.

Para el CoSAN, las distribuciones de flujo radiativo, presenta un comportamiento más constante en la S en el cambio de la posición del receptor en el eje focal. Donde para la posición de 0.04 m de la zona focal, el flujo promedio, fue de 728.3 kW/m^2 con una s de 37 kW/m^2 , donde esto representa el 5%, mientras que para el caso de la medición a 0.065 m de la zona focal del CoSAN el promedio es de 395 kW/m^2 con una s de 24 kW/m^2 , donde esto representa el 6%.

La eficiencia eléctrica en el caso del CoSAN en casi todos los niveles de concentración que se evaluaron fue alrededor del 30%. Esto se relaciona con el hecho de que el CoSAN produce un flujo radiativo más homogéneo que el simulador solar y con ello no se producen gradientes de temperatura superficial que se vea afectada la eficiencia eléctrica.

El incremento de la intensidad de radiación del espectro en la zona del infrarrojo en el caso de la lámpara de Xenón del simulador solar produce un incremento de la temperatura superficial en comparación de un concentrador solar como es el caso del CoSAN. Este

incremento en la temperatura superficial se ve reflejado en la reducción de la eficiencia eléctrica de la celda de triple unión.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado con fondos de CONACYT del Proyecto CEMIE-Sol P03” *Producción de electricidad solar mediante sistemas de disco parabólico, a partir de fotoceldas de alta eficiencia y dispositivos termoiónicos avanzados*”.

REFERENCIAS

- Cotal, H. *et al.* 9 „III-V multijunction solar cells for concentrating photovoltaic” *Energy Environ. Sci.*, 2(2), pp. 174–192. doi: 10.1039/B809257E.
- Geary, A. *et al.* 4 „Production-Ready 800W HCPV Power Conversion Unit (PCU) for the Dish Focus” pp. 4–6.
- Gómez, F., Gonzalez-Aguilar, J. and Romero, M. (2011) „Experimental 3D flux distribution of a 7 kWe-ol i m l to ” *SolarPaces Conference*.
- Jin N. 3 „Design of III-V Multijunction Solar Cell on Silicon Substrate” p. 7 .
- Jaramillo, O. a. *et al.* 8 „A flat-plate calorimeter for concentrated solar flux evaluation” *Renewable Energy*, 33(10), pp. 2322–2328. doi: 10.1016/j.renene.2008.01.020.
- Kege K. . Didon J. . and Lipi ki . „Design of Ne 45 kW[sub e] High-Flux Solar Simulator for High-Temperature Solar Thermal and Thermochemical e e ch” *Journal of Solar Energy Engineering*. American Society of Mechanical Engineers, 133(1), p. 011013. doi: 10.1115/1.4003298.
- Perez-Enciso, R. *et al.* 6 „A simple method to characterize nonuniform flux distribution in multi-faceted point focus concentrator” *Renewable Energy*, 93, pp. 115–124. doi: 10.1016/j.renene.2016.02.069.
- Pérez-Rábago, C. A. *et al.* 6 „Performance in conical geometry of concentrating the multiple of point focus concentrator” *Solar Energy*, 80(11), pp. 1434–1442. doi: 10.1016/j.solener.2006.03.006.
- Pérez-Rábago, C. A. *et al.* „Mini-Solar Furnace by Using a Point Focus Solar Concentrator” *SolarPaces Conference*, (1), pp. 1–8.
- Petrash, J. *et al.* 7 „A Novel 5 kW 11,000 suns High-Flux Solar Simulator Based on the Array of Xenon Arc Lamp” *Journal of Solar Energy Engineering*, 129(4), p. 405. doi: 10.1115/1.2769701.
- Stalcup, T. *et al.* 6 „Enhanced H-Beam CPV: Model Performance and Preliminary Results” *AIP Conference Proceedings*, 1766.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
DEMOSTRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE SILICIO DE GRADO
METALÚRGICO MEJORADO (UMG)**

Sánchez, E.*, Torreblanca, J.*, Diéguez, J., Ordás, R.****

* Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de Salamanca. Avda.
Fernando Ballesteros, 2, 37700 (Salamanca), España.

esh@usal.es, torre@usal.es

** Silicio FerroSolar. Grupo Ferroglobe. Polígono Industrial de Sabon. 15142
Arteixo- La Coruña

jdieguez@ferroglobe.com, ramon.ordas@ferroglobe.es

RESUMEN/RESUMO

Los módulos fotovoltaicos fabricados a partir de silicio de grado metalúrgico mejorado (UMG) presentan una mayor sostenibilidad que los módulos policristalinos convencionales debido al menor coste energético de esta técnica de obtención de silicio de grado solar. Aún no existen muchos estudios sobre el rendimiento de instalaciones realizadas con módulos UMG, y los resultados sobre el comportamiento de las mismas no son concluyentes. Para comprobar el funcionamiento de esta tecnología a largo plazo, se ha realizado una instalación de demostración de 10kW utilizando módulos de 60 y 72 células fabricados con silicio UMG (Silicio Ferrosolar, Grupo Ferroglobe) y módulos policristalinos estándar de 60 células. Tras tres años de funcionamiento, se puede afirmar que el rendimiento y degradación de los módulos UMG es equiparable a los módulos policristalinos estándar.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Energía Solar, Silicio de Grado Metalúrgico Mejorado, UMG, Degradación, Instalaciones de Energía Solar

ABSTRACT

Photovoltaic modules based on Upgraded Metallurgical Grade (UMG) Silicon are more sustainable than conventional polycrystalline modules due to the lower energy involved in this technique for obtaining solar grade silicon. There are not many studies on the performance of PV installations made with UMG silicon, and there are not firm results. With the aim of proving the long term performance of this technology, a 10kW PV installation has been built using modules (60 and 72 cell) made with UMG silicon from Silicio Ferrosolar (Ferroglobe Group) and polycrystalline standard modules. After three years of normal operation, we can say that the performance and degradation of UMG modules is comparable to standard polycrystalline modules.

KEYWORDS: Solar Energy, Upgraded Metallurgical Grade Silicon, UMG, Degradation, Solar Energy Installations

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La implantación a gran escala de la Energía Solar Fotovoltaica implica la necesidad no solo de una reducción de costes en todas las etapas necesarias para llevar a cabo una instalación fotovoltaica sino una mayor preocupación sobre los aspectos medioambientales relativos a las mismas. La etapa de mayor consumo energético es la purificación del silicio metalúrgico para producir silicio de grado solar (Alsema y de Wild-Scholten, 2007). Tradicionalmente la purificación se lleva a cabo por el método Siemens. Este procedimiento se basa en la purificación del silicio a través de una ruta química utilizando clorosilanos como compuestos intermedios. Tras la destilación del triclorosilano, se consigue una gran pureza en este compuesto. A continuación, en un reactor químico el silicio se deposita en forma sólida sobre un hilo de silicio a través del cual circula una corriente eléctrica (Cecarolli y Lohne, 2003). Además del elevado coste energético de este proceso, se utilizan gases (triclorosilanos) y ácido clorhídrico como reactivo. Estos gases, además de ser tóxicos son corrosivos e irritantes. Por tanto precisan de un adecuado control para evitar su liberación al medio ambiente (Braga et al., 2008, Yang et al., 2017).

La ruta metalúrgica mejorada es un proceso que evita el uso de estos compuestos químicos y consigue una reducción en la energía necesaria para la obtención de silicio de grado solar hasta en un 75% (Mondanese et al., 2011, Odden et al., 2014). Esta ruta se basa en una selección cuidadosa de la materia prima (cuarzo y agentes reductores) y un funcionamiento más limpio de la planta metalúrgica para minimizar la contaminación con boro y fósforo, eliminándolos a través de las escorias y otros procesos adicionales.

El silicio obtenido por la ruta metalúrgica mejorada (UMG) permite fabricar células solares utilizando los mismos procesos y equipamiento que el silicio estándar, de ahí su interés. Este silicio UMG es un material compensado, que contiene B y P en concentraciones inferiores a una parte por millón. La eliminación de estas impurezas más allá de estas concentraciones no es fácil. Debido a esta compensación de dopantes se produce una disminución de las movilidades de los portadores mayoritarios y minoritarios pero la vida media de los portadores puede mejorar respecto al silicio convencional. (Xiao et al., 2013). Asimismo, el alto contenido en B da lugar a la formación de pares B-O, que provocan una disminución en la eficiencia de las células al activarse tras su exposición a la luz, dando lugar a una degradación inducida por luz (LID) mayor que en las células fabricadas con silicio convencional. Es importante mencionar el comportamiento en la ruptura del diodo inverso, debido a los altos niveles de dopaje existentes en el silicio UMG (Kwapil et al., 2010).

A pesar de estas desventajas, las células solares fabricadas con silicio UMG presentan una mayor tensión de circuito abierto debido a la mayor concentración neta de dopantes, por lo cual se logran fabricar células con eficiencias comparables a las fabricadas con silicio estándar (Engelhart et al., 2011). Incluso se han fabricado células monocristalinas tipo n 100% UMG con eficiencias del 19.8% (Rougiex et al., 2016).

El silicio UMG ha despertado un gran interés a nivel industrial pero la mayor incidencia de la degradación inducida por luz debido a los defectos B-O ha mantenido al sector reticente al uso de este material. Nuestros estudios previos a nivel de módulo (Sánchez et al., 2011, Sánchez et al., 2012) han probado la evolución comparable del silicio UMG respecto del convencional. A nivel de instalaciones mayores existen experiencias con diferentes

resultados. En una planta de 330kW en China, se ha reportado una degradación inicial del 30% respecto a la producción estimada, con una degradación anual del 1,6% entre 2010 y 2013 (Yang et al., 2015). Cabe señalar que este estudio compara los resultados de producción de la planta UMG con una estimación y no con una planta de referencia, por lo cual puede influir, al menos en parte, la variabilidad anual de la radiación solar. Otro estudio llevado a cabo en distintas localizaciones de Asia y Oceanía con instalaciones de pequeña potencia (entre 3,3kW y 5,8kW) formadas por una instalación UMG y otra de silicio estándar como referencia (Odden et al., 2014) muestra un comportamiento y degradación muy similares para las instalaciones UMG y estándar de referencia. Este estudio muestra un comportamiento superior del silicio UMG respecto del estándar para altas irradiancias pero inferior a bajas irradiancias. Otro trabajo con una pequeña instalación UMG y otra referencia monocristalina a lo largo de los años 2011 a 2015 (Huang et al., 2016) muestra un comportamiento aceptable de la instalación UMG y una menor degradación que la instalación monocristalina.

METODOLOGÍA

Para realizar este estudio se ha realizado una instalación partiendo del silicio UMG fabricado por Silicio Ferrosolar (Grupo Ferroglobe) en su planta de Arteixo. Posteriormente, los lingotes de silicio UMG fueron crecidos en DC Wafers, mediante el procedimiento de solidificación direccional. Los lingotes resultantes fueron cortados en obleas de 15,6x15,6cm². Los valores de resistividad están en el rango 0,7-1,0 ohm.cm para el silicio UMG. Posteriormente se realizaron las células solares utilizando texturizado con ácido y procesos de serigrafía. Las células se ensamblaron formando módulos de 60 células, en series de 3x20 con 3 diodos de bypass, la cual es una de las combinaciones más comunes en los módulos actuales, así como módulos de 72 células, en series de 5x12 con 5 diodos de bypass.

Los módulos de la instalación de referencia son módulos policristalinos convencionales de 60 células con 3 diodos de bypass fabricados por Quantum Solar con una potencia nominal de 230W.

La instalación fotovoltaica de demostración de la tecnología UMG se ha realizado en el Campus de la Universidad de Salamanca en Ávila (40° 39'N, 4° 41'O, altitud 1110m), estando conectada a la red interior de uno de los edificios en régimen de autoconsumo. Está ubicada en un entorno urbano y las condiciones climáticas son de altas irradiancias y grandes variaciones diarias de temperatura debido a la altitud y el clima seco. Los módulos están situados en una estructura fija con una inclinación de 45° y orientación sur.

Esta instalación está formada por tres instalaciones fotovoltaicas de 3,3kW pico cada una. Dos de las instalaciones están formadas por módulos policristalinos de silicio UMG de 60 y 72 células, con potencias nominales de 230W y 270W respectivamente, y la tercera instalación está realizada con módulos policristalinos de silicio estándar de 60 células y 230W nominales, que sirve como referencia. Todos los módulos han sido fabricados en líneas de producción estándar siguiendo los mismos procedimientos.

Cada una de las tres instalaciones está conectada a un inversor Zigor Sunzet SP de 3,3kW con dos seguidores del punto de máxima potencia. De esta manera cada string se conecta a

un seguidor del punto de máxima potencia y se dispone de un total de seis strings independientes.

Las instalaciones realizadas con módulos de 60 células se han configurado con dos strings de 7 módulos cada una, mientras que la instalación realizada con módulos UMG de 72 células se ha configurado con dos strings de 6 módulos cada una, para que las tensiones de trabajo sean lo más próximas posible. Para reflejar el comportamiento de una instalación real, se decidió no limpiar los módulos.

Se dispone de un equipo de medida de variables ambientales que registra cada segundo las irradiancias en el plano de los módulos (piranómetros Kipp&Zonen CMP11, CMP3 y célula calibrada de silicio policristalino), temperaturas de los módulos con sondas Pt100, temperatura y humedad ambiente, velocidad y dirección del viento. Este equipo de medida registra cada segundo los datos de tensión e intensidad de los strings, así como la tensión e intensidad del lado de alterna de cada instalación. Periódicamente se han realizado medidas de todos los strings con un equipo trazador de curvas HT Instruments. Estas ocasiones son las únicas en que se ha procedido a limpiar los módulos.



Figura 1: Vista general de la instalación fotovoltaica.

RESULTADOS

Las obras de la instalación se realizaron en otoño del año 2013 y se montaron los módulos fotovoltaicos a final de año. Debido a dificultades administrativas, no pudo iniciar su funcionamiento hasta el mes de noviembre del año 2014. La instalación lleva por tanto más de tres años en funcionamiento por lo cual ya se puede comenzar a analizar la evolución a largo plazo de los módulos fabricados con silicio UMG.

En la Tabla 1 se expone el resumen de la producción energética para las tres instalaciones. Hay que señalar que, durante el periodo de funcionamiento de la instalación se han detectado varias incidencias. En primer lugar, un ligero sombreado parcial de una de las instalaciones debido a árboles cercanos, que afecta desde octubre a marzo. En segundo lugar, ha habido roturas de módulos por formación de puntos calientes debido a la suciedad acumulada. El clima seco durante los meses de verano, junto con el gran número de aves en el entorno urbano da lugar a una acumulación de suciedad que pone a prueba los módulos. Hasta el momento han fallado un módulo UMG de 60 células y tres módulos estándar de 60 células. No ha habido ningún fallo en los módulos de 72 células.

Para asegurar una comparación equitativa, se han descartado los intervalos del día en los que había sombreado parcial y respecto a los periodos con un string desconectado por fallo

en un módulo se han descontado del cálculo dos periodos en otoño de 2015 y en el verano de 2017 se desconectó un string de cada instalación. Actualmente se encuentra desconectado un string de la instalación de referencia. Los datos filtrados se indican en la tabla como “excl. sombras”. Estos datos indican un PR aceptable, teniendo en cuenta las características de la instalación. Además de los factores ya comentados, han existido desconexiones de inversores por tormentas y otros factores, disminuyendo el rendimiento.

Tabla 1: Resumen de la Producción Energética de las Instalaciones.

Instalación	UMG 60	UMG72	Estándar 60
Potencia Nominal (W)	3220	3240	3220
Potencia Instalada (W)	3247	3315	3275
Irradiación Total (MWh/m ²)	4,81	4,81	4,81
Producción Total (MWh)	11.665	12.674	12.082
Irradiación (excl. sombras) (kWh/m ²)	2,78	2,78	2,78
Producción (excl. sombras) (kWh)	7.249	7.636	7.284
Performance Ratio (excl. sombras)	0,80	0,83	0,80

En la figura 2 se muestra la evolución del PR (excluidos intervalos de sombreado parcial) durante el periodo de funcionamiento de la instalación. Cada punto representa una semana de funcionamiento. El PR está comprendido entre 0.8 y 0.9 durante casi todo el año. Se puede observar que la evolución es muy similar para las tres instalaciones, con un marcado comportamiento estacional. El PR es inferior en verano debido a la mayor temperatura de funcionamiento de los módulos y las menores precipitaciones, que hacen se acumule suciedad en los módulos. Esta evolución del PR muestra una tendencia descendente a lo largo de los años, aunque aún es pronto para poder determinar con suficiente precisión la tasa de degradación anual.

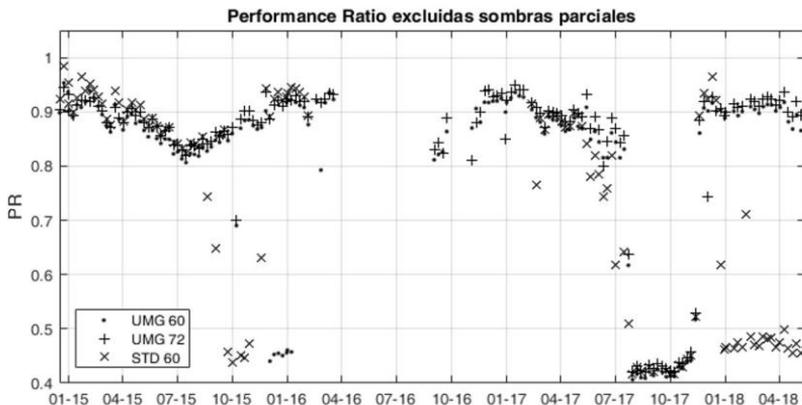


Figura 2: Performance Ratio para las tres instalaciones. Las zonas de PR entre 0,4 y 0,5 corresponden al funcionamiento de alguna instalación con un solo string.

Comparando las tres instalaciones, se aprecia una evolución muy similar entre la instalación UMG de 72 células y la de silicio estándar de 60 células. La instalación UMG de 60 células muestra un comportamiento ligeramente inferior durante todo el periodo.

Con el fin de profundizar en el comportamiento de los diferentes módulos, en la figura 3 se representa la evolución diaria de la potencia normalizada al valor de pico de cada instalación. Puede observarse claramente que la instalación de silicio estándar tiene un mejor comportamiento en condiciones de baja irradiancia (y temperatura) mientras que en las horas centrales del día su rendimiento es inferior a la instalación UMG 72, que es la que presenta un rendimiento más estable.

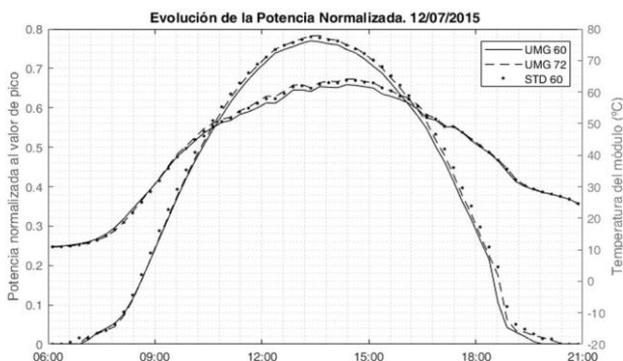


Figura 3: Evolución diaria de la potencia en corriente continua de las tres instalaciones normalizada al valor de pico.

Para visualizar la respuesta de cada instalación frente a la irradiancia, en la figura 4(a) se representa el Performance Ratio en intervalos de 5 minutos frente a la irradiancia. Se puede observar la respuesta muy superior de los módulos estándar frente a los UMG para irradiancias inferiores a 600W/m^2 (entre un 2% y un 6% mejor). Este rendimiento se ve potenciado por la temperatura de funcionamiento de los módulos inferior a 25°C . Sin embargo, debido al aumento de la temperatura, los módulos estándar pierden rendimiento y se igualan con los módulos UMG 72 a partir de una irradiancia de 900W/m^2 y temperaturas del módulo superiores a 45°C .

Aunque la figura 4 a) muestra una gran diferencia en el rendimiento para la instalación de silicio policristalino estándar a bajas irradiancias, conviene recordar que estas irradiancias aportan menos energía, por lo que en la figura 4 b) se representa la potencia normalizada frente a la irradiancia para poder valorar mejor la ponderación de este efecto. Se ve claramente que la diferencia de potencia está en un pequeño porcentaje (siempre inferior al 4% sobre la potencia pico) y para irradiancias altas el rendimiento de los módulos estándar se iguala a los módulos UMG de 72 células, con un rendimiento superior en un 2% a los módulos UMG de 60 células.

Este comportamiento es el resultado del hecho de que el silicio UMG es un material compensado, con altas concentraciones de B y P. De esta manera la longitud de difusión de minoritarios es mucho menor y existen un mayor número de complejos boro-oxígeno. Ello

hace que la respuesta a bajas irradiancias sea más favorable para el silicio estándar. Sin embargo, los coeficientes de temperatura son más favorables para el silicio UMG debido a la existencia de un fuerte aumento de la corriente de cortocircuito con la temperatura en el material compensado (Tanay et al, 2011; Ponce Alcántara et al, 2014; Xiao et al, 2014).

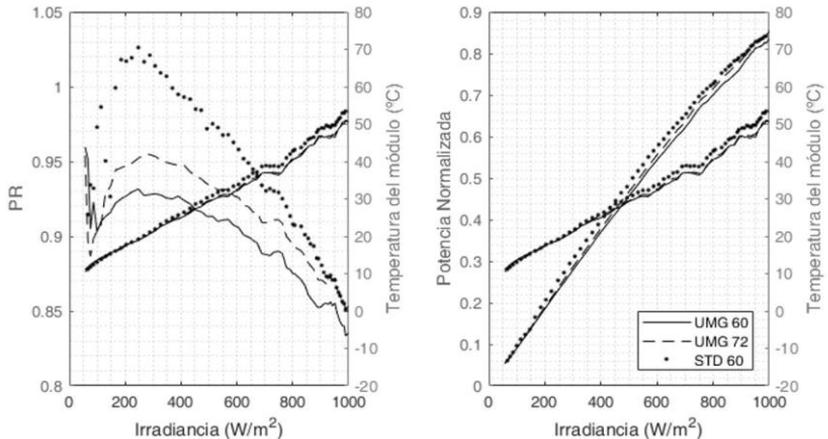


Figura 4: Parámetros de funcionamiento frente a la irradiancia con indicación de la temperatura de funcionamiento. Datos correspondientes al día 17 de mayo de 2018. a) Performance Ratio instantáneo (en intervalos de 5 min). b) Potencia normalizada.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Se ha estudiado el funcionamiento de dos instalaciones fotovoltaicas realizadas con módulos policristalinos de silicio de grado metalúrgico mejorado (UMG) de 60 y 72 células respecto de una instalación de silicio policristalino estándar que ha servido como referencia. El funcionamiento muestra unos parámetros de rendimiento dentro de lo normal para este tipo de instalaciones. Tras más de tres años desde la puesta en marcha de la instalación, los módulos UMG no presentan una degradación adicional sobre los módulos policristalinos de referencia.

Se ha comprobado que el coeficiente de temperatura para la potencia más favorable en el silicio UMG compensa el mejor comportamiento del silicio policristalino estándar a bajas irradiancias.

Con estas evidencias, se muestra que el silicio UMG tiene un rendimiento similar al silicio poly estándar e incluso podría ser ventajoso en climas con altas irradiancias y temperaturas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a la Fundación Memoria de D. Samuel Solórzano Barruso por la ayuda FS/34-2017 a la realización de este trabajo. Asimismo expresan su agradecimiento a D. Javier Bullón Camarasa por su esfuerzo para la realización de esta instalación.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Alsema E.A., de Wild-Scholten M.J. (2017), Reduction of the environmental impacts in crystalline silicon module manufacturing. Proceedings of the 22nd EU-PVSEC. 3-7 2007, pp 829-837
- Ceccaroli B. y Lohne O. (2003). Solar Grade Silicon Feedstock. *En Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Luque A. and Hegedus S. (eds), pp. 153-204. John Wiley and Sons. Chichester.
- Braga et al. (2008). New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 92, 418-424
- Yang HJ., Lim SY. And Yoo SH (2017). The Environmental Costs of Photovoltaic Power Plants in South Korea: A Choice Experiment Study. *Sustainability*. 9, 1773.
- Modanese et al. (2011). Investigation of bulk and solar cell properties of ingots cast from compensated solar grade silicon. *Progress In Photovoltaics: Research And Applications*. 19, 45-53.
- Odden et al. (2014). Results on performance and ageing of solar modules based on Elkem Solar Silicon (ESSTM) from installations at various locations. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 130, 673-678
- Xiao C., Yu X., Yang D., Que D. (2013). Study on permanent deactivation of the light-induced degradation in p-type compensated crystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 117, 29-33
- W. Kwapil et al. (2010). "High net doping concentration responsible for critical diode breakdown behaviour of upgraded metallurgical grade multicrystalline silicon solar cells", *Journal of Applied Physics* 108, 023708.
- Engelhart P., et al. (2011). R&D pilot line production of multi-crystalline Si solar cells exceeding cell efficiencies of 18 %. *Energy Procedia* 8, 313-317
- Rougieux F., et al. (2016) High efficiency UMG silicon solar cells: impact of compensation on cell parameters. *Progress In Photovoltaics: Research And Applications*. 24. 725-734
- Sánchez E. et al. (2011), Outdoor monitoring of the energy yield and electrical parameters of standard polysilicon based and new umg-Si PV modules. *Energy Procedia* 8, 503-508
- Sánchez E., Torreblanca J., Bullón J., Ordás R., (2012). Estudio comparativo del funcionamiento de módulos de silicio policristalino estándar y de grado metalúrgico mejorado. *Actas del XV Congreso Ibérico y X Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, pp 403-408
- Yang H., Wang H., Wang H., (2015). Experimental verification of upgraded metallurgical silicon photovoltaic power plant. *Clean Techn Environ Policy* 17, 281-285.
- Huang C., Edesess M., Bensoussan A., Tsui KL., (2016), Performance Analysis of a Grid-Connected Upgraded Metallurgical Grade Silicon Photovoltaic System. *Energies*, 9, 342
- Tanay F., Dubois S., Enjalbert N. y Veirman J. (2011) Low temperature-coefficient for solar cells processed from solar-grade silicon purified by metallurgical route. *Progress In Photovoltaics: Research And Applications*. 19. 966-972
- Ponce-Alcántara S., Connolly JP., Sánchez G., Míguez JM., Hoffmann V., Ordás R. (2014) A statistical analysis of the temperature coefficients of industrial silicon solar cells. *Energy Procedia* 55, 578 – 588
- Xiao C., Yu X., Yang D., Que D. (2014) Impact of solar irradiance intensity and temperature on the performance of compensated crystalline silicon solar cells. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. 128, 427-434

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**PARAMETRIZACIÓN ENERGÉTICA DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE LA ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR DE INGENIERÍA Y DISEÑO INDUSTRIAL DE LA UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA DE MADRID**

Adrada T. ¹, Amador J. ², De la Cruz G. ³

^{1,2} Universidad Politécnica de Madrid (UPM) ETS Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI)
Ronda de Valencia, 3. 28012 Madrid (España) t.adrada@upm.es (Tel.: +34-913366843)
julio.amador@upm.es (Tel.: + 34-913366870) Fax: + 34-91 3367726

³ Consejero Delegado de CONERSA y profesor del Máster Propio en Energías Renovables
y Medio Ambiente ETSIDI UPM guillermo.delacruz@grupoproingec.com

RESUMEN

Este artículo presenta la caracterización energética de 13 sistemas fotovoltaicos instalados en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Estos sistemas se disponen a diferentes inclinaciones y cuentan con las tecnologías de célula fotovoltaica de mayor importancia comercial: silicio monocristalino (mc-Si), silicio policristalino (pc-Si), tandem de silicio amorfo y silicio microcristalino (a-Si/ μ c-Si tandem), telurio de cadmio/sulfuro de cadmio (CdTe/CdS), diseleniuro de cobre-indio (CIS) y silicio monocristalino con tecnología de doble contacto posterior (mc-dc-Si). Se aportan los principales índices energéticos de cada uno de los sistemas en forma de tablas y gráficos, que permiten compararlos y analizar su evolución durante un periodo de tres años, febrero 2013 a diciembre 2015.

PALABRAS CLAVE: producción de energía, parametrización energética, rendimiento global, células fotovoltaicas, tecnología fotovoltaica, pérdidas de energía, degradación de potencia, disponibilidad operativa.

ABSTRACT

This paper presents 13 photovoltaic systems energy rating installed on the roof of the Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) of the Universidad Politécnica de Madrid (UPM). These systems are disposed at different inclinations and include the principle photovoltaic cell technologies: monocrystalline silicon (mc-Si), polycrystalline silicon (pc-Si), tandem structure of amorphous silicon and microcrystalline silicon (a-Si/ μ c-Si tandem), cadmium telluride/cadmium sulfide (CdTe/CdS), copper-indium diselenide (CIS) and monocrystalline silicon with double contact back technology (mc-dc-Si). This paper analyzes the energy performance of the photovoltaic systems,

calculating the reference production rates and losses over a period of three years, from February 2013 to December 2015.

KEYWORDS: energy production; energy efficiency; energy rating; performance ratio; photovoltaic cell; photovoltaic technologies; energy losses; power degradation; operative readiness.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos que se instalan actualmente presentan eficiencias y comportamientos energéticos diferentes dependiendo de la tecnología de célula empleada, los componentes y diseño del sistema y sus condiciones de operación, que dependen a su vez de las características meteorológicas del emplazamiento. La monitorización de estos sistemas permite determinar su comportamiento energético operacional: componentes de pérdidas y disponibilidad. Este conocimiento es la base de la optimización del diseño y operación de los sistemas fotovoltaicos y de una predicción más exacta de su producción energética. El comportamiento energético de las diferentes tecnologías ha sido ampliamente estudiado en numerosos trabajos (Adrada et al. 2017) (Makrides et al. 2007) (Cañete et al. 2014) (Cardona et al. 1999) (Carr y Pryor. 2004) (Report IEA-PVPS. 2014). Las tecnologías convencionales de silicio cristalino (mc-Si y pc-Si) sufren degradaciones de potencia del 0,5-1,5% (Sopori. 2012) en las primeras horas de exposición solar y de entre 0,5-1%/año (Ndiaye et al. 2014) a lo largo del tiempo de vida. Presentan eficiencias mayores en los meses de invierno que en los de verano al incrementarse sus pérdidas térmicas por el aumento de la temperatura ambiente, disminuyendo a razón de aproximadamente un 0,45% por °C de aumento (Makrides et al. 2012) (Del Cueto. 2002). Son menos sensibles a la variación del espectro solar con pérdidas entre el 1 - 2% (Abella et al. 2014) y sus pérdidas angulares pueden alcanzar el 3% (Martin y Ruiz. 2001). Las tecnologías de capa fina tienen una caracterización eléctrica más compleja, especialmente para las tecnologías a-Si y HIT (Report IEA-PVPS. 2014). La incertidumbre sobre el valor de la potencia nominal inicial puede llegar al $\pm 12\%$ (Gottschalg et al. 2013). Presentan coeficientes de pérdidas de potencia con la temperatura más bajos $-0,21$ a $-0,30$ %/K que las tecnologías de oblea, por lo que tienen menores pérdidas por temperatura. Llegan incluso a tener eficiencias más altas en los meses de verano, como le ocurre a la tecnología a-Si y a-Si/ μ c-Si tandem, siendo ideal su instalación en climas templados o tropicales (Adrada et al. 2017) (Ruther et al. 2008) (Akhmad et al. 1997). Aprovechan más la radiación difusa (TamizhMani et al. 1998), tienen una menor dependencia del ángulo de inclinación, pero son más sensibles a las variaciones del espectro solar (entre 2-4%) (Martin et al. 1999) que las tecnologías de silicio cristalino. El comportamiento de las tecnologías CIS y CdTe/CdS con la irradiación solar y la temperatura ambiente, es similar a las tecnologías de oblea, su eficiencia disminuye en los meses de verano y aumenta en los meses de invierno (Cañete et al. 2014) (Carr y Pryor. 2004). En los primeros meses de operación la tecnología CIS tiene un incremento de su eficiencia que puede llegar al 15% (Willett y KuriYagawa. 1993). En cuanto a la tecnología CdTe/CdS, en las primeras horas de exposición solar, su eficiencia se puede incrementar alrededor de un 6-8% o sufrir una degradación 7-15% (Deline et al. 2011). La tecnología de silicio monocristalino de doble contacto posterior mc-dc-Si, alcanza una eficiencia de módulo hasta el 20,4% en condiciones estándar de medida (STC, Standard Test Conditions) y con respecto a las tecnologías de oblea convencionales, tiene un coeficiente de pérdida de potencia por temperatura menor $-0,38\%/^{\circ}\text{C}$, aprovecha mejor

la irradiación difusa y le afecta menos las variaciones del ángulo de incidencia solar y espectrales (Rose et al. 2010).

DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Los 13 sistemas fotovoltaicos en estudio están instalados en la azotea del edificio principal de la ETSIDI-UPM: latitud $40,4^\circ$, longitud $-3,7^\circ$ y altitud 657 m. El edificio está en el centro de la ciudad de Madrid, a pesar de eso, su cubierta plana está bien expuesta a la radiación solar con un sombreado de los edificios cercanos reducido a las posiciones del sol próximas al amanecer y atardecer. Los módulos fotovoltaicos están montados sobre estructuras lastradas fijas que les dotan de inclinaciones diferentes y permiten refrigeración natural. La orientación es de 19° Este para que las filas de módulos fotovoltaicos sigan los ejes principales del edificio. Los siete sistemas montados con una inclinación de 30° corresponden a las tecnologías mc-Si, pc-Si, a-Si/ μ c-Si tandem, CdTe/CdS, CIS y mc-dc-Si. El sistema montado con una inclinación de 5° es de tecnología mc-dc-Si. Los cinco sistemas montados a 10° son también de tecnología mc-dc-Si con distintas potencias de módulo. Cada sistema cuenta con un inversor para su conexión a la red eléctrica interior que son, prácticamente en su totalidad, del mismo fabricante y con potencia similar para facilitar el análisis comparativo entre tecnologías. Todos los módulos fotovoltaicos son convencionales: capa anterior de cristal, capa posterior de tedlar blanco y marco de aluminio, excepto la tecnología CdTe/Cds con módulos cristal-cristal sin marco, la tecnología CIS con módulos cristal-cristal con marco, uno de los sistemas a 10° de inclinación con los módulos de tedlar negro y los módulos del sistema a 5° con un marco especial para cubierta plana. En la Tabla 1 se describen las características de los sistemas fotovoltaicos y de los módulos correspondientes, en adelante, se identificará cada sistema fotovoltaico por la numeración de la Tabla 1. En la Fig.1 se muestra una vista aérea de la azotea de la ETSIDI identificando las distintas zonas y tipos de sistemas fotovoltaicos (en negrita los considerados en este estudio). En la Tabla 2 se muestran las características principales de los inversores instalados.

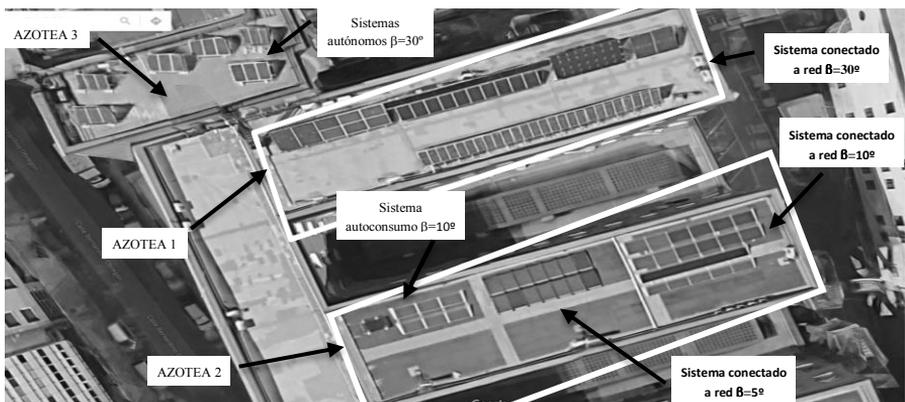


Fig 1. Sistemas fotovoltaicos instalados en la azotea de la ETSIDI (β inclinación del campo solar)

Tabla 1. Características técnicas de los sistemas fotovoltaicos

Sistema fotovoltaico	Tecnología de célula	Año de fabricación del módulo fotovoltaico	Mes y año de instalación del sistema	Asociación serie-paralelo	Potencia pico STC (Wp)	Inclinación (°)	Área (m ²)
1	mc-Si 250	2012	Agosto 2012	1 x 5	1250	30	8
2	pc-Si 220	2009	Agosto 2012	1 x 5	1100	30	8.2
3	a-Si/ μ c-Si 115	2009	Agosto 2012	10 x 1	1150	30	14.2
4	CdTe/Cds 77,5	2010	Agosto 2012	2 x 5	775	30	7.2
5	CIS 73	2008	Agosto 2012	2 x 8	1175	30	11.7
6	mc-dc-Si 333 N	2012	Agosto 2012	1 x 4	1332	30	6.5
7	mc-Si 120	1998	Junio 2001	1 x 26	3120	30	25,3
8	mc-dc-Si 305	2008	Enero 2011	2 x 6	3660	5	19,5
9	mc-dc-Si 315B	2008	Enero 2009	1 x 4	1260	10	6,5
10	mc-dc-Si 315A	2008	Enero 2009	1 x 4	1260	10	6,5
11	mc-dc-Si 300	2008	Enero 2009	1 x 4	1200	10	6,5
12	mc-dc-Si 215	2007	Enero 2009	1 x 5	1075	10	6,2
13	mc-dc-Si 210	2007	Enero 2009	1 x 5	1050	10	6,2

Tabla 2. Características de los inversores solares

Sistema fotovoltaico	Fabricante y modelo del inversor solar	Potencia máxima DC (W)	Intensidad máxima DC (W)	Tensión máxima DC (V)	Rango de tensiones FV seguimiento máxima potencia (V)	Corriente máxima AC (A)	Eficiencia nominal (%)
1 a 6	SMA Sunny Boy* 1200	1320	12,6	400	100-230	6,1	92,1
7	SMA Sunny Boy* 3000HF	3150	15	700	210-560	15	96,3
8	Fronius SPR* 3300F	3300	15,4	600	230-500	14,4	96,1
9 a 13	SMA SPR* 1100M-ES	1210	10	400	139-320	4,4	93,0

DC = Direct current = Corriente continua AC = Alternating current = Corriente alterna

Los sistemas fotovoltaicos están monitorizados, según IEC 61724:98, en cuanto a variables meteorológicas y eléctricas, para observar la influencia del clima continental al que están sometidos, caracterizado por inviernos fríos y veranos calurosos. La medida de la irradiación solar global (H_p), se realiza con un piranómetro termoelectrico inclinado a 30° y tres células calibradas de referencia (CTE) situadas a 30°, 10° y 5° de inclinación,

respectivamente, para ser coplanares con los módulos fotovoltaicos (Fig. 2). Además, se monitoriza la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la temperatura de los módulos de los 6 sistemas instalados a 30°. Estas variables son muestreadas cada segundo con equipos de alta precisión que registran sus valores medios cada 5 minutos. La base de datos resultante puede ser consultada en la página web www.conersa.es. La Tabla 3 muestra los datos básicos de los sensores utilizados.



Fig.2 Sensores de medida colocados en la azotea de la ETSIDI.

Tabla 3. Sensores de medida. Fabricante, modelo y especificaciones básicas.

Sensor	Piranómetro termoelectrónico	Célula solar CTE	Termohigrómetro	Anemómetro	Sensor de temperatura
Marca y modelo	Kipp & Zonen CM3	ATERSA	Wilmers 0535	ATERSA	STECA PT-1000
Rango	305 – 2800 nm	100 mV _{DC} =1000 W/m ²	-30 a +70°C 0 a 100% RH	<0,9 a 40 m/s	-50° a +180 °C
Error de medida	< ±2,5%	±2,0%	±0,5 °C	± 5 m/s	±0,5 °C

DATOS METEOROLÓGICOS REGISTRADOS

En la Tabla 4 se indican los valores anuales de irradiación solar global H_1 (kWh/m²) para los distintos sensores utilizados y en la Fig. 3 se muestra su evolución mensual. En promedio, la irradiación anual medida por la CTE a 30° es de ~ 2 – 4% menor a la irradiación medida por el piranómetro situado con la misma inclinación, resultado similar a otros estudios (Woyte et al. 2013) diferencia debida a que los piranómetros tienen una respuesta espectral y angular más amplia que las CTE. Una ventaja de las CTE es su tiempo de respuesta menor \cong 1ms que el piranómetro 5 a 20 s (Spertino et al. 2013) por lo que se adaptan mejor a la variabilidad de la irradiancia solar en días con nubosidad variable.

