

# COMPARACIÓN DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO HIBRIDADAS CON ENERGÍA SOLAR: TECNOLOGÍAS CCP Y FRESNEL DE REFLEXIÓN

ROVIRA DE ANTONIO, Antonio José<sup>(1)</sup>; BARBERO FRESNO, Rubén<sup>(1)</sup>; MONTES PITA, María José<sup>(1)</sup>

ABBAS CÁMARA, Rubén<sup>(2)</sup>; VARELA DÍEZ, Fernando<sup>(1)</sup>

rovira@ind.uned.es

<sup>(1)</sup>UNED, Depto. Ingeniería Energética, ETS Ingenieros Industriales

<sup>(2)</sup>Universidad Politécnica de Madrid, Depto. Ingeniería Energética y Fluidomecánica, ETSII

## RESUMEN

En el presente trabajo se compara la producción, tanto en términos energéticos como económicos, de centrales de ciclo combinado híbridadas con energía solar de concentración según distintas tecnologías. Como se destaca en [1], los ciclos combinados convencionales se prestan muy adecuadamente a la hibridación con sistemas solares de concentración, que aportan la energía térmica producida al ciclo de vapor (centrales denominadas ISCC por sus siglas en inglés, *Integrated Solar CombinedCycle*). En efecto, durante la producción anual, las condiciones más exigentes para un ciclo combinado (alta temperatura ambiental) se correlacionan con las condiciones óptimas de producción de energía solar térmica de concentración (estación estival), por lo que se producen ciertas sinergias que favorecen el rendimiento conjunto.

En trabajos previos [2] se mostró la idoneidad y viabilidad económica de la tecnología ISCC trabajando con un campo de colectores cilindro parabólicos (CCP) y generación directa de vapor (precalentamiento y evaporación) en localizaciones con condiciones atmosféricas muy severas en verano, pero no en ubicaciones de clima más templado. Por otro lado, en [3] se estudian los posibles puntos de aporte de la energía solar sobre el ciclo de vapor, concluyendo que la producción mejora notablemente si el calor se destina exclusivamente a la evaporación en el nivel de alta presión, evitando el precalentamiento del agua y el sobrecalentamiento del vapor. Asimismo, es también previsible la mejora económica en el caso de que se empleen campos de tipo Fresnel de concentración en lugar de CCP.

Por ese motivo, se comparan las tecnologías CCP y Fresnel produciendo ambas exclusivamente vapor en el nivel de alta presión del ciclo de vapor. Para ambas configuraciones se procede a la caracterización de las tecnologías y a su posterior simulación para analizar la producción durante un año tipo en dos localizaciones (Almería y Las Vegas).

**Palabras clave:** ISCC, ciclo combinado, energía solar de concentración (CCP y Fresnel).

## 1. Introducción

Tanto a día de hoy como en el medio plazo, las centrales termosolares de concentración van a compartir escenario con las centrales térmicas convencionales, como las de combustible fósil y las nucleares. En ese contexto, las centrales híbridas de ciclo combinado – solares (ISCC), pueden ser una opción interesante debido a que el diseño de la integración solar en la planta convencional de ciclo combinado puede conducir a un uso muy eficiente de ambos recursos: solar y fósil, mayor que el que se obtiene con las dos tecnologías trabajando por separado.

Las centrales de ciclo combinado son el sistema más eficiente de conversión de energía térmica en mecánica. Por ese motivo, desde hace varias décadas, se han venido estudiando e instalando tanto en nuestro país como en el resto del mundo. Como ejemplos de trabajos orientados a la mejora del rendimiento de esa tecnología, destacan en los últimos años los desarrollados por Bassily [4,5] así como el que se presenta en [6].

Por otro lado, España es uno de los países con mayor potencia instalada en centrales termosolares de concentración. El tipo de configuración más comúnmente instalada en este tipo de centrales es el de campos solares con receptores cilindro parabólicos (CCP), si bien también se han instalado centrales de torre y, en menor medida y más recientemente, centrales basadas en reflectores lineales Fresnel de reflexión. La tecnología CCP puede considerarse como bien probada y caracterizada, remontándose los primeros antecedentes a los colectores LS1, 2 y 3 de las plantas SEGS y destacando hoy en día los colectores tipo Eurotrough y Solargenix.

Cabe destacar el interés que ha recibido en los últimos años la tecnología Fresnel de reflexión, tanto por su gran potencial de mejora en términos de rendimiento [7,8] como a sus ventajas en términos de coste de adquisición [9,10] y en los grados de libertad en el diseño de los sistemas [11,12,13].

En lo que se refiere a la hibridación de ciclo combinado con energía solar térmica, los ciclos combinados convencionales se prestan muy adecuadamente a la hibridación con sistemas solares de concentración. Durante su funcionamiento a lo largo del año, las condiciones más exigentes para un ciclo combinado se correlacionan con las condiciones óptimas de producción de energía solar térmica de concentración, por lo que se producen ciertas sinergias que favorecen el rendimiento conjunto [1,14,15]. En trabajos precedentes al presente [2] se mostró la idoneidad y viabilidad económica de la tecnología ISCC en localizaciones con condiciones atmosféricas muy severas en verano (trabajando con CCP y generación directa de vapor (GDV) y aporte solar durante el precalentamiento y la evaporación), pero no en ubicaciones de clima más templado. En [3] se estudió el mejor punto de aporte de la energía solar sobre el ciclo de vapor, concluyendo