Tabla 4. Valores anuales de irradiación global solar H_I (kWh/m²). Años 2013, 2014 y 2015

	H_I (kWh / m ²)		
	2013	2014	2015
CTE 30°	1747,8	1830,2	1792,9
CTE 10°	1654,2	1727,7	1627,2
CTE 5°	1564,7	1663,7	1554,3
PIR 30°	1784,2	1927,1	1887,1

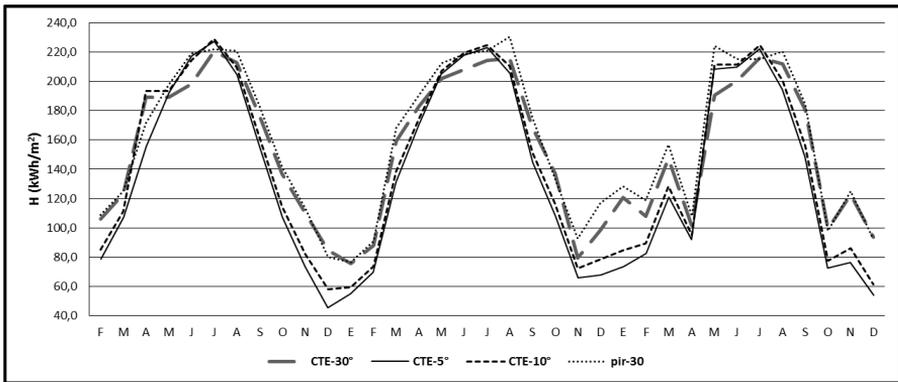


Fig.3 Evolución de los registros de irradiación solar global H_I (kWh/m²). Años 2013, 2014 y 2015

En la Fig. 4 se muestran los valores medios mensuales de temperatura ambiente y de temperatura de los módulos de los sistemas 1 al 6 durante los años 2013, 2014 y 2015, con una evolución típica de acuerdo a la climatología local. Se observa que, en general, las temperaturas más altas corresponden a los módulos cristal-cristal, tecnologías CIS y CdTe/Cds, mientras que las temperaturas más bajas corresponden a la tecnología mc-cd-Si333 cuyos módulos al estar situados en el extremo de la cubierta, y con mayor separación con respecto al resto de sistemas, están más expuestos a la velocidad del viento, aunque esta presenta valores bajos, habitualmente entre 1 y 2 m/s.

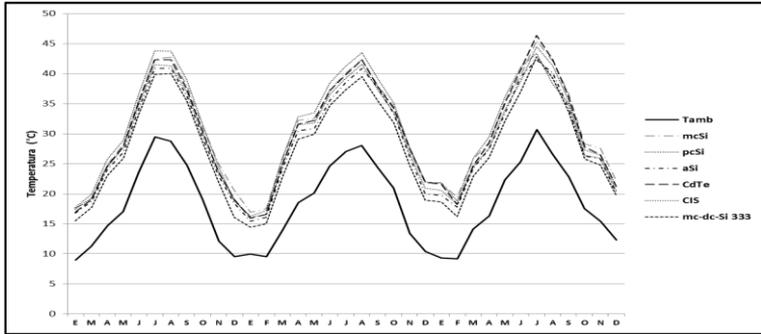


Fig.4 Evolución de las temperaturas medias del ambiente y de los módulos fotovoltaicos

ÍNDICES DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En este apartado se definen los índices de producción energética siguiendo la norma IEC 61724:98 que se van a calcular para cada sistema estudiado. En la Fig. 5 se indican las variables medidas, las variables calculadas y los índices energéticos de un sistema fotovoltaico conectado a red.

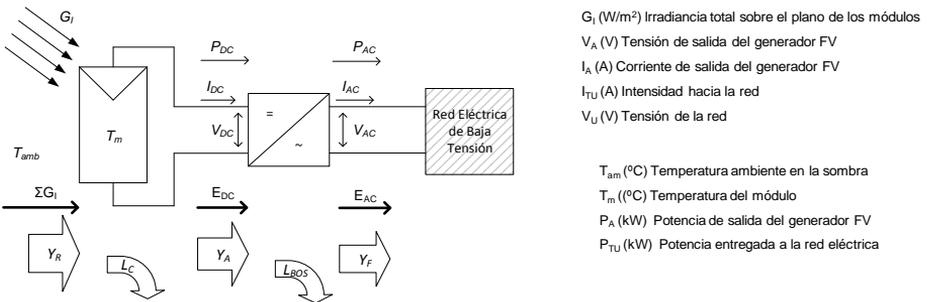


Fig. 5 Diagrama de bloques de los sistemas fotovoltaicos: variables medidas y calculadas

El índice de producción de referencia Reference Yield Y_R ($kWh/m^2 / kW_{pSTC}/m^2$) es la energía solar teórica disponible durante un periodo de tiempo, obtenida como la relación entre el sumatorio de la irradiancia solar incidente G_I (W/m^2) sobre el plano del generador fotovoltaico a lo largo de un periodo de tiempo T , y la irradiancia nominal $G_{I,STC}$ en condiciones STC ($1kW/m^2$) según la Ec. (1)

$$Y_R = \frac{T_r \sum_T G_I}{G_{I,STC}} \quad (1)$$

Para tener en cuenta las pérdidas de energía por falta de disponibilidad del sistema fotovoltaico debidas a retrasos en el arranque o adelantos en la parada del inversor, fallos, averías, ausencia de red eléctrica, etc., se define un índice de producción de referencia corregido Y_R^* según Ec. (2) considerando sólo los valores de irradiancia solar incidente G_I^* (W/m^2) para los que la potencia de salida en corriente alterna no es cero:

$$Y_R^* = \frac{T_r \sum_T G_T^*}{G_{I,STC}} \quad (2)$$

En adelante, los parámetros calculados según Y_R^* se distinguen por la inclusión del superíndice (*)

El índice de producción del generador fotovoltaico Y_A (kWh/kW_{pSTC}) y el índice de producción final Y_F (kWh/kW_{pSTC}) se calculan con las Ecs. (3) y (4) respectivamente:

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (3)$$

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (4)$$

Donde:

E_{AC} Energía eléctrica entregada por el sistema fotovoltaico a la red eléctrica de baja tensión en kWh

E_{DC} Energía eléctrica generada por la asociación fotovoltaica en kWh

P_{STC} Potencia nominal del generador fotovoltaico en Wp en condiciones STC

El factor de pérdidas de captación L_C^* (kWh/kW_{pSTC}) tiene en cuenta las pérdidas de energía que tienen lugar en el generador fotovoltaico y se obtiene mediante la Ec. (5)

$$L_C^* = Y_R^* - Y_A \quad (5)$$

El factor de pérdidas del resto del sistema L_{BOS} (kWh/kW_{pSTC}) tiene en cuenta las pérdidas del cableado de corriente continua, las pérdidas en el inversor y las pérdidas en el cableado de corriente alterna y se obtiene mediante la Ec. (6)

$$L_{BOS} = Y_A - Y_F \quad (6)$$

El rendimiento global de un sistema fotovoltaico, Performance Ratio PR, es la relación entre la energía generada y la energía solar teórica recibida en el plano de captación, en el periodo de tiempo T. Si se considera el PR y la disponibilidad D de forma independiente, los valores en alterna y en continua del PR_{AC}^* y PR_{DC}^* , respectivamente, estarán asociados exclusivamente a la eficiencia del generador fotovoltaico e inversor, evaluando las pérdidas por fallos o averías el parámetro de disponibilidad D. Estos parámetros se calculan mediante las Ecs. (7), (8) y (9).

$$PR_{DC}^*(\%) = \frac{Y_A}{Y_R^*} \cdot 100 \quad (7)$$

$$PR_{AC}^*(\%) = \frac{Y_F}{Y_R^*} \cdot 100 \quad (8)$$

$$D(\%) = \frac{Y_R^*}{Y_R} \cdot 100 \quad (9)$$

CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En este apartado se aportan los resultados obtenidos para los índices de producción energética en forma de tablas y gráficos que facilitan su análisis y comparación. Estos

cálculos se han realizado con los datos medidos con las CTE y por consiguiente no incluyen las pérdidas por suciedad y ángulo de inclinación. En este estudio los datos eléctricos son los registrados por el propio inversor, por tanto, el índice Y_A calculado incluye las pérdidas en el cableado de corriente continua, no obstante, como el inversor está situado en la parte posterior de cada sistema fotovoltaico o muy cerca de él, estas pérdidas son despreciables, excepto para el sistema 8 con inversor de interior. Por el mismo motivo, el índice Y_F no incluye las pérdidas en el cableado de corriente alterna y L_{BOS} únicamente tiene en cuenta las pérdidas debidas a la eficiencia del inversor.

La tabla 5 muestra los valores medios de los índices de producción Y_{R^*} , Y_A , Y_F y de pérdidas L_{C^*} y L_{BOS} , ordenados de mayor a menor con respecto al valor de Y_A e Y_F , durante el periodo de estudio.

Tabla 5. Índices de producción y de pérdidas, valores medios en kWh/kWp_{STC}, en el periodo de estudio

Sistema	2013-2015				
	Y_{R^*}	Y_A	Y_F	L_{C^*}	L_{BOS}
5	1798,1	1689,0	1513,8	54,3	175,2
2	1815,4	1651,0	1503,3	164,4	147,7
6	1810,3	1626,4	1466,2	180,7	160,2
1	1816,9	1590,9	1443,4	226,0	147,5
12	1655,5	1507,1	1387,1	148,3	120,1
3	1812,5	1503,1	1362,2	309,4	140,9
13	1655,4	1469,9	1353,1	185,6	116,8
11	1655,5	1440,1	1323,9	215,3	116,3
10	1655,5	1436,6	1319,7	218,9	116,9
7	1797,1	1435,4	1307,8	361,6	127,6
9	1655,5	1431,0	1314,6	224,5	116,3
8	1576,9	1404,2	1352,3	172,8	51,8
4	1503,9	1073,6	964,6	430,3	109,0

Como era de esperar, los mejores valores de Y_A e Y_F corresponden, en general, a los sistemas a 30°, excepto en el caso del sistema 4 de CdTe/Cds que es el peor debido a problemas de disponibilidad y altas pérdidas de captación, como se puede observar en las Fig. 6 y Fig. 7. Estos sistemas con inclinación de 30° reciben una mayor irradiación solar, disponen de una mejor refrigeración y tienen menores pérdidas por suciedad que los sistemas a 10° y 5°. Las pérdidas L_{BOS} tienen un comportamiento más homogéneo que las pérdidas de captación L_{C^*} , debido a que las eficiencias de los inversores son muy similares, excepto para el sistema 8 en el que el inversor mantiene su eficiencia en el valor máximo a pesar del incremento del factor de carga. Para analizar con detalle la influencia de las pérdidas de captación se muestra la evolución del valor medio mensual del índice de producción Y_A en kWh/kWp_{STC} en los tres años de estudio, de forma separada para los sistemas con una inclinación de 30°, Fig. 6, y para los sistemas con una inclinación de 10° y 5°, Fig.7. En ambas figuras se observa la evolución estacional de este índice y el efecto temporal de la degradación de potencia. Comparando ambas figuras se comprueba una mayor homogeneidad del comportamiento de los sistemas de menor inclinación motivado por utilizar la misma tecnología de célula solar, al contrario de los sistemas a 30° que

incluyen la mayor parte de los tipos de células fotovoltaicas comerciales. En la Fig. 6 se observan descensos significativos de la producción del sistema de CdTe/Cds e incluso valores nulos de la misma, debido a problemas en el inversor.

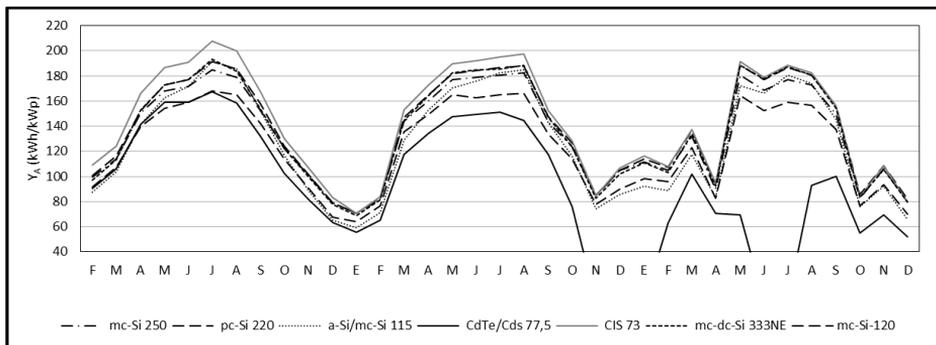


Fig. 6 Evolución del índice de producción Y_A sistemas 30° . Años 2013, 2014 y 2015

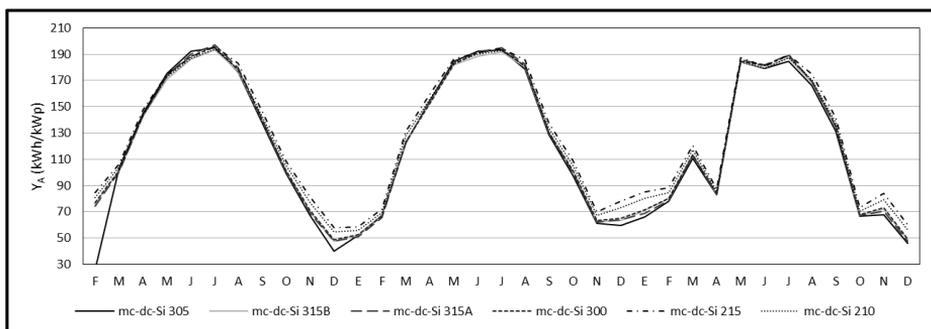


Fig.7 Evolución del índice de producción Y_A sistemas 10° y 5° . Años 2013, 2014 y 2015

La Tabla 6 muestra los valores anuales del PR y la disponibilidad. Los problemas indicados en el sistema 4 de CdTe/Cds vuelven a quedar mostrados por los valores anormalmente bajos, tanto del PR como de la disponibilidad. Otro sistema con resultados menores que el resto es el número 7 debido a que se trata de la tecnología más antigua: módulos fabricados en 1998 y, además, el sistema fotovoltaico que lleva más tiempo instalado, desde el año 2001, por lo que la degradación de potencia se hace también más notoria. Comparando los valores de los sistemas a diferentes inclinaciones no se observan diferencias significativas.

Tabla 6. Valores anuales del PR_{AC}^* , PR_{DC}^* y del parámetro de disponibilidad D

Sistema	2013			2014			2015			Valor medio 2013-2015	
	PR_{DC}^*	PR_{AC}^*	D	PR_{DC}^*	PR_{AC}^*	D	PR_{DC}^*	PR_{AC}^*	D	PR_{DC}^*	PR_{AC}^*
1	89,6	80,8	98,6	88,3	80,0	99,5	87,5	79,2	96,6	88,5	80,0
2	93,1	82,7	98,4	91,6	83,0	99,5	90,1	80,9	96,5	91,6	82,2
3	84,6	76,7	98,2	81,9	74,1	99,3	80,3	72,8	96,4	82,3	74,5
4	80,2	71,7	97,1	72,8	65,0	95,4	63,0	56,2	84,4	72,0	64,3
5	98,5	88,2	97,6	93,6	83,3	98,2	91,3	81,9	95,5	94,5	84,5
6	91,8	81,4	98,0	90,3	81,1	99,0	88,7	79,2	96,4	90,3	80,6
7	81,4	74,1	99,1	80,6	73,2	99,7	79,5	72,6	99,7	75,6	73,3
8	90,8	87,4	95,7	90,6	87,3	99,7	88,6	85,8	99,7	87,8	86,8
9	87,3	80,0	99,4	86,6	79,3	99,7	85,5	78,8	99,7	81,6	79,4
10	87,5	80,2	99,4	86,7	79,4	99,7	85,0	78,3	99,7	81,5	79,3
11	88,1	80,7	99,4	87,1	79,8	99,7	86,0	79,3	99,7	82,2	79,9
12	93,5	85,8	99,4	92,9	85,1	99,7	92,6	85,0	99,7	87,8	85,2
13	90,7	83,3	99,4	90,1	82,6	99,7	89,5	82,6	99,7	85,1	82,8

La evolución del PR_{AC}^* en los tres años de medición de los sistemas con inclinación a 30° se muestra en la Fig.8 y de los sistemas con una inclinación de 10° y 5° en la Fig.9. La evolución de estos parámetros es muy similar a la de las figuras 6 y 7, debido a un mismo comportamiento de la eficiencia de los inversores, por lo que el comportamiento de Y_A se traslada a Y_F y al PR_{AC}^* . El comportamiento de la tecnología a-Si/ μ c-Si tandem en los meses de verano obtiene mejores resultados en el valor del PR_{AC}^* que el resto de tecnologías, al tener un coeficiente de pérdida de potencia con la temperatura más bajo y darse un incremento de eficiencia debido a una cierta reorganización de los átomos de silicio provocado por las altas temperaturas de célula, confirmando que es una tecnología apropiada para climas cálidos.

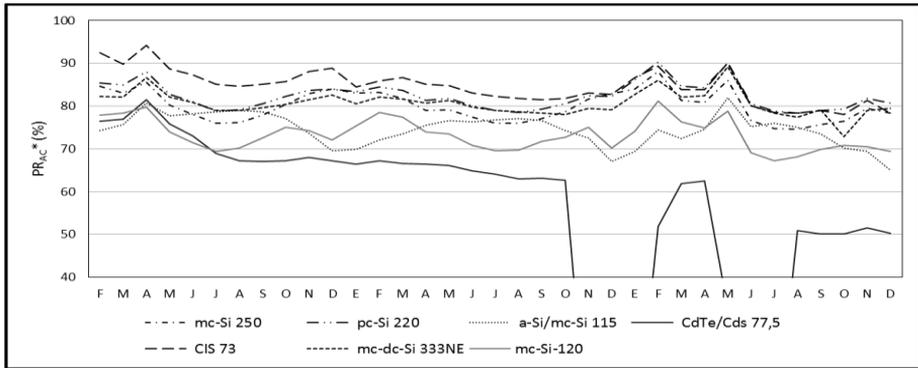


Fig. 8 Evolución del PR_{AC}^* para los sistemas con inclinación a 30°

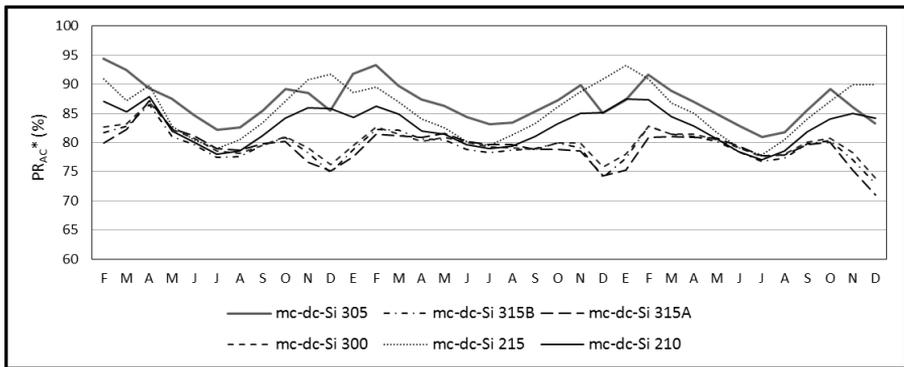


Fig.9 Evolución del PR_{AC}^* para los sistemas con inclinación a 10° y 5°

Las eficiencias anuales medias de los inversores de todos los sistemas se han mantenido en valores próximos al 90% en los tres años de estudio en concordancia con el denominado rendimiento europeo (90,9 - 92,1%) a excepción de los inversores de los sistemas 4 y 5 que presentan valores ligeramente inferiores y del sistema 8 que tiene un mejor rendimiento que el resto. Por tanto, en general, su contribución ha sido homogénea facilitando la comparación de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

La Tabla 7 muestra la evaluación de algunos de los principales índices considerados en este estudio. Se observa que su variación tiene una cierta uniformidad para las tecnologías de oblea y, en cambio, presenta mayores cambios para las tecnologías de capa fina.

Tabla 7. Contribución y variaciones porcentuales producidas. Años 2013, 2014 y 2015

Sistema	Tecnología	Variación PR _{DC} * (%)	Variación PR _{AC} * (%)
1	mc-Si 250	-1,6	-1,2
2	pc-Si 220	-1,1	0,1
3	a-Si/mc-Si 115	-4,2	-3,6
4	CdTe/Cds 77,5	-17,2	-20,4
5	CIS 73	-6,9	-5,9
6	mc-dc-Si 333NE	-1,9	-0,7
7	mc-Si 120	-1,9	-1,5
8	mc-dc-Si 305	-2,2	-1,6
9	mc-dc-Si 315B	-1,8	-1,3
10	mc-dc-Si 315A	-2,5	-1,9
11	mc-dc-Si 300	-2,0	-1,4
12	mc-dc-Si 215	-0,9	-0,3
13	mc-dc-Si 210	-1,2	-0,6

CONCLUSIONES

En este trabajo se aportan los valores de los principales índices energéticos de 13 sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologías de células y con distintas inclinaciones durante un periodo de estudio de tres años. Se analiza y se compara la evolución de sus índices energéticos en el periodo de estudio. Para poder analizar de forma separada el comportamiento energético del generador fotovoltaico y del inversor, se han considerado índices energéticos para el lado de corriente continua Y_A y PR_{DC}^* y para corriente alterna Y_F y PR_{AC}^* . Para considerar de forma independiente las paradas y averías de la eficiencia energética del sistema fotovoltaico, se ha definido una disponibilidad operativa D de forma separada al PR . Los resultados obtenidos son coherentes con otros estudios similares. Las conclusiones generales obtenidas son las siguientes:

- Los sistemas con tecnologías de silicio cristalino presentan un comportamiento energético más homogéneo que las tecnologías de capa fina
- No se ha detectado influencia significativa del ángulo de inclinación en las pérdidas por temperatura de módulo
- La disponibilidad operativa ha presentado una incidencia decisiva en la producción energética de algunos de los sistemas fotovoltaicos en estudio, por lo que es conveniente considerarla de forma separada al rendimiento energético correspondiente al funcionamiento de los sistemas

AGRADECIMIENTOS: Los autores muestran su agradecimiento a las empresas CONERSA, AS SOLAR y SMA

REFERENCIAS

Artículo de Revista:

Abella A., Chenlo M., et alt. (2014). Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites. *Energy*. 67, 435-443.

Adrada G.T., Amador G.J., et alt. (2017). Comparative Energy Performance Analysis of six Primary Photovoltaic Technologies in Madrid (Spain). *Energies*. 10, 772; doi:10.3390/en10060772.

Akhmad K., Kitamura A., Yamamoto, F. et.alt. (1997). Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 46, 209-218.

Cañete, C.; Carretero, J., De Carcona S. (2014). Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy*. 65, 295-302.

Carr A.J., Pryor T.L. (2004). A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. *Solar Energy*. 76, 285-294.

De Cardona S., M., Mora López LI. (1999). Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system. *Energy*. 24, 93 -102.

Gottschalg R., Betts T.R., Eeles A., Williams S.R., Zhu J. (2013). Influences on the energy delivery of film photovoltaic modules. *Solar Energy Material & Solar Cells*. 119, 169-180.

Makrides G., Zinsser B., Phinikarides A., Schubert M., Georghiou G. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*. 43, 407-417.

Martin N., Ruiz J.M. (1999). A new method for the spectral characterization of PV modules. *Progress in Photovoltaic: Research and Applications*. 7, 299-310.

Martin N., Ruiz, J.M. (2001). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2001, 70, 25-38.

Ndiaye A., Kébé M.F. (2014). Degradation evaluation of crystalline- silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. *Solar Energy*. 103, 70-77.

Artículo en Actas de Congreso:

Del Cueto J. (2002). Comparison of energy production and performance from flat plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. In: Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 1523-6.

Deline C., Del Cueto J., Albin D.S. et alt. (2011). Transient Response of Cadmium Telluride Modules to Light Exposure. Conference Paper. NREL /CP-5200-50744.

Makrides G., Zinsser B., et alt. (2007). Performance assessment of different photovoltaic systems under identical field conditions of high irradiation. *Renewable Energy Sources & Energy Efficiency*. Nicosia.

Ruther R. et alt. (2008). Performance test of amorphous silicon modules in different climates-year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects. 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 1-5.

Sopori R. et alt. (2012). Understanding Light-Induced Degradation of c-Si Solar Cells. NREL/CP-5200-54200. Conference Paper.

Spertino F., Di Leo P., Cocina V. (2013). Accurate measurements of solar irradiance for evaluation of photovoltaic power profiles. Energy Department, Politecnico di Torino. Turin, Italy DOI: 10.1109/PTC.2013.6652475

Willett D., Kuriyagawa S. (1993). The effects of sweep rate, voltage bias and light soaking on the measurement of CIS-based solar cells characteristics. In 23rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 495-500. DOI: 10.1109/PVSC.1993.347131.

Woyte A., Richter M., Moser D., et al. (2013). Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. 28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition. Paris, France.

Artículo de Revista en Prensa:

Analytical Monitoring of grid- connected Photovoltaic Systems (2014). Report IEA-PVPS T13-03

IEC 61724 Std. Photovoltaic System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis. Geneva, Switzerland, 1998.

Rose D., Koehler O., Bourne B., Kavulak D., Nelson L. (2010). High- Confidence Prediction of energy Production from High-Efficiency Photovoltaic Systems. SUNPOWER.

TamizhMani G., Dignard-Bailey L., Thevenard D. G. Howell. (1998). Influence of low light module performance on the energy production of Canadian grid - connected PV systems. Publicación CETC Number 17-53 (OP-J)/04-08-1998.

DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EN LA CADENA DE VALOR FOTOVOLTAICA DE SILICIO CRISTALINO Y SU INFLUENCIA EN LA REDUCCIÓN DE COSTES Y EN EL ESTADO DEL ARTE ACTUAL DE LA INDUSTRIA

Forniés E.*, Méndez L.* , Tojeiro M.* , Souto A. , Perez Vazquez A.** ,**

* Departamento de I+D, Aurinka PV Group, Marie Curie 19, Rivas Vaciamadrid, 28521,
(Madrid) España, efornies@aurinkapv.com. Ponente del Máster ERMA.

** Silicio Ferrosolar. Polígono Industrial de Sabón, Arteixo, 15142 (A Coruña) España.

RESUMEN/RESUMO

En este artículo se recogen algunos de los más importantes desarrollos científico-tecnológicos aplicados a la industria fotovoltaica de silicio cristalino de los últimos años. Esos avances se han dado a lo largo de toda la cadena de valor contribuyendo a reducir el coste de producción del módulo desde los 2 \$/Wp que aproximadamente costaba en el 2007, hasta los 0.33 \$/Wp que se obtienen actualmente. Así, se expondrán algunos de los avances más importantes en la purificación de silicio, bien sea por la vía directa como por la vía indirecta, así como en la fabricación de obleas y células y en la subsiguiente fabricación de módulos. Esa reducción de costes ha sido debida tanto a la disminución del coste de producción de los distintos materiales que conforman el módulo, como a el aumento de la eficiencia.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS CHAVE: Fotovoltaica, silicio cristalino, cadena de valor, eficiencia

ABSTRACT

Some of the main scientific and technological developments applied to the PV industry of crystalline silicon of the last years are addressed in this paper. Those improvements have been implemented in the whole value chain leading to a reduction of costs of module production from 2\$/Wp in 2007 down to 0.33 \$/Wp of nowadays. Thus, most important developments in silicon purification -weather through direct or indirect route-, wafers, solar cells and modules manufacturing are described. That reduction in production costs has been possible due to the reduction of costs of different materials but also due to the increase of the efficiency.

KEYWORDS: Photovoltaics, crystalline silicon, value chain, efficiency

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

Nos encontramos en un momento en el que la energía solar, y en especial la fotovoltaica, ha llegado a ser una energía competitiva, que, cuando menos, rivaliza en costes con otras energías, tanto renovables, como nucleares o fósiles. A esto se le añade su capacidad de accesibilidad y modularidad que la hace la más competitiva en ciertas localizaciones. Es necesario recordar que en 2007 el módulo fotovoltaico se pagaba a más de 3,5 \$/Wp (pvXchange, 2008). Actualmente nos encontramos en unos costes de producción de 0,3\$/Wp y un precio de venta del módulo de aproximadamente 0,37 \$/Wp (Shahan Z., 2018), es decir, ante una reducción en el precio de casi un 90%, como puede verse en la Fig. 1.

Para evitar que los factores especulativos, proteccionistas o de mercado enmascaren la tendencia de costes a la baja de esta energía, hablaremos más adecuadamente del coste de producción del módulo fotovoltaico cristalino. En esa reducción de costes, la industria fotovoltaica intervino en toda la cadena de valor. Pocas veces se ha visto de una manera tan evidente cómo los avances en investigación se implementaban satisfactoriamente y de manera tan inmediata en la industria, consiguiendo lo que tenemos en nuestros días: una energía limpia y barata que, a pesar de los ataques recibidos y sin necesidad de subvenciones ni primas, es ahora accesible a todos.

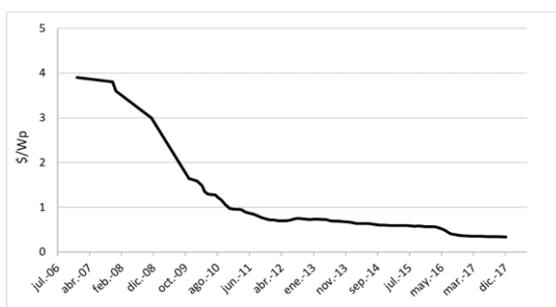


Fig. 1. Precio medio del módulo fotovoltaico desde el 2006 hasta la actualidad.

A parte del precio, otro de los argumentos esgrimidos en contra de la solar fotovoltaica ha sido que se gasta más energía en producir un módulo fotovoltaico que la que el módulo devuelve a lo largo de su vida, lo que se conoce como el retorno de energía. Recientes estudios tienen en cuenta toda la energía utilizada para la fabricación, transporte, instalación, sustitución de equipos defectuosos y desmantelamiento y la comparan con la energía devuelta por el módulo, considerando una degradación anual promedio de potencia de 0,7%. Estos datos arrojan una devolución de energía del módulo instalado de 3,4 años. Y lo que aún es más importante, la devolución en huella de carbono es de tan sólo 1 año. Teniendo en cuenta una vida de más de 30 años es fácil darse cuenta de que esta energía arroja un balance más que positivo (de Simón-Martín M. et al. 2017)

En este artículo vamos a exponer cuales han sido algunos de los desarrollos tecnológicos que han sido capaces de llevar la fotovoltaica a la situación actual y cuáles son las tecnologías que imperan hoy en día en la industria. Así, el presente documento se dividirá en cada uno de los pasos de la cadena de valor, desde la purificación del silicio metalúrgico hasta la fabricación del módulo fotovoltaico.

DESCRIPCIÓN

Purificación de silicio

La purificación del silicio metal (o grado metalúrgico) se puede llevar a cabo mediante métodos metalúrgicos o químicos. La purificación mediante procesos químicos se denomina vía indirecta y se basa en la transformación del silicio metal en otros compuestos químicos que pueden ser tratados hasta conseguir niveles de pureza muy elevados. Este tipo de procesos, en particular el proceso Siemens basado en triclorosilano, permiten la obtención de material con muy elevados niveles de pureza (hasta 99,9999999%, 9N), denominado de forma habitual polisilicio, y surgieron para cubrir la demanda de silicio de alta pureza para aplicaciones electrónicas en la década de 1950.

Ante el aumento de la demanda de silicio destinado al mercado solar, surgieron tecnologías alternativas para la producción de silicio puro, como los procesos que utilizan reactores de lecho fluidizado (FBR), que se caracterizan por un menor coste de producción, si bien las calidades obtenidas son inferiores a las de un proceso Siemens.

Más recientemente, surgieron los procesos para la obtención de silicio de calidad solar (SoG-Si) mediante técnicas metalúrgicas, denominada vía directa o física, en la que el silicio se mantiene como tal a lo largo de todo el proceso, sin combinarse con otros elementos.

Actualmente, la demanda de silicio para aplicaciones electrónicas es del orden de 30.000 Mt/año, un orden de magnitud por debajo de la demanda para aplicaciones solares. La capacidad de producción instalada de polisilicio existente actualmente está en torno a 450.000 Mt/año (Beetz, 2017).

Puede considerarse que existen actualmente cuatro soluciones tecnológicas para la producción de silicio de alta pureza: dos variaciones del proceso Siemens basado en triclorosilano, a) obtenido mediante cloración directa (DC Siemens) o b) mediante hidrocioración (HC Siemens), c) el proceso de depósito de silano en reactores de lecho fluidizado (FBR) y d) los procesos metalúrgicos para la producción de Si-UMG (*upgraded metallurgical silicon*) con calidad solar. Los costes específicos estimados para las diferentes tecnologías se muestran en la Fig. 2 (Forniés et al. 2016).

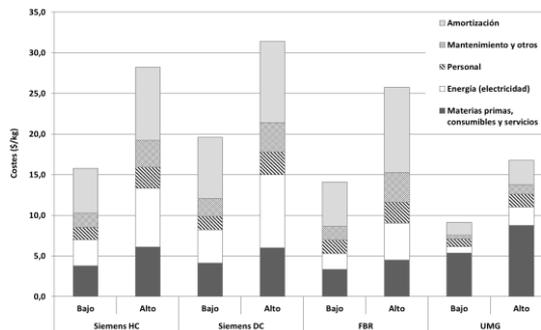


Fig. 2. Desglose de costes de producción de los distintos métodos de purificación del silicio.

Purificación indirecta. En los procesos Siemens, una vez producido y purificado hasta el nivel deseado de pureza, el triclorosilano (TCS) se mezcla con hidrógeno y se descompone en un reactor Siemens (Ceccaroli et al. 2017), generando silicio de alta pureza y gran

cantidad de tetracloruro de silicio (STC) como subproducto (en proporción 3:1 molar aproximadamente) (Eq.(1) y Eq.(2)).

Eq.1	$\text{SiHCl}_3(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g}) \rightarrow \text{Si}(\text{s}) + 3\text{HCl}(\text{g})$
Eq.2	$\text{SiHCl}_3(\text{g}) + \text{HCl}(\text{g}) \rightarrow \text{SiCl}_4(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g})$
Eq.3	$\text{SiH}_4(\text{g}) \rightarrow \text{Si}(\text{s}) + 2\text{H}_2(\text{g})$
Eq.4	$\text{Si}(\text{s}) + 3\text{HCl}(\text{g}) \rightarrow \text{SiHCl}_3(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g})$
Eq.5	$3\text{SiCl}_4(\text{g}) + \text{Si}(\text{s}) + 2\text{H}_2(\text{g}) \rightarrow 4\text{SiHCl}_3(\text{g})$
Eq.6	$\text{SiCl}_4(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g}) \rightarrow \text{SiHCl}_3(\text{g}) + \text{HCl}(\text{g})$

Fig. 3. Principales reacciones químicas aplicadas en la producción de polisilicio.

Los reactores tipo Siemens se cargan con unas varillas de pequeño diámetro de silicio ultrapuro que se calientan eléctricamente por efecto Joule. La superficie de estas varillas es donde se produce la reacción de depósito, engordando su diámetro hasta un valor máximo que depende del tamaño y geometría del reactor. Este tipo de reactores ha sido objeto de sucesivas mejoras durante la pasada década, mejorando en gran medida su productividad, pasando de capacidades de producción de 50- 70 t/año a 250-300 t/año por el aumento de tamaño que ha podido conseguirse, y su consumo energético, que durante muchos años estuvo del orden de 75 kWh/kg y actualmente se ha reducido a la mitad.

En el caso del silano, el depósito puede llevarse a cabo tanto en reactores Siemens como en reactores de lecho fluidizado, que es lo más habitual, a los que se alimentan semillas de silicio puro de pequeño tamaño sobre cuya superficie se deposita silicio de alta pureza mediante pirólisis de silano según la Eq.(3). Durante los últimos años, tras la caída del precio del polisilicio, se ha puesto un gran esfuerzo en el desarrollo industrial de las tecnologías de depósito de silicio en lecho fluidizado, sin embargo, a pesar del potencial de bajo coste de estos procesos, que pueden operarse en continuo y tienen una demanda energética muy inferior, su industrialización no ha sido por el momento suficientemente exitosa como para sustituir a los tradicionales reactores Siemens (Roselund, 2015).

Los procesos más utilizados para la producción de triclorosilano son, la cloración directa de silicio metálico y la hidrocloración de tetracloruro de silicio (SiCl_4 o STC). La primera sigue la Eq.(4) y se ha utilizado como proceso de producción de TCS desde el comienzo del desarrollo de estos procesos mientras que la hidrocloración de tetracloruro de silicio es la alternativa fundamental para la producción de triclorosilano. Como ventaja principal se encuentra la reutilización del SiCl_4 (STC), subproducto procedente del depósito de silicio (Eq.(5)). La alternativa a la recuperación del STC es el denominado proceso de conversión, que consiste en su hidrogenación a alta temperatura según la reacción descrita por la Eq.(6). Recientemente, en nuevas instalaciones, la hidrocloración ha sustituido en buena medida a la cloración directa como principal reacción para la producción de triclorosilano, ya que permite la reutilización de tetracloruro de silicio de manera simultánea a la producción de TCS a partir de silicio metal. Este ha sido el caso de los productores chinos, que a partir de 2012 adoptaron mayoritariamente esta tecnología; sin embargo, los productores tradicionales, siguen manteniendo la cloración directa como procesos de producción de triclorosilano, ya que sus desarrollos propios son mejores que otras alternativas disponibles de forma comercial.

Purificación directa. El silicio de calidad metálica (MG-Si) se obtiene por reducción carbotérmica de la sílice (SiO_2) en hornos eléctricos de arco sumergido. Su pureza está entre el 98.5% y el 99%. Este silicio contiene típicamente de 10 a 40 ppm de B, 10 a 50 ppm de P y unas 1500-2000 ppm de metales.

Desde hace unos años, el aumento en la demanda de silicio de alta pureza para la industria fotovoltaica (silicio de calidad solar, SoG-Si) ha provocado un importante esfuerzo de investigación en empresas y universidades en la búsqueda de procedimientos de purificación más baratos y menos contaminantes que el Siemens tradicional. Fruto de estos trabajos es el desarrollo de distintos procedimientos experimentales de purificación, entre los que pueden citarse la solidificación direccional, la purificación con escorias, la lixiviación ácida, los tratamientos en vacío (Souto et al., 2014) o con gases reactivos, etc. La eficiencia de cada procedimiento es variable para cada impureza o familia de impurezas, dependiendo de su naturaleza química (Fornies et al. 2016).

Desde el año 2000, el grupo Ferroglobe ha estado desarrollando un proceso integral de purificación de MG-Si por la vía metalúrgica. Esta tecnología parte de la selección y purificación de las materias primas empleadas en la producción de MG-Si, y mediante una serie de etapas sucesivas permite producir SoG-Si a escala industrial de un modo barato y eficiente, sin los problemas medioambientales asociados al proceso Siemens. Básicamente, el proceso de purificación desarrollado consta de tres etapas: La primera etapa consiste en la fusión de silicio en presencia de escorias de composición controlada con el objetivo de eliminar el B presente. Esta primera etapa se realiza en hornos de inducción. Una vez concluido el tratamiento con escorias, el silicio se cuela en moldes adecuados donde solidifica de forma controlada. En esta segunda etapa de purificación, la solidificación direccional elimina la mayor parte de las impurezas metálicas presentes en el silicio. La tercera etapa de purificación consiste en la refusión del silicio producido en la etapa 2 en hornos de alto vacío. El objetivo de la etapa 3 es la eliminación selectiva de todas las impurezas volátiles del silicio, especialmente el fósforo.

El resultado final de esta secuencia de procesos es silicio con una pureza superior al 99,9995%, con unos niveles de B y P inferiores a 0,3 ppm en peso y menos de 5 ppm de metales. El coste energético del proceso aproximadamente 1/3 del coste del Siemens. Este producto es totalmente adecuado para la industria fotovoltaica. Procesando este material con métodos convencionales en la industria (ensayos realizados con uno de los 10 mayores productores mundiales) se han fabricado células con eficiencias ponderadas de 18.15% frente al 18.30% obtenido con el polisilicio de referencia.

Con este mismo material y usando técnicas especiales de texturización se han conseguido medias de eficiencia del 19%, algo superiores al polisilicio de referencia, y se ha alcanzado un máximo de eficiencia de 19.2% (Hoffmann V. et al. 2017)

Crecimiento de silicio.

En la industria prevalecen y compiten principalmente dos tecnologías de crecimiento de silicio: La solidificación direccional para la obtención de lingotes multicristalinos (que llamaremos multi) y el crecimiento por el método Czochralski para la obtención de lingotes monocristalinos (que llamaremos mono). Tradicionalmente el crecimiento multi ha prevalecido sobre el mono a pesar de su menor potencial en eficiencia en la fabricación de células. La menor eficiencia del multi frente al mono, se debe principalmente a la presencia de las fronteras de grano, que actúan como centros de recombinación, provocando la disminución del tiempo de vida de los portadores y a la postre una menor eficiencia en célula (del Cañizo C. et al. 2016). Sin embargo, el coste de fabricación del lingote multi era significativamente menor, y por otro lado permitía la obtención de células completamente cuadradas que compensaba en potencia su menor eficiencia con respecto a las obleas mono pseudocuadradas. Esto hizo que entre el 2008 y el 2013, el 80% del mercado cristalino fuera copado por el multi (Fig. 4).

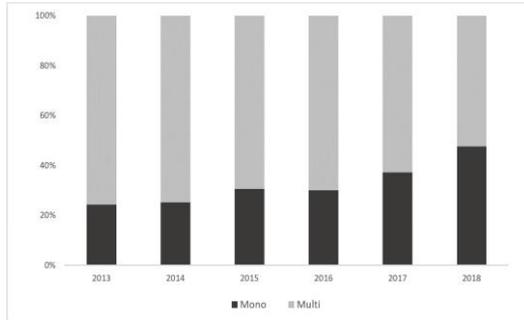


Fig. 4. Porcentaje de reparto de mercado entre mono y multi

En esta parte de la cadena de valor los avances más significativos se han producido en el crecimiento de lingotes multicristalinos, ya que el crecimiento de lingotes monocristalinos, por el método Czochralski, es esencialmente el mismo, aunque se ha aumentado la capacidad de hornos y por tanto su productividad.

El salto tecnológico más importante en lo referente al crecimiento multicristalino ha sido el crecimiento multi de alto rendimiento (HPM por sus siglas en inglés). HPM hace referencia a las propiedades finales del material crecido. Esas propiedades se caracterizan por tamaños de grano pequeños (ver Fig. 5), y consecuentemente una alta densidad de fronteras de grano. Esta estructura provoca una disminución considerable de la densidad de dislocaciones. Actualmente existen diversas técnicas que provocan la nucleación de granos de tamaño reducido tales como el enfriamiento mejorado, enfriamiento localizado, crisoles con texturizado, utilización de pequeñas semillas de polisilicio (típicamente < 5mm), recubrimiento de crisoles con una capa rugosa, etc. (Buchovska et al. 2017). El HPM ha sido capaz de conseguir un aumento tanto del tiempo de vida media de un 35% aproximadamente, como de la eficiencia absoluta de 0,6% en comparación con el multi standard. Aunque el rendimiento de lingote conseguido puede ser de hasta un 20% menor, (dependiendo de la técnica de crecimiento utilizada), la mejora en eficiencia compensa esa pérdida extra.



Fig. 5. Oblea multi HPM (izquierda) y multi convencional (derecha). El tamaño de grano de la oblea HPM es muy inferior a la convencional.

Como puede verse en la Fig. 4., a pesar de estos avances en el crecimiento multi, el mono ha ido ganando terreno en los últimos años esencialmente por dos tecnologías: la arquitectura de célula PERC y el corte con hilo de diamante, que comentaremos más adelante.

Fabricación de obleas

En cuanto al corte de obleas haremos mención a un solo desarrollo tecnológico cuya implementación en la industria ha sido muy extendida; el corte con hilo de diamante (llamado DWS por sus siglas en inglés). Este corte se basa en un hilo que contiene, embebidas, partículas de diamante sintético (DLC). Por tanto, para realizar el corte del lingote de silicio, no precisa de una suspensión abrasiva. En el caso del corte tradicional (MWSS), el corte se realiza mediante un hilo de metal que presiona sobre el lingote una suspensión abrasiva, llamada slurry, que contiene polietilenglicol (PEG) con partículas de carburo de silicio.

En el caso de mono, los costes de operación del DWS se reducen en un 44% (Rentsch et al. 2017). A esto contribuye la reducción de la pérdida de Kerf, ya que el surco dejado por el hilo de diamante es de unas 80 micras en comparación con las 120 micras del corte con slurry tradicional, lo que lleva de una productividad de 45 obleas por kg de lingote a unas 60 obleas por kg. Por otro lado, el fabricante se ahorra el tener que tratar con el carburo de silicio y el polietilenglicol como residuos. Esto ha hecho que la implementación del corte con hilo de diamante haya sido muy disruptiva, especialmente en mono, como puede verse en la Fig. 6 (ITRPV 2018).

Sin embargo, en el caso de multi, los números no resultan tan prometedores. Por un lado, el corte con hilo de diamante deja una superficie muy suave y con defectos heterogéneamente distribuidos, lo que hace que el texturizado ácido convencional para las obleas multi HF/HNO3 no sea eficiente en la obtención de una textura con baja reflectancia (Ye et al. 2017). Por otro lado, la productividad (obleas/kg cortado) es aproximadamente un 8% menor en multi que en mono para el DWS.

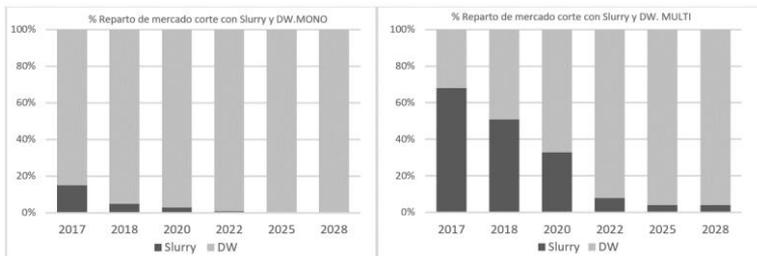


Fig. 6. Reparto de mercado del corte con hilo de diamante en el caso de mono (izq.) y multi (der.).

Fabricación de células

Según lo explicado en el apartado anterior, la tecnología PERC (o su variante bifacial PERC+), actualmente muy extendida, le está permitiendo al mono acaparar mayor cuota de mercado. La tecnología PERC, de las siglas en inglés de célula de emisor y posterior pasivados, consigue una pasivación superficial del frontal y posterior de la célula muy

efectivo, de manera que el tiempo de vida del volumen comienza a ser el agente limitante (Green, 2015). En el caso del multi, el tiempo de vida media de volumen es menor, por lo que se puede decir que el PERC no produce un aumento de eficiencia tan considerable como lo hace en el mono. En la Fig. 7 se representan las tecnologías predominantes en la industria actualmente, así como sus pasos de fabricación, aunque las células HJT tienen una presencia testimonial hoy en día.

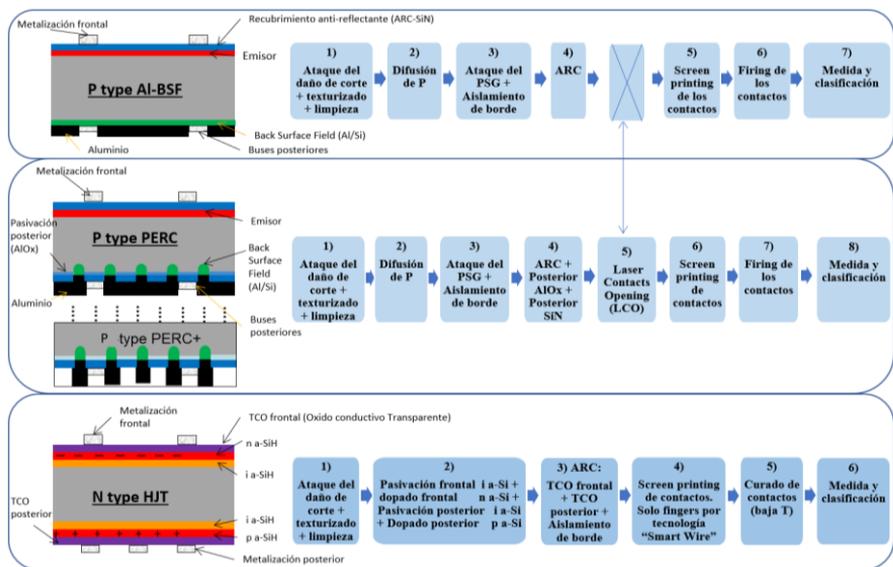


Fig. 7. Esquema de las principales arquitecturas de células que se dan hoy en día en la industria.

Sin embargo, multi está consiguiendo avances muy importantes en texturización, como es el caso de nano-texturización o “black silicon” (Liu et al. 2014). Técnicas como el ataque de iones reactivos (RIE) (Liu et al. 2014; Shim et al. 2012) o el ataque químico catalizado por partículas metálicas (MCCE) están consiguiendo una nano-texturización de la superficie de obleas multi que lleva a eficiencias de hasta 19.3% (Wang et al. 2017). Esto, unido a técnicas como el atrapamiento del P (phosphorous gettering) (Peral et al. 2014; Pasanen et al. 2018) o la hidrogenación (Hallam et al. 2015) y la flexibilidad del multicristalino para aceptar materiales de menor calidad como el UMG puede frenar e incluso invertir la tendencia de la Fig.4.

Otros de los avances importantes ha sido la mejora de la impresión de los contactos de plata. Técnicas de impresión como el Print On Print, Dual printing o Stencil Print han contribuido al ahorro de la cantidad de plata utilizada, así como a la disminución del sombreado de la célula solar mediante el aumento de la relación de aspecto de los contactos (Bottosso et al. 2012).

Fabricación de módulos

De entre las numerosas innovaciones cabe destacar aquellas destinadas a aumentar la potencia de salida de los módulos para ello reduciendo las pérdidas eléctricas (Forniés y Silva, 2015). Entre las más importantes están las que consisten en reducir la resistencia serie para ello aumentando la sección de contacto eléctrico, y esto se consigue aumentando el número de buses colectores por célula. En la actualidad la mayoría de las células de alta eficiencia cuentan con 4 colectores, e incluso con 5 y hasta 6 colectores. En este mismo campo de innovación se encuentra la tecnología más sofisticada de colector-múltiple (multi-busbar), (Papet et al. 2015), que no solo se centra en el aumento de eficiencia del módulo por la reducción de la resistencia serie, sino que además consigue disminuir los costes de fabricación al reducir considerablemente la cantidad de pasta de plata utilizada en los colectores de las células. Debido a la sensibilidad de las células de heterounión al choque térmico, estas no pueden ser soldadas en un proceso convencional, por tanto, la tecnología de colector múltiple es la utilizada para el ensamblaje de dichas células. Sin embargo, no ha conseguido implantarse de momento en la industria de manera significativa.

Una tecnología que consigue mejorar la eficiencia del módulo de manera muy simple, y cada vez con más peso, es la de utilización de medias células. Los beneficios que se consiguen son reducir la pérdida de potencia al reducir a la mitad la corriente de las células (Schneider et al. 2014), además está demostrado que se mejora el coeficiente térmico del módulo, así como su durabilidad.

Cabe destacar el desarrollo de materiales encapsulantes más transparentes (máxima transmisión óptica en el rango de longitudes de onda de la célula fotovoltaica), de mayor resistividad para reducir el riesgo de posible degradación inducida de potencia (efecto PID), que no cambian de color (amarilleando) o degradan debido a la acción de la radiación UV o a reacciones electroquímicas, de alta estabilidad térmica, así como mayor flexibilidad para reducir el estrés mecánico en las células, etc. En este sentido, la poliolefina termoplástica ha conseguido resultados prometedores para poder hacerse un hueco en un mercado dominado por el EVA (López Escalante et al. 2016).

No hay que olvidar tampoco las innovaciones que se están produciendo en las cajas de conexiones, especialmente para adaptarlas a instalaciones de 1500 VCC. También se ha favorecido la disipación de calor de su interior durante los periodos de activación de los diodos de protección, así como una mejor hermeticidad para evitar la entrada de agua o humedad y por tanto la degradación de los componentes activos de su interior. La mencionada disipación también se ha favorecido mediante la utilización de diodos adecuados, tipo SMD, capaces de una mejor disipación de calor y admitir un flujo de corriente mayor a través de su unión p-n,

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Las distintas tecnologías implicadas en cada una de las etapas de cadena de valor fotovoltaica, desde la purificación inicial de silicio hasta los más modernos avances en la arquitectura de las células, explican el fuerte desarrollo experimentado por la industria fotovoltaica en los últimos años y su espectacular bajada de precios. En este artículo se han enumerado y explicado los avances ampliamente instaurados en la industria que han contribuido a llevar el precio del módulo hasta los niveles actuales. Existen multitud de avances y desarrollos científicos que no han sido mencionados debido a que, aunque pueden ser prometedores, no han sido implementados aún en la industria.

Por otro lado, los autores han introducido sus investigaciones actuales en el campo de la purificación de silicio por la vía directa. Los resultados en célula de la implantación de estas nuevas tecnologías son muy positivos en términos de eficiencia, y contribuirán a reducir aún más el coste de producción del módulo fotovoltaico cristalino.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

Beetz, Becky. "Solar PV 2018: Installs of 111 GW, a polysilicon factory boom and \$0.30/W for modules" <https://www.pv-magazine.com/2017/12/01/solar-pv-2018-installs-of-111-gw-a-polysilicon-factory-boom-and-0-30w-for-modules-2/>

Bottozzo C., Martire M., Galiazzo M. (2012). Fine line metallization through screen and stencil print. *27th EU PVSEC*. Frankfurt. Germany.

Buchovska I., Liaskovskiy O., Vlasenko T., Beringov S., Kiessling F. M. (2017). Different nucleation approaches for production of high performance multi-crystalline silicon ingots and solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 159, 128-135.

Ceccaroli, B., Øvrelid, E., Pizzini, S. (2017). Solar Silicon Processes Technologies, Challenges, and Opportunities. CRC Press Taylor & Francis group

del Cañizo C., Binetti S., Buonassisi T. (2016) Purity requirements for silicon in photovoltaic applications. *Solar silicon processes. Technologies, Challenges and Opportunities*, Ceccaroli B., Øvrelid E., Pizzini S. (eds), pp 23-25. CRC Press

de Simón-Martín M., Díez-Mediavilla M., Alonso-Tristán C. (2018). Real energy payback time and carbón footprint of a GCPVS. *AIMS Energy* 5(1), 77-95.

Forniés E., Méndez L., Tojeiro M. (2016). Polysilicon vs. Upgraded Metallurgical Grade silicon (UMG-Si): Technology, quality and costs. *Photovoltaics International* 31, 29-38.

Forniés E., Silva J. P. (2015). Cell-to-module losses in standard crystalline PV modules – An industrial approach. *Photovoltaics International* 29, 91-100.

Green M. A. (2015). The passivated emitter and rear cell (PERC): From conception to mass production. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 143, 190-197.

Hallam B. J., Hamer P. G., Wang S., Song L., Nampalli N., Abbott M. D., Chan C. E., Lu D., Wenham A. M., Mai L., Borojevic N., Li A., Chen D., Kim M. Y., Azmi A., Wenham S. (2015). Advanced hydrogenation of dislocations clusters and boron-oxygen defects in silicon solar cells. *Energy Procedia* 77, 799-809.

Hoffmann V., Zhou S., Míguez J. M., Su X. (2017). Enhancing performance of upgraded metallurgical grade silicon solar cells nano-textured by using metal catalyzed chemical etching. *32nd EU PVSEC*. Amsterdam. Netherlands

International technology roadmap for photovoltaic. Results 2017. (2018) 9th Edition

- Liu X., Coxon P. R., Peters M., Hoex B., Cole J. M., Fray D. J. (2014). Black silicon: fabrication methods, properties and solar energy applications. *Energy & environment Science* 7, 3223-3263.
- López Escalante M. C., Caballero L. J., Martín F., Gabás M., Cuevas A., Barrado J. R. (2016). Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 144, 691-699.
- Papet P., Andreetta L., Lachenal D., Wahli G., Meixenberger J., Legradic B., Frammelsberger W., Bätzner D., Strahm B., Yao Y., Söderström T. (2015). New cell metallization patterns for heterojunction solar cells interconnected by the Smart Wire Connection Technology. *Energy Procedia* 67, 203-209.
- Pasanen T. P., Laine H. S., Vähänissi V., Schön J., Savin H. (2018). Black silicon significantly enhances phosphorous diffusion gettering. *Scientific Reports. Nature*. In press.
- Peral A., Míguez J. M., Ordás R., del Cañido C. (2014). Lifetime improvement after phosphorous diffusion gettering on upgraded metallurgical grade silicon. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130, 686-689.
- pVXchange. (2008). Snapshot of spot market for PV modules – quarterly report Q2 2008. *Photovoltaics International* 1, 105-107.
- Rentsch J., Kafle B., Hofmann M., Krieg K., Zimmer M. (2017). Texture etching technologies for diamond-wire-sawn mc-Si solar cells. *Photovoltaics International* 38, 56-66.
- Roselund, C. (2015) The slow grind of FBR polysilicon, *PV Magazine*, vol. 09, pp. 88–91
- Schneider J., Schoenfelder S., Dietrich S., Turek M. (2014). Solar module with half size solar cells. 29th EU PVSEC. Amsterdam. Netherlands.
- Shahan Z. Solar panel prices continue falling quicker than expected. Feb 2018. *Cleantechnia*
- Shim J. M., Lee H. W., Chou K. Y., Lee E. J., Kim J. S., Kong J. H., Jo S. J., Lee H. S. (2012). Industrial 6 inch multicrystalline silicon solar cells fabricated using reactive ion etching with efficiency exceeding 18%. *Japanese Journal of Applied Physics* 10NA14, 1-4.
- Souto A., Bullón J., Ordás R., Míguez J. M. (2014). Industrial scale vacuum application in the FerroSolar project. *Silicon for the Chemical and Solar Industry XII*, pp 67-76. Trondheim. Norway
- Wang X., Zou S., Xing G. (2017). 19.31%-efficient multicrystalline silicon solar cells using MCCE black silicon technology. *Photovoltaics International* 35, 67-72.
- Ye Q., Dong J., Yang Y., Wang W., Sheng J., Zhang C., Huang Q., Shu H. (2017). Multi-crystalline diamond wafer sawn wafers textured by metal catalyzed chemical etching. 32nd EU PVSEC. Amsterdam. Netherlands

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

SISTEMA DE INSPECCIÓN DE ALTA EFICIENCIA DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS BASADO EN MEDIDAS DE ELECTROLUMINISCENCIA

Guada M.*, Moretón A.*, Rodríguez S.*, Sánchez L.A.*, González M.A.*, Martínez O.*, Jiménez J.*, Pérez L.*, Martínez M.***, Flórez J.A.***, Álvarez E.***, Parra V.***, Velasco A.****

*GdS-Optronlab Group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Univ. de Valladolid Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011 Valladolid, Spain (mrebollo@eii.uva.es)

**Enertis Solar, SL. Av. Bruselas 31, 1st floor, 28108 Alcobendas, Madrid, Spain

RESUMEN

La Electroluminiscencia (EL) es una técnica de inspección cada vez más utilizada en plantas fotovoltaicas como parte de los controles de calidad incluidos en los MSA (Module Supply Agreement) de los proyectos. El grupo GdS-Optronlab, en colaboración con Enertis Solar, ha puesto a punto una técnica para la realización de medidas de EL en plantas fotovoltaicas capaz de ser llevada a cabo durante las 24 horas del día y bajo cualquier tipo de irradiancia solar usando una cámara de InGaAs. El dispositivo permite además, realizar medidas de fotoluminiscencia (PL) en condiciones de alta irradiancia, utilizando como fuente de excitación la propia luz del sol. Además, en condiciones de baja luminosidad (el crepúsculo o la noche) se puede visualizar en modo video la emisión de luminiscencia de la célula polarizada.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Electroluminiscencia diurna, cámara InGaAs

ABSTRACT

Electroluminescence (EL) is an inspection technique increasingly used in photovoltaic plants as a part of the quality controls included in the MSA (Module Supply Agreement) of projects. The GdS-Optronlab group, in collaboration with Enertis Solar, has developed a technique to do EL measurements in PV plants under any conditions of solar irradiance, based on an InGaAs camera. The device also allows measurements of photoluminescence (PL) and, in low light conditions, the luminescence emission of the polarized cell can be visualized in video mode.

KEYWORDS: Solar Energy, Daylight Electroluminescence, InGaAs, camera

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica (FV) ha alcanzado un alto grado de madurez, que le permite competir con el resto de las fuentes de energía, tanto renovable como no renovable. En muchos países su coste es inferior a 10 c€/kWh, con expectativas de situarse por debajo de 4 c€/kWh en 2030, lo que la convertirá en el sector energético más competitivo a partir posiblemente de la segunda mitad de este siglo. Con crecimientos anuales de potencia instalada cercanos al 50%, en 2016 el incremento fue de casi 80 GW, es decir más de 31.000 paneles solares producidos por hora, habiendo alcanzado una potencia instalada en 2017 de 400 GW. La tendencia de los últimos años se dirige a la construcción de plantas, cada vez mayores, superando los 100 MW, lo que representa grandes inversiones en su construcción (Weber, 2017; Jäger-Waldau, 2017).

En este momento, el precio de los módulos fotovoltaicos, gastos financieros excluidos, representa algo menos del 50% del coste total de la instalación. Esta situación hace que aparezcan en el mercado nuevos tipos de módulos con cambios sustanciales en su proceso de fabricación, incrementándose los riesgos e incertidumbres sobre la operación de las instalaciones. Por otra parte, el montaje de los módulos en planta suele ser un procedimiento manual no siempre bien llevado a cabo, lo que conlleva la posibilidad de daños desde la puesta en marcha. Además, a pesar de la madurez de la tecnología de Si, y que los módulos se fabriquen para trabajar en torno a 25-30 años, la experiencia demuestra que a partir de 10 años e incluso antes, el 2% de los módulos comienzan a fallar (Köntges, 2014; Jordan, 2017). Por ello, para asegurar la rentabilidad de una planta, es imprescindible un adecuado control de calidad que permita minimizar los riesgos asociados y en consecuencia maximizar la energía producida.

En la actualidad los mecanismos de control de calidad más empleados en plantas fotovoltaicas son el análisis de la curva I-V, la termografía y la Electroluminiscencia en condiciones de oscuridad. Los dos primeros métodos están muy desarrollados, pero presentan limitaciones en cuanto a la información de fallo que reportan de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, las medidas de electroluminiscencia en plantas solares empiezan a ser un método complementario esencial ya que éstas arrojan una gran cantidad de información sobre los distintos defectos que se pueden encontrar en los módulos.

ELECTROLUMINISCENCIA DIURNA

La creciente demanda de medidas de EL en la inspección de plantas fotovoltaicas como parte de los controles de calidad hace necesaria una optimización de los sistemas y equipos empleados para realizar las medidas. Tradicionalmente las medidas de EL se han realizado mediante cámaras con sensores de Si. Estos sensores presentan una eficiencia cuántica muy reducida en la zona del espectro de emisión del Si, como muestra la Fig. 1, necesitando de largos tiempos de exposición y condiciones muy bajas de ruido (oscuridad) para obtener imágenes de EL de suficiente calidad. Por esta razón, tradicionalmente las medidas de EL en plantas fotovoltaicas se han llevado a cabo por la noche, o por medio de habitáculos donde fuese posible conseguir condiciones de oscuridad, ya que durante el día sería imposible discriminar la luz solar de la luminiscencia emitida por los módulos fotovoltaicos. En estas condiciones, el número de módulos revisados no podía ser muy grande sin multiplicar los costes de la inspección. Obviamente esto limita la eficacia de las inspecciones, especialmente en grandes plantas fotovoltaicas.

Se hace evidente que la optimización del proceso de medida de EL en las plantas fotovoltaicas pasa por emplear cámaras con sensores de mejores eficiencias cuánticas en la región del espectro de emisión del Si.

Este es el caso de las cámaras de InGaAs que, en comparación con las de Si, presentan una mayor eficiencia cuántica y una menor corriente de oscuridad para un sensor de igual área, lo que las hace óptimas para su uso en medidas de EL, Fig.2. Hasta hace poco, el elevado precio de estas cámaras restringía su uso a ciertos sectores como el militar; sin embargo, su empleo en otras aplicaciones de visión industrial las ha abaratado y ha hecho posible su uso en otros sectores como el de la inspección mediante EL de plantas fotovoltaicas de Si.

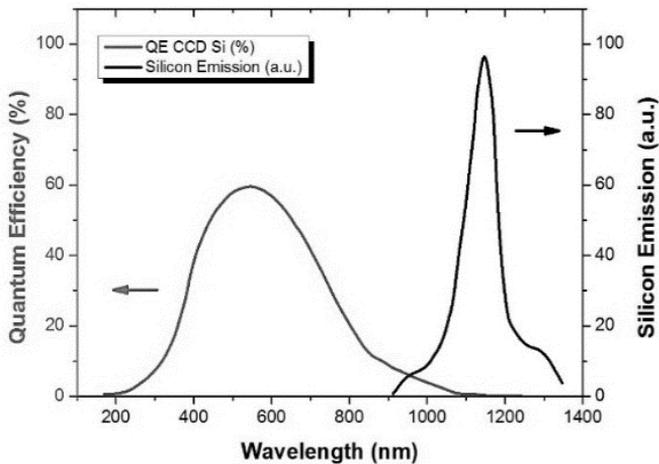


Fig. 1. Espectro de emisión del Si y eficiencia cuántica de una cámara con sensor de Si.

Pese a la mejora de las prestaciones que presentan las cámaras de InGaAs frente a las de Si, ésta no es suficiente para poder detectar la EL emitida por un módulo fotovoltaico a plena luz del día. Se hace necesario la inclusión de dos elementos más: un filtro óptico adecuado y un procedimiento de captura especial para separar la EL de la luz solar.

El grupo GdS-Optronlab, en colaboración con la empresa Enertis Solar, ha unificado todos los elementos necesarios en el desarrollo de una técnica para la realización de medidas de EL en plantas fotovoltaicas durante las 24 horas del día y bajo cualquier tipo de irradiancia solar (Martínez 2017). El dispositivo permite, además, realizar medidas de fotoluminiscencia (PL) en condiciones de alta irradiancia, utilizando como fuente de excitación la propia luz del sol. Además, en condiciones de baja luminosidad (el crepúsculo o la noche) se puede visualizar en modo video (tiempo real) la emisión de luminiscencia de la célula polarizada.

PROTOTIPO DE MEDIDA

El prototipo desarrollado permite realizar tres tipos de medidas sobre módulos fotovoltaicos: medidas de EL diurnas, medidas de EL nocturnas en formato video y medidas de fotoluminiscencia diurna. Además, permite la realización de medidas tradicionales de EL nocturna.

Para realizar medidas de EL diurna son necesarios varios elementos básicos: una fuente de polarización de los módulos, una cámara InGaAs y un sistema de control centralizado.

Cámara de InGaAs

La cámara de InGaAs utilizada tiene una resolución de 640x512 píxeles. Esta resolución permite caracterizar un módulo completo con gran nivel de detalle e identificar los distintos tipos de defectos que pueden presentarse. Además, se ha incorporado un objetivo especial para imágenes SWIR y un filtro óptico. El filtro óptico es un filtro pasa-banda centrado en la zona de emisión del Si, y que bloquea el resto del espectro, Fig. 2.

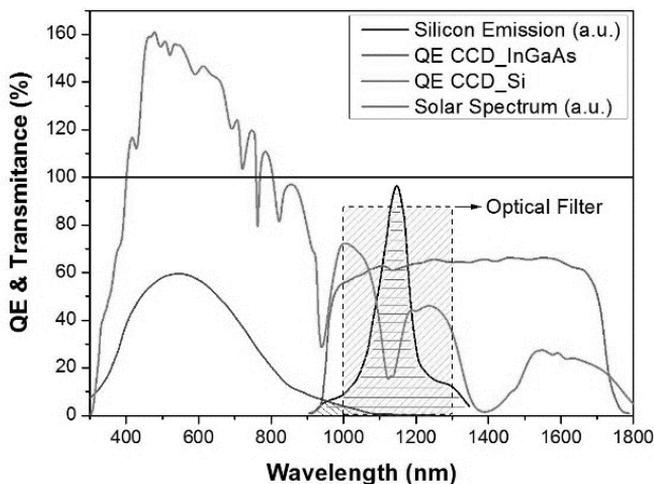


Fig. 2. Eficiencia cuántica de una cámara de InGaAs y de una cámara de Si. Se muestra también el espectro solar, el espectro de emisión del silicio y la región espectral de corte del filtro óptico.

Este tipo de cámaras no tienen batería propia y necesitan estar conectadas a un ordenador, lo que dificulta su uso en el exterior. Por ello el prototipo incluye ciertas modificaciones que optimizan el proceso de medida. Para ello se ha incluido un sistema de baterías que permiten a la cámara funcionar de forma ininterrumpida durante 10 horas sin conexión a la red eléctrica y se ha implementado un sistema de control inalámbrico.

Sistema de alimentación de los módulos solares

Para que un módulo fotovoltaico emita EL, es necesario polarizarlo en directa mediante una fuente de tensión capaz de alcanzar sus valores nominales de tensión y corriente, que serán los valores de referencia para realizar las medidas.

La operativa habitual en estas medidas consiste en conectar los módulos individualmente a la fuente de tensión. Esto hace más lento el proceso disminuyendo la ratio de módulos medidos por hora y haciendo ineficiente el proceso de medida. Para mejorarlo se pueden utilizar fuentes de mayor potencia capaces de alimentar simultáneamente varios módulos.

Sin embargo, esta opción además de encarecer el sistema añade las dificultades técnicas y de seguridad propias de trabajar con altas potencias eléctricas. Por ello se ha diseñado un sistema que utiliza una fuente de alimentación de baja potencia unida a un switch inalámbrico con el que se selecciona el módulo al que se inyectará corriente, quedando el resto de los módulos sin polarizar, Fig.3.

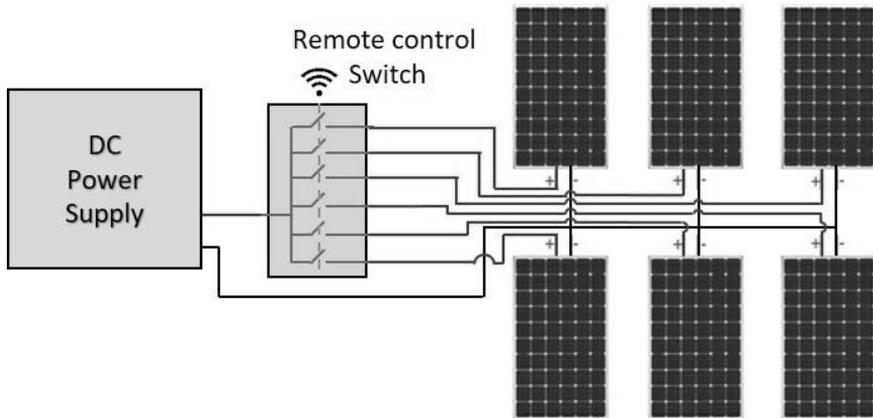


Fig. 3. Esquema de la conexión del sistema de alimentación a los módulos fotovoltaicos.

Sistema de control centralizado

A pesar del elevado ruido debido a la luz diurna, el prototipo es capaz de realizar medidas de EL durante las 24 horas del día. Para conseguirlo, el grupo GdS-Optronlab ha implementado un algoritmo de captura y procesamiento de imágenes original, capaz de filtrar el ruido. El programa permite además realizar medidas de EL nocturna en modo video y de PL diurna. Para estos últimos tipos de medidas se requiere una configuración de la cámara de InGaAs distinta en cada caso, así como del sistema de alimentación de módulos.

Por otra parte, el software centraliza en un único dispositivo el control de todos los sistemas implicados y de los tipos de medidas. La configuración desarrollada permite realizar este control desde cualquier dispositivo con acceso a red Wi-Fi (Tablet, Smartphone, Laptop, etc.). Todo el software ha sido programado en el entorno de desarrollo LabVIEW.

RESULTADOS

El prototipo permite trabajar en condiciones de alta luminosidad, y por tanto con una relación señal/ruido muy desfavorable. Aún en las condiciones más desfavorables, es capaz de adquirir una imagen de EL en un tiempo inferior a 10 s.

La versatilidad del prototipo en cuanto al tipo de medidas que puede realizar (EL diurna, PL diurna y EL nocturna en modo video) garantiza la posibilidad de realizar ensayos durante las 24 horas del día. Además, debido al bajo tiempo que se emplea en la medida y gracias al sistema de alimentación multi-módulo se alcanza una ratio de módulos medidos por hora más elevada que con las técnicas de medida presentes actualmente en el mercado.

En la Fig. 4 se muestran los resultados de medidas de EL diurna obtenidos sobre unos módulos fotovoltaicos instalados en la azotea de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid. Estas medidas se realizaron bajo 650 W/m^2 de irradiancia solar. Se puede apreciar como en las medidas en las que solo se visualiza un módulo se alcanza un alto nivel de detalle en la caracterización de defectos.

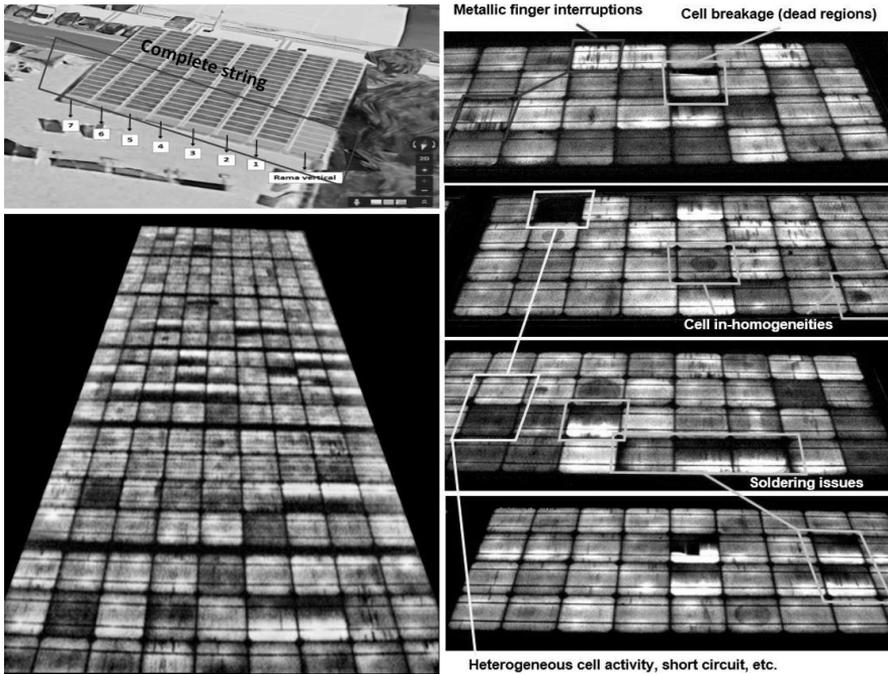


Fig. 4. Medidas de EL sobre módulos fotovoltaicos instalados en la azotea de la Escuela de Ingenieros Industriales de la Universidad de Valladolid.

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Se ha diseñado, desarrollado y prototipado un sistema de caracterización de módulos fotovoltaicos mediante técnicas de electroluminiscencia diurna, fotoluminiscencia diurna y electroluminiscencia nocturna en modo video. El sistema desarrollado, es capaz de realizar medidas de inspección de módulos fotovoltaicos 24 horas al día, 365 días al año, de forma independiente de la radiación solar.

Actualmente se continúa trabajando en el diseño del dispositivo para hacerle aún más eficiente y aumentar la ratio de paneles/hora inspeccionados. Además, se está estudiando como relacionar los resultados obtenidos con otras técnicas de inspección habituales como la termografía y curva I-V, para conseguir una información más precisa sobre el estado real de las plantas inspeccionadas.

REFERENCIAS

- Breitenstein O., Bauer J., Bothe K., Hinken D., Müller J., Kwapil W., Schubert M.C., Warta W. (2011). Can Luminescence Imaging Replace Lock-in Thermography on Solar Cells? *IEEE J. of Photovoltaics*, pp. 159-157.
- Jäger-Waldau A., PV Status Report 2017, EUR 28817 EN. (2017). Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN 978-92-79-74071-8, doi:10.2760/452611, JRC108105
- Jordan D.C., Silverman T.J., Wohlgemuth J.H., Kurtz S.R., and VanSant K. T. (2017) Photovoltaic failure and degradation modes, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 25, no. 4, pp. 318–326.
- Köntges M., Kurtz S., Packard C. E., Jahn U., Berger K., Kato K., Friesen T., Liu H. and Van Iseghem M. (2014) *Review of Failures of Photovoltaic Modules*.
- Martínez O., Guada M., Moretón A., Rodríguez-Conde S., González M.A., Jiménez J., Pérez J., Martínez M., Flórez J.A., Domínguez F., Velasco A., Pérez L., Parra V. (2017) Implementation of a friendly daylight electroluminescence system for the inspection of solar PV panels. *Proceedings of the 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam.
- Weber E. R. (2017). Photovoltaics Moving into the Terawatt Age, *Proc SPIE, Next Generation Technologies for Solar Energy Conversion VIII*, San Diego. DOI: 10.1117/12.2277978.
- PVPS. I. (2017). *Snapshot of Global Photovoltaic Markets*, Report IEA PVPS T1-31, pp. 1–16.

INFLUENCIA DE LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA PREDICCIÓN DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN PLANTAS DE CONCENTRACIÓN

Martín-Chivelet N.^{*d}, Chenlo F.*, De la Cruz M.*, Ramírez L., Blanc P.*****

* Unidad de Fotovoltaica, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid 28034, España.
nuria.martin@ciemat.es.

**Unidad de Radiación Solar, CIEMAT, Avda. Complutense 40, Madrid 28034, España.

***MINES ParisTech, PSL Research University, CS 10207 – 06904 Sophia Antipolis
CEDEX, France. philippe.blanc@mines-paristech.fr

RESUMEN

Este trabajo analiza la influencia de la predicción de la distribución espacial de la irradiancia solar normal directa (G_b) en la precisión de la estimación de la producción diaria de una planta fotovoltaica de concentración (CFV). Para ello se han utilizado los mapas de G_b de alta resolución espacial y temporal generados en el marco del proyecto europeo DNICast, y se han comparado las estimaciones con las realizadas con un solo valor de irradiancia por planta y por paso temporal. Gracias a la resolución espacial considerada, se pueden evitar errores de predicción de la producción eléctrica diaria de entre (-8%) y (+13%), según el tipo de día considerado y la configuración eléctrica de la planta.

PALABRAS CLAVE: Predicción de Radiación Solar, Irradiancia Normal Directa, Fotovoltaica de Concentración (CFV), Módulos Fotovoltaicos de Concentración.

ABSTRACT

This paper analyzes the influence of spatially distributed direct normal irradiance (DNI) forecasting in the accuracy of the estimation of the daily production of a concentration photovoltaic plant (CPV). The DNI maps with high spatial and temporal resolution generated in the framework of the European project DNICast have been used, and estimations have been compared with those made with one single DNI value per plant and time step. The spatial resolution considered avoids estimation errors in the daily electricity production between (- 8%) and (+ 13%), depending on the type of day and the electric configuration of the plant.

KEYWORDS: Solar radiation forecasting, Direct Normal Irradiance (DNI), Concentration Photovoltaics (CPV), Concentration Photovoltaic Modules.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha avanzado significativamente en la metodología de predicción de la irradiancia solar directa (G_b) basada en medidas de campo, cámaras de cielo e imágenes de satélite, en combinación con modelos numéricos de predicción meteorológica. En el reciente proyecto europeo DNICast (Direct Normal Irradiance Nowcasting Methods for Operation of Concentrating Solar Technologies) (“DNICast-project,” 2015) se han desarrollado métodos de predicción de series temporales de mapas de G_b con alta resolución espacial y temporal, con el fin de mejorar las predicciones a corto plazo de la producción de las plantas solares de concentración, tanto térmicas como fotovoltaicas.

En los sistemas fotovoltaicos la irradiancia solar es el parámetro meteorológico más determinante de la producción eléctrica, aunque participan también otros factores ambientales, como la temperatura ambiente o la velocidad del viento. Existen distintos modelos matemáticos de la potencia fotovoltaica de los módulos fotovoltaicos de concentración (CFV) que permiten estimar la producción de las plantas CFV y optimizar su diseño. Puede encontrarse un buen resumen y análisis de los modelos y programas en el libro de Algora y Rey-Stolle (Algora and Rey-Stolle, 2016). El modelo semiempírico considerado en este artículo se ha validado experimentalmente con módulos CFV con óptica de refracción y de reflexión (Chenlo and Martín, 2017). Tiene en cuenta la variación de la eficiencia de conversión con el nivel de concentración de la irradiancia solar y con la temperatura, y expresa la potencia de un módulo CFV en función de los parámetros ambientales de irradiancia solar directa, temperatura ambiente y velocidad del viento.

Este trabajo analiza la influencia que puede tener disponer de la distribución espacial de la irradiancia solar directa en la precisión de la estimación de la producción de una planta CFV. Para ello se han utilizado los mapas de G_b de alta resolución espacial y temporal, generados en el marco del proyecto DNICast. Se ha analizado la evolución espacial diaria de los valores de G_b distribuidos en una superficie de área 2 km x 2 km, con píxeles de 20 m x 20 m, y con un paso temporal de 1 min. Tras revisar ejemplos representativos de plantas CFV, se ha centrado el estudio en una planta genérica con las mismas dimensiones de los mapas de G_b , con un panel fotovoltaico de concentración con seguidor de doble eje situado en el centro de cada píxel. Se consideran distintos tipos de configuraciones eléctricas: concentradores individuales (1 inversor cc/ca por panel) o asociados en subcampos de diferentes tamaños (10 o 50 paneles asociados con cada inversor).

METODOLOGÍA

Expresión del modelo de la potencia del módulo CFV

El modelo general para el cálculo de la potencia máxima generada por un módulo CFV puede escribirse como:

$$P_m = \eta_{cel} \cdot A_m \cdot G_b \cdot \eta_{opt} \cdot PR \quad (1)$$

donde la eficiencia de la célula fotovoltaica η_{cel} es función de la irradiancia solar directa G_b (o del factor de concentración X), la resistencia serie y la temperatura de operación de la célula T_c . Esta temperatura es función de la irradiancia solar directa, el factor de

concentración eficaz, la eficiencia de la célula y la temperatura del disipador. A su vez, la temperatura del disipador depende de su diseño y materiales de fabricación, y de las características del aire (temperatura, velocidad y dirección del viento). Por otro lado, la eficiencia óptica del sistema de concentración η_{opt} es función de la geometría del concentrador y de las características ópticas de los materiales que lo componen.

El factor PR representa el rendimiento de la planta, y tiene un valor típico entre 75% y 85%. Puede calcularse de una forma más precisa si se conoce la dependencia de la eficiencia de la célula con la temperatura y el factor de concentración. El resultado para un panel CFV es la Ec. (2), en la que los parámetros A , B y d se pueden ajustar experimentalmente para cada tecnología, PR_s es un rendimiento simplificado que no tiene en cuenta las pérdidas por temperatura (se consideran en un factor aparte que depende del coeficiente térmico γ), N_{ms} es el número de módulos conectados en serie en el panel, y N_{mp} el número de módulos conectados en paralelo. El subíndice CSTC indica condiciones estándar de medida para concentración: G_b de 1000 W/m², temperatura de célula de 25 °C y distribución espectral de la irradiancia AM1.5d (CENELEC, 2014).

$$P = P_{m,CSTC} \cdot (G_b/G_{CSTC}) N_{ms} N_{mp} [A + B \cdot \ln(X) - R_s \cdot X^d] \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - 25)] PR_s \quad (2)$$

Los mapas de irradiancia

Los mapas de irradiancia con los que se ha trabajado son secuencias temporales de imágenes en dos dimensiones de la irradiancia normal directa, resultando un archivo binario por día y horizonte temporal de predicción. La resolución espacial de los mapas es de 10 metros y la frecuencia temporal de 1 minuto. La información se ha facilitado en el formato común de datos NetCDF (“Network Common Data Form,” n.d.). Los píxeles de la imagen se localizan con un sistema de coordenadas centrado en el punto geográfico (37.0939° N, -2.3590° E, 500,0 m) situado en la Plataforma Solar de Almería (PSA). La Fig. 1 muestra un ejemplo de mapa de distribución de irradiancia G_b .

Casos de estudio

Se han examinado los datos disponibles de mediciones de G_b realizadas en la PSA durante los años 2014 y 2015, con el fin de descartar los días en los que no hubiera variabilidad temporal de la irradiancia solar. El motivo es que en los días de sol despejado todos los píxeles de la superficie estudiada reciben una irradiancia parecida, con lo que los mapas de distribución espacial aportan muy poco a la mejora de la precisión de la estimación de la energía fotovoltaica. En los días totalmente cubiertos, al no haber irradiancia directa, los concentradores no generan electricidad y no procede tampoco el estudio. En cambio, sí es de interés analizar qué ocurre en los días con alternancia de nubes y claros. Se han seleccionado diferentes días de primavera/verano/otoño, con variabilidad temporal en diferentes momentos del día y se ha analizado su variabilidad espacial mediante los mapas de G_b . Véase la Fig. 2.

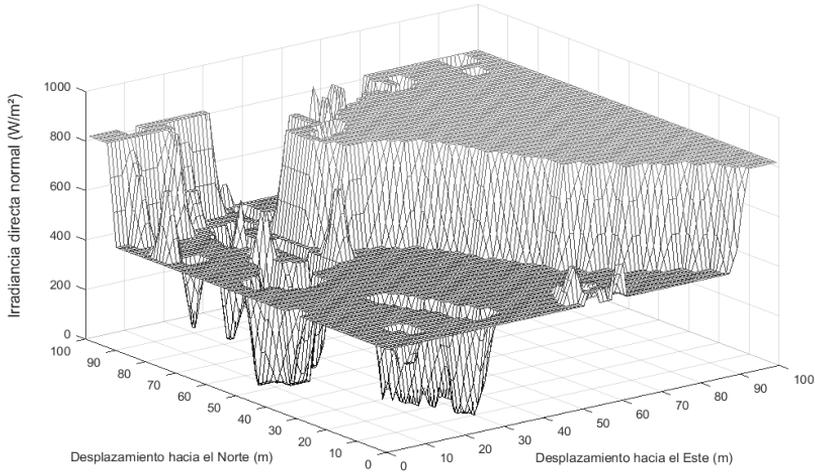


Fig. 1. Ejemplo de mapa de la distribución de la irradiancia directa normal G_b en la superficie considerada de 2 km x 2 km.

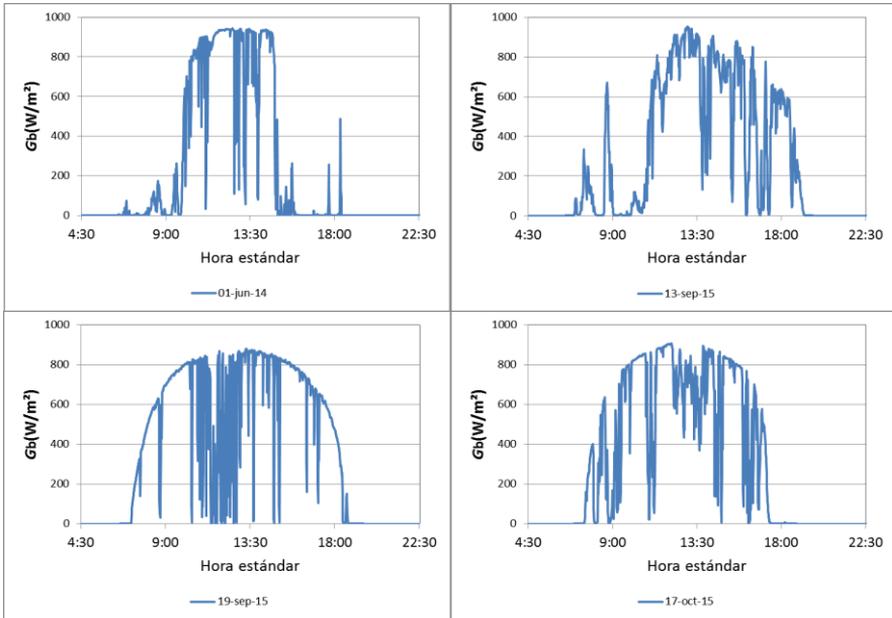


Fig. 2. Evolución diaria de G_b en distintos días con transitorios de nubes. Medidas realizadas con un pirheliómetro en la Plataforma Solar de Almería.

Por otro lado, se han considerado tres diseños diferentes de planta fotovoltaica, todos ellos con 1000 paneles CFV con seguimiento en dos ejes, uno en cada píxel de 20 m x 20 m del mapa. El tipo 1 considera que cada panel está conectado a un inversor cc/ca, el tipo 2 que hay 100 asociaciones de 10 paneles contiguos conectados en serie a cada inversor, y el tipo 3 supone 20 asociaciones de 50 paneles contiguos conectados en serie a cada inversor.

Disponer del valor de la irradiancia en cada panel cada minuto permite realizar los cálculos de la estimación de la producción fotovoltaica diaria de forma precisa, gracias a la expresión del modelo de la potencia (Ec. 2), en la que se ha ignorado el efecto de la variación espacial de la temperatura y el viento, por no incluir los mapas esta información con resolución espacial. En cualquier caso, la variación de estos dos factores suponen efectos de segundo orden en la potencia calculada, en comparación con el que ejerce G_b . Tampoco se han considerado las pérdidas por sombreado.

Se han realizado los cálculos para los distintos días elegidos y para cada tipo de configuración, y se han comparado los resultados con los que se obtendrían con un solo valor de irradiancia para toda la planta cada minuto, asumiendo las simplificaciones indicadas en los siguientes casos:

- a) El valor de G_b es el valor promedio en la superficie en cada instante.
- b) El valor de G_b es el medido en el punto de la planta que recibe menos irradiación directa diaria durante ese día.
- c) El valor de G_b es el medido en el punto de la planta que recibe más irradiación directa diaria.

El error en la predicción de la energía fotovoltaica generada cada día en cada uno de los tres casos anteriores se calcula en relación a la predicción realizada con los mapas de G_b . Por ejemplo para el caso a), el error relativo cometido es:

$$Err(E_{CFV})\% = \frac{E_{CFV,a} - E_{CFV,mapa}}{E_{CFV,mapa}} \cdot 100 \quad (3)$$

RESULTADOS

Las tres gráficas de la Fig. 3 muestran, para cada configuración de planta y cada día, los errores cometidos por considerar las simplificaciones descritas en los casos a) b) y c) del apartado anterior, en vez de los mapas de distribución espacial de G_b . Se observa que en las plantas con configuración tipo 1, el error por considerar el valor medio de G_b cada instante es despreciable. En cambio, si en la planta hay asociaciones de paneles conectados a un mismo inversor, los errores llegan hasta el 2 % en el tipo 2 y hasta el 8% en el tipo 3, para los días estudiados.

En cuanto a considerar el valor de G_b medido en el punto de la planta con la mínima irradiación diaria, esto supone cometer errores relativos cercanos a -8% en el tipo 1, de más del -6% en el tipo 2 y de hasta el 4% en el tipo 3. Si se considera el valor de G_b medido en el punto de la planta de máxima irradiación diaria, los errores son de más del 4% en el tipo 1, de casi el 7% en el tipo 2 y de algo menos del 13% en el tipo 3.

Como era de esperar, los errores de predicción se minimizan con la configuración de inversor asociado a panel (tipo 1) en los casos de G_b medio y G_b máximo (casos *a* y *c*), pero tienden a ser más altos que en el resto de configuraciones si se considera la aproximación de G_b mínimo (caso *b*). El motivo es que organizar la planta CFV en subcampos de paneles aumenta la probabilidad de no homogeneidad de irradiancia en cada subsistema, y con ello las pérdidas por desacoplo o dispersión (*mismatch*). En general, cuanto mayor superficie ocupen estos subcampos, mayores serán las pérdidas de generación.

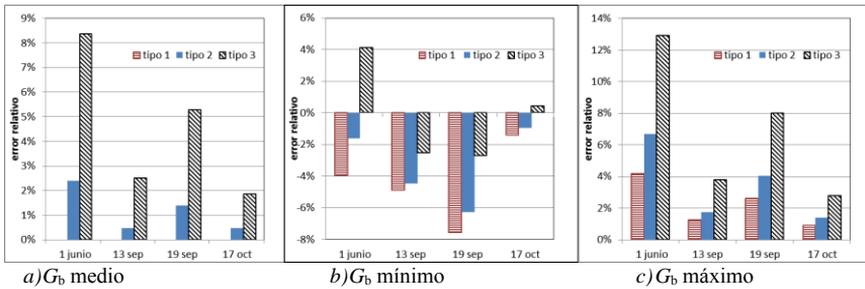


Fig. 3. Errores cometidos en la estimación FV diaria por no considerar los datos de los mapas de G_b , sino un solo valor para toda la planta. Cada gráfica corresponde a una simplificación (*a*, *b* y *c*). Se muestran los resultados para cuatro días diferentes.

En un caso real, o se dispone de un valor promedio para toda la superficie, o se mide en un punto de la planta. Como ese punto es fijo, la situación de máximo o mínimo es improbable que se mantenga durante un año. Sin embargo, la probabilidad de que en ese punto se mida un valor cercano al promedio es alta, pudiéndose considerar una distribución normal de probabilidad centrada en el valor medio.

Entre los ejemplos de días estudiados, los errores se hacen mayores el 1 de junio, ya que durante ese día se produce una mayor variabilidad espacial de la irradiancia en cada instante, y la diferencia entre distintas zonas es mayor. Si se dispone de todos los mapas diarios de un año completo, puede hacerse el cálculo correspondiente de los errores cometidos al considerar un solo valor de G_b en cada instante. En nuestro caso, faltan mapas durante los meses de invierno, con lo que no se ha podido realizar este cálculo. Sin embargo, una estimación de la proporción de días similares a los estudiados durante un año tipo podría permitir un cálculo aproximado del error anual cometido.

CONCLUSIONES

Los mapas con resolución espacial de irradiancia normal directa permiten una estimación más precisa de la producción de las plantas CFV. La metodología expuesta facilita el cálculo de los errores cometidos en la estimación en el caso de no considerar dichos mapas, sino un solo valor de G_b para toda la planta cada instante.

Todos los días analizados tienen una distribución temporal variable de irradiancia directa, aunque presentan diferentes distribuciones espaciales, que afectan a los errores calculados. Es importante tener en cuenta el diseño eléctrico de la planta ya que, cuanto mayor sea la planta y más ocupen los subcampos en los que esté dividido, mayor será el error de estimación cometido si se considera un valor promedio o un valor medido en un punto fijo de la planta.

Se ha mostrado que mediante el uso de mapas de dimensiones 2 km x 2 km con píxeles de 20 m x 20 m, en el caso de una planta CPV con un panel concentrador en cada píxel, se evitan errores en la estimación diaria de la producción de entre -8% y +13 % con las configuraciones eléctricas y los días consideradas. Los errores son mínimos si el diseño de la planta es de inversor asociado a panel y se considera un valor promedio de G_b para la planta en cada instante.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido en parte financiado por el 7º Programa Marco de la Unión Europea, ENERGY.2013.2.9.2, Proyecto DNICast, Acuerdo nº: 608623 (2013). Los autores agradecen este apoyo.

REFERENCIAS

- Algora, C., Rey-Stolle, I. (Eds.), 2016. Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology. John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, West Sussex.
<https://doi.org/10.1002/9781118755655>
- CENELEC, 2014. EN 62670-1:2014. Photovoltaic concentrators (CPV) - Performance testing - Part 1: Standard conditions.
- CENELEC, 2011. EN 673:2011. Glass in building. Determination of thermal transmittance (U value). Calculation method.
- Chenlo, F., Martín, N., 2017. Modelo de cálculo de la potencia fotogenerada de sistemas fotovoltaicos de concentración (CFV) y procedimientos de obtención de sus parámetros. CIEMAT, Madrid.
- DNICast-project [WWW Document], 2015. URL <http://www.dnicastproject.net/> (accessed 5.3.18).
- Network Common Data Form [WWW Document], n.d. URL <http://www.unidata.ucar.edu/software/netcdf/> (accessed 4.1.18).

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE DEFECTOS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE INSTALACIONES ESPAÑOLAS

Santos J.D.*, Alonso-García M.C.*, Camero M.*, Balenzategui J.L.*,
Muñoz M.A.***, Vela N.***

* Unidad de Energía Solar Fotovoltaica, Centro de Investigaciones Energéticas,
Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Av. Complutense, 40, 28040, Madrid,
josedomingo.santos@ciemat.es

** Solucciona Energía, c. José Hierro, 6, 28702, Madrid

*** E.T.S.I. Agronómica, Ambiental y de Biosistemas, Universidad Politécnica de Madrid
(UPM), Avda. Complutense, s/n, 28040 Madrid

RESUMEN

Se han caracterizado módulos fotovoltaicos (FV) defectuosos procedentes de plantas FV españolas empleando las técnicas de termografía IR (TIR) y electroluminiscencia (EL). El análisis cualitativo de las imágenes reveló roturas de célula, roturas de tiras de interconexión, y la posible existencia de PID entre otros defectos. Adicionalmente se realizó el estudio cuantitativo mediante el análisis estadístico del histograma de TIR y EL a nivel de célula. La moda y el coeficiente de variación mostraron ser sensibles a múltiples tipos de defectos, lo que permitiría cuantificar la gravedad de los mismos. Por otra parte, la combinación de TIR y EL empleando parámetros como la asimetría, posibilitaría la diferenciación entre tipos de defectos dentro del mismo módulo. Esta información puede resultar útil en el proceso de automatización de detección de fallos en plantas FV.

PALABRAS CLAVE: Módulo FV, Defectos, EL, TIR, Análisis Cuantitativo

ABSTRACT

Defective PV modules from Spanish PV plants have been studied using IR thermography (TIR) and electroluminescence (EL) techniques. The qualitative analysis of these images revealed the existence of cracks, interconnection breaks and possible potential induced degradation (PID) among other defects. Additionally, a quantitative study was carried out through the statistical analysis of the TIR and EL histogram at cell level. The statistical mode and the variation coefficient were sensitive to multiple types of defects, which would allow the quantification of their severity. On the other hand, the combination of TIR and EL using other statistical parameters such as skewness would make possible the differentiation between types of defects within the same module. This data could be useful for the automation of defect detection process in PV plants.

KEYWORDS: PV Module, Defects, EL, TIR, Quantitative Analysis

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica (FV) se ha convertido en una de las tecnologías energéticas más competitivas, experimentando un crecimiento exponencial en los últimos años. Como ejemplo, durante el año 2016 se instalaron cerca de 76.6 GW de potencia fotovoltaica a nivel mundial, lo que supuso un incremento del 50% respecto al año 2015 (Solar Power Europe, 2017).

Este rápido crecimiento ha puesto el foco en la necesidad de garantizar la durabilidad de las plantas FV durante periodos de tiempo del orden de la esperanza de vida media de un módulo (25 años). Dicha durabilidad dependerá entre otros factores, de la calidad de los materiales y diseño de los módulos FV empleados, así como de las condiciones medioambientales a las que estarán expuestos dichos módulos (IEA-PVPS, 2014; IEA-PVPS, 2017).

Uno de los pasos esenciales para mejorar la durabilidad de las nuevas instalaciones FV consiste en recopilar, analizar y compartir información relacionada con la aparición de defectos en las plantas ya existentes (IEA-PVPS, 2017). Esta información contribuye a la mejora de los procesos de inspección y monitorización de las instalaciones FV, así como al establecimiento de protocolos que minimicen la aparición de fallos graves y garanticen su rendimiento.

Precisamente, técnicas de caracterización por imagen como la termografía infrarroja (TIR) o la electroluminiscencia (EL) se han convertido en herramientas fundamentales en el control de calidad de las plantas FV (IEA-PVPS, 2018). Entre sus ventajas se encuentran la posibilidad de identificar un amplio abanico de defectos, o la inspección de amplias áreas de la instalación FV en cortos periodos de tiempo.

El interés en la caracterización por TIR y EL ha crecido en los últimos años ante la posibilidad de realizar un análisis estadístico de la imagen para extraer información más precisa del estado de un módulo FV (Spataru et al., 2017; Berardone et al., 2017). Los parámetros proporcionados por dicho análisis podrían facilitar la clasificación de defectos y la cuantificación de los riesgos de pérdida de potencia o rendimiento en una planta FV. Este proceso de detección de fallos podría además ser automatizado a posteriori.

El presente trabajo pretende contribuir a la diseminación de información sobre defectos detectados en módulos FV de plantas ubicadas en España. La propia localización de estas plantas le confiere interés a los resultados, al ser España uno de los países pioneros a nivel mundial en el desarrollo de la tecnología FV. Para el estudio se han empleado entre otras técnicas la caracterización por TIR y EL. Así mismo, se ha llevado a cabo un análisis estadístico de las imágenes obtenidas con el objetivo de proporcionar datos cuantitativos de interés para los procesos de monitorización de instalaciones FV.

METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este estudio se han analizado en el laboratorio módulos FV procedentes de distintas instalaciones FV repartidas por la geografía española. Estos módulos FV han sido previamente desmantelados por el operador de la planta tras detectar algún fallo de funcionamiento. En el conjunto analizado se incluyen módulos FV de distintas tecnologías (silicio mono y multicristalino), áreas y número de células por tira que se resumen en la Tabla 1. El análisis de cada módulo FV se ha iniciado con la medida de la curva corriente-tensión (I-V) en condiciones estándar de irradiancia y temperatura (1000 W/m^2 AM1.5G y 25°C). Para ello se ha empleado un simulador solar tipo flash PASAN modelo IIIb. Los parámetros característicos de la curva I-V en iluminación (tensión de circuito abierto, V_{oc} ; corriente de cortocircuito, I_{sc} ; tensión de máxima potencia, V_{mp} ; corriente de máxima potencia, I_{mp} ;

potencia máxima, P_{max}) se han comparado con los valores nominales extraídos de la etiqueta de identificación, tal como se muestra la Tabla 1. De esta forma se obtiene una primera cuantificación del impacto de los diferentes defectos de cada módulo FV. La comparativa muestra tres módulos FV con estados de degradación claramente diferenciados. El módulo A presenta una pérdida de potencia en torno al 6%, lo que podríamos catalogar como degradación leve. Por el contrario, el módulo B muestra una degradación media, con una pérdida de potencia superior al 24%. Finalmente, el módulo C correspondería a un caso de degradación grave, pues las pérdidas de potencia alcanzan el 60%.

Tabla 1. Características principales de los módulos FV obtenidos de plantas españolas. Parámetros obtenidos de la curva I-V en iluminación.

Módulo	Procedencia	Tecnología	Células (#)	Área (m^2)	Estado	Voc (V)	Isc (A)	Vmp (V)	Imp (A)	Pmax (W)
A	Albacete	multi c-Si	60	1.64	Inicial	36.80	8.34	29.80	7.71	230.0
					Degradado	36.61	8.32	28.11	7.72	216.9
B	Murcia	multi c-Si	60	1.64	Inicial	35.90	7.60	29.50	6.80	200.0
					Degradado	32.88	7.84	22.72	6.70	152.1
C	Córdoba	mono c-Si	72	1.3	Inicial	43.99	5.17	36.72	4.77	175.0
					Degradado	43.55	4.64	27.31	2.58	70.4

La identificación de los defectos que originan la pérdida de potencia en cada módulo FV se ha llevado a cabo mediante la caracterización EL y TIR. Ambas técnicas se han aplicado en interior, en condiciones de oscuridad y empleando polarización directa. El ensayo de EL se ha realizado a dos niveles de corriente, I_{SC} y $0.1 \times I_{SC}$, utilizando una cámara PCO 1300 Solar. En el caso de la TIR, también se han empleado dos niveles de corriente de polarización correspondientes a I_{SC} durante 2 minutos y $2 \times I_{SC}$ durante 4 minutos. La imagen TIR se ha obtenido con una cámara termográfica FLIR modelo ThermoCam SC640. Posteriormente, las imágenes de EL y TIR se han tratado y analizado con el software de dominio público NIH-ImageJ (Schneider et al., 2012). Para cada módulo FV se ha definido una malla o cuadrícula que permite extraer de forma individualizada el histograma de intensidades EL y temperaturas de cada célula. Posteriormente se lleva a cabo el análisis estadístico de cada histograma obteniendo parámetros como el valor medio, la moda, la desviación estándar y la asimetría.

Específicamente, la moda nos proporciona el valor de intensidad EL o temperatura más frecuente en el histograma de la célula. Por su parte, el cociente entre la desviación estándar y valor medio nos proporciona el denominado como coeficiente de variación (C_V) que mide la heterogeneidad en los valores de intensidad EL o temperatura de la célula. La asimetría del histograma nos dará información sobre la existencia de puntos con intensidad EL o temperatura anormalmente altos (valores positivos) o bajos (valores negativos) en el histograma de cada célula.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis cuantitativo de imágenes EL y TIR

En la Figura 1-columna izquierda se muestran las imágenes de electroluminiscencia obtenidas para cada módulo a una corriente de polarización $I=I_{SC}$. Dentro del módulo, la posición de cada célula se define por una letra (fila) y número (columna).

El módulo A (primera fila en Figura 1-izqda.) presenta roturas (“cracks”) en algunas células solares, como es el caso de los dispositivos D4, D7, E3, E4 (ver designación en la Figura 1). Estas roturas pertenecen al caso más leve, en el que la porción de célula afectada no se encuentra completamente aislada desde el punto de vista eléctrico. Adicionalmente, algunos dispositivos presentan bandas de baja intensidad EL en uno de los laterales. Estas tendrían su origen en una mayor concentración de impurezas en los bordes del lingote utilizado para obtener la oblea. Es el caso entre otras de las células B3, B4, B7, D3, F2, F3, F5, F6. Estas bandas ya se encontraban presentes en el módulo en el momento de su fabricación, y por tanto no están relacionadas con su degradación posterior.

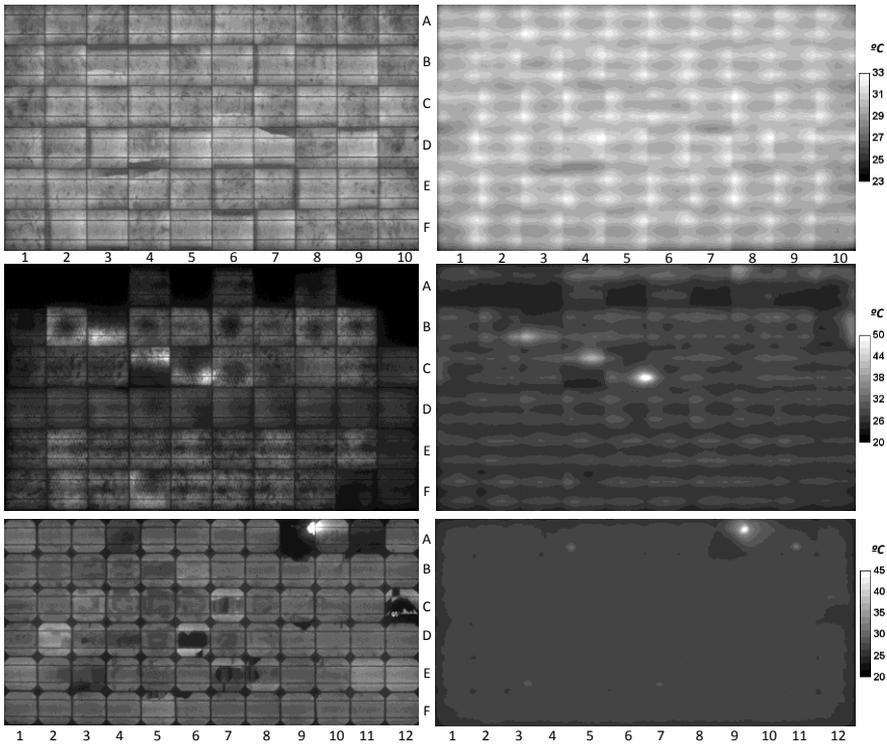


Fig. 1. Módulos A (primera fila), B (segunda fila) y C (tercera fila). Imagen EL (izquierda) y TIR (derecha). La posición de cada célula se define por una letra (fila) y número (columna).

En lo que al módulo B respecta (segunda fila en Figura 1-izqda.) destaca el elevado número de células solares con intensidad EL nula, A1, A2, A3, A5, A7, A9, A10, B10. La proximidad de estos dispositivos al marco sugiere que podrían estar afectados por degradación inducida por potencial (PID). Además, la imagen de EL a $0.1 \times I_{SC}$ reveló que otras células situadas junto al marco del módulo, B1, C1, E1, E10, F9, F10, también podrían estar afectadas por este fenómeno. Como se mostrará más adelante, el análisis

cuantitativo de la imagen EL a I_{SC} parece apoyar esta hipótesis. Finalmente, los dispositivos B3, C4, C5, muestran el patrón característico de ruptura de una de las tiras de interconexión, que conlleva una caída de tensión y por ende de la emisión EL en torno a la tira colectora (“busbar”) asociada. La ruptura de las tiras de interconexión pudo verificarse mediante inspección visual.

Por su parte, el módulo C (tercera fila en Figura 1-izqda.) presenta un deterioro grave de la célula A9, que carece de emisión EL en más del 75% de su superficie. La inspección visual de dicha célula revela importantes quemaduras en su superficie frontal y posterior. Por otra parte, es posible detectar roturas graves que conducen al aislamiento de parte de la célula en los dispositivos B9, C7, C12, D6, E3, E7, E8. Adicionalmente, la imagen a $0.1 \times I_{SC}$ reveló una emisión EL nula en los dispositivos A4, A11, E3, E7, que podría ser indicativo de una pobre resistencia paralela. Como se mostrará más adelante, el análisis cuantitativo a I_{SC} parece confirmar la existencia de defectos en estas células.

En lo que a la caracterización TIR se refiere, la figura 1-columna derecha muestra las imágenes obtenidas para una corriente de polarización $I=2 \times I_{SC}$ para los módulos A y B. En el caso C, el riesgo de daño del módulo por sobrecalentamiento impidió su caracterización a $I=2 \times I_{SC}$. En su lugar se muestra la imagen TIR para $I=I_{SC}$.

El módulo A (primera fila en Figura 1-dcha.) presenta una distribución de temperaturas homogénea. A nivel de célula las temperaturas más elevadas se registran en torno a las tiras colectoras, donde se alcanzan los 34 °C. También cabe destacar que los dispositivos D4, D7 parecen mostrar un menor calentamiento localizado en aquellas zonas afectadas por roturas. En el módulo B (segunda fila en Figura 1-dcha.), los dispositivos que podrían estar afectados por PID, A1, A2, A3, A5, A7, A9, A10, B10, muestran una menor temperatura que el resto de células del módulo. La rotura de tiras de interconexión en los dispositivos B3, C4, C5 se refleja en un aumento de temperatura localizado en la tira remanente. Estos valores de temperaturas oscilan entre los 45 °C del dispositivo B3 y los 84 °C para el dispositivo C5. En este último caso, la elevada temperatura sugiere posibles problemas también en la tira de interconexión remanente.

En el módulo C (tercera fila en Figura 1-dcha.), el dispositivo que presentaba quemaduras graves, A9, podía alcanzar rápidamente los 50°C. En dicha imagen, las células con roturas graves, C12, D6, E3, E7, presentan un menor calentamiento localizado en aquellas zonas aisladas eléctricamente. Adicionalmente, los dispositivos posiblemente afectados por una pobre resistencia paralelo, A4, A11, E3, E7, muestran zonas puntuales en las que se observa una temperatura en torno a 5°C superior a la media de la célula.

Análisis estadístico de imágenes del Módulo A

Ninguno de los parámetros estadísticos analizados permite identificar con claridad los defectos del módulo A. Esta es una consecuencia, por una parte de la levedad de los daños sufridos por el módulo, y por otra de la elevada heterogeneidad intrínseca a las células FV que lo componen. La cuantificación de esta heterogeneidad mediante el C_V devuelve valores del 20% en dispositivos sin defectos, asociados únicamente a las variaciones en la tasa de recombinación de portadores de las obleas de multi c-Si (células A10, B1, B3, F2, F3, F6, F7). Como consecuencia, únicamente sería posible detectar el caso más grave de rotura, correspondiente al dispositivo D7, donde el valor de C_V superó el 22%.

Estas dificultades en la identificación se acentúan al analizar el histograma de temperatura, pues la heterogeneidad introducida por las tiras de colección enmascara los defectos leves.

Análisis estadístico de imágenes del Módulo B

La moda estadística del histograma de EL resulta de especial interés en la detección y cuantificación de los defectos descritos en el módulo B (ver figura 2-superior).

Específicamente, las células posiblemente afectadas por PID, A1, A2, A3, A5, A7, A9, A10, B10, muestran una moda estadística especialmente baja para el histograma EL, con valores en torno a 0.05 u.a. (unidades de intensidad EL normalizadas). Además, cabe destacar que el análisis cuantitativo de la imagen de EL a $I=I_{SC}$ también permite detectar el resto de células que podrían estar afectadas por PID, B1, C1, E1, E10, F9, F10, que fueron identificadas en el análisis cualitativo de la EL a $0.1 \times I_{SC}$.

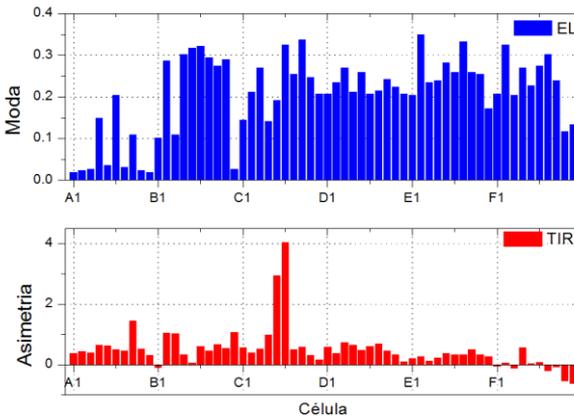


Fig. 2. Análisis estadístico de imagen EL (arriba) y TIR (abajo) del módulo B

La moda también puede detectar las células afectadas por rotura de tiras de interconexión, B3, C4, C5. En este caso los valores obtenidos están en torno a 0.15 u.a. para el histograma EL. Aunque esta moda estadística es más alta que la obtenida en las células potencialmente afectadas por PID, sigue siendo inferior a la registrada en dispositivos sin defectos graves.

Para concluir con este parámetro estadístico, es interesante señalar que la moda extraída a partir del histograma de temperaturas mostró una buena correlación con los resultados de EL.

Precisamente, la asimetría extraída de la imagen TIR (ver figura 2-inferior) permite discernir el caso más grave de rotura de tira de interconexión, localizado entre los dispositivos C5 y C6. La elevada asimetría en este caso sugeriría problemas adicionales en la tira de interconexión remanente. El hecho de que no sea posible detectar otras células afectadas por este tipo de defecto, como la B3 y C4, podría indicar que el fallo es leve.

El análisis de la asimetría del histograma EL no permitió extraer información relevante para la detección de defectos.

Análisis estadístico de imágenes del Módulo C

El coeficiente de variación es empleado como parámetro estadístico para la detección de defectos en el módulo C (ver figura 3-superior). Los graves daños en forma de quemaduras

observados en la inspección visual de la célula A9 se traducen en un C_V superior al 110%. Esta heterogeneidad también se extiende al dispositivo vecino, A10, con un C_V en torno al 45%. Las roturas que conducen al aislamiento de una parte de la célula son fácilmente identificadas con el C_V . Es el caso de los dispositivos B9, C7, C12, D6, E3, E7, E8 que presentan C_V superiores al 25%. Entre ellas destacan la C12 y D6 con valores en torno al 65% y 50% respectivamente.

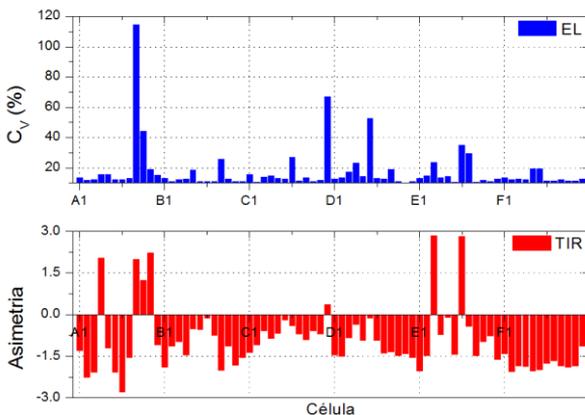


Fig. 3. Análisis estadístico de imagen EL (arriba) y TIR (abajo) del módulo C.

El análisis del histograma TIR empleando la asimetría estadística (ver figura 3-inferior) permite detectar con suma facilidad aquellos dispositivos que presentaban zonas puntuales de mayor temperatura. Es el caso de las células A4, A11, E3, E7, que a priori podrían presentar una pobre resistencia paralelo. Este parámetro estadístico también es sensible a la célula con quemaduras y su dispositivo vecino, A9, A10.

CONCLUSIONES

Se han caracterizado módulos FV defectuosos procedentes de plantas FV españolas empleando las técnicas de termografía IR (TIR) y electroluminiscencia (EL). El análisis cualitativo de las imágenes reveló roturas de célula, roturas de tiras de interconexión, y la posible existencia de PID entre otros defectos. Adicionalmente se realizó el estudio cuantitativo mediante el análisis estadístico de los histogramas de TIR y EL a nivel de célula. La moda estadística y el coeficiente de variación mostraron ser sensibles a múltiples tipos de defectos, lo que permitiría cuantificar la gravedad de los mismos. Por otra parte, la combinación de TIR y EL empleando otros parámetros estadísticos como la asimetría, posibilitaría la diferenciación entre tipos de defectos dentro del mismo módulo. Este tipo de información puede resultar útil para la automatización de los procesos de detección de fallos en plantas FV.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) a través del Programa de Técnico de Apoyo (PTA-2015).

REFERENCIAS

- Berardone I., Lopez-Garcia J., Paggi M. (2017) Quantitative analysis of electroluminescence and infrared thermal images for aged monocrystalline silicon photovoltaic modules, *44th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*
- IEA-PVPS (2014) *Review of Failures of Photovoltaic Modules*, Report IEA-PVPS T13-01:2014
- IEA-PVPS (2017) *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*, Report IEA-PVPS T13-09:2017.
- IEA-PVPS (2018) *Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications*, Report IEA-PVPS T13-10:2018
- Schneider, C. A.; Rasband, W. S. & Eliceiri, K. W. (2012) NIH Image to ImageJ: 25 years of image analysis, *Nature methods* 9(7): 671-675.
- Solar Power Europe (2017) *Global Market Outlook for Solar Power / 2017-2021*.
- Spataru S., Parikh H., Hacke P., dos Reis Benatto G. A., Sera D., Poulsen P. B. (2017) Quantification of solar cells failure signatures based on statistical analysis of electroluminescence images, *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.

**CARACTERIZACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA AUTOCONSUMO: APLICACIÓN AL ESTUDIO DE
DISTINTOS CASOS DE INSTALACIONES DOMÉSTICAS Y DE PEQUEÑAS
EMPRESAS.**

Illanes R*, Barbero A., Grande M.A.*, Ramírez J.J.*, Tevar G.*

*Dpto. de Ingeniería y Gestión Forestal y Ambiental. Universidad Politécnica de Madrid.
E.T.S. de Ingeniería de Montes, Forestal y del Medio Natural.
Ciudad Universitaria, s/n. 28040-Madrid España.
Email: rafael.illanes@upm.es

RESUMEN

En este artículo se describe el desarrollo de un modelo para la simulación mediante ordenador, de sistemas fotovoltaicos y su aplicación al estudio de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. Posteriormente, se analizan los resultados de la aplicación de este modelo a casos típicos, tanto para suministros domésticos como para suministros a pequeñas empresas. Con los resultados obtenidos, teniendo en cuenta los precios actuales de mercado de los equipos fotovoltaicos y el coste del término de energía en las tarifas eléctricas aplicadas en España, se ha realizado un análisis económico. También se ha estudiado el efecto de la aplicación del cargo transitorio por energía autoconsumida. Como conclusión podemos decir que con los precios actuales, la instalación de estos sistemas resulta rentable o no dependiendo de cada caso.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Fotovoltaica, Autoconsumo, Simulación

ABSTRACT

This article describes the development of a computer model to simulate photovoltaic systems and its application to photovoltaic self-consumption systems connected to the grid. Subsequently, the results obtained from its application to photovoltaic systems to feed domestic and business consumers are analyzed. With these results, taking into account the current retail prices of the components and PV systems, and electricity prices for the consumer, an economic analysis was carried out. The effect of the so-called "sun tax" has also been studied. In conclusion, it can be said that with the current prices, the installation of these photovoltaic systems can be profitable or not depending on each case.

KEYWORDS: Solar Energy, Photovoltaic, Self-consumption, Simulation

INTRODUCCIÓN

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 (IDAE, 2011) planteó como objetivo, para el año 2020, alcanzar una producción de energía solar fotovoltaica de 12356 GWh con 7250 MW de potencia fotovoltaica instalada. Para favorecer el cumplimiento de este objetivo, este plan también contemplaba la adopción de medidas para el fomento del autoconsumo fotovoltaico. Sin embargo, a lo largo de los últimos años, al contrario de lo que cabía esperar, se han adoptado medidas que comprometían la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo y han dificultado su desarrollo. El propósito de este trabajo es aportar evidencias adicionales que justifiquen en qué casos y bajo qué supuestos, este tipo de instalaciones resultan rentables para los consumidores.

A partir de modelos desarrollados previamente para la simulación de sistemas fotovoltaicos aislados, (Illanes et al., 2014) y, para sistemas conectados a red (Barbero, 2016), se ha desarrollado un modelo para simular instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, destinadas al autoconsumo. En este caso, toma especial relevancia la simulación del sistema inversor que permita predecir el funcionamiento en condiciones reales, controlando los flujos de energía con las baterías, desde los módulos fotovoltaicos y desde la red eléctrica.

En una primera parte, de esta comunicación, se describe de manera abreviada el modelo que se ha desarrollado utilizando Simulink de Matlab. Posteriormente, se analizan los resultados de la aplicación de este modelo a casos típicos de sistemas conectados a red para autoconsumo, tanto para suministros domésticos como para suministros a pequeñas empresas. En el caso de sistemas domésticos, se contempla el uso de acumulación bajo distintos patrones de consumo diario. En el caso de pequeñas empresas, no se considera el uso de baterías al haber supuesto para los casos estudiados que el horario de la demanda es coincidente, en gran medida, con las horas de sol. Posteriormente, se analizan los resultados anuales de producción fotovoltaica y de energía total consumida, bien procedente de la red eléctrica, de los módulos o desde las baterías. Estos datos permiten definir el balance energético anual de la instalación y estudiar la rentabilidad de las instalaciones.

METODOLOGÍA

El estado de un sistema dinámico queda definido en cada instante por los valores de sus variables de estado. Por lo general, es fácil expresar las derivadas primeras de estas variables de estado respecto del tiempo, como función de las propias variables de estado y de unas variables externas al sistema que son conocidas como variables de entrada. Conocido el estado inicial del sistema (valor inicial de sus variables de estado) y sabiendo cómo varían las variables de entrada a lo largo del tiempo, es posible, mediante integración numérica, obtener la evolución en el tiempo de dichas variables de estado así como de otras variables conocidas como salidas.

Para la simulación dinámica de un sistema fotovoltaico, se desarrolló en primer lugar un modelo con Simulink, que se estructuró en 5 subsistemas: “Radiación y Temperatura”, “Generador PV”, “Inversor”, “Baterías” e “Instalación receptora” (Fig. 1) y cuyos principios de funcionamiento y sus principales novedades se describen a continuación.

El subsistema “Radiación y Temperatura” realiza el cálculo de la radiación solar horaria sobre plano inclinado partir de datos de radiación horaria sobre plano horizontal obtenidos de la web de la estación meteorológica del IES-UPM (Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid) (<http://helios.ies-def.upm.es/>). En primer lugar, se han completado las series que presentaban algunos vacíos y datos erróneos, con datos del mismo periodo correspondientes al año anterior o posterior. Esto nos ha permitido disponer de 13 años completos, desde 2004 a 2016. Para calcular la radiación solar horaria sobre plano inclinado, se ha empleado la correlación de Orgill and Holland(1977) y un modelo isotrópico de radiación difusa.

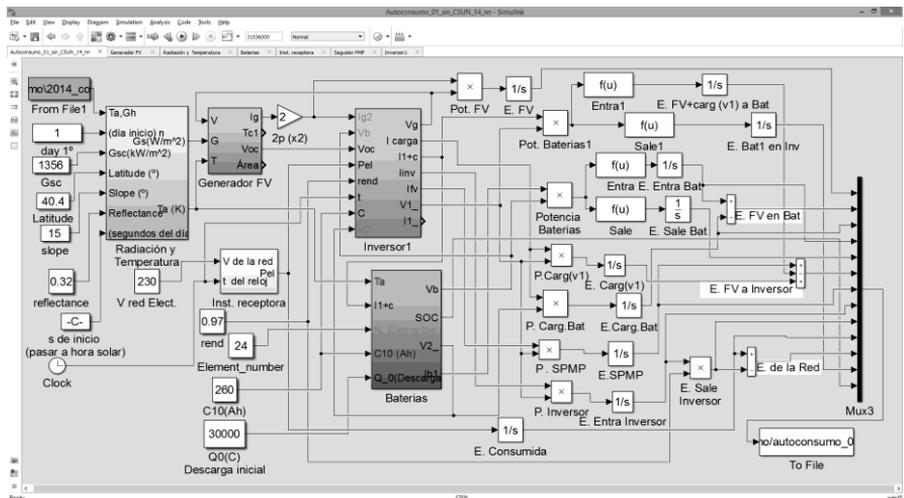


Fig. 1. Diagrama del modelo construido con Simulink.

Con el subsistema denominado “Generador FV” se calcula la intensidad suministrada por el generador fotovoltaico, la temperatura de célula y la tensión de circuito abierto. Para calcular la temperatura de célula se establece el balance de calor que permite obtener la derivada de la temperatura de célula con el tiempo, siendo la temperatura de célula la única variable de estado de este subsistema. Para calcular la intensidad de corriente suministrada por el generador fotovoltaico, al igual que la tensión de circuito abierto, se emplea un modelo de doble exponencial. Teniendo en cuenta el procedimiento 1 de la norma IEC60891 (IEC, 2011) de corrección por irradiancia y temperatura de las curvas medidas en ensayos, resulta la Ec.(1).

$$I_G = I_s \cdot \frac{G}{G_1} + \alpha \cdot (T_c - T_{c1}) - I_{01} \cdot \left(e^{q \frac{V+(K_1 \cdot I_G - \beta) \cdot (T_c - T_{c1}) + R_s \cdot I_G}{N_s \cdot K \cdot T_{c1}}} - 1 \right) - I_{02} \cdot \left(e^{q \frac{V+(K_1 \cdot I_G - \beta) \cdot (T_c - T_{c1}) + R_s \cdot I_G}{N_s \cdot 2 \cdot K \cdot T_{c1}}} - 1 \right) - \frac{V+(K_1 \cdot I_G - \beta) \cdot (T_c - T_{c1}) + R_s \cdot I_G}{R_p} \quad (1)$$

Los distintos parámetros que definen esta ecuación se han obtenido a partir de las curvas características I-V para distintas irradiancias y temperaturas, que permiten obtener un conjunto de puntos suficiente para poder aplicar un análisis de regresión múltiple. La

variable dependiente será I_G , y las independientes son los términos que multiplican a I_s , α , $-I_{01}$, $-I_{02}$ y $-1/R_p$. Si se asignan unos valores para R_s , β y K_1 , a partir de las curvas obtenemos los valores de la variable dependiente y de las variables independientes mencionadas, para cada punto considerado, y los valores de I_s , α , $-I_{01}$, $-I_{02}$ y $-1/R_p$ se obtienen como coeficientes de regresión. Utilizando una macro de Excel, se realiza una búsqueda exhaustiva del conjunto de valores de R_s , β y K_1 que proporciona un mayor coeficiente de determinación. En la tabla 1, se indican los valores obtenidos aplicando este método para los módulos considerados en el modelo desarrollado.

Tabla 1. Parámetros Obtenidos para los Módulos Fotovoltaicos.

R_s	0,3	α	0,000416
β	-0,105	R_p	141,618
K_1	0,003	I_{01}	2,769396E-10
I_s	8,84772	I_{02}	7,806655E-07
Coefficiente de determinación R^2 :			0,989789

Una vez definidos los distintos parámetros, la Ec. (1) se resuelve mediante el método de bisección. Este método numérico es muy fiable cuando se conoce el rango en el que se encuentra la solución ya que converge de forma relativamente rápida. Se ha comprobado que este método numérico es más exacto que la búsqueda iterativa que realiza el módulo “solve” de Simulink, por lo que este último se ha reemplazado en los modelos desarrollados con un bloque S-Function de Simulink programado con un algoritmo en lenguaje c++. La resolución de la Ec. (1) nos permite determinar la tensión de circuito abierto ($I_G=0$) y la intensidad de corriente correspondiente al punto de trabajo.

El subsistema de batería se ha programado conforme el modelo de Copetti et al. (1993). Este modelo expresa la tensión de la batería como una función del estado de carga (SOC), de la temperatura y de la corriente de carga o descarga, siendo válido para cualquier tamaño de batería de plomo-ácido. Las actuales baterías de Litio, aunque más eficientes, son aún mucho más caras que las de plomo-ácido y no se han considerado en estudio presentado en esta comunicación. El modelo también considera que la capacidad de la batería depende del régimen de carga o descarga conforme la Ec. (2). Esta ecuación está pensada para aplicarse en regímenes de carga o descarga constantes por lo que su aplicación a regímenes variables produce continuos cambios en el SOC. Para mejorar el resultado de la simulación y solventar, al menos parcialmente, este problema, se ha establecido que la corrección de la capacidad de batería en función del régimen de carga o descarga, solo afecte, durante la descarga, a la fracción que aún no se ha descargado y, durante la carga, a la fracción descargada.

$$\frac{C_b}{C_{10}} = \frac{1.67}{1+0.67\left(\frac{I}{I_{10}}\right)^{0.9}} \cdot (1 + 0.005 \cdot (T_b - 298)) \quad (2)$$

El subsistema que hemos llamado inversor es un modelo sencillo con un rendimiento constante de 0,97, al que se le ha añadido un control proporcional para controlar que la potencia entregada a la instalación receptora de corriente alterna, no supere la potencia que los módulos fotovoltaicos y las baterías pueden suministrar, un bloque (S_{PMP}) y un regulador de carga de batería. El bloque (S_{PMP}) realiza el seguimiento del punto de máxima

potencia por el método de perturbación y observación, y el regulador de carga de batería actúa conectando y desconectando la batería mediante el interruptor M1. El esquema eléctrico simplificado del sistema se incluye en la Fig. 2. Teniendo en cuenta el circuito podemos plantear las siguientes ecuaciones de estado correspondientes a las variables de estado v_1 , v_2 , i_1 , i_2 , Q y T_c del modelo desarrollado.

$$\frac{dv_1}{dt} = \frac{i_{FV} - i_{inv} - i_1 + i^*}{C_1} \quad (3)$$

$$\frac{dv_2}{dt} = \frac{i_1 - i_2 - i^*}{C_2} \quad (4)$$

$$\frac{di_2}{dt} = \frac{v_2 - v_b - i_2 \cdot R_2}{L_2} \quad (5)$$

$$\frac{di_1}{dt} = \frac{v_1 - v_2 - i_1 \cdot R_1}{L_1} \quad (6)$$

$$\frac{dQ}{dt} = -i_2 \quad (7)$$

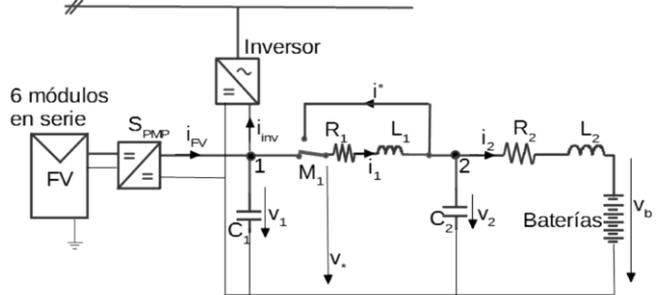


Fig. 2. Esquema eléctrico simplificado del sistema.

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{A \cdot G \cdot \tau_c \cdot \alpha' - A \cdot U \cdot (T_c - T_a) - V \cdot I_G}{c_p \cdot m} \quad (8)$$

Para simular la función de regulador de carga, el conmutador M1 desconecta la batería pasando v_b a valer v_2 en lugar de v_1 e i^* pasa, de valer 0, a ser igual a i_1 . Esto sucederá cuando la batería esté cargada, si $v_1 > v_2$, y cuando la batería esté descargada, si $v_1 < v_2$.

La intensidad i_{FV} se obtiene resolviendo la Ec. (9), que se deduce considerando que el seguidor del punto de máxima potencia también tiene un rendimiento de 0,97, siendo R la resistencia eléctrica de cada conductor que conecta los módulos fotovoltaicos.

$$i_{FV} \cdot v_1 = 0.97 \cdot (I_g \cdot V - 2 \cdot R \cdot I_g^2) \quad (9)$$

Finalmente, se ha calculado la intensidad de inversor a partir de la potencia requerida por el receptor. Cuando las baterías están descargadas el inversor no puede suministrar más potencia que la que entra desde el generador fotovoltaico, pues de otra manera el condensador 1 se terminaría descargando. Para controlar que la potencia inyectada por el inversor se ajusta a la disponible procedente de los módulos fotovoltaicos, se emplea un controlador proporcional que mantiene tensión del nudo 1 por encima de 41 V. El subsistema "instalación receptora" determina en función de la hora del día, el valor de la intensidad demandada para lo cual asigna un valor de impedancia almacenado en un vector. El factor de potencia se ha considerado igual a 1. Finalmente, un conjunto de integradores calculan los valores acumulados de las energías que intervienen en el balance energético.

RESULTADOS

Los casos estudiados se han considerado con unos perfiles de consumo diario recogidos en la tabla 2. Esta distribución de consumo incide decisivamente en los resultados y en las conclusiones de esta comunicación.

Tabla 2. Perfil de Consumo de las distintas Instalaciones Simuladas.

Potencia (kW)	hora							Energía anual (kWh)
	0-4	5-8	9-13	14-17	18-19	20-22	23	
Tipo de consumo								
Doméstico 1	0,1	0,2	0,2	1	1	1	1	4489,5
Doméstico 2	0,1	0,1	0,1	0,1	1,5	2	1,5	4489,5
Pequeña empresa	1	1	4	4	4	4	1	24090

En la instalación doméstica, se han considerado 12 módulos de 260Wp, conectados en dos ramas de 6 módulos en serie cada una y un conjunto de baterías de con $C_{10}=260$ Ah y 48 V. En la instalación de pequeña empresa, se ha estudiado el uso de un número variable de ramas en paralelo, entre 3 y 8 ramas, todas ellas con 6 módulos en serie. Como ya se dijo no se emplea acumulación en estos casos. Tras la aplicación se han obtenido los balances energéticos medios anuales que se han resumido en la Tabla 3. En la Fig.3 se representa el balance energético de la instalación doméstica de tipo 1. En el estudio no se ha considerado una reducción de la eficiencia de los módulos por envejecimiento. También se ha supuesto que no se producen pérdidas por sombreado. Los módulos se instalan orientados al sur con una inclinación de 15°.

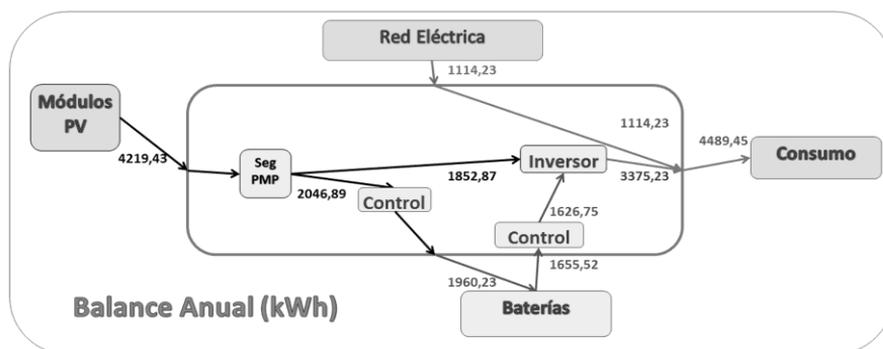


Fig 3. Balance energético anual de una instalación doméstica tipo 1.

Para realizar el estudio económico se ha considerado un precio para la instalación fotovoltaica, incluyendo el IVA, de 1,5 €/Wp y un precio de baterías estacionarias de plomo de 150 €/kWh(C_{100}). Estos precios se encuentran dentro del rango de variabilidad de los precios actuales de mercado minorista. También se han tenido en cuenta los precios del término de energía en las tarifas típicas de baja tensión, concretamente la tarifa “100% online” y la tarifa “3.0a”, ambas de VIESGO. Para la tarifa doméstica el precio del término de energía con impuestos incluidos es de 0,146026 €/kWh. Para la tarifa 3.0A los precios de la energía fueron: 0,133369, 0,121963, 0,096557, respectivamente, para los periodos punta, llano y valle (impuestos incluidos). Finalmente, en los casos que es de aplicación, se ha considerado el cargo transitorio por energía autoconsumida conforme a lo publicado en el BOE 28 de diciembre de 2017 (Corrección de errores de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018).

Tabla 3. Balances Energéticos Anuales Promedio de los 13 años simulados.

Energía (kWh)	Doméstico 1	Doméstico 2	Doméstico 2 (400Ah)	Empresa Todos los días	Empresa (251 días laborables)	Empresa 4 ramas (24 módulos)	Empresa 8 ramas (48 módulos)
Sale del generador FV	4219	2463	4184	7466	5134	9812	13975
Sale del seguidor del PMP hacia baterías	2046	1698	3320	0	0	0	
Sale del seguidor de PMP hacia inversor.	1853	637	638	7203	4953	9028	11997
Entra en baterías	1960	1627	3172	0	0	0	0
Sale de baterías	1656	1317	2658	0	0	0	0
Llega a inversor de bat.	1627	1263	2500	0	0	0	0
Sale del inversor	3375	1843	3043	6987	4804	8757	11637
“ Punta	-	-	-	2528	1738	3004	3360
“ Llano	-	-	-	4447	3058	5737	8245
“ Valle	-	-	-	12	8	16	32
Desde la red eléctrica	1114	2647	1446	14836	10202	13070	10190

En la tabla 4 se resumen los resultados relativos a aspectos económicos y de rentabilidad, concretamente la tasa interna de rentabilidad (TIR) y el período de recuperación de la inversión (PRI). Respecto a las instalaciones en empresas se incluyen los resultados con aplicación y sin aplicación del impuesto al sol, separados por un guion.

Tabla 4. Resultados del Estudio Económico para una Inflación Anual del 2%.

	Doméstico 1	Doméstico 2	Doméstico 2 (400Ah)	Empresa Todos los días	Empresa (251 días laborables)	Empresa con 4 ramas (24 mód.)	Empresa 8 ramas (48 mód.)
Coste Módulos+inversor (1,5 €/Wp) (€)	4680	4680	4680	7020	7020	9360	18720
Baterías (150 €/ kWh) (€)	3000	3000	4320	-	-	-	
Total inversión (€)	7680	7680	9000	7020	7020	9360	18720
Ahorro factura (€)	492,8	269,1	444	742-881	510-606	930-1102	1234-1457
Seg. y Mant. (2% inver.) (€)	-153,6	-153,6	-180	-140,4	140,4	-187,2	-374,4
Ahorro neto anual (€)	339,2	115,5	264	601-740	370-465	743-915	859-1082
TIR (20 años)	0,8%	-7,6%	-2,7%	7,9%-10,6%	2,5% - 4,9%	7% - 9,6%	1,2% -3,5%
PRI (años)	19	43	26	11- 9	16-13	12-10	18-15

CONCLUSIONES

De los casos estudiados, las instalaciones de pequeñas empresas con consumo eléctrico todos los días del año, son las que presentan mayor rentabilidad. Si consideramos el “cargo transitorio por energía auto-consumida”, más conocido como “impuesto al sol”, la rentabilidad se reduce algo más de un 2%. En el caso de un establecimiento comercial o industrial con consumo de lunes a viernes (251 días laborables), la rentabilidad también se reduce al no poder aprovechar en su totalidad, durante los fines de semana, la energía disponible. Realmente la rentabilidad de este tipo de instalaciones queda condicionada por el perfil de consumo y en qué medida la energía solar disponible puede ser aprovechada, aspecto, este último, que comienza a ser decisivo conforme aumentamos la potencia instalada, como puede apreciarse en la tabla 4 en el caso de instalar 48 módulos. Unos resultados similares se obtendrían para suministros entre 10 y 15 kW de potencia contratada, en los que se aplique la tarifa 2.1DHA. En el caso de viviendas, exentas conforme a la normativa del cargo transitorio por energía auto-consumida por tratarse de instalaciones de menos de 10 kW, el coste adicional del sistema de acumulación requerido, hace que las instalaciones no sean rentables o su rentabilidad sea prácticamente nula. El coste de los equipos será determinante en estos casos.

NOMENCLATURA

A	Área del generador fotovoltaico (m^2)	N_s	Número de células en serie.
C_1	Capacidad que actúan como integrador para calcular la tensión v_1 (F)	q	Carga del electrón (C)
C_2	Capacidad que actúan como integrador para calcular la tensión v_2 (F)	Q	Descarga de las baterías (Ah)
C_{10}	Capacidad de baterías para una descarga de 10 horas (Ah)	$R_1 R_2$	Resistencias eléctricas del modelo de simulación. (Ω)
C_b	Capacidad de baterías (Ah)	R_p	Resistencia paralelo del modelo de generador fotovoltaico (Ω)
c_p	Calor específico ($Jkg^{-1}K^{-1}$)	R_s	Resistencia serie del modelo de generador fotovoltaico (Ω)
G	Irradiancia sobre los módulos fotovoltaicos (Wm^{-2})	T_b	Temperatura absoluta en baterías (K)
G_1	Irradiancia sobre los módulos fotovoltaicos en condiciones de referencia (Wm^{-2})	T_c	Temperatura absoluta de las células fotovoltaicas (K)
I_{01}	Corriente de saturación correspondiente al primer término exponencial (A)	T_{c1}	Temperatura absoluta de las células en las condiciones de referencia (K)
I_{02}	Corriente de saturación correspondiente al segundo término exponencial (A)	U	Coefficiente de pérdida de calor de los módulos fotovoltaicos ($Wm^{-2}K^{-1}$)
i_1	Intensidad de corriente en L_1 (A)	V	Tensión eléctrica proporcionada por el generador fotovoltaico (V)
I_{10}	Intensidad de corriente de descarga de batería correspondiente a un régimen de descarga de 10 horas.	v_1	Tensión eléctrica en el condensador C_1 en el modelo de simulación (V)
	Corriente de entrada en la batería (A)	v_2	Tensión eléctrica en el condensador C_2 en el modelo de simulación (V)
i_2, I_b	Corriente suministrada por el generador fotovoltaico en las nuevas condiciones (A)	v_b	Tensión eléctrica en batería (V)
I_G	Fotocorriente en el generador fotovoltaico (A)	V_{oc}	Tensión de circuito abierto (V)
I_s	Constante de Boltzman (JK^{-1})	α	Coefficiente de variación de la I_G de cortocircuito con T_c (AK^{-1})
K	Factor de corrección de la curva característica	α'	Coefficiente de absorción de radiación de los módulos fotovoltaicos.
K_1	Coefficiente de autoinducción que permiten integrar la corriente i_1 (A).	β	Coefficiente de variación de V_{oc} con T_c (VK^{-1})
L_1	Coefficientes de autoinducción que sirve de integrador para calcular i_2 (H)	τ_c	Transmitancia de la cubierta de los módulos fotovoltaicos
L_2	Masa del generador fotovoltaico (kg)		

REFERENCIAS

Barbero A. (2016). Sistema autónomo para carga de baterías mediante una instalación fotovoltaica con aplicación directa al vehículo eléctrico y otros usos. *Tesis Doctoral*. Universidad Politécnica de Madrid.

Copetti J.B., Lorenzo E. y Chenlo F. (1993). A general battery model for PV system simulation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 1, 283-292.

Illanes R., De Francisco A., Núñez F., De Blas M., García A. y Torres J.L. (2014). Dynamic simulation and modelling of stand-alone PV systems by using state equations and numerical integration methods. *Applied Energy* 135 (2014) 440-449

IDAE. (2011). PLAN DE ENERGIAS RENOVABLES (PER) 2011-2020. Madrid

Orgill J.F. and Hollands K.G.T. (1977) Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*. Vol.:19(4) pp. 357-359

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ANÁLISIS PROSPECTIVO DE PLANTAS SOLARES AL 2060: CASO SONORA, MÉXICO

Cisneros N.C.*, Cabanillas R.L.*, Santoyo E.C.**

*Departamento de Ingeniería Química, División de Ingeniería, Universidad de Sonora,
Blvd. Luis Encinas y Rosales S/N, Hermosillo, Sonora, 83000, México.

rcabani@iq.uson.mx

**Subsecretaría de Planeación y Transición Energética, Secretaría de Energía, México.

esantoyo@energia.gob.mx

RESUMEN

En este estudio se presentan proyecciones para instalaciones solares en Sonora México. Los escenarios energéticos proporcionan una idea de lo que podría ocurrir en el periodo de proyección según las decisiones que se tomen oportunamente en el presente y en el futuro cercano sobre cuestiones energéticas; son también una guía para los estrategas que sirve para evaluar las posibilidades a futuro. En este trabajo se presentan tres posibles escenarios energéticos en la industria eléctrica para Sonora, basados en el crecimiento de la demanda para los próximos años y tomando el 2016 como inicio, se realizan las proyecciones hasta el 2060. Estos escenarios han sido estudiados para incluir políticas públicas que difieren en la profundidad de la influencia del estado en propiciar el impulso de fuentes renovables.

PALABRAS CLAVE: Prospectivas, plantas solares, escenarios energéticos.

ABSTRACT

This study presents projections for solar installations in Sonora, Mexico. The energy scenarios provide an idea of what could happen in the projection period according to the decisions made in the present and in the near future on energy issues; It is also a guide for the strategist to evaluate future possibilities. This paper presents three possible energy scenarios in electricity industry for Sonora, based on the growth of demand for the coming years and takes 2016 as beginning; projections are made up to 2060. These scenarios have been studied for include public policies that differ in the depth of the state's influence in promoting the impulse of renewable sources

KEYWORDS: Projections, solar installations, energy scenarios.

INTRODUCCIÓN

Con las recientes reformas en el sector energético, México ha iniciado una rápida transformación de su mix de generación de energía eléctrica prevaleciendo las fuentes renovables que en el año de 2017 alcanzó una cifra de inversión de 6,000 millones de dólares en plantas eólicas y solares (Codwell, 2018). La meta es generar el 35% energía eléctrica para el año 2024 a partir de fuentes limpias (SENER, 2018).

En el marco de este proceso de transición energética mexicano los análisis prospectivos permiten tener una referencia para la evaluación de los desarrollos energéticos nacionales.

En este trabajo se presenta un estudio sobre proyecciones para instalaciones solares en Sonora, México. Los escenarios energéticos proporcionan una idea de lo que podría ocurrir en el periodo de proyección según las decisiones tomadas oportunamente en el presente y en el futuro cercano sobre cuestiones energéticas; son también una guía para los estrategas que sirve para evaluar las posibilidades a futuro. Se seleccionó al estado de Sonora debido a que es uno de los territorios con mayor recurso solar en el mundo; la radiación directa normal (DNI, por sus siglas en inglés) promedio es de 2,730 kWh/m² al año (Global Solar Atlas, 2018), lo que lo posiciona en un lugar privilegiado a nivel mundial para el aprovechamiento de la energía solar en cualquiera de sus formas para la producción de potencia eléctrica y/o potencia térmica. Un análisis realizado por el Dr. Camilo Arancibia, investigador en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM, indica que “si en México se aprovechara la radiación solar que recibe el uno por ciento del territorio del estado de Sonora, se podría abastecer de energía eléctrica a todo el país” (Arancibia, 2014)

Se presentan tres posibles escenarios energéticos en la industria eléctrica para Sonora, basados en el crecimiento de la demanda para los próximos años y tomando el 2016 como inicio, se realizan las proyecciones hasta el 2060. Estos escenarios han sido estudiados para incluir políticas públicas que difieren en la profundidad de la influencia del estado en propiciar el impulso de fuentes renovables.

METODOLOGÍA

Las proyecciones de la demanda eléctrica en América Latina y el Caribe (ALC) marcan la pauta para figurar como se comportará la sociedad en el futuro proyectado. Según el reporte presentado por World Energy Council, “la demanda eléctrica aumentará de 2.3 a 2.7 veces hasta el 2060, en línea con los desarrollos mundiales, que ven una creciente electrificación de la sociedad” (World Energy Council, 2017). Con estas proyecciones es posible desarrollar prospectivas energéticas para el Estado.

Según datos del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (SENER-México, 2018) , entre el año 2015 y 2016, México creció 8.1% anual por lo que se sostiene que la capacidad instalada tiende a triplicarse para el año 2060 de acuerdo con las prospectivas del WEC.

A continuación, se describen tres posibles escenarios energéticos en los cuales se plantea cubrir la demanda total de energía eléctrica del Estado con un cierto porcentaje de capacidad de generación basado en tecnologías de energía solar.

1. Escenario Sahuaro¹: Conservador, con el 25% solar.
2. Escenario Pitaya¹: Moderado, con el 50%.
3. Escenario Bacanora¹: Avanzado, con el 75%.

Con el fin de facilitar el análisis, las plantas solares propuestas se fijan con una capacidad de 100 MW, con un área de 300 hectáreas y una inversión estimada de 135 millones de dólares. Estos datos fueron publicados por la compañía Iberdrola para la construcción de una nueva planta solar fotovoltaica en Hermosillo, Sonora, México. (Iberdrola, 2018)

Para cada escenario descrito se estudiaron cuatro diferentes valores de crecimiento determinado por WEC que son 2.3, 2.5, 2.7 y 3.

RESULTADOS

Las proyecciones de capacidad por instalar para el año 2060 indican que se podrían instalar 3,120 MW si el incremento de la demanda eléctrica es 2.3 veces mayor, 3,600 MW si crece 2.5 veces, 4,080 MW si el incremento es de 2.7 y 4,800 MW para un incremento de 3. Esto es independiente de las fuentes con las que se planeen cubrir dichas demandas.

En el escenario “Sahuaro”, se tendrían que instalar 8, 9, 10 o 12 plantas solares (Fig. 1), si la demanda eléctrica crece 2.3, 2.5, 2.7 y 3, respectivamente (Fig. 2).

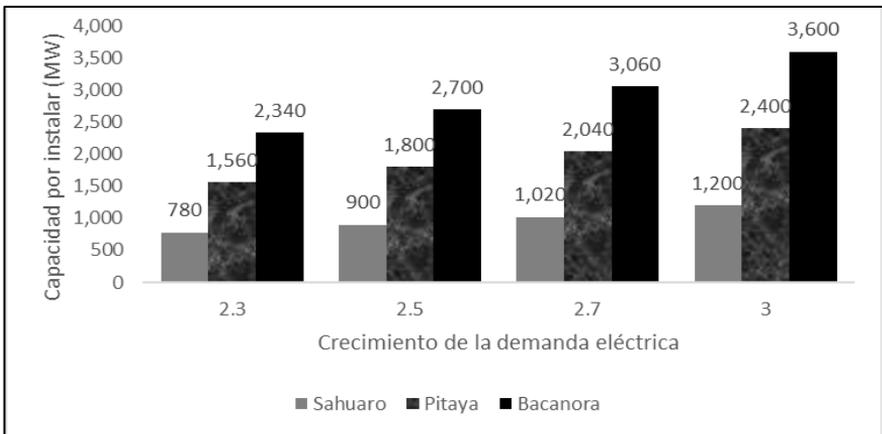


Fig.1. Capacidad por instalar en función del crecimiento de la demanda eléctrica para cada escenario descrito.

En el escenario “Pitaya”, en el cual se pudieran instalar 16, 18, 20 o 24 plantas solares (Fig. 1), si la demanda eléctrica crece 2.3, 2.5, 2.7 y 4, respectivamente (Fig. 2).

¹ Términos regionales para planta cactácea, fruta exótica y licor.

En el escenario “Bacanora”, se debe considerar la instalación de 23, 27, 31 o 36 plantas solares (Fig.1), si la demanda eléctrica crece 2.3, 2.5, 2.7 y 3, respectivamente (Fig. 2).

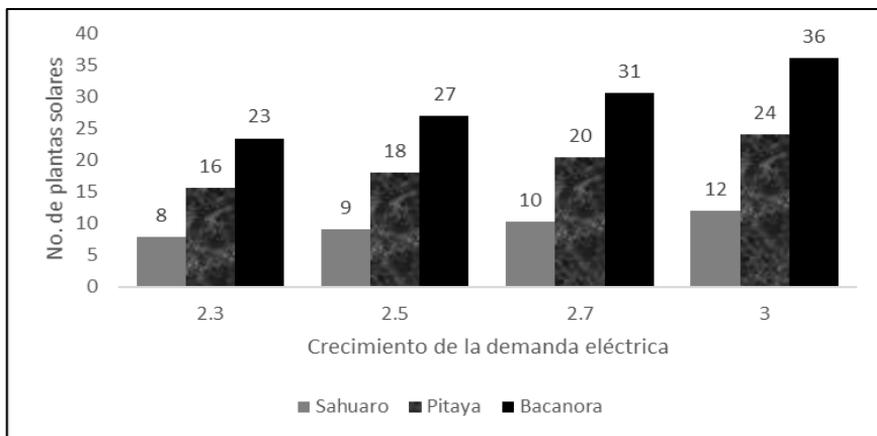


Fig. 2. Número de plantas solares por instalar al año 2060 en función del crecimiento de la demanda para cada escenario descrito.

La agricultura es una de las actividades más importantes en Sonora, para lo cual se destina el 2.5% del territorio estatal (medio millón de hectáreas), el área requerida para el escenario Sahuaro ocuparía del 0.01% al 0.02% del territorio estatal, dependiendo del crecimiento de la demanda. Mientras que para el escenario Pitaya, se necesitarían entre el 0.03% y el 0.04% del territorio estatal y para el escenario Bacanora del 0.04% al 0.06%.

Un factor condicionante para la agricultura es la disponibilidad de agua, que en un entorno desértico como el sonorense, es vital. Sin embargo, en términos de plantas fotovoltaicas, este factor no influye como limitante de instalación; por el contrario, los cielos despejados, con baja humedad y con pocas lluvias, afectan favorablemente en los tiempos de operación y producción de energía eléctrica de las plantas.

La infraestructura de la red eléctrica, tanto en transmisión como en control, serían el factor limitante que se deberá estudiar a detalle para una mejor comprensión de las medidas de planeación por parte de los operadores de la misma. Así como el efecto que esta capacidad instalada de plantas podría tener sobre el manejo y gestión de la producción, distribución y consumo final de la energía eléctrica solar.

El estudio solo contempla a Sonora como un estado capaz de satisfacer su propia demanda eléctrica. En términos de inversiones en instalaciones fotovoltaicas, considerando que la capacidad de transmisión es suficientemente buena, Sonora podría plantearse como un exportador de energía eléctrica a otras partes del país o a EEUU. Entonces los criterios de análisis deberán ser sustancialmente distintos.

Factores de intermitencia de la producción de energía eléctrica con energía solar, su acoplamiento a la demanda diaria y estacional, los programas para facilitar la obtención de recursos financieros para su implementación, así como los tiempos de vida de las plantas, entre otros, requieren a su vez de estudios específicos.

CONCLUSIONES

Si el crecimiento de la demanda eléctrica aumenta de 2.3 a 3 veces, con las características del escenario Sahuaro se podrían instalar de 8 a 12 plantas solares, en el escenario Pitaya de 16 a 24 y en el escenario Bacanora de 23 a 36. En general, se requerirían instalar de 8 a 36 plantas solares.

El área que se requiere para cubrir la demanda eléctrica en Sonora no representa un problema en ningún de los escenarios propuestos debido a que la magnitud estimada es muy pequeña en comparación con el territorio total del Estado y con otras actividades. El porcentaje mínimo de área requerida, según estos escenarios, es de 0.01% y el porcentaje máximo es de 0.06%. Si se planteara la posibilidad de suplir de energía eléctrica al país, sólo se necesitaría el 1% del territorio estatal.

Es importante señalar que, tanto en el Acuerdo de París como en la Ley de Transición Energética, México se comprometió a reducir sus emisiones del sector industrial generando el 35% a partir de fuentes renovables para el año 2024 y 43% para el 2030. Por lo que, si se analiza a Sonora como un sistema cerrado, se obtendría que en el escenario Sahuaro se cubriría entre 21-23% con el uso de fuentes renovables, en el escenario Pitaya se cubriría del 35% al 40% y en el escenario Bacanora se cubriría del 49-57%. Los compromisos establecidos serían cumplidos en los escenarios Pitaya y Bacanora sólo hasta el año 2060.

Estas conclusiones solo contemplan a Sonora como un estado capaz de satisfacer su propia demanda eléctrica. Si se plantea la posibilidad de invertir en instalaciones fotovoltaicas y si la capacidad de transmisión es suficientemente buena, Sonora podría exportar energía eléctrica a otras partes del país. Entonces los criterios de análisis podrían ser sustancialmente distintos.

Aspectos como intermitencia de la producción de energía eléctrica con energía solar, el financiamiento para su implementación, así como los tiempos de vida de las plantas entre otros, requieren un análisis de mayor profundidad.

REFERENCIAS

- Arancibia, C. (14 de Octubre de 2014). Sonora podría abastecer de energía a todo México con tecnología fotovoltaica. (V. Sánchez, Entrevistador) Obtenido de <http://www.conacytprensa.mx/index.php/tecnologia/energia/329-reportaje-con-la-radiacion-solar-que-recibe-el-1-de-sonora-se-podria-generar-energia-suficiente-para-todo-el-pais>
- Codwell, P. J. (8 de Mayo de 2018). México cuenta con atractivos esquemas de negocios que lo posicionan entre los diez mejores países para invertir en proyectos verdes. (S. d. Energía, Entrevistador)

- Global Solar Atlas. (2018). *Global Solar Atlas*. Obtenido de <http://globalsolaratlas.info/?c=29.075375,-110.917969,3&s=29.09556,-110.95083>
- Iberdrola. (Marzo de 2018). *Iberdrola*. Obtenido de Plantas fotovoltaicas de Santiago y Hermosillo: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/plantas-energia-solar-fotovoltaica-mexico>
- SENER-México. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031*. Obtenido de <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>
- World Energy Council. (2017). *World Energy: Latin America & the Caribbean Energy Scenarios*. Obtenido de https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/05/LAC-Scenarios_Full-Report_FINAL.pdf

HACIA NUEVAS ARQUITECTURAS MULTIUNIÓN MONOCRISTALINAS SOBRE SILICIO

Caño P.*, Cifuentes L.*, Lombardero I.*, Morgan A., Nguyen H.**,
Johnson A.**, Rev-Stolle I.***

Autores correspondientes: pablo.cano@ies-def.upm.es, ignacio.reystolle@upm.es

* Instituto de Energía Solar – ETSI de Telecomunicación,
Universidad Politécnica de Madrid, Madrid (España)

**IQE plc, Cardiff (Reino Unido)

RESUMEN

Las células solares de silicio cristalino, que dominan el mercado fotovoltaico, están alcanzando su límite de máxima eficiencia teórica. Debido a esto, muchas líneas de investigación buscan alternativas que planteen nuevas vías de progreso. En este artículo se presenta una de estas alternativas basada en la integración de semiconductores III-V sobre sustratos de silicio de bajo coste a través de capas *buffer* del grupo IV, para obtener células multiunión. Estas capas *buffer* consisten en el crecimiento de germanio sobre el silicio, tras el que se desarrolla una capa gradual de SiGe. Posteriormente se crece una base de $\text{Si}_{0.75}\text{Ge}_{0.25}$ previa a los semiconductores III-V. A pesar de las buenas capas *buffer* obtenidas, el rendimiento de estas células es modesto, siendo necesaria una mejora de la calidad cristalina de los semiconductores activos.

PALABRAS CLAVE: III-V sobre Silicio, Células Multiunión, Grupo IV, SiGe.

ABSTRACT

Silicon photovoltaic technology dominates the solar energy market but has virtually reached its maximum energy potential. As a consequence, many research lines are searching for alternatives that provide new avenues for improvement. In this paper, an alternative solar cell design based on the integration of high-efficiency III-V semiconductors on low-cost silicon substrates through group IV buffer layers is presented. These buffer layers consist in the growth of a germanium nucleation layer on silicon before a SiGe graded layer. Then, a $\text{Si}_{0.75}\text{Ge}_{0.25}$ base is grown, prior to the III-V semiconductors. Despite the accomplishment of high-quality buffer layers, the solar cell performance is quite modest. Therefore, an enhancement of crystalline quality of the active semiconductors is required. These III-V/SiGe/Si solar cells will be integrated in multijunction III-V/Group IV/Si solar cells.

KEYWORDS: III-V on Silicon, Multijunction Solar Cells, Group IV, SiGe.

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas el silicio cristalino se ha mantenido como referencia para la fabricación de células solares a nivel industrial (Saga 2010). Aunque han ido emergiendo algunos nuevos materiales y tecnologías –como células de capas delgadas, perovskitas, células orgánicas o de puntos cuánticos–, la tecnología de silicio ha sabido mejorar, evolucionar y abarataarse. A pesar de esto, el futuro de esta tecnología presenta un gran inconveniente: su rendimiento está rozando el su límite teórico, ya que el récord actual es de 26.6% frente al 29.6% de máximo teórico (Yoshikawa et al. 2017, Richter et al. 2013).

Por otro lado, la energía solar fotovoltaica ha visto como en los últimos años las células multiunión de semiconductores III-V han ido superando los récords de eficiencia (Green et al. 2018). Las células multiunión están formadas por subcélulas apiladas de tal manera que cada una de ellas, con un *band gap* adecuado, es capaz de absorber una parte del espectro solar, aprovechando éste de una manera más eficiente que una célula de una sola unión. A pesar de los espectaculares rendimientos alcanzados, los semiconductores III-V resultan muy escasos en la corteza terrestre y requieren el uso de sustratos de germanio, el cuál es 20000 veces menos abundante que el silicio, lo que encarece su fabricación y limita su uso en aplicaciones terrestres (García-Tabarés 2015).

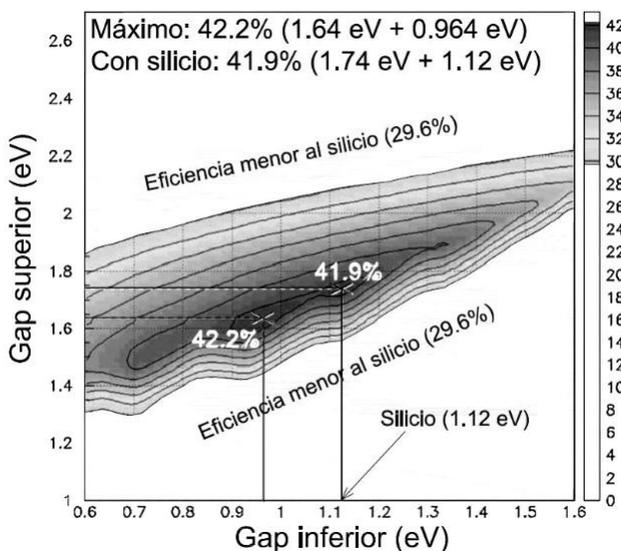


Fig. 1. Eficiencias máximas teóricas que puede alcanzar una célula de dos uniones en función de las combinaciones de los *band gaps* de las subcélulas, teniendo una combinación óptima de *band gaps* (42.2%) y siendo la subcélula inferior de silicio (41.9%) (Connolly et al. 2014).

Por tanto, parece lógico pensar en alternativas que planteen nuevas vías de progreso de la energía solar fotovoltaica. Por el *band gap* que tiene el silicio, su máxima eficiencia teórica es de 29.6%, como se ha comentado. La figura 1 representa las eficiencias máximas teóricas que puede tener una célula de dos uniones en función de las combinaciones de los *band gaps*. Como se puede apreciar, una célula formada por una subcélula superior de 1.74 eV y una subcélula inferior de

silicio (1.12 eV), actuando además como sustrato, tiene un potencial máximo de 41.9%. Sin embargo, manteniendo el silicio como sustrato inactivo y reduciendo el *band gap* de la subcélula inferior (*band gaps* de 1.64 eV y 0.964 eV) la eficiencia máxima teórica que se puede alcanzar es de 42.2%, bastante superior a la presentada por una monounión de silicio (Connolly et al. 2014). Estas eficiencias máximas teóricas, claramente superiores a la del silicio solo, ofrecen un interesante recorrido de mejora por explorar.

Una alternativa muy estudiada actualmente es la integración de las perovskitas sobre silicio (Loper et al. 2014), la cual no se ha tenido en consideración en este trabajo, ya que se apuesta por estructuras de mayor durabilidad y monocristalinas. Otra de las alternativas es la conjugación del alto potencial de las células multiunión de semiconductores III-V con la disponibilidad, abundancia y bajo coste del silicio. Por su potencial, comentado en el párrafo anterior y reflejado en la figuras 1, esta integración de semiconductores III-V en sustratos de silicio ha sido el objetivo de muchas líneas de investigación durante las últimas décadas (Suzuki et al. 1991).

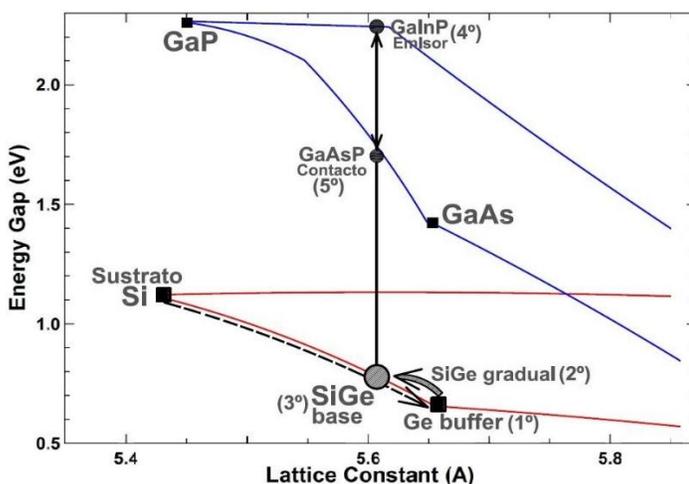


Fig. 2. *Band gap* en función del parámetro de red de los distintos compuestos presentes. En el gráfico se puede apreciar la estructura que sigue célula, estando cada capa enumerada en función del crecimiento.

De las alternativas que buscan esta combinación, las estructuras monolíticas son de especial interés debido a su integración directa en las actuales líneas de fabricación. Dichas estructuras monolíticas son aquéllas en las que el material III-V se crece directamente sobre el silicio, sin necesidad de realizar el proceso en dos sustratos independientes para luego pegar o apilar mecánicamente las células resultantes. Sin embargo, el crecimiento de compuestos III-V sobre el silicio tiene que abordar ciertas dificultades como son la diferencia de parámetro de red y coeficiente de expansión térmica que presentan. Para solventar estos problemas, se hace completamente necesario el diseño de una capa *buffer* o capa intermedia entre el silicio y los materiales III-V. Algunas líneas de investigación existentes plantean esta adaptación a través de capas *buffer* de compuestos del grupo IV (Faucher et al. 2013) y otras a través de la nucleación de GaP –de parámetro de red parecido– sobre el silicio (Suzuki et al. 1991). En todas ellas se persigue obtener una interfaz III-V/silicio de

alta calidad, sirviendo de sustrato virtual para el posterior crecimiento de las células superiores de semiconductores III-V.

En este contexto, el presente trabajo describe una aproximación basada en la integración de materiales III-V sobre sustratos de silicio a través de capas intermedias de compuestos del grupo IV. Se ha diseñado una estructura basada en una aleación de $\text{Si}_{1-x}\text{Ge}_x$, muy estudiada en electrónica y con algunos casos de aplicación a células solares reportados en la literatura (Pitera et al. 2011). La particularidad de la estructura III-V/SiGe/Si presentada en este trabajo es el uso de una estrategia agresiva en el crecimiento de la capa *buffer*, la cual acomoda el desajuste del parámetro de red entre los III-V, el SiGe y el Si. Las figuras 2 y 3 muestran la estructura de esta célula, en las que cada capa está enumerada en función de su orden de crecimiento. La capa *buffer* consiste en el crecimiento de germanio –muy desajustado en red con el silicio– directamente sobre el silicio (figura 2 y 3 – 1°); seguido de un crecimiento posterior de una capa gradual de $\text{Si}_{1-x}\text{Ge}_x$ (figura 2 y 3 – 2°) variando su composición hasta alcanzar el parámetro de red y band gap deseado ($x=75\%$, es decir, $\text{Si}_{0.25}\text{Ge}_{0.75}$). Posteriormente se realiza el crecimiento de la base de la célula constituida por varias micras de $\text{Si}_{0.25}\text{Ge}_{0.75}$ (figura 2 y 3 – 3°), sobre la que se depositarán los compuestos III-V ya ajustados en red con este material (figura 2 y 3 – 4° y 5°). Este diseño es capaz de reducir la densidad de dislocaciones, porque, a diferencia de otros diseños de capas *buffer* que trabajan a compresión, ésta trabaja a tracción. Este esfuerzo a tracción se produce debido a que la capa gradual de SiGe va disminuyendo el parámetro de red durante el crecimiento –desde Ge puro hasta $\text{Si}_{0.25}\text{Ge}_{0.75}$ –, lo que facilita el deslizamiento de dislocaciones y, por tanto, su aniquilación (Shah et al. 2010). Esta disminución de defectos también está favorecida por la tensión existente en el germanio al ser su parámetro de red tan dispar con respecto al silicio (Ward et al. 2014). Además, la tracción existente en la capa *buffer* permite a la misma mantenerse más lisa durante el crecimiento (Xie et al. 1994). Debido a la menor variación de parámetro de red que la capa gradual de SiGe tiene que soportar (el contenido de Ge varía de 100% a 75%) con respecto a otros diseños, el espesor de estas capas puede ser menor (Shah et al. 2008), lo que conlleva una reducción en los costes. Este menor espesor en la capa *buffer* puede evitar además el combado de la oblea y agrietamientos, que suelen estar presentes en capas más gruesas debido a la diferencia de coeficiente de expansión térmica entre los materiales (Ward et al. 2014). Aunque estas capas *buffer* siguen en desarrollo, los primeros dispositivos se han fabricado y caracterizado y se presentan en este trabajo.

EXPERIMENTAL

La célula fabricada para demostrar esta filosofía de diseño es una célula de heterounión de GaInP/SiGe crecida sobre una capa *buffer* de SiGe sobre Ge crecido, a su vez, directamente sobre silicio (GaInP/SiGe/SiGe gradual/Ge/Si) (figura 3).

El crecimiento de las células se llevó a cabo en dos reactores. Los elementos del grupo IV se crecieron en un reactor de deposición química en fase vapor (CVD) y, posteriormente, el crecimiento de los semiconductores del grupo III-V se realizó en reactor MOVPE (deposición en fase vapor mediante precursores metalorgánicos). Las células se crecieron sobre sustrato de Si (001) de baja resistividad, $0.01 \Omega \cdot \text{cm}$, con *offcut* de 6° en dirección [110]. Dada la arquitectura de la célula, en este diseño el silicio sólo juega un papel estructural, de mero soporte mecánico de la estructura, sin papel fotovoltaico alguno.

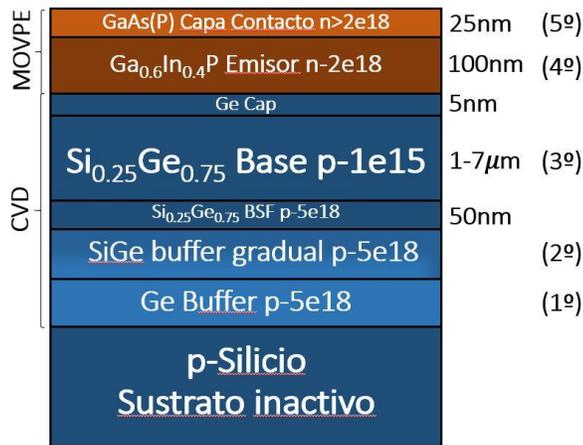


Fig. 3. Estructura de las células de SiGe sobre sustratos de Si.

Tras el crecimiento, la densidad de dislocaciones *threading* en el germanio crecido fue de $8 \times 10^5 \text{ cm}^{-2}$ a pesar del gran desajuste en red presente entre el germanio y el silicio. Posteriormente, se realizó el crecimiento de la capa gradual de SiGe y la capa base de Si_{0.25}Ge_{0.75} de las células, variando su espesor entre 1 µm y 7 µm. Las muestras fueron entonces introducidas en el reactor MOVPE para crecimiento de los compuestos III-V.

Todos los crecimientos fueron procesados en células solares de 1 cm² mediante fotolitografía convencional y realizando los contactos mediante deposición física en fase vapor con cañón de electrones (EBPVD) con posterior aleado. Para las células fue necesario un rediseño de los contactos debido a las propiedades dispares que presentan los semiconductores III-V y el silicio, siendo finalmente el contacto trasero de Al (1500 nm) aleándose por encima del eutéctico y el frontal de Pd (50 nm)/Ge (50 nm)/Ti (50 nm)/Pd (50 nm)/Al(500 nm) siendo aleado a 300°C (Huo et al. 2017).

Durante la fabricación se caracterizó el material de las células de SiGe mediante *Electrochemical Capacitance Voltage* (ECV) para medir la concentración de portadores en función de la profundidad, *Scanning Electron Microscopy* (SEM) para medir los espesores de las distintas capas y Difracción de Rayos X para medir las composiciones de los compuestos y los desajustes en red presentes. En las figuras 4.a y 4.b se pueden observar los resultados de algunas de estas caracterizaciones. De la figura 4.a se deduce que el germanio crece con un desajuste en red de 4.36% sobre el sustrato de Silicio original. La figura 4.b permite distinguir la capa de Ge con un espesor de 2.33 µm, la capa *buffer* gradual de SiGe con un espesor de 2.37 µm, que llega hasta una composición de Si_{0.27}Ge_{0.73} sobre la que se crece la base de la célula con un espesor variable entre 1 µm y 7 µm. Como se puede apreciar, la capa *buffer* tiene mucho menor espesor que otras capas *buffer* de SiGe reportadas en la literatura que trabajan a compresión (Shah et al. 2008), lo que produce un ahorro en costes.

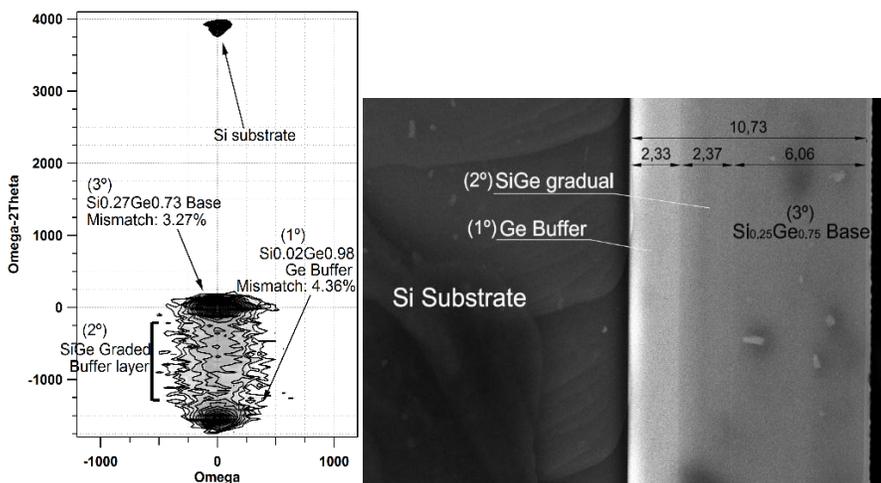


Fig. 4. a) Resultados de medidas de difracción de rayos X: mapa del espacio recíproco de la estructura SiGe/SiGe gradual/Ge/Si donde "omega" representa la inclinación y "omega-2theta" el desajuste en red (izquierda). b) Imagen SEM de la estructura de la parte del grupo IV de la célula (derecha) (unidades en μm).

CARACTERIZACIÓN Y RESULTADOS

Después de la fabricación de las células, se ha llevado a cabo su caracterización. Las células fueron medidas a un sol (figura 5.a) y bajo condiciones de oscuridad (figura 5.b). Como se puede observar en las figuras, la corriente generada por las células es bastante modesta, mucho menor de la esperada. También, el voltaje de circuito abierto, V_{OC} , presenta valores discretos, con una *band gap-voltage offset*, W_{OC} , de 650 mV en el mejor de los casos. La alta resistencia serie presente reduce de manera contundente el *Fill Factor*, por lo que la potencia generada por las células se ve disminuida drásticamente.

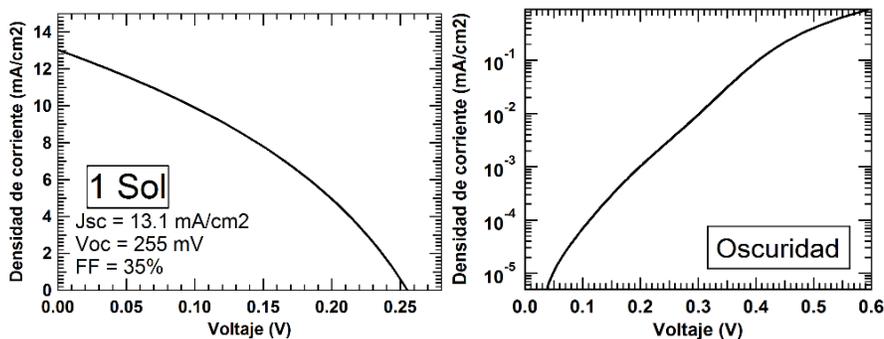


Fig. 5. a) Curva I-V a un sol (izquierda), b) Curva en oscuridad (derecha).

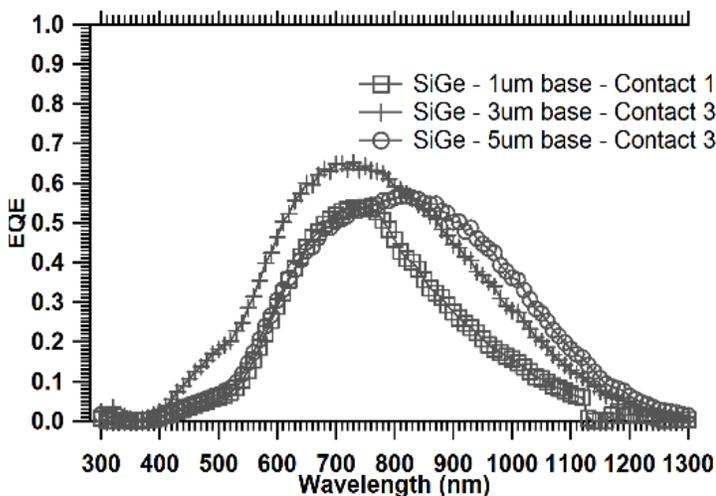


Fig. 6. Eficiencia cuántica de las células de SiGe con bases de distinto espesor

También se midió la eficiencia cuántica externa, EQE, para varias células SiGe con base de distintos espesores. Estas medidas se muestran en la figura 6 y confirman la baja respuesta de los dispositivos, especialmente por encima de 800 nm. Esto es debido a la limitación del espesor, pero también a la baja longitud de difusión de los portadores minoritarios. Las simulaciones y caracterización llevadas a cabo podrían sugerir que la causa de este comportamiento es la presencia de defectos puntuales en la base de SiGe. A pesar de que el dopado previsto para esta base de SiGe era de 10^{15} cm^{-3} —el cuál se confirmó con medida de Espectrometría de Masas de Iones Secundarios, SIMS—, en las medidas de *Electrochemical Capacitance Voltage* la concentración de portadores era de $5 \times 10^{18} - 2 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$, lo que claramente limita la zona de carga espacial de la base de SiGe y, por tanto, minimiza la capacidad de colección.

CONCLUSIONES Y FUTUROS TRABAJOS

Se ha presentado una estrategia para la integración de semiconductores III-V sobre silicio mediante el empleo de aleaciones del grupo IV. De esta manera, se han fabricado células de $\text{Si}_{0.25}\text{Ge}_{0.75}$ sobre silicio. Aunque desde el punto de vista fotovoltaico los resultados son moderados, desde el punto de vista estructural se ha completado con éxito el crecimiento de estas células en dos reactores. Por tanto, se ha demostrado la compatibilidad de esta estrategia de integración III-V/Si mostrando el efecto fotovoltaico de este material, lo que es bastante prometedor.

A pesar de las buenas capas *buffer* logradas, la alta resistencia serie arruina el rendimiento de las células. Tanto esto, como el dopado y defectos del SiGe son aspectos que corregir para poder mejorar la colección de los dispositivos. Además, se implementará esta célula a una célula multiunión con subcélulas superiores de semiconductores III-V.

REFERENCIAS

- Connolly, J.P. et al, (2014). Designing III-V Multijunction Solar Cells on Silicon. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, no. 7, pp. 810-820
- Faucher, J., et al, (2013). Single-Junction GaAsP Solar Cells Grown on SiGe Graded Buffers on Si. *Applied Physics Letters*, vol. 103, no. 19
- García-Tabarés, E., (2015). *MOVPE Growth of III-V Semiconductors on Silicon for Third Generation Solar Cells*. Madrid: Instituto de Energía Solar.
- Green, M.A., et al, (2018). Solar Cell Efficiency Tables (Version 51). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, no. 1, pp. 3-12
- Huo, P., et al, (2017). Comparison of Ti/Pd/Ag, Pd/Ti/Pd/Ag and Pd/Ge/Ti/Pd/Ag Contacts to N-Type GaAs for Electronic Devices Handling High Current Densities. *Semiconductor Science and Technology*, vol. 32, no. 4
- Loper, P., et al, (2014). Organic-Inorganic Halide Perovskites: Perspectives for Silicon-Based Tandem Solar Cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp.
- Pitera, A.J., et al., (2011). *Monolithically Integrated Thin Film III-V/Si Solar Panel on Wafer for Active Power Management*.
- Richter, A., et al, (2013). Reassessment of the Limiting Efficiency for Crystalline Silicon Solar Cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, no. 4, pp. 1184-1191
- Saga, T., (2010). Advances in Crystalline Silicon Solar Cell Technology for Industrial Mass Production. *NPG Asia Materials*, vol. 2, no. 3, pp. 96-102
- Shah V.A., et al, (2008). Reverse Graded Relaxed Buffers for High Ge Content SiGe Virtual Substrates. *Applied Physics Letters*, vol. 93, no. 19
- Shah, V.A., et al, (2010). Reverse Graded SiGe/Ge/Si Buffers for High-Composition Virtual Substrates. *Journal of Applied Physics*, vol. 107, no. 6
- Suzuki, T., et al, (1991). Growth Mechanism of GaP on Si Substrate by MOVPE. *Journal of Crystal Growth*, vol. 115, no. 1-4, pp. 158-163
- Ward, T., (2014). Design Rules for Dislocation Filters. *Journal of Applied Physics*, vol. 116.
- Xie, Y.H., et al, (1994). Semiconductor Surface Roughness: Dependence on Sign and Magnitude of Bulk Strain. *Physical Review Letters*, vol. 73, no. 22, pp. 3006-3009
- Yoshikawa, K., et al, (2017). Exceeding Conversion Efficiency of 26% by Heterojunction Interdigitated Back Contact Solar Cell with Thin Film Si Technology. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 173, pp. 37-42

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

ESTUDIO SOBRE LOS EFECTOS DE LA PENETRACIÓN FOTOVOLTAICA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL IER DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

¹Rojas López Z. S., ¹ Sánchez J. A., ¹ Ortega C. J., ¹ Peña R. R.

¹Departamento de materiales solares, Instituto de Energías Renovables-UNAM, Privada
Xochicalco S/N, Temixco, Morelos, 62588, México, (777) 362-0090, ext.29742,
zsrl@ier.unam.mx

RESUMEN

En este trabajo se presenta los efectos de la penetración Fotovoltaica en Redes de Distribución Eléctrica (RDE) del Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM) ubicado en Temixco, Morelos, México con una potencia Fotovoltaica (FV) instalada de 160.44 kWp con distintos Sistemas Fotovoltaicos (SFV) con diferentes Tecnología Fotovoltaica (TFV), Silicio cristalino, Cde y CIGS, todos ellos acoplados a un acondicionador de energía de diferentes marcas, como la marca Fronius, ABB, SMA y Enphase provocando disturbios en la red que afectan la Calidad de la Energía (CE). Los diferentes SFV interconectados a la RDE mejoran aproximadamente en un 5 % la THD del IER-UNAM.

PALABRAS CLAVE: Calidad de la Energía, Distorsión armónica, Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red.

ABSTRACT

This paper presents the effects of the Photovoltaic penetration in Electrical Distribution Networks (RDE) of the Institute of Renewable Energies of the National Autonomous University of Mexico (IER-UNAM) located in Temixco, Morelos, Mexico with a photovoltaic power (PV) installed 160.44 kWp with different Photovoltaic Systems (SFV) with different Photovoltaic Technology (TFV), crystalline silicon, Cde and CIGS, all coupled to a power conditioner of different brands, such as the brand Fronius, ABB, SMA and Enphase causing disturbances in the network that affect the Quality of Energy (CE). The different SFVs interconnected to the RDE improve the THD of the IER-UNAM by approximately 5%.

KEYWORDS: Power Quality, Harmonic distortion, Photovoltaic Systems interconnected to the network.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución eléctrica y los equipos que son alimentados por la misma, están diseñados para operar dentro de ciertos límites de amplitud de tensión, corriente y frecuencia, si el encargado de suministrar dicho producto con cualquiera de estos parámetros fuera de los límites específicos, se considera que hay una anomalía o deficiencia del suministro siendo suficiente para originar una deficiencia en la operación y fallas en los equipos eléctricos, a lo cual llamaremos una mala Calidad de Energía (CE). Sin embargo con el desarrollo de nuevas tecnologías, los diferentes tipos de cargas tanto industriales, residenciales y comerciales hacen un consumo excesivo de equipos con electrónica de potencia (la encargada de provocar una mala calidad de la energía). Los sistemas eléctricos cuentan actualmente con una gran cantidad de elementos llamados no lineales, los cuales generan a partir de formas de onda sinusoidales y con la frecuencia de la red, otras ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como Armónicos, Armonicos en Sistemas eléctricos, Jose D. Arcila.

Esta investigación presenta los efectos de la penetración Fotovoltaica en Redes de Distribución Eléctrica (RDE) del Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM) ubicado en Temixco, Morelos, México con una potencia Fotovoltaica (FV) instalada de 160.44 kWp con distintos Sistemas Fotovoltaicos (SFV) con diferentes Tecnología Fotovoltaica (TFV), Silicio cristalino, Cdte y CIGS, todos ellos acoplados a un acondicionador de energía de diferentes marcas, como la marca Fronius, ABB, SMA y Enphase provocando disturbios en la red que afectan la Calidad de la Energía (CE).

El IER-UNAM cuenta con demanda contratada de 130 kW con Comisión Federal de Electricidad (CFE) encargada del suministro de energía eléctrica en México y en este estudio se ve reflejada la ayuda que hacen los SFV's al consumo de energía del IER_UNAM al inyectar energía a la red del IER-UNAM que después es consumida por los usuarios del plantel, pero esa inyección de energía conlleva a disminuir la calidad de la energía por el acoplamiento de diferente tecnología de acondicionadores (que llamaremos inversores), para eso veremos cuáles son los principales problemas de acoplar el uso de Energías Renovables a nuestra red.

OBJETIVOS

Durante la última década, la utilización de la energía solar para la generación de electricidad ha crecido de forma espectacular debido a sus beneficios económicos. Sin embargo, debido a las características variables que conyeba la generación fotovoltaica, la integración de una gran cantidad de SFV en una región delimitada tendrá varios efectos negativos en el funcionamiento de la red de distribución eléctrica. Las preocupaciones potenciales más comunes causados por los SFV's son sobretensión en estado estable, los problemas con dispositivos de regulación de voltaje, los impactos sobre las pérdidas del sistema, protección, armónicos, y parpadeo de tensión.

METODOLOGIA y RESULTADOS

En el caso de la generación distribuida, las mediciones de la calidad de la energía se asocian con un análisis detallado de los parámetros eléctricos de la fuente, en nuestro caso, los SFV. Además de la medición clásica, dentro de las redes eléctricas se debe prestar atención a la dirección de las emisiones armónicas, el impacto de las fluctuaciones de voltaje cuando se enciende o apagan los SFV, la dirección del flujo de potencia reactiva, etc. La metodología de los parámetros de calidad que miden en el punto de conexión es difícil porque el resultado de la medición se ve afectado no solo por los SFV, sino también por el estado de funcionamiento y las interferencias en la red ya que existen muchos nodos y diferentes cargas a lo largo del IER-UNAM, desde cargas que demandan más de 28 kW/h hasta un simple foco LED.

La prueba de la calidad de la energía en las redes se basa en dos estándares (EN 50160: 2010 e IEC 61000-4-30: 2015). Para los estudios sobre el impacto de las fuentes de energía renovables en las condiciones de trabajo de la red eléctrica, se pueden usar los mismos métodos de medición. Dichos estudios están diseñados para evaluar el impacto de las fuentes de energía renovables para el funcionamiento de la red en condiciones normales, es decir, los estados de operación sin fallas. En los estudios descritos en este artículo, se utilizó un dispositivo de medición de clase A de la marca Hioki modelo 9624-50 para los diferentes eventos para determinar la calidad de la energía. Los rangos de medición en la red son de 1 segundo por lo cual se tiene un gran margen para poder observar minuciosamente cada evento que afectan la red interna del IER-UNAM. La ubicación del dispositivo de medición se muestra en la Fig. 1. La descripción de los métodos de medición y los términos básicos relacionados con este tema se han publicado en la norma: EN 61000-4-30. Antes de las mediciones, se recopilaba información sobre el objeto para determinar el punto de conexión del dispositivo, la medición y el análisis.

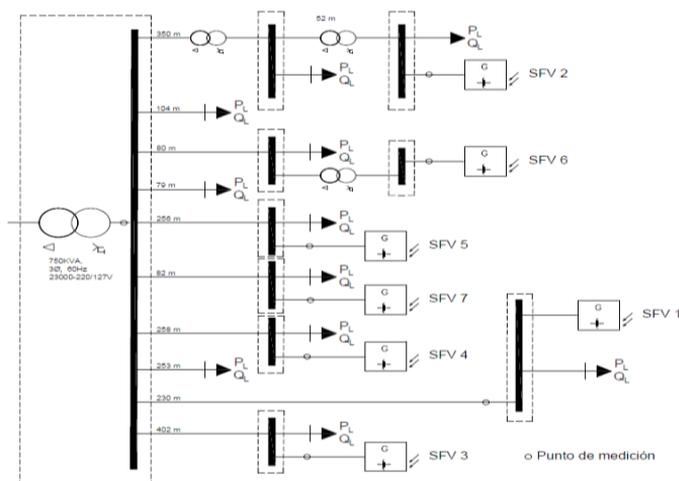


Fig. 1 Diagrama unifilar del IER-UNAM con los diferentes SFV y con los punto de medición con el analizador clase A

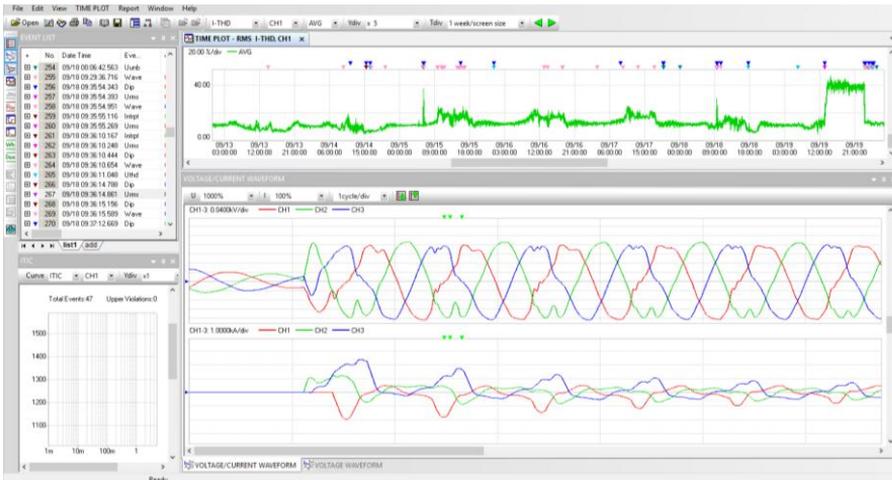


Fig. 2. Resultados de eventos que presenta el analizador clase A y que afectan la calidad de la energía cuando están operando los SFV en el IER-UNAM .

En la Fig. 2 muestra el interface gráfica del software con el que vienen asociado el Hioki clase A y en el que se ve tiempo real el estado de la red eléctrica y el encargado de registrar los eventos que afectan la calidad de la energía. En dicho Software se puede hacer registros de todos los parámetros asociados a la norma EN 50160. En la Fig. 2 se muestra la forma de onda senoidal cuando se restablece el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con la norma (EN50160: 2011), para evaluar la calidad de la energía, se deben usar indicadores de los valores promedio dentro del período de promedio para los parámetros de cambio lento y los valores mínimo y máximo en el período promedio para el rápido cambio de parámetros. Estos valores se determinan para los intervalos más pequeños, llamados pasos de tiempo del algoritmo. Para los valores RMS de tensión y corriente, se utilizan algoritmos de media onda (10 ms) y un algoritmo periódico completo (20 ms).

Para determinar la frecuencia, la asimetría de potencia y los armónicos, se aplicaron 10 rangos periódicos de 200 ms. El tiempo de medición básico (voltaje, armónicos e inter-armónicos y desequilibrio) debe ser un intervalo periódico de 10 periodos para 50 Hz o 12 periodos para 60 Hz. Estos valores se agrupan luego en tres periodos de tiempo adicionales, es decir: período de 3 s, período de 10 min, período de 2 h. Las medidas de 10/12 periodos siempre deben sincronizarse para cada marcador de 10 min RTC. Con RTC, la llamada incertidumbre del tiempo real está conectada. Se determina en relación con el Tiempo Universal Coordinado UTC. Para una clase de A, la incertidumbre del dispositivo no puede ser superior a ± 20 ms para 50 Hz y $\pm 16,7$ ms para 60 Hz (Grycan, Brusilowicz, & Kupaj, 2018).

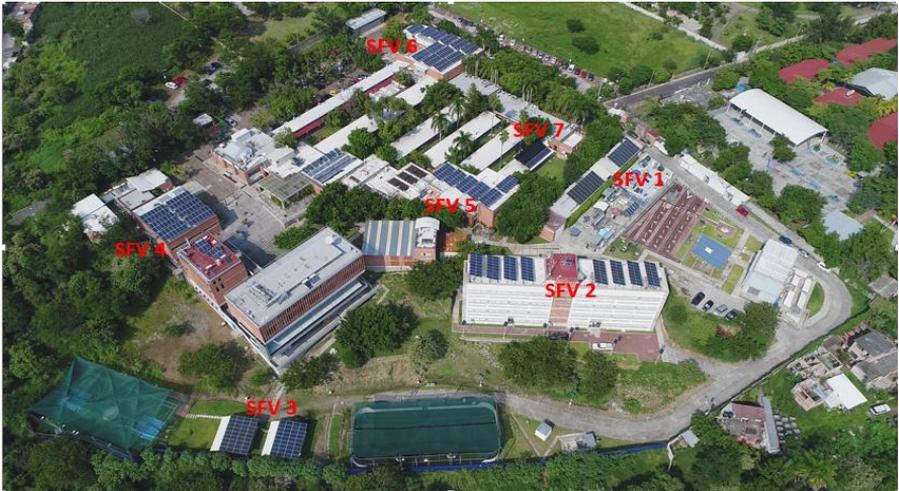


Fig. 3 Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM) con sus respectivos SFV instalados.

En la fig. 2 Se muestra la instalación de diferentes SFV en el IER-UNAM con un aproximado de 40% del total de las azoteas del mismo plantel, y con una potencia instalada de 160.44 kWp.

En el Edificio E (SFV 1) se tienen instalados 19.4 kW con tecnología de silicio cristalino. El sistema se divide en dos subsistemas de 10 kW y 9 kW. El subsistema de 9 kW está integrado por 72 módulos de una potencia pico de 125 Watt de silicio policristalino. El subsistema de 10.4 kWp se conforma por 80 módulos de 130 Watt pico de silicio policristalino. Ambos subsistemas tienen un inversor de la marca Fronius modelo Symo 10.0-3.

La planta solar fotovoltaica (SFV 2) tiene una capacidad instalada de 28.0 kWp que están divididos en 2 sistemas de 14 kW, ala norte y ala sur y están conectados a la red de distribución eléctrica a través de un inversor de 12 kWp marca Fronius. Cada uno de los sistemas se compone de 56 módulos fotovoltaicos (MFV) de 250 Wp, conectados en una configuración 14SX4P.

Las palapas 1 y 2 (SFV 3) se encuentran en el área deportiva del IER-UNAM, cada una de ellas cuenta con 36 MFV. En la palapa 1 se instalaron módulos de silicio monocristalino de la marca Solartec modelo SPM60 , teniendo así una capacidad instalada de 9 kW. El inversor es de 10 kW de la marca Fronius, modelo IG PlusV 10.3 Delta. En la palapa 2 se instalaron módulos de silicio policristalino de la marca SolarEver modelo SE-156x156-260P, cada uno con una Potencia Pico de 260 W por lo que en total se tiene una potencia instalada de 9.36 kW. El inversor es de 10 kW de la marca Fronius, modelo IG PlusV 10.3 Delta.

La planta solar fotovoltaica (SFV 4) instalada en la azotea del Laboratorio del Simulador Solar es de 21.0 kW. Se instalaron 84 MFV de silicio policristalino con una Potencia pico de 260.0 Watt, los módulos son de la marca Astro Energy modelo CHSM6610P-260. Se

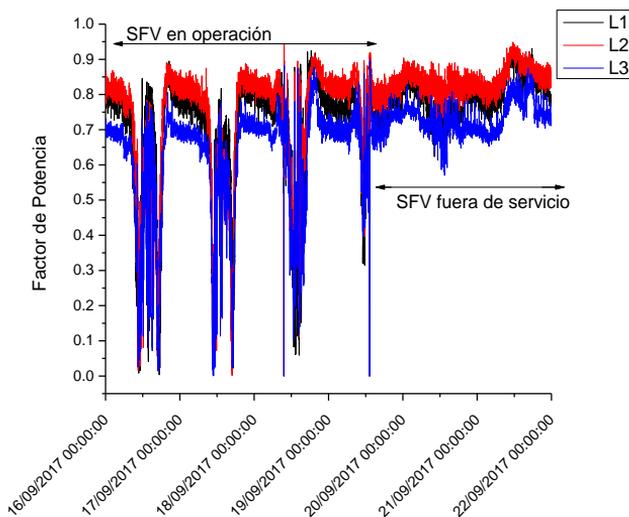
tienen 3 inversores de la de la marca SMA modelo SB7000US conectados en Delta para tener un sistema trifásico a 220 Vc.a.

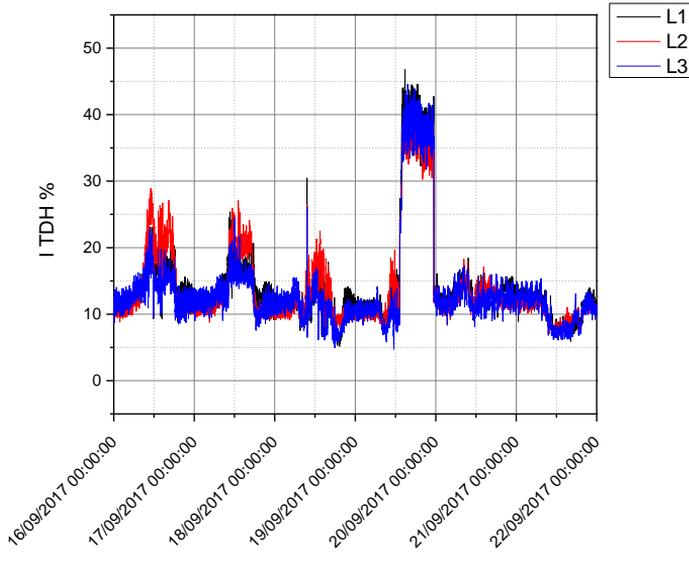
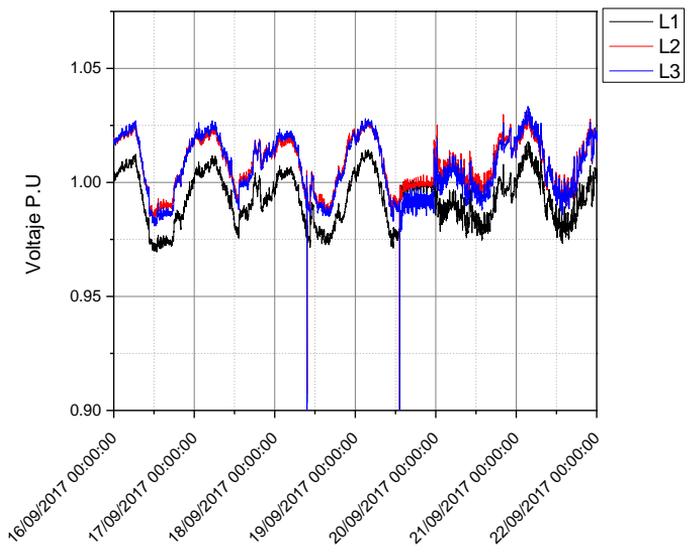
En el techo del Edificio del Laboratorio de Hidrógeno (SFV 5) se tienen instalado un sistema fotovoltaico de 21.84 kW, dividido en dos subarreglos de 10.92 kW. El sistema tiene dos inversores trifásicos de 10.0 kW, cada subarreglo fotovoltaico está conformado por 42 módulos fotovoltaicos de 260 W, teniendo un total de 84 MFV en el sistema. Los MFV son de silicio policristalino de la marca SolarEver modelo SE-156x156-260P y los inversores son de la marca Fronius, modelo Symo 10.0-3. En la Figura 3 se muestra una fotografía de la PSFV 21.84.

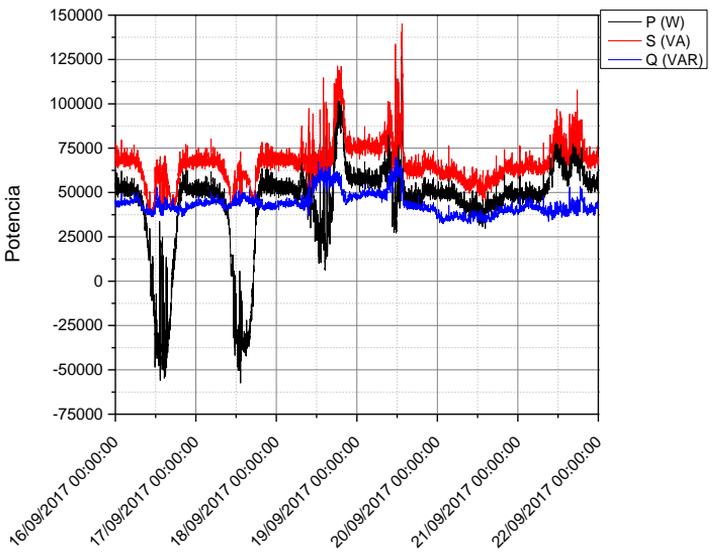
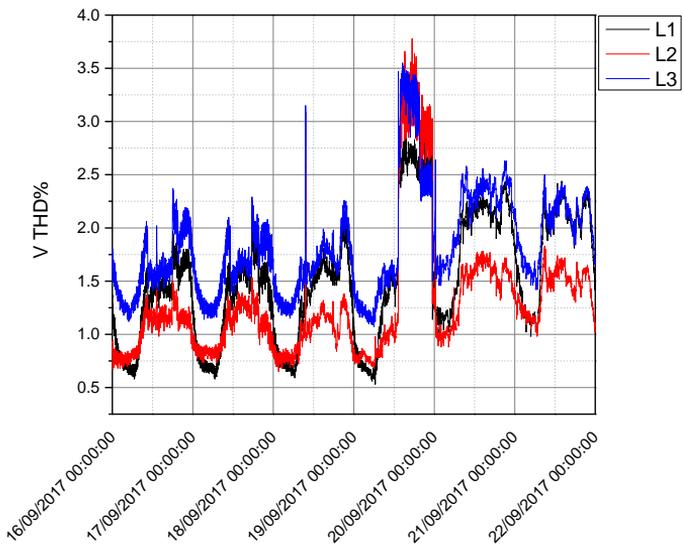
La planta solar fotovoltaica (SFV 6) se encuentra instalada en la azotea del Edificio del Auditorio Tonatiuh, y está conformada por dos Sistemas Fotovoltaicos, uno con un Arreglo Fotovoltaico (AFV) con una Potencia Pico de 21.0 kW y otro con una Potencia Pico de 21.84 kW. Cada AFV está acoplado a un inversor con una Potencia Nominal de 20.0 kW. El AFV de 21.84 kW está integrado por 84 MFV, cada MFV tiene una potencia pico de 250.0 W, mientras que el AFV de 21.84 kW está integrado por 84 MFV con módulos de 260.0 W.

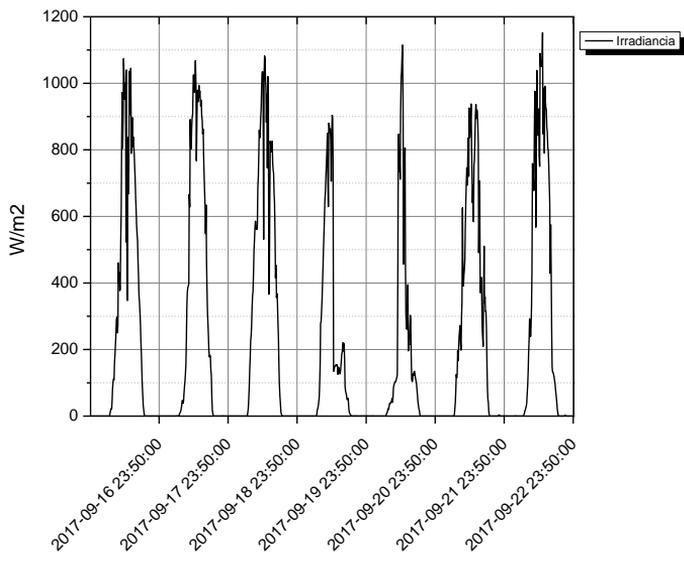
En el Edificio D (SFV 7) se tienen instalados 9.0 kW con tres diferentes tecnologías, cada subsistema es de 3.0 kWp. El subsistema con módulos de silicio policristalino (p-Si), está integrado por 12 MFV de 250 Watt , el subsistema con tecnología de Teluro de Cadmio (CdTe) se compone de 40 módulos de 75 Watt y el subsistema con tecnología de Cobre Indio Galio Selenio (CIGS) está formado por 24 módulos de 150 Watt. Cada uno de los subsistemas se encuentra interconectado a la red a través de un inversor de la marca SMA modelo Sunny Boy 4000-US en una configuración Delta.

RESULTADOS









ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLOTANTES EN ESPAÑA

Verdugo A.¹, Amador J.², Del Amo J.

¹ Master en Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA), Universidad Politécnica de Madrid a.verdugo.andres@gmail.com

² Universidad Politécnica de Madrid (UPM) ETS Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) Ronda de Valencia, 3. 28012 Madrid (España) julio.amador@upm.es

RESUMEN

Los sistemas fotovoltaicos flotantes cumplen con el doble objetivo de aumentar la producción energética con energías renovables y reducir las pérdidas por evaporación de agua, lo que resulta especialmente beneficioso en determinados climas. En este trabajo se analizan instalaciones fotovoltaicas flotantes en tres balsas de agua situadas en latitudes diferenciadas de España. En primer lugar se determina el sistema fotovoltaico más adecuado a cada balsa. A continuación, se comparan las tres balsas estudiando tanto el ahorro de agua, como la producción energética, para establecer su viabilidad económica en función de la zona geográfica en España.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar, Sistema Flotante Fotovoltaico, Evaporación

ABSTRACT

It is carried out an analysis of an innovative system for the implementation of photovoltaic energy in rural environment, the photovoltaic floating system. These photovoltaic systems, besides to generate electric power that could be autoconsumed or sold, avoid that water be evaporated because of the water layer is covered becoming it in economical profits. In this final project three photovoltaic floating installation are analyzed in three different ponds located in three different latitudes in Spain. To do this, two photovoltaic floating system were suggested in each pond and after an economic analysis the most favorable alternative was selected in each pond. After that, a comparison among the photovoltaic system of each pond was made in order to observe where is the best area in Spain to install this type of photovoltaic system.

KEYWORDS: Solar Energy, Congress Proceedings, Instructions

ANTECEDENTES

El primer sistema registrado de módulos fotovoltaicos flotantes es el de Aichi, Japón, aunque, tuvo más repercusión la instalación de 175 kW en una bodega de California (Kim Trapani et al., 2014). En 2009 el sistema fotovoltaico flotante de Bubano, Italia, con una potencia pico de 500 kWp, se convierte en el de mayor potencia. La balsa fotovoltaica de 200 x 60 metros se beneficia de los incentivos que se otorgaban en este año en Italia a las energías renovables (Kim Trapani et al., 2014). En nuestro país, la única instalación instalada ha sido desarrollada por Miguel Redón, de la Universidad Politécnica de Valencia, con colaboración de CELEMIN ENERGY, en el Negret (Alicante). Los 24 kW iniciales se han aumentado a 300 kW debido al buen comportamiento mostrado. En el año 2010 la empresa SCIENTEC'S se instala en Italia una balsa fotovoltaica flotante de 200 kW conectada a red en la bodega Petra. La instalación cuenta con módulos de silicio policristalino con un ángulo de inclinación de 40 ° y tiene la particularidad respecto a las anteriores de incorporar un sistema de seguimiento a un eje polar (Kim Trapani et al., 2014). Con el objetivo de aumentar el rendimiento, en el 2011, en el lago italiano de Colignola, la misma empresa SCIENTEC's dispone los módulos fotovoltaicos horizontales y en flotación sobre el agua, incorporando dos espejos para cada módulo, con una inclinación de 60° sobre la horizontal (Cazzaniaga, R et al. 2012). En 2012, la empresa SCIENTEC's continua su investigación en estos sistemas flotantes instalando un sistema fotovoltaico en una balsa en Pommerai-sur-Sevre, en Francia con estructura de soporte PVC, en lugar del metal, utilizado anteriormente. En este mismo año de 2012 se inicia el proyecto de Hapcheon Dam, en Corea; en el que actualmente han sido instalados 500 kW, con un objetivo de 1800 kW para 2020, con numerosas empresas involucradas. Entre los años 2015 y 2016 han sido instalados varios sistemas fotovoltaicos flotantes principalmente en China, Anhui 20MW, Japón, Saitama 7,5 MW, Corea del Sur, Sangju 3 MW y Reino Unido 6,33 MW y 2,9 MW. Actualmente, la planta solar fotovoltaica flotante más grande del mundo se encuentra en ubicada en Huainan (China) con 166.000 módulos fotovoltaicos que producen la electricidad equivalente al consumo de unos 15.000 hogares.

ALCANCE

Para realizar este estudio se han elegido 3 balsas de la península ibérica situadas Nijar (Almería), Humanes (Guadalajara) y Aranda de Duero (Burgos). Las características más relevantes de cada balsa pueden observarse en la Tabla I.

Tabla I. Características relevantes de las balsas.

	Población	Provincia	Latitud(°)	Longitud(°)	Funcionalidad	Superficie(m ²)	Capacidad(m ³)	Precio Agua (€/m ³)
1	Nijar	Almería	36,98	-2,11	Agrícola	3391,6	13566,4	1,59
2	Humanes	Guadalajara	40,812	-3,12	Industrial	28263,12	113052,48	1,28
3	Aranda de Duero	Burgos	41,676	-3,856	Agrícola	5401,34	21605,36	2,89

DATOS DE PARTIDA

Para el cálculo del rendimiento de los módulos fotovoltaicos se estudian los datos de radiación solar de cada zona. A su vez, con objeto de calcular la evaporación en las diferentes zonas, es necesario obtener valores de temperatura ambiente, humedad relativa, precipitación media y velocidad media del viento. Los datos climatológicos se han obtenido de la base meteorológica de la NASA, excepto los datos de dirección del viento, que

proceden del atlas eólico del IDAE. En la Tabla II se definen los valores de radiación solar para cada zona.

Tabla II. Valores de radiación solar para cada zona.

RADIACIÓN		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Nijar	MJ/m ² ·día	9,83	12,89	17,35	22	24,5	27,4	27,5	24,52	19,44	14,08	10,26	8,57	18,22
Aranda de Duero	MJ/m ² ·día	6,63	9,83	14,69	17,8	21,1	24,77	24,7	21,46	16,85	10,73	7,13	5,62	15,12
Humanes	MJ/m ² ·día	7,27	10,66	15,44	18,4	21,4	25,52	25,9	22,82	17,53	11,27	7,67	6,12	15,84

El cálculo de la evaporación correspondiente a las tres balsas estudiadas se calcula con el método de Penman-Monteith (FAO 56). Mediante la combinación del balance de energía y el método aerodinámico, la ecuación Ec.1 que permite estimar la evaporación en lámina libre (José Miguel Molina, 2006) .

$$ET_0 = \frac{0,408 \cdot \Delta \cdot (R_n - G) + \gamma \frac{900}{T + 273} u_2 (e_s - e_a)}{\Delta + \gamma (1 + 0,34 \cdot u_2)} \quad (Ec.1)$$

Δ : Pendiente de la curva de presión de vapor (kPa °C-1)

R_n : Radiación neta (MJ·m⁻²·día-1)

G : Flujo de calor (MJ·m⁻²·día-1) ≈ 0

γ : Constante psicométrica (kPa °C-1)

u_2 : Velocidad del viento a 2 m de altura

e_a : Presión real del aire (kPa)

Tabla III. Valores de evaporación para cada balsa según Ec. 1.

ET ₀ (mm/mes)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total (mm/año)
NIJAR	89,18	94,06	136,42	173,39	211	254,33	289,96	266,37	192,65	142,01	99,51	84,1	2032,98
ARANDA DE DUERO	36,53	52,01	104,5	134,08	193,28	264,37	309,62	274,92	179,58	102,28	50,99	34,45	1736,61
HUMANES	36,53	52,01	104,5	134,08	193,28	264,37	309,62	274,92	179,58	102,28	50,99	34,45	3769,59

En la Tabla III se muestran los resultados obtenidos para las balsas consideradas en este estudio. Nijar, con temperatura ambiente y una radiación solares mayores que Humanes y Aranda de Duero, alcanza un valor medio de agua evaporada de 2032,97 mm/año. Por la misma razón, Humanes, presenta una evaporación algo mayor que Aranda de Duero.

FUNDAMENTOS DE LAS ESTRUCTURAS FLOTANTES

Principio de estabilidad

El efecto de estabilidad en los sistemas fotovoltaicos flotantes no tiene gran importancia debido a que todas las estructuras donde se fijan los módulos se encuentran unidas lateralmente mediante juntas que hace que toda la estructura funcione conjuntamente aumentando así mismo la estabilidad global de la misma. (Bruce R. Mundson et al., 1999)

Efecto del viento sobre la estructura

Para permitir la instalación y mantenimiento del sistema fotovoltaico la estructura flotante debe dejar un pasillo entre cada fila de unos 0,5 m. Están estructuras deben soportar el peso de la instalación fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, inversores, cableado y estructuras) y las cargas de mantenimiento, estas fuerzas verticales deben ser compensadas por las fuerzas de sustentación de la estructura.

La componente horizontal del viento en superficie también afecta a la estructura produciendo el “efecto vela”. Las tensiones provocadas por dicho efecto pueden influir negativamente en la estructura. Para el estudio del viento en la estructura flotante se ha utilizado la “ROM 0.4-95 Acciones climáticas II: VIENTO” de “Recomendaciones para obras marítimas” que desarrolla Puertos del Estado desde 1987. Esta norma define la fuerza del viento actuando sobre una estructura mediante la Ec.2:

$$R_v = C_f \cdot q_{v,t}(z) \cdot A_e \tag{Ec.2}$$

R_v = Fuerza resultante sobre la estructura producida por la acción del viento

C_f = Coeficiente eólico de fuerza

$q_{v,t}(z)$ = Presión dinámica del viento asociada a la velocidad del proyecto $V_{v,t}(z)$

A_e : Área frontal efectiva en la que incide el viento.

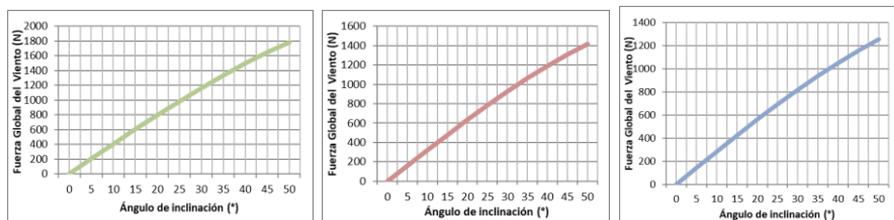


Figura I. Resultados de la presión del viento horizontal.

En la Fig. I. se observa que la presión ejercida por el viento en la estructura crece de una forma gradual según se va aumentando el ángulo de inclinación, independientemente de la zona de estudio. Para minimizar el efecto del viento y que la estructura no sufra en exceso los efectos de la presión del viento, se ha establecido el límite de presión máximo en 700 N, lo que equivale, aproximadamente, a un ángulo de inclinación $\beta = 20^\circ$.

Oleaje

Para la caracterización de las olas es necesario conocer una gran cantidad de parámetros: longitud de onda (L), el periodo (T), la pendiente y la altura (H) de las olas, la amplitud (A) y la velocidad de propagación (V). Estos parámetros son muy difíciles de determinar en una balsa de regadío pero en el caso de que esté totalmente cubierta con el sistema fotovoltaico se puede considerar que el efecto del oleaje es despreciable, no produciendo efecto alguno sobre la estructura.

Tipo de sistema flotante utilizado en las balsas



Figura II. Sistema Isifloating

En las balsas a estudio en este proyecto se ha optado por instalar el sistema de Isifloating, Fig. II, debido a su diseño modular adaptándose mejor a las formas de las diferentes balsas, permitiendo un mayor aprovechamiento de su superficie útil, lo que provoca una disminución de la evaporación muy notable y una disminución del oleaje.

ANÁLISIS COMPARATIVO

En este estudio se ha establecido el diseño del sistema fotovoltaico óptimo para cada balsa teniendo en cuenta su rentabilidad económica. Para cada sistema óptimo se desarrolla un estudio energético-económico más completo incluyendo un análisis de sensibilidad. Para cada balsa se indica el sistema fotovoltaico propuesto, una tabla que muestra como varía el VAN según el precio del agua y la evaporación, y unas gráficas de sensibilidad de los principales parámetros de la instalación en función del CAPEX y kWp instalados.

Balsa de Nijar

Tabla IV. Análisis económico y energético de balsa de Nijar

Balsa Nijar	
Módulo	YL300P-35b
U _{mp} mod(V)	36,2
I _{mp} mod(A)	8,3
Nº Módulos	816
Inversor	Ingecon 60kW
P _{inv} (kW)	60
Nº Inversores	4
P _{total} Instalación (kWp)	244,8
Producción del Sistema (MWh/año)	395
Horas/Año	1614
PR	0,78
CAPEX(€)	242068,8
OPEX (€ /año)	7588,8
VAN (€)	100029,1
TIR (%)	0,08171
Periodo de Retorno (PR)	13
€/kW	1128
€/kWh	0,68

Tabla V. Análisis de sensibilidad VAN/precio del agua

	VAN		PRECIO DEL AGUA (Euro/m ³)					
	100.029,10 €	0,8631	0,9631	1,0631	1,1631	1,2631	1,3631	1,4631
EVAPOTRANSPIRACIÓN(Nº3)	4495	29.560,07	37.211,40	44.862,74	52.514,07	60.165,41	67.816,74	75.468,08
	4795	33.967,49	42.129,48	50.291,47	58.453,45	66.615,44	74.777,42	82.939,41
	5095	38.374,92	47.047,56	55.720,19	64.392,19	73.065,47	81.738,10	90.410,74
	5395	42.782,35	51.965,63	61.148,92	70.332,21	79.515,50	88.698,78	97.882,07
	5695	47.189,77	56.883,71	66.577,65	76.271,59	85.965,53	95.659,46	105.353,40
	5995	51.597,20	61.801,79	72.006,38	82.210,97	92.415,56	102.620,14	112.824,73
	6295	56.004,63	66.719,87	77.435,11	88.150,35	98.865,58	109.580,82	120.296,06
	6595	60.412,05	71.637,94	82.863,83	94.089,72	105.315,61	116.541,50	127.767,39
	6895	64.819,48	76.556,02	88.292,56	100.029,10	111.765,64	123.502,18	135.238,73
	7195	69.226,91	81.474,10	93.721,29	105.968,48	118.215,67	130.462,86	142.710,06
	7495	73.634,33	86.392,18	99.150,02	111.907,86	124.665,70	137.423,54	150.181,39
	7795	78.041,76	91.310,25	104.578,75	117.847,24	131.115,73	144.384,23	157.652,72
	8095	82.449,19	96.228,33	110.007,47	123.785,62	137.565,76	151.344,91	165.124,05
	8395	86.856,61	101.146,41	115.436,20	129.726,00	144.015,79	158.305,59	172.595,38
	8695	91.264,04	106.064,48	120.864,93	135.665,38	150.465,82	165.266,27	180.066,71
	8995	95.671,47	110.982,56	126.293,66	141.604,75	156.915,85	172.226,95	187.538,04
9295	100.078,89	115.900,64	131.722,39	147.544,13	163.365,88	179.187,63	195.009,37	
9595	104.486,32	120.818,72	137.151,11	153.483,51	169.815,91	186.148,31	202.480,70	

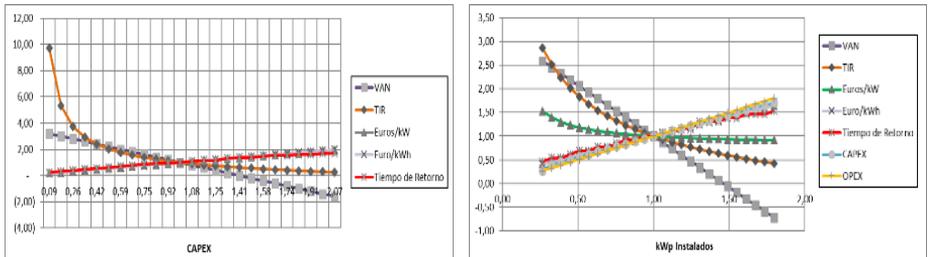


Figura III. Análisis de sensibilidad balsa de Nijar

La Fig. III muestra que cuando el CAPEX disminuye todos los factores económicos se vuelven más favorables, es decir, el VAN y el TIR aumentan y los €/kW, €/kWh y PR disminuyen. Además, se observa también que al aumentar los kWp, crece el CAPEX y el OPEX y, por tanto, también aumenta €/kW, €/kWh y PR, disminuyendo al mismo tiempo el VAN y el TIR. Debido a esto, lo más óptimo es realizar una instalación de menor potencia para así aumentar la rentabilidad. Pero, esto se traduce en un menor ahorro por evaporación. La Tabla V muestra que el VAN siempre va a ser positivo en la balsa de Nijar, aunque el precio del agua y de la evaporación tengan una gran variación.

Balsa de Aranda de Duero

En esta balsa los parámetros de rentabilidad VAN, TIR, €/kW varían de una forma más abrupta que en el caso anterior, al aumentar el CAPEX de la instalación y los kWp instalados. En la Tabla VII puede observarse, que si la evaporación de agua o el precio del agua disminuyesen, el VAN podría llegar a ser negativo. Por tanto, este caso de estudio se encuentra en el límite de la viabilidad. debido al bajo precio del agua en esta provincia que, combinado con una evaporación no muy alta característica de las zonas frías del norte peninsular, ocasiona un descenso en los ingresos económicos producidos por el ahorro de agua.

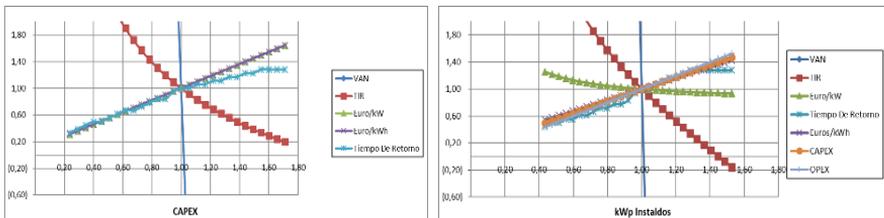
Tabla VI. Análisis económico y energético de balsa de Aranda

Balsa Aranda	
Módulo	YL300P-35b
Um PP Mod(V)	36,2
I _{pp mod(A)}	8,3
Nº Módulos	1236
Inversor	Ingecon 40kW Ingecon 20kW
PIV (kW)	40 20
Nº Inversores	7 4
P TO _{inv} Instalación (kWp)	370,8
Producción del Sistema (MWh/año)	820,05
Horas/Año	1402
PR	0,83
CAPEX(€)	366274,8
OPEX (€/año)	10713,6
VAN (€)	6388,23
TIR (%)	0,05147
Periodo de Retorno (PR)	18
€/kW	1094,6
€/kWh	0,77

Tabla VII. Análisis de sensibilidad VAN/precio del agua

EVAPORACIÓN(mm)	VAN	PRECIO DEL AGUA (Euro/m ³)						
		0,59	0,69	0,79	0,89	0,99	1,09	1,19
5975	-60479,19	-50309,5	-40139,8	-29970	-19800	-9630,7	538,98	
6275	-57466,35	-46786	-36105,66	-25425	-14745	-4064,6	6615,7	
6575	-54453,51	-43262,5	-32071,52	-20881	-9689,5	1501,5	12692	
6875	-51440,67	-39739	-28037,38	-16336	-4634,1	7067,6	18769	
7175	-48427,83	-36215,5	-24003,23	-11791	421,36	12634	24846	
7475	-45414,99	-32692	-19969,09	-7246,2	5476,8	18200	30923	
7775	-42402,15	-29168,6	-15934,95	-2701,4	10532	23766	36999	
8075	-39389,31	-25645,1	-11900,81	1843,4	15588	29332	43076	
8375	-36376,47	-22121,6	-7866,67	6388,2	20643	34898	49153	
8675	-33363,63	-18598,1	-3832,53	10933	25699	40464	55230	
8975	-30350,79	-15074,6	201,61	15478	30754	46030	61306	
9275	-27337,95	-11551,1	4235,75	20023	35809	51596	67383	
9575	-24325,12	-8027,61	8269,89	24567	40865	57162	73460	
9875	-21312,28	-4504,12	12304,03	29112	45920	62729	79537	
10175	-18299,44	-980,63	16338,17	33657	50976	68295	85613	
10475	-15286,6	2542,86	20372,31	38202	56031	73861	91690	
10775	-12273,76	6066,35	24406,46	42747	61087	79427	97767	
11075	-9260,92	9589,84	28440,6	47291	66142	84993	103844	

Figura IV. Análisis de sensibilidad balsa de Aranda de Duero



Balsa de Humanes

Al igual que en todos los casos anteriores, cuando el CAPEX o los kWp instalados aumentan aumenta el valor de €/kW, €/kWh y el PR y disminuye el TIR y el VAN. En este caso la variación no es tan brusca como en el caso de Aranda de Duero. Al mismo tiempo, al tener una instalación de potencia más elevada de 1,5 MW, el valor de €/kW y €/kWh oscila de manera más suave en el tiempo que como lo hacía en las instalaciones fotovoltaicas instaladas en las balsas anteriores. La tabla IX indica que la variación del precio del agua y de la evaporación va a tener una influencia poco notable en el cambio de signo del VAN, sólo un descenso extremo del precio del agua en la provincia de Guadalajara puede ocasionar que el VAN se torne negativo, algo muy improbable.

Tabla VIII. Análisis económico y energético de balsa de Humanes

Balsa Humanes		
Módulo	V1300P-35b	
UMPP Mod(V)	36,2	
Inversor(A)	8,3	
Nº Módulos	4956	
Inversor	Ingecon 275kW	Ingecon 90kW
FInv (kW)	80	90
Nº Inversores	4	3
P TOTAL Instalación (kWp)	1485,2	
Producción del Sistema (MWh/año)	2133,81	
Horas/Año	1417,99	
PR	0,81	
CAPEX(€)	1461361,2	
OPEX (€/año)	46041,2	
VAN (€)	202953,14	
TIR (%)	0,06134	
Periodo de Retorno (PR)	15	
€/kW	1086,9	
€/kWh	0,76	

Tabla IX. Analisis de sensibilidad VAN/precio del agua

VAN	PRECIO DEL AGUA (€/m ³)						
	0,54	0,64	0,74	0,79	0,89	0,99	1,09
#####							
46682	-27969,8	51490,18	130950,16	170680	250140	329600	409060
46982	-25212,28	54758,35	134728,98	174714	254685	334656	414626
47282	-22454,77	58026,51	138507,79	178748	259230	339711	420192
47582	-19697,25	61294,68	142286,61	182783	263775	344766	425758
47882	-16939,74	64562,84	146065,42	186817	268319	349822	431324
48182	-14182,23	67831,01	149844,24	190851	272864	354877	436891
48482	-11424,71	71099,17	153623,06	194885	277409	359933	442457
48782	-8667,2	74367,32	157401,87	198919	281954	364988	448023
49082	-5909,68	77635,5	161180,69	202953	286498	370044	453589
49382	-3152,17	80903,67	164959,5	206987	291043	375099	459155
49682	-394,66	84171,83	168738,32	211022	295588	380155	464721
49982	2362,86	87440	172517,13	215056	300133	385210	470287
50282	5120,37	90708,16	176295,95	219090	304678	390265	475853
50582	7877,89	93976,32	180074,76	223124	309222	395321	481419
50882	10635,4	97244,49	183853,58	227158	313767	400376	486985
51182	13392,91	100512,7	187632,39	231192	318312	405432	492551
51482	16150,43	103780,8	191411,21	235226	322857	410487	498118
51782	18907,94	107049	195190,03	239261	327402	415543	503684
52082	21665,46	110317,2	198968,84	243295	331946	420598	509250

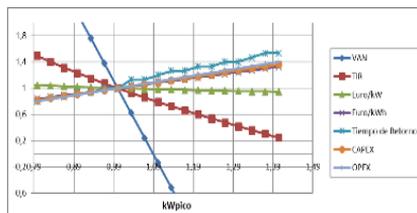
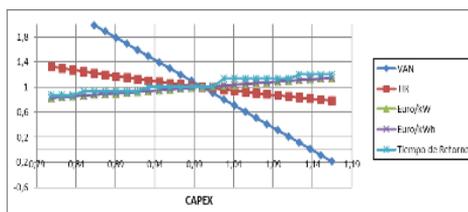


Figura V. Análisis de sensibilidad de la opción 2 para la balsa de Humanes

CONCLUSIÓN FINAL

Las principales conclusiones del estudio realizado son las siguientes:

- **La instalación es más rentable cuanto más al sur se instale.** Puede observarse que la instalación de Nijar tiene un VAN y un TIR mucho más altos que las instalaciones en las otras dos balsas y un periodo de retorno mucho más bajo. Al mismo tiempo, el precio de generación de la energía (€/kWh) es también menor. Esto es consecuencia del aumento de la evaporación que se produce según se disminuye la latitud. Esta evaporación evitada, sumada al alto precio del agua en el sur peninsular en comparación con otras zonas de la península, hace que estas instalaciones fotovoltaicas sean más rentables en el sur de la península que en el norte.
- **La instalación fotovoltaica flotante es más rentable cuanto menor es su potencia y mejor se adapte a la forma de la balsa.** La instalación más pequeña es la más rentable debido a que tiene un CAPEX más pequeño y es más fácil de amortizar. Debido a esto, será aconsejable la instalación de sistema fotovoltaicos flotantes en balsas de regadío de tamaño moderado, como ocurre en el caso de Nijar. Además, la instalación será mucho más sencilla cuanto más rectangular/cuadrada sea la balsa en la que se va a realizar y, al mismo tiempo, será mucho más sencillo ocupar el mayor espacio posible con la intención de disminuir lo máximo posible la evaporación.

Para la confirmación de estas conclusiones es necesario realizar esta investigación en otras balsas de regadío de la península ibérica para ver cómo evoluciona la rentabilidad en cada una de ellas y confirmar las aportaciones de este estudio. Como estudio futuro, se propone establecer una balsa de regadío tipo, con una misma superficie y capacidad, y aplicar el método propuesto a todas las provincias del país, analizando la rentabilidad según las variables precio del agua y evaporación media. Otra línea de trabajo, es realizar este análisis con módulos fotovoltaicos de lámina delgada.

REFERENCIAS

Libro:

Bruce R. Mundson, Donald F. Young y Theodore H. Okiishi (1999) Fundamentos mecánica de fluidos 3ª Ed. Departamento de Ingeniería Aeroespacial e Ingeniería Mecánica. Universidad Estatal de Iowa. Ames, Iowa.

Artículo de Revista:

Carlos Ferrer-Gisbert, José J. Ferrán-González, Miguel Redón, Pablo Ferrer-Gisbert, Francisco J. Sánchez- Romero y Juan Bautista Torregrosa (2012). A new Photovoltaic floating cover system for water reservoirs. Renewable Energy, p.63-70.

Artículo de Revista:

Cazzaniaga R, Rosa-Clot M, Rosa-Clot, Tina GM (2012). Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012. 38th IEEE 2012. 514-519.

Artículo de Revista:

José Miguel Molina, Victoriano Martínez, Alain Baille y M^a Milagros González-Real (2006). Estimación de la evaporación en embalses de riego mediante un modelo de balance de energía. Ingeniería del Agua, Vol 13, N^o 3, Septiembre 2006. p, 219-229.

Artículo de Revista:

Kim Trapani y Miguel Redon Santáfe (2014). A review of floating Photovoltaic installations: 2007-2013. Prog. Photovoltaic Res. Appl., 10.1002pip.2466.

Página WEB:

FAO 56- Chapter 2 - FAO Penman-Monteith equation
(<http://www.fao.org/docrep/X0490E/x0490e06.htm>) [Consultada: Mayo 2016]

ÍNDICE DE AUTORES

(en negrilla los autores inscritos en el congreso)

Abal G.	785	Barbero J.	739, 851, 949
Abánades A.	331	Barbero R.	371
Abánades A.	475	Barrio R.	867, 899
Abbas R.	371, 499	Bartolini C.M.	467
Acosta-Iborra A.	209	Batlles F. J.	717, 739, 851, 949
Adrada T.	1009	Becerra J.A.	323
Agraz A.	491	Bedoya Frutos C.	75
Alarcón Y.A.	891	Belmonte S.	587
Alfaro J.	285	Bernardos A.M.	691
Alfonso Gordaliza A.	29	Biencinto M.	233
Almeida Dávi G.	75	Blanc P.	1045
Almeida R. H.	803, 819, 827, 835	Bojórquez E.	285
Alonso Abella M.	875	Boland J.	761
Alonso E.	201, 579	Bonnín-Ripoll F.	151
Alonso-García M.C.	1053	Boquera L.	459
Alvarado P. L.	673	Bosch J.L.	717, 851
Álvarez de Miguel S.	507	Botas J.A.	371
Álvarez E.	1037	Bravo D.	91
Amador Guerra J.	699	Bringas G.A.G.	339
Amador J.	1009, 1093	Caamaño-Martín E.	75
Amaral D. H.	923	Cabanillas L.R.E.	339
Ambriz-García J.J.	443	Cabanillas R.	285
Ángel E.O.R.	963	Cabanillas R.L.	977, 1069
Anjos V.H.P.	923	Cabeza L.F.	459, 467
Arce J.	107	Calleja R.	285
Arévalo R.	331	Calvo-Hernández A.	347
Arribas L.	159, 403, 673	Camero M.	1053
Arrieta U.	621	Candeias A.	541
Avila-Marin A.L.	379	Caño P.	1075
Balenzategui J.L.	875, 1053	Cardemil J.M.	435, 761
Ballestrín J.	739	Cardona G.	151
Bannenberg J.	315	Cardoso L. S. G.	941
Barbero A.	1061	Carra M.E.	739

Carrasco L. M.	819, 835,	De Sá A.B.	267
	827	De Torre C.	29
Carrascosa M.	475	Del Amo J.	1093
Carrêlo I. B.	803, 827,	Del Cañizo C.	167
	835	Del Río J.A.	891
Carrillo A.J.	507	De-los-Cobos-Garduño E.	989
Carrot M.	565	Devora-Isiordia G.E.	639
Carrot P.	565	Díaz E.	159
Cartelle D.	747	Díaz J.A.	91, 99
Casares J.J.	747	Diéguez, J.	1001
Castellanos A.	395	Domínguez Bravo, F.J.	595
Castillo, P.A.	259	Domínguez J.	699
Castro J.R.	459	Egido-Aguilera M.	647, 655,
Chacartegui R.	323		969
Chaile M.O.	135	Eisman J.	647, 673
Chenlo F.	35,83, 875,	El Mankibi M.	107
	1045	Elena Carra E.	717
Chepp, E. D.	843	Enriquez R.	99, 107
Cifuentes L.	1075	Eras-Almeida A.	647, 969
Cisneros N.C.	977, 1069	Espinosa C.	143
Coillot M.	107	Estrada C. A.	579
Collares Pereira M.	541, 555,	Eyzaguirre P.R.	249
	565	Fabero Correas J.F.	875
Colle S.	435 761	Famiglietti A.	419
Cordeiro G. S.	923	Felizardo F.	541, 555
Correa, C.A.	259	Fernandes J.C.	119, 193
Cortés-Carmona M.	949	Fernández M.	647
Costa C.	467	Fernández R.	323
Crespo D.	309	Fernandez Reche J.	379, 717
Cruz I.	201	Fernández C.M.	691
Cruz-Robles I.	579	Fernández-Torrijos M.	427
Cuenca J.	43, 875	Ferrada, P.	949
Dávila C.P.	977	Ferreira, W. M.	277
De Gracia A.	467	Ferrer J.A.	51, 395
De la Cruz G.	1009		
De la Cruz M.	1045		

Ferrera-Cobos F.	733, 777	González-Mora E.	515
Flores Larsen S.	143	González-Portillo L.F.	331
Flores M.N.A.	339	Grande M.A.	1061
Flórez J.A.	1037	Grespan E.C.	891
Fonseca E.	923	Guada M.	1037
Forniés E.	1025	Guerreiro L.	541, 555, 565
Franco J.	135, 143, 587	Guillén C.	21, 859
Frasquet M.	309, 315	Gutiérrez C.	725
Frutos J.C.	107	Gutiérrez-Martín F.	931
Fuertes D.	167	Halimic E.	467
Gaertner M.Á.	725	Hanrieder N.	777
Gallo, A.	201	Henriquez M.	565
García de María J.M.	507	Heras I.	347
García G.	777	Heras M.R.	51, 99, 395
García G.N	753	Herrero J.	21, 859
García J.	59, 67, 899, 867	Hertel J.D.	571
García R.	989	Ibarra, M.	259
García R.G.	977	Ignacio González I.	29
García-Ferrero J.	347	Illanes R	1061
García-Fuentes Miguel Á.	29	Isiordia-Lachica P.C	639
Gastón M.	691	Jaramillo-Quintero O.A.	891
Giancola E.	51	Javi V M	135, 143
Gonçalves C.	127	Javier Barbero J.	717
González L.	233	Jesús Ballestrín J.	717
González M.A.	1037	Jesús Polo	717
González Martínez. L.	605	Jiménez J.	1037
González N.	899	Jiménez M.J.	91, 99, 107
González S.	753, 777	Jiménez-García F.N.	629
González R.	691	Johnson A.	1075
González. N.	867	Kenisarin M.	467
González-Aguilar J.	159, 403, 411, 507, 523, 533	Krenzinger, A.	843
González-Camarillo H.	989	Laguarda A.	785
		Laporte-Azcué M.	217

Lecuona Neumann A.	419		1045
Lemos L.F.L.	761	Martín J.	647
Lentz A.E.	451	Martín N.	851, 949
Leroux A.	467	Martínez A.	159
Les I.A.	241	Martínez D.E.	963
Lima N. S.	923	Martínez M.	1037
Linares M.	371	Martínez Moreno F.	915
Liria J.	777	Martínez O.	1037
Liria J.G.	753	Martínez-Durbán, M.	949
Lombardero I.	1075	Martínez-Hernández A.	411, 533
López de Asiain J.	75	Martínez-Moll V.	151, 571
López G.	717, 739, 851, 949	Martínez-Moreno F.	811, 827, 835, 883, 907
López J.A.	451	Martínez-Núñez M.	819
López-Álvarez, J.	769	Martínez-Val J.M.	371, 499
López-Delgado A.	201	Marugán J.	371
López-Linares E.	907	Marugan-Cruz C.	427
López-Puente J.	301	Marzo A.	717, 739, 949
Lorenzo C.	811, 819	Medina A.	347
Lorenzo E.	613, 803	Mejuto Mendieta E.	875
Lucio B.	159	Méndez L.	1025
Luque S.	159, 411, 533	Méndez-Gómez R.	747
Lynn K.	467	Merchán R. P.	347
Maag, G.	769	Mintsa A.C.	467
Madrid I.	285	Mirão J.	541
Mahkamov K.	467	Moià Pol A.	293
Malaguti B.	923	Molina R.	371
Maldonado J.M.	467	Monné C.	59, 67, 355, 363
Mallet M.	725	Montes M.J.	233, 371
Manca R.	467	Montesinos J.A.	175, 851, 717, 739, 949
Manrique S. M.	143	Montijo N.	285
Manzana D.	655	Montoya A.	301
Martín Ávila A.M.	699		
Martín Chivelet N.	35, 43, 83,		

Morán-Bañuelos S.H.	443	Ospina Cardona J.C.	883
Moreno F.	59, 67, 355, 363	Ovando J.C.	451
Moreno-Tejera, S.	769	Page Arias, A.	595
Moretón A.	1037	Pan A. C.	941
Morgan A.	1075	Paredes L.F.	249
Mullen D.	467	Parra V.	1037
Muñoz M.	59, 67, 355, 363	Passos J. C.	267, 277
Muñoz M.A.	1053	Payno Zarceño D.	43
Muñoz-Antón J.	331, 475, 483	Paz-Gallardo A.	733
Muñoz-Cerón E.	665	Peña A.L.	241
Nabat P.	725	Peña R. R.	1083
Narvarte L.	803, 811, 819, 827, 835	Pereira J.C.G.	119, 193
Navarro A.A.	733, 747	Pérez C.R.	977
Nguyen H.	1075	Pérez García M.	175
Nogueira Goriba J.I.	419	Pérez L.	1037
Noronha H.	127	Pérez M.	309
Nunes A.	555	Pérez R.E.	977
Ochoa D.	989	Perez Vazquez A.	1025
Olarra A.U.	241	Pérez-Álvarez R.	209
Olasolo D.D.	241	Perez-Enciso R.	285
Oliveira, C.E.L.	769	Pérez-Enciso R. A.	989
Olmedo R.	99	Pérez-Rábago C.	579, 989
Oña, R.	621	Peroza, J.	843
Ordás, R.	1001	Perpiñán O.	725
Ordóñez de Arce M.	533	Piccioli I.	785
Orfila M.	371	Pigozzo V.C.F.	267
Orta R.	225	Pili P.	467
Ortega C. J.	1083	Pirro M.	467
Ortiz C.	323	Pisello A.L.	459
Ortiz-Hernandez R.M.	639	Polo J.	739, 851, 949
Osorio-Aravena J.C.	665	Ponce Á.S.	249
		Portillo, C.	949
		Pujol-Nadal R.	151, 571

Quino F.J.	249	Sales F.E.	923
Rafael Monterreal R.	717	San Miguel V.	35
Ramanauskas L. F. C.	941	Sánchez A.J.	963
Ramírez J.J.	1061	Sánchez J. A.	1083
Ramírez L.	777, 1045	Sánchez L.A.	1037
Ramírez N.	451	Sánchez M.	159, 411, 533, 523
Restrepo-Franco A.M.	629	Sanchez M.G.	241
Restrepo-Trujillo J.	629	Sánchez M.N.	51, 99
Revelo, J.	621	Sánchez, E.	1001
Reyes M.A.	159	Sánchez-Díaz M.E.	793
Rey-Stolle I.	167, 1075	Sánchez-Palencia P.	35, 83
Ricardo Alberto	639	Santana D.	209, 217, 427
Rodríguez-Carvajal		Santos J.D.	1053
Rincón M.E.	891	Santos J.M.	709
Rincón Mejía E.A.	515	Santos M. J.	347
Rivas E.	483	Santoyo E.C.	1069
Rivera C.I.	491	Sanz C.	851
Riveros-Rosas D.	793	Sanz R.	371
Robla, J.I.	201	Sarmiento N.M.	587
Robles V.	859	Sebastián A.	499
Rodríguez García L.	835	Serrano Rodríguez P.	683
Rodríguez J.	193	Silva J.F.R.	923
Rodríguez S.	1037	Silva Montero J.P.	875
Rodríguez-Sánchez M.R.	217, 301	Silva-Pérez, M. A.	769
Rojas E.	483	Sobrino C.	427
Rojas López Z. S.	1083	Solano J.	75
Romero J.F.	451	Somot S.	725
Romero M.	159, 403, 523, 411, 533	Soriano J.	355, 363
Romero-Hidalgo J.A.	639	Souto A.	1025
Rosa L.G.	119, 185, 193	Souto J.A.	747
Rosa N.F.	185	Soutullo S.	51, 99
Rossa C.H.	907	Starke A.R.	435, 761
Saettone E.	249	Taddei P.	285

Tagle P.D.	491	APÉNDICES	
Tevar G.	1061	Ferrera-Cobos F.	1109
Tojeiro M.	1025	Zarzalejo L. F.	1109
Torra, M.	621	Valenzuela R. X.	1109
Torreblanca, J.	1001	Ramírez L.	1109
Trigo J.F.	21, 859	Hanrieder N.	1109
Trigo-González, M.	949	Wilbert S.	1109
Valdés M.	331, 499	Liria J.	1109
Valencia-Chapi R.	331	García G.	1109
Valenzuela L.	233, 491	González S.	1109
Valenzuela R.X.	733, 747, 753, 777	Javi V	1119
Vallvé X.	621	Franco J.	1119
Valverde J.M.	323	Salazar M. X.	1119
Vázquez A. J.	579	Román R.	1119
Vela N.	851, 1053		
Velasco A.	1037		
Velasco-Herrera V.M.	793		
Velásquez Sanguano L.N.	915		
Verdugo A.	1093		
Vermelhudo V.	555		
Villasante C.C.	241		
Vindel J.M.	733, 747		
Wilbert S.	753, 777		
Zarzalejo L.F.	733, 747, 753, 777,		
Zaza Moya. E.	605		
Zsembinszki G.	459		

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

Apéndice

RECURSO SOLAR

EVALUACIÓN DE LA DEPENDENCIA DE LAS CALIBRACIONES DE PIRHeliÓMETROS CON LAS CONDICIONES EXPERIMENTALES

Ferrera-Cobos F.^{*}, Zarzalejo L. F.^{}, Valenzuela R. X.^{**}, Ramírez L.^{**},
Hanrieder N.^{***}, Wilbert S.^{***}, Liria J.^{****}, García G.^{****}, González S.^{****}.**

- ^{*} Universidad Complutense de Madrid (UCM). Avda. Séneca, 2, 28040 Madrid, España.
^{**} Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
División de Energías Renovables. Avda. Complutense 40, 28040 Madrid, España.
^{***} German Aerospace Center (DLR). Institute of Solar Research. Ctra. de Senés km 4,
04200 Tabernas, España.
^{****} CIEMAT Plataforma Solar de Almería (PSA). Ctra. de Senés, km. 4, 04200 Tabernas,
España.

RESUMEN

En este trabajo se estudia la influencia del ángulo de elevación solar y la velocidad de viento sobre las constantes de calibración de pirheliómetros, tanto de manera individual como de forma conjunta. Mediante regresiones múltiples y análisis ANOVA (analysis of variance) se analiza la dependencia de la sensibilidad con la velocidad de viento así como con el ángulo de elevación solar. Los resultados obtenidos sugieren que la influencia de ambos factores experimentales puede caracterizarse como una dependencia lineal con la constante de calibración. Por otra parte, se han observado diferencias significativas entre los resultados obtenidos para calibraciones realizadas con ángulos de elevación solar bajos, medios y altos en 8 de los 14 pirheliómetros utilizados. Del mismo modo, en 12 de los 14 pirheliómetros se han observado diferencias significativas en las calibraciones realizadas con velocidades de viento bajas y altas.

PALABRAS CLAVE: Calibraciones, energía solar, recurso solar, metrología

ABSTRACT

In this work we study the influence of the solar elevation angle and the wind speed on the calibration constants of pyrheliometers, both individually and jointly. By means of multiple regressions and ANOVA (analysis of variance), the dependence of the sensitivity with the wind speed as well as with the solar elevation angle has been studied. The results obtained suggest that the influence of both experimental factors can be characterized as a linear dependence with the calibration constant. On the other hand, significant differences were observed between the results obtained for calibrations performed with low, medium and high solar elevation angles in 8 of the 14 pyrheliometers. Likewise, in 12 of the 14

pyrheliometers significant differences have been observed in the calibrations carried out with low and high wind speeds.

KEYWORDS: Calibrations, solar energy, solar resource, metrology

INTRODUCCIÓN

A medida que aumenta la demanda de mediciones de irradiancia solar exactas, los expertos estudian cómo mejorar la precisión de las mismas. Es importante comprender y caracterizar de manera adecuada los factores que influyen en la calibración de pirheliómetros para mejorar la precisión de las calibraciones y que esto nos permita disponer de medidas de irradiancia más fiables. Diversos factores como la incertidumbre de calibración, las especificaciones de los instrumentos, el mantenimiento del equipo o el envejecimiento contribuyen a la incertidumbre de las mediciones de irradiancia solar. De entre todos estos factores, la principal contribución a la incertidumbre de las mediciones de irradiancia solar es la incertidumbre de la calibración. Los factores que influyen en la calibración del pirheliómetro fueron abordados por (Thacher et al., 2000). Entre las condiciones experimentales, la velocidad del viento y el ángulo cenital solar son los factores que más contribuyen a los resultados de la calibración. En (Ferrera Cobos et al., 2018) se estudia la dependencia de las constantes de calibración con la elevación solar, velocidad del viento, turbidez de Linke y dirección de viento respecto del azimut solar. Varios estudios han abordado la influencia de la velocidad del viento (Michalsky et al., 2011) y el ángulo cenital solar (Dooraghi et al., 2014; Habte et al., 2017, 2016). También (Vignola and Lin, 2010) evaluaron los factores que influyen en la calibración de un pirheliómetro NIP de Eppley.

En este trabajo se pretende profundizar en el conocimiento de los factores que afectan a la determinación de la sensibilidad de los pirheliómetros durante una campaña de calibración al aire libre, en la que por tanto se utiliza la luz solar como fuente de radiación. En Junio de 2017 se realizó una campaña de calibración de pirheliómetros dentro del marco del proyecto europeo Sfera2 en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA) en Tabernas, Almería (España). En ella participaron un total de 14 pirheliómetros. Todo el procedimiento de esta campaña se ha realizado de acuerdo a las disposiciones de la normativa ISO 9059:1990 (ISO, 1990). Todos los análisis y resultados que se muestran en este trabajo han sido obtenidos a partir de los datos registrados en esta campaña.

CAMPAÑA JUNIO 2017 EN LA PSA

Esta campaña de calibración se llevó a cabo del 26/06/2017 al 13/07/2017 en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA) en Almería, España. Se usaron dos bancos de calibración. El primero se compone de una placa de montaje para pirheliómetros con un sistema de seguimiento solar motorizado de dos ejes y su sistema de adquisición de datos (SAD) emplea una tarjeta modelo IMP 35951C. Mientras que el segundo seguidor es un Kipp & Zonen 2-AP y un sistema de adquisición de datos Campbell Scientific CR3000. Los pirheliómetros que participaron en esta campaña aparecen descritos en la Tabla 1. Además, se utilizaron dos radiómetros de cavidad absoluta PMO6-CC (ACR) con números de serie 807 y 106 como los pirheliómetros de referencia para la calibración.

DATOS AUXILIARES

Los datos auxiliares fueron proporcionados por una estación meteorológica en la PSA, que está operada por el Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR). Los instrumentos de estación meteorológica se muestran en la Tabla 2. Esta estación nos proporciona datos de dirección y velocidad del viento, presión barométrica y humedad relativa, registrados en periodos de 10 segundos. Más detalles sobre la estación se encuentran en (Pozo-Vázquez et al., 2011).

Tabla 1. Pirheliómetros participantes en la campaña de calibración de Junio 2017 en las instalaciones de la PSA

Pirheliómetro	Tipo de pirheliómetro	Fabricante	Modelo	Número de serie	Sensibilidad previa ($\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$)
1	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	080001	7.98
2	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	140129	8.15
3	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	110766	7.94
4	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	080028	8.13
5	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	110656	7.56
6	Termopila	Kipp & Zonen	CH1	040381	10.89
7	Termopila	Kipp & Zonen	CH1	060495	10.17
8	Termopila	Eppley	NIP	29015E6	8.85
9	Termopila	Eppley	NIP	21131E6	7.93
10	Termopila	Eppley	NIP	36473E6	8.39
11	Termopila	Eppley	NIP	18949E6	7.97
12	Termopila	Eppley	NIP	19776E6	8.55
13	Termopila	Kipp & Zonen	CHP1	140057	7.46
14	Termopila	Kipp & Zonen	CH1	010270	10.02

Tabla 2. Instrumentos presentes en la estación meteorológica

Instrumento	Fabricante	Modelo	Medida
Veleta	NRG	200	Dirección del viento
Anemómetro	Thies Klima	4.3351.00.161	Velocidad del viento
Barómetro	Setra	278	Presión atmosférica
Termómetro	Campbell Scientific	CS215	Temperatura ambiente y humedad relativa

PROCEDIMIENTO DE CALIBRACION

Para el procedimiento de calibración de los pirheliómetros se ha seguido las indicaciones de la normativa ISO 9059:1990. Para el filtrado de datos óptimos para la calibración se han utilizado filtros como los descritos en (Ferrera Cobos et al., 2018):

- Condiciones de irradiancia: se emplean valores de DNI de más de 700 Wm^{-2} . La irradiancia horizontal directa debe ser superior al 80 % de la GHI.
- Turbidez atmosférica: los valores de turbidez de Linke han de estar por debajo de 6.
- Condiciones del viento: consideramos aceptable una velocidad del viento inferior a 5 ms^{-1} si proviene de la dirección del azimut solar ($\pm 5^\circ$) como otros autores han considerado previamente (Michalsky et al., 2011; Reda et al., 2014; Wilbert et al., 2010); no hay restricciones para vientos procedentes de otras direcciones.

La campaña de calibración consiste en al menos 20 series de 20 minutos de duración cada una. La determinación de la sensibilidad en $\mu\text{V}/(\text{Wm}^{-2})$ se realiza empleando las ecuaciones (1) y (2).

$$C(k) = \frac{\frac{1}{m} \sum_{i=1/i \neq j}^m V_G(i)}{\sum_{i=1/i \neq j}^m V_P(i) \cdot F_P} \quad (1)$$

$$C = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n C(k) \quad (2)$$

i indica la posición de cada registro dentro de su serie, k es la posición de cada serie dentro del total de series, n es el número total de series, j indica los registros eliminados de cada serie, m el número total de registros válidos, V_G el voltaje medido por el pirheliómetro a calibrar, V_P el voltaje medido por el pirheliómetro patrón, F_P la sensibilidad del pirheliómetro patrón. El cálculo de la incertidumbre de calibración se realizó utilizando (JCGM, 1995; Reda, 2011).

RESULTADOS

Para estudiar la influencia de las calibraciones con el ángulo de elevación solar (γ) y la velocidad de viento (v) respectivamente, se ha planteado en primer lugar la hipótesis de que las constantes de calibración dependan linealmente de ambas condiciones experimentales. En este trabajo, se realiza un análisis ANOVA para estudiar la interdependencia de las calibraciones con el ángulo de elevación solar y la velocidad del viento conjuntamente.

INFLUENCIA DEL ÁNGULO DE ELEVACIÓN SOLAR

Para comprobar la hipótesis de dependencia lineal se realiza un ajuste según la Ec. (3)

$$C = a + b\gamma \quad (3)$$

en donde C es la sensibilidad en $\mu\text{V}/(\text{Wm}^{-2})$, y γ es el ángulo de elevación solar en grados. En la Tabla 3 se puede ver como para 9 de los 14 pirheliómetros se cumple la hipótesis, ya que tienen un p -valor por debajo del nivel de significancia $\alpha = 0.05$. Las variaciones producidas por el término de la pendiente son del orden de 0.10%, lo cual mejora la precisión de la calibración. Cabe destacar además, que excepto para el pirheliómetro NIP 29015E6, para el resto de pirheliómetros en los que la hipótesis es válida se obtienen pendientes negativas. Que se deben a que con ángulos altos de elevación solar hay más convección libre sobre los pirheliómetros y eso provoca menor sensibilidad.

INFLUENCIA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

En este caso también se recurre a un ajuste lineal como muestra la Ec. (4) para estudiar la dependencia de las calibraciones con la velocidad del viento.

$$C = c + dv \quad (4)$$

Nuevamente C es la sensibilidad en $\mu V/(Wm^2)$, y v es la velocidad del viento en ms^{-1} . En la Tabla 4 se muestran los resultados del ajuste. En ellos se observa que 11 de los 14 pirheliómetros cumplen con la hipótesis de dependencia lineal, ya que obtienen un p-valor por debajo del nivel de significancia $\alpha=0.05$. Además también en este caso todos los pirheliómetros que cumplen la hipótesis lineal, tienen pendientes negativas. Estas pendientes negativas se deben a que cuando la velocidad del viento aumenta se propicia la convección en el pirheliómetro y esto provoca un descenso en la sensibilidad.

Tabla 3. Resultados del ajuste con γ . Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	P-valor	c	d
CHP1	080001	0.5581	8.01	-0.000093
CHP1	140129	0.0596	8.20	-0.000291
<u>CHP1</u>	<u>110766</u>	<u>0.0067</u>	<u>7.99</u>	<u>-0.000314</u>
CHP1	080028	0.0011	8.16	-0.000504
<u>CHP1</u>	<u>110656</u>	<u>0.0409</u>	<u>7.62</u>	<u>-0.000262</u>
CHI	040381	0.1475	10.86	0.000268
CHI	060495	0.5843	10.14	0.000103
<u>NIP</u>	<u>29015E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.49</u>	<u>0.001304</u>
<u>NIP</u>	<u>21131E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>7.98</u>	<u>-0.001091</u>
<u>NIP</u>	<u>36473E6</u>	<u>0.0003</u>	<u>8.55</u>	<u>-0.000834</u>
<u>NIP</u>	<u>18949E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.83</u>	<u>-0.001224</u>
<u>NIP</u>	<u>19776E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.96</u>	<u>-0.001443</u>
CHP1	140057	0.1032	7.38	0.000494
<u>CHI</u>	<u>010270</u>	<u>0.0000</u>	<u>10.24</u>	<u>-0.000664</u>

Tabla 4. Resultados del ajuste para v . Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	P-valor	a	b
CHP1	080001	0.1300	8.01	-0.0014
CHP1	140129	0.0000	8.21	-0.0050
<u>CHP1</u>	<u>110766</u>	<u>0.0000</u>	<u>7.99</u>	<u>-0.0050</u>
CHP1	080028	0.0000	8.16	-0.0067
<u>CHP1</u>	<u>110656</u>	<u>0.0000</u>	<u>7.63</u>	<u>-0.0045</u>
<u>CHI</u>	<u>040381</u>	<u>0.0000</u>	<u>10.90</u>	<u>-0.0047</u>
<u>CHI</u>	<u>060495</u>	<u>0.0000</u>	<u>10.17</u>	<u>-0.0056</u>
NIP	29015E6	0.0582	8.58	-0.0034
<u>NIP</u>	<u>21131E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>7.97</u>	<u>-0.0116</u>
<u>NIP</u>	<u>36473E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.55</u>	<u>-0.0106</u>
<u>NIP</u>	<u>18949E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.80</u>	<u>-0.0089</u>
<u>NIP</u>	<u>19776E6</u>	<u>0.0000</u>	<u>8.92</u>	<u>-0.0095</u>
CHP1	140057	0.6133	7.40	0.0009
<u>CHI</u>	<u>010270</u>	<u>0.0000</u>	<u>10.22</u>	<u>-0.0038</u>

INFLUENCIA CONJUNTA DE AMBOS FACTORES

Para estudiar la influencia conjunta de γ y v sobre las sensibilidades se ha recurrido a una regresión múltiple respecto de γ y v . Por otra parte, también se realiza un análisis ANOVA (analysis of variance) con los datos de sensibilidad, γ y v .

REGRESIÓN MÚLTIPLE

Se ha llevado a cabo una regresión múltiple de la forma que indica la Ec. (5)

$$C = e_1\gamma + e_2v + e_3\gamma v + f \quad (5)$$

en donde las C es la sensibilidad en $\mu\text{V}/(\text{Wm}^{-2})$, γ es el ángulo de elevación solar en grados y v es la velocidad del viento en ms^{-1} . Como puede observarse en la Tabla 5, 12 de los 14 pirheliómetros participantes tienen un p-valor inferior al nivel de significancia $\alpha = 0.05$.

Tabla 5. Resultados de la regresión múltiple. Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	p_val	f	e_1	e_2	e_3
CHP1	080001	0.1029	8.03	-0.00046	-0.00904	0.00000
CHP1	140129	0.0000	8.23	-0.00042	-0.01365	0.00004
CHP1	110766	0.0000	8.01	-0.00031	-0.01118	0.00004
CHP1	080028	0.0000	8.18	-0.00045	-0.01395	0.00004
CHP1	110656	0.0000	7.66	-0.00051	-0.01435	0.00008
CH1	040381	0.0000	10.92	-0.00015	-0.02154	0.00013
CH1	060495	0.0000	10.19	-0.00031	-0.02283	0.00015
NIP	29015E6	0.0000	8.54	0.00105	-0.02337	0.00006
NIP	21131E6	0.0000	8.02	-0.00096	-0.02181	0.00007
NIP	36473E6	0.0000	8.60	-0.00084	-0.02315	0.00010
NIP	18949E6	0.0000	8.85	-0.00100	-0.01175	-0.00003
NIP	19776E6	0.0000	8.98	-0.00125	-0.01235	-0.00001
CHP1	140057	0.0754	7.43	-0.00042	-0.01551	0.00001
CH1	010270	0.0000	10.24	-0.00055	-0.00355	-0.00005

Es notable que el termino e_1 (asociado a γ) son negativos para todos los pirheliómetros excepto para el pirheliómetro NIP 29015E6, como ocurría en la regresión lineal de γ . Así mismo, todos los e_2 (asociadas a v) son negativos al igual que con la regresión lineal de v . Por el contrario, el termino b_3 asociado al termino cruzado son todos positivos excepto en 3. La influencia debida a los términos e_1 y e_2 son del orden del 0.10%, mientras que el término cruzado e_3 produce unas variaciones del 0.01%

ANÁLISIS ANOVA

Para realizar el análisis ANOVA se ha dividido el rango de variables en varios grupos. Se ha dividido γ en tres grupos, "bajo" ($\gamma \leq 40^\circ$), "medio" ($40^\circ \leq \gamma \leq 50^\circ$) y "alto" ($\gamma \geq 50^\circ$). Mientras que v se ha dividido en dos grupos, 'bajo' ($v \leq 5 \text{ m/s}$) y 'alto' ($v > 5 \text{ m/s}$). Los resultados se muestran en la Tabla 6. El nivel de significancia del estudio es $\alpha = 0.05$.

Tabla 6. Resultados del análisis ANOVA. Subrayados aquellos que cumplen la hipótesis.

Modelo	Número de Serie	P-valor Elevacion solar	P-valor Velocidad viento	P-valor Cruzada
CHP1	080001	0.6293	0.2546	0.4221
CHP1	140129	0.5605	0.0000	0.0592
CHP1	110766	0.1724	0.0000	0.0459
CHP1	080028	0.0945	0.0000	0.0544
CHP1	110656	0.3116	0.0000	0.0106
CH1	040381	0.0006	0.0000	0.0004
CH1	060495	0.0066	0.0000	0.0001
NIP	29015E6	0.0000	0.0000	0.0268
NIP	21131E6	0.0000	0.0000	0.3081
NIP	36473E6	0.0172	0.0000	0.0060
NIP	18949E6	0.0000	0.0008	0.5992
NIP	19776E6	0.0000	0.0000	0.6879
CHP1	140057	0.2857	0.4161	0.0974
CH1	010270	0.0000	0.0166	0.5775

CONCLUSIONES

Se ha estudiado la influencia en los resultados de la calibración de pirheliómetros producida por el ángulo de elevación solar (γ) y la velocidad de viento (v).

Los resultados evidencian que para 9 de los 14 pirheliómetros participantes la influencia de γ en su sensibilidad puede describirse mediante una dependencia lineal con pendiente negativa, menos en un instrumento que evidencia una pendiente positiva. El análisis muestra que para 11 de los 14 pirheliómetros la influencia de v se ajusta a una dependencia lineal con pendiente negativa. Los resultados obtenidos en este trabajo son sólo representativos de los pirheliómetros que han participado en esta campaña.

El mejor modelo ha resultado ser la dependencia conjunta de γ y v , puesto que 12 de los 14 pirheliómetros han verificado la hipótesis. Cabe destacar además, que los signos de las pendientes de γ y v coinciden con los obtenidos en los ajustes lineales individuales.

El análisis ANOVA muestra que las constantes de calibración obtenidas con γ bajos, medios y altos son significativamente distintas desde el punto de vista estadístico en 8 de los 14 pirheliómetros. Mientras que las constantes de calibración que han sido obtenidas con v altas o bajas muestran diferencias estadísticamente significativas en 12 de 14 pirheliómetros. La influencia conjunta produce constantes de calibración estadísticamente diferentes en 6 de los 14 pirheliómetros.

Los resultados evidencian la distinta sensibilidad que muestra cada pirheliómetro frente a las condiciones experimentales estudiadas e invitan a seguir estudiando y profundizando en el conocimiento de los factores que afectan a las calibraciones para mejorar la precisión de las mismas.

AGRADECIMIENTOS

La investigación que condujo a estos resultados ha recibido financiación del 7th Framework Programme de la Unión Europea (FP7/2007-2013) en virtud del acuerdo de subvención nº 312643 (SFERA 2).

Los autores desean agradecer a los técnicos de PSA, especialmente Antonio Campos, Jesús Valero y Juan Rafael López, por su colaboración durante la campaña de calibración así como por el mantenimiento y cuidado de las instalaciones de calibración.

REFERENCIAS

- Ferrera Cobos, F., Valenzuela, R.X., Ramírez, L., Zarzalejo, L.F., Nouri, B., Wilbert, S., García, G., 2018. Assessment of the impact of meteorological conditions on pyrheliometer calibration. *Sol. Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.03.046>
- ISO, 1990. Solar energy - Calibration of field pyrheliometers by comparison to a reference pyrheliometer.
- JCGM, 1995. Guide to the expression of uncertainty of measurement: point/counterpoint.
- Michalsky, J., Dutton, E.G., Nelson, D., Wendell, J., Wilcox, S., Andreas, A., Gotseff, P., Myers, D., Reda, I., Stoffel, T., Behrens, K., Carlund, T., Finsterle, W., Halliwell, D., 2011. An extensive comparison of commercial pyrheliometers under a wide range of routine observing conditions. *J. Atmos. Ocean. Technol.* 28, 752–766. <https://doi.org/10.1175/2010JTECHA1518.1>
- Pozo-Vázquez, D., Wilbert, S., Gueymard, C., Alados-Arboledas, L., Santos-Alamillos, F., Granados-Munoz, M., 2011. Interannual variability of long time series of DNI and GHI at PSA, Spain. *Proc SolarPACES Conf* 1–8.
- Reda, I., 2011. Method to Calculate Uncertainties in Measuring Shortwave Solar Irradiance Using Thermopile and Semiconductor Solar Radiometers.
- Reda, I., Dooraghi, M., Habte, A., Reda, I., Dooraghi, M., Habte, A., 2014. NREL Pyrheliometer Comparisons : NREL Pyrheliometer Comparisons : September 22 – 26 , 2014 (NPC-2014).
- Wilbert, S., Janotte, N., Pitz-Paal, R., van Wely, L., Geuder, N., 2010. Reduced uncertainties of field pyrheliometers through improved sensor calibration. *SolarPaces Conf.* 1–8.

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

Apéndice

EDUCACIÓN, FORMACIÓN Y ENSEÑANZA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

XVI Congreso Ibérico y
XII Congreso Iberoamericano
de Energía Solar
Madrid, España, 20-22 junio 2018
©Asociación Española de Energía Solar

**VEINTE AÑOS DE FORMACIÓN DE GRADO Y POSTGRADO EN ENERGÍAS
RENOVABLES EN SALTA, ARGENTINA: LA FORTALEZA DEL ARRAIGO
LOCAL CON PROYECCIÓN NACIONAL Y REGIONAL**

Javi V.*, Franco J.*, Salazar M. X. y Román R.****

* INENCO – Universidad Nacional de Salta, CIUNSa, Salta, Av. Bilingüe 5150 4400, (Salta)
Argentina, veroja@gmail.com

**Departamento de Postgrado, Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de
Salta, Av. Bolivia 51509, Salta, 4400, (Salta) Argentina, posgrado@exa.unsa.edu.ar

RESUMEN

El trabajo recoge los inicios, logros y fortalezas de un esfuerzo continuo por formar profesionales del más alto nivel en el norte argentino en el área de las energías renovables. A partir de 1975 se institucionalizan, en la Universidad Nacional de Salta, provincia de Salta, Argentina, carreras de grado y postgrado y grupos investigativos que, en un esfuerzo continuo e integrado, logran afianzar la formación profesional específica en el más alto nivel académico. Se repasan objetivos, fundamentos y motivaciones en las resoluciones de creación de las carreras, la evolución de cohortes y algunas producciones. Son fortalezas de estas ofertas académicas su pertinencia local y regional, la sostenibilidad de su devenir académico, la interdisciplina, el alcance de convenios de dictado, así como nuevas demandas en el nuevo escenario que la energías renovables muestran en Argentina.

PALABRAS: Formación posgradual, Energía Solar, Educación.

ABSTRACT

The work gathers the beginnings, achievements and strengths of a continuous effort to train professionals of the highest level in the Argentine north in the area of renewable energies. Starting in 1975, the National University of Salta, province of Salta, Argentina, institutionalized graduate and postgraduate careers and research groups that, in a continuous and integrated effort, managed to consolidate specific professional training at the highest academic level. Objectives, fundamentals and motivations are reviewed in the resolutions for the creation of careers, the evolution of cohorts and some productions. The strengths of these academic offers are their local and regional relevance, the sustainability of their academic development, the interdisciplinary nature, the reach of dictation agreements, as well as new demands in the new scenario that renewable energies show in Argentina.

KEYWORDS: Postgraduate training, Solar Energy, Education.

INTRODUCCIÓN

El estudio de las ER se institucionaliza en la Universidad Nacional de Salta (U.N.Sa) a partir de 1975, coincidiendo con la crisis del petróleo. Un grupo de profesionales universitarios reúnen esfuerzos, en una primera etapa, trabajando con aplicaciones térmicas de la energía solar en el ámbito rural. Debe destacarse que la provincia de Salta se ubica en el norte de Argentina y presenta un importante recurso solar de más de 2300 kWh /m² en la región de puna, con lo que presenta un alto potencial para su uso (Belmonte S. y Franco J., 2017). Esta iniciativa da lugar a la creación y arraigo en la Facultad de Ciencias Exactas de la Universidad nacional de Salta (U.N.Sa) a un conjunto de carreras de grado y de postgrado que evolucionan en el tiempo dando respuestas a demandas formativas e investigativas de la provincia de Salta, del Noroeste Argentino (NOA) y del país. En una segunda etapa se abordan temáticas más amplias, a nivel de la población en general y se fortalece el trabajo interdisciplinar. Las intencionalidades institucionales al momento de la creación de la Especialidad, Maestría y Doctorado en Energías Renovable se recogen de los instrumentos legales que las habilitan, y su evolución a lo largo de tantos años del seguimiento de estudiantes y cohortes, así como de algunos de las producciones logradas.

Recientemente, en Argentina, se adjudicaron en las primeras rondas del Plan de Energías Renovables Argentina (RenovAr) por medio de licitaciones más de 2400 MW de potencia, principalmente de generación eólica y solar (Eisenstein A. y Cano M., 2017). Se destacan los de generación eólica (70% del total), solar (23% del total) y biogás (7%). Por su parte, RenovAr 1.5, capta los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos remanentes y adjudica unos 1281 MW (10 a proyectos eólicos por 765,4 MW y 20 a solares por 516,2 MW). Es decir que el sector adquirió alrededor de 2430 MW en fuentes renovables (Eisenstein A. y Cano M., 2017). A enero de 2018 la convocatoria RenovAr 2.0 se encuentra en plena ejecución. Esto marca un cambio de escenario para las renovables y la educación, en particular la educación superior que ve poner en juego su eficacia ya que los profesionales formados en el área deben afrontar retos nuevos. Si los graduados y posgraduados nutrían los cuadros científico académicos, hoy deben dar respuestas a requerimientos del sector productivo, entre otros.

El Grupo de Investigación inicial y fundación del Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO)

En el Departamento de Física de la Facultad de Ciencias Exactas (FCE) de la UNSa (Universidad Nacional de Salta) se forma un Grupo de Trabajo que comienza a realizar tareas de investigación en energía solar y contribuye a equipar los laboratorios y bibliotecas, estableciendo contactos nacionales e internacionales (Memoria INENCO 2010). Tecnologías destinadas al calentamiento de agua, a la cocción de alimentos, al secado de productos agrícolas, a la potabilización de agua, al acondicionamiento bioclimático de edificios, a la generación eléctrica fotovoltaica y termoeléctrica se desarrollan en los últimos 30 años en el país y en la región. Esto permite en 1980 la fundación del Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO) como colaboración entre UNSa - y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

Energías Renovables con base en la formación de grado y posgrado en física

Sobre la base del Profesorado en Física de la Facultad de Ciencias Exactas y del grupo de investigación en energía solar, se habilita en el año 1984 la Licenciatura en Física una de cuyas orientaciones es ER. En 1990 se instaura el Doctorado en Física, en 1997 la Licenciatura en Física con orientación energética que permite la creación de la Licenciatura en ER. El Doctorado en Física se reemplaza en el año 1998 por el Doctorado en Ciencias-Área ER - y desde la misma fecha se crean la Especialidad y la Maestría en ER. La conjunción del dictado de estas carreras de grado y postgrado en el área de las ER y de las carreras relacionadas con la Formación de Profesores da cuenta de la consolidación de docentes investigadores en el área de las ER, pero también en el área de la Educación en Ciencias (Javi V., 2013). Todo ello específicamente fortalecido para proponer líneas de acción complementarias.

En el instrumento legal de creación de la Especialidad y la Maestría en energías renovables se destaca (Resolución del Consejo Superior de la Universidad Nacional de Salta N° 124 /1998) se destaca un factor geopolítico cual es la necesidad de abastecer con recursos renovable al norte de Argentina y Chile, Bolivia, sur de Paraguay y Perú, sumado a la abundancia de recurso solar en la región y a la existencia de un staff de profesores investigadores en la temática y de laboratorios específicos. Los objetivos ampliar la formación de profesionales en el área y desarrollar la capacidad de investigación autónoma.

El Plan de Estudios comprende un conjunto de materias obligatorias que constituyen el marco conceptual de la Maestría y asignaturas optativas. Al final del cursado de las asignaturas se cursa el taller de Integración que ejercita a los maestrandos lograr una mirada integral de los saberes y abriendo camino a la interdisciplina. En la Tabla 1 se presentan los requisitos de cursados de ambas carreras, el número total de horas de cursado. La Especialidad requiere también del desarrollo y aprobación de una tesina, mientras que la Maestría exige una Tesis de mayor envergadura conceptual y originalidad. Así mismo, el maestrando deberá reunir 16 créditos en actividades formativas que son evaluados por un Comité ad-hoc (Facultad de Ciencias Exactas, 1998; Facultad de Ciencias Exactas, 2015).

Tabla 1. Cursos modulares y horas que conforman la Especialidad y la Maestría en ER – Plan 1998

Curso	N° de horas	Especialidad	Maestría
Energética General y Ambiente	80	X	X
Medición e Instrumentación	40	-----	X
Energía Eólica	40	*	X
Microturbinas	40	*	X
Energía Solar I	40	X	X
Energía Solar II	40	-----	X
Energía Geotérmica	40	*	X
Energía de Biomasa I	40	*	X
Energía de Biomasa II	40	-----	X
Taller de integración de la Especialidad	40	X	-----
Taller de integración de la Maestría	80	-----	X
Inglés	40	X	X
Computación	40	X	X
Número total de horas	40	360	560

EL DOCTORADO EN ENERGÍAS RENOVABLES DE SALTA

En su resolución de creación (Resolución del Consejo Superior de la Universidad Nacional de Salta N° 317/98) se recogen anteriores experiencias formativas en el nivel en la Facultad de Ciencias Exactas, específicamente el Doctorado en Química y el Doctorado en Física, con tres aspectos destacados a perfeccionar:

- Fortalecer y jerarquizar la formación de postgrado con vista a su adhesión por parte de los docentes en un recorrido formativo continuo y de calidad creciente.
- Fomentar la incorporación de nuevas áreas creando las condiciones de un mejoramiento paulatino de la infraestructura.
- Favorecer la interdisciplina.

El perfil profesional espera que los egresados muestren profunda formación teórica, práctica y/o experimental, con capacidad de evolución permanente e independiente de modo que puedan contribuir con aportes originales a nivel de excelencia académica (U.N.Sa, 1998).

El Doctorado en Ciencias Área Energías Renovables actualizó en 2015 (Resolución FCE N° 670/2015) su reglamentación que mantiene el carácter inicial de personalizado, con un mínimo de 25 créditos de las cuales, hasta 15 podrán cumplimentar por cursos especiales, presentaciones a congresos, pasantías, etc. La Comisión de Doctorado asignará los créditos de acuerdo a la importancia que cada actividad revista respecto al tema de tesis. Una Comisión de Seguimiento ad – hoc evalúa anualmente los avances y logros del doctorando. Con la formación que conduce al grado de Doctor - el más alto rango de preparación profesional del sistema educativo nacional – se espera formar recursos humanos al más alto nivel para realizar estudios originales en el área de la energía solar y de las energías renovables (U.N.Sa, 2015). En la Tabla 2 se presentan los instrumentos legales del doctorado, modalidad, cantidad de alumnos y egresados.

Tabla 2. Resoluciones de reconocimiento oficial y número de alumnos y egresados.

Doctorado en Ciencias – Area Energías Renovables Res. Ministerial de Reconocimiento Oficial y Validez Nacional del Título – RM N° 527/15 Acreditación CONEAU Res.N°1043/10 Res. de Creación CS-317/98			
<u>Modalidad</u> Personalizado	<u>Egresados</u>	<u>Doctorandos</u> <u>actuales</u>	<u>Vigencia</u>
	45	34	Desde 1998 a la fecha

La estrecha vinculación con grupos científicos – académico del país nucleados en la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente – desde su fundación en el año 1975 - favorece el intercambio de expertos que se desempeñan tanto en el rol de Director (o

Co- Director de Tesis) como miembros del Jurado. Es así que los estudios se realizan relativos a temáticas en las siguientes áreas:

1. Hábitat y energías renovables y ambiente.
2. Energía solar, aplicaciones agrícolas e industriales.
3. Energía solar, aplicaciones térmicas y químicas.
4. Energía solar y conversión fotovoltaica.
5. Arquitectura ambientalmente consciente.
6. Energía eólica, geotermia, biomasa y otras energías no convencionales.
7. Uso eficiente y racional de la energía. Políticas y economía energética.
8. Evaluación energética, instrumentación y materiales usados en energías renovables, modelización y simulación.
9. Nuevas tecnologías.
10. Educación y capacitación en energías renovables y uso racional de la energía.
11. Radiación solar y clima.
12. Aspectos socioculturales y socio-economicos de la transferencia de tecnología en energías renovables. Experiencias. Metodologías. Evaluaciones.

Algunas de la tesis dan cuenta de la producción mencionada, con pertinencia regional e impacto en instituciones de investigación y formación en la Argentina.

LAS TEMÁTICAS DE LOS TRABAJOS ORIGINALES DE TESIS

Es importante destacar la diversidad de temáticas en los trabajos de tesis de las tres carreras de posgrado. Se destacan los temas relacionados con eficiencia energética y climatización de edificios (15%). Las temáticas restantes, que aportan cada una con entre 5 a 10% son: colectores solares, concentradores solares para potencia, aplicaciones con fotovoltaicos, destiladores solares, generación eólica, bioenergía, planificación energética, radiación solar, aplicaciones agrícolas: secaderos e invernaderos, educación en ER, comprenden. Si se analiza el tipo de profesionales que se inscriben en las carreras, se observa que un grupo importante de arquitectos ha realizado el doctorado, si bien no existe esta oferta de grado en una universidad pública en la provincia de Salta. Es decir que los arquitectos doctorandos de distintas regiones de la Argentina. Entre los graduados de los posgrados, se observan que hay también profesionales del área de las ingenierías civil, electromecánica, electrónica, química, físicos, ingenieros agrónomos, dando cuenta de la interdisciplinariedad a la que atienden y propician estos posgrados. A estas carreras asisten alumnos de Chile, Paraguay, Colombia, Honduras.

ESPECIALIDAD Y MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

La Especialidad y la Maestría en energías renovables son creadas mediante Resolución del Consejo Superior de la U.N.Sa N° 124/98 recogiendo una demanda creciente. Sus perfiles prevén la capacidad de analizar los recursos renovables, proponer sistemas de aprovechamiento y avanzar en nuevas propuestas y desarrollos. Es importante mencionar que las carreras de Especialidad y Maestría en Energías Renovables, se dictan en el lapso de uno y dos años, respectivamente, denominado cohortes.

Alumnos y cohortes de Especialidad y Maestría en energías renovables

Desde la creación de las carreras, se dictaron 9 cohortes con un importante número de interesados de diferentes regiones geográficas del país e incluso de países vecinos. En la mayoría de los casos son dictados por convenio en otras provincias del vasto territorio argentino: Cohorte 1998/2000 (U.N.Sa, provincia de Salta), Cohorte 2003 (Convenio Universidad Nacional de Catamarca, UNCa, provincia de Catamarca); Cohorte 2005 (Convenio Universidad Nacional del Nordeste; UNNE, provincia de Corrientes); Cohorte 2007 (Convenio Universidad Nacional Patagonia Austral San Juan Bosco, UNPSJB, provincia de Chubut); Cohorte 2009 (UNSa); Cohorte 2011 (Convenio Universidad Nacional de Santiago del Estero, UNSE, provincia de Santiago del Estero); Cohorte 2013 (UNSa); Cohorte 2015(UNSa); Cohorte 2017 (Convenio Universidad Nacional de Jujuy, UNJu, provincia de Jujuy).. En la Tabla 3, se presentan los alumnos actuales de ambas carreras, por cohorte y con la indicación de sus avances y cumplimientos en cuanto al Plan de Tesis y al trabajo de Tesis, así como sus egresados a diciembre de 2017.

Tabla 3. Seguimiento por cohortes de los alumnos de la Maestría en Energías Renovables actualizado a diciembre de 2017.G

	Alumnos en curso	Con Presentación de Plan de Trabajo	Con Presentación de Trabajo de Tesis	Egresados
Cohorte 1998/2000 (U.N.Sa)	4	-	-	16
Cohorte 2003 (Convenio UNCa)	4	-	-	3
Cohorte 2005 (Convenio UNNe)	9	7	-	6
Cohorte 2007 (Convenio UNPSJB)	17	14	3	7
Cohorte 2009 (UNSa)	23	12	4	7
Cohorte 2011 (Convenio UNSE)	27	12	4	-
Cohorte 2013 (UNSa)	27	3	-	1
Cohorte 2015 (UNSa)	15	-	-	-
Cohorte 2017 (Convenio UNJu)	34	-	-	-
Totales	160	48	11	40

CREACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE POSGRADO DE LA FACULTAD

El Departamento de Posgrado de la Facultad de Ciencias Exactas, espacio académico /administrativo para la gestión de las carreras, fue creado mediante Res.CD-681/98 y se encuentra integrado por representantes de cada una de las carreras de posgrado que ofrece la Facultad; por representantes de los Departamentos Docentes que no poseen carreras de posgrado y la coordinación del Decano o Vicedecano.

El Departamento de Posgrado de la Facultad cuenta con apoyo administrativo a través de dos agentes de Personal de Apoyo Universitario permanente, cuya función consiste, entre otras, en el registro y control de las situaciones académicas de los alumnos de posgrado desde la inscripción hasta el egreso de los mismos; trámite, registro y difusión de cursos de posgrado y de extensión; apoyo en acreditación de las carreras.

CONCLUSIONES

El dictado continuo, desde 1998 a la fecha de las tres carreras de postgrado en energías renovables basadas en una articulación profunda entre el espacio de la producción científica y el ejercicio académico muestra importantes logros. El cuerpo de profesores avanza en su propia formación y actualización y articula su dedicación a la docencia de grado y postgrado, a la investigación y a la extensión universitaria con fuerte arraigo en las necesidades de las comunidades locales. Muchos de los docentes se especializan en el área de las ER y concretan postgrados y postdoctorados.

A la fecha, se cuenta con un total de 85 tesis doctorales y de maestría defendidas, que muestran una rica diversidad de temáticas que aportan conocimiento nuevo en el área y contribuyen a la formación de profesionales docentes e investigadores que nutren las instituciones científico tecnológicas del país y la región.

Para el caso particular de la carrera de arquitectura, se detecta que en los doctorados de arquitectura del país no se promueven los análisis energéticos, es decir que el Doctorado en Energías Renovables de la U.N.Sa aporta una necesaria herramienta innovativa para estos profesionales.

Para el caso de la Especialidad y Maestría, si bien se estima unos 120 maestrando que no han completado la carrera, un 90% de ellos ha aprobado todas las materias, obligatorias y optativas.

Los anhelos que llevaron a la creación de las carreras en 1998, parecen cumplidos, en cuanto a la apertura a nuevas áreas, a la independencia en la adhesión a nuevas líneas de trabajo, a la creación y difusión de conocimiento científico en el área.

Para los próximos diez años a nivel nacional y, se esperan inversiones para generar unos 3900 MW de potencia eléctrica en el país, por lo cual, la expectativa respecto a la generación de empleos en el sector de las ER es fundada por primera vez en Argentina (Eisenstein A. y Cano M., 2017). Debe destacarse que un 19% de la potencia licitada en el país es de fuente renovable y que las inversiones en generación fotovoltaica en el NOA resultaron ganadoras. Las aplicaciones térmicas de aprovechamiento de la energía solar, como son los calefones solares, representan una excelente oportunidad para la creación de

puestos de trabajo de menor cualificación: se trata de equipos domiciliarios cuya instalación demandaría técnicos instaladores formados en aspectos más instrumentales. Lo mismo puede decirse de los sistemas fotovoltaicos de autogeneración o el conexonado a red de sistemas domiciliarios. Es decir que el nuevo escenario energético y el potencial del recurso solar de la región representan oportunidades para el desarrollo local. Nuevos requerimientos de desempeño profesional se hacen presentes y la formación específica continua en energías renovables en el NOA se revaloriza beneficiando la innovación y acercando los avances a la sociedad salteña y nacional.

REFERENCIAS

- Eisenstein A. y Cano M. (2017). Informe especial KPMG. Inversiones en fuentes de generación en el sector eléctrico nacional. Energía, electricidad y servicios públicos. <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/ar/pdf/inversiones-en-fuentes-de-generacion-en-el-sector-electrico-nacional.pdf>. Recuperado (01/07/17).
- Facultad de Ciencias Exactas (2015). Resolución Consejo Directivo de Ciencias Exactas N° 766/2015. Boletín Oficial de la U.N.Sa. <http://bo.unsa.edu.ar/>. Recuperado (10/03/2018).
- Franco J. y Belmonte S. (2017). *Experiencias de energías renovables en Argentina. Una mirada desde el territorio*. ISBN 978-987-633-521-8
- INENCO (2010). Memoria anual Institucional. <http://www.inenco.unsa.edu.ar/contacto/>
- Javi V. (2013). Efectividad del uso de las TICs en la promoción y formación en energías renovables. Tesis doctoral. Biblioteca de la FCE. U.N.Sa. <http://bibexa.unsa.edu.ar/>.
- Javi V. y Olivera N. (2018). Desafíos a la formación superior salteña frente al desarrollo local y nacional basado en energías renovables. Revista Equidad y Desarrollo. En prensa – N° 31. <https://revistas.lasalle.edu.co/index.php/ed>
- Universidad Nacional de Salta. (1998). Resolución C.S. 128/98. Boletín Oficial de la U.N.Sa. <http://bo.unsa.edu.ar/>. Recuperado (10/03/2018).
- Universidad Nacional de Salta. (1998). Resolución C.S. 317/98. Boletín Oficial de la U.N.Sa. <http://bo.unsa.edu.ar/>. Recuperado (10/03/2018).



www.cies-congreso.org

Organizan



ASOCIACIÓN
ESPAÑOLA
DE ENERGÍA
SOLAR



Universitat
de les Illes Balears



Patrocina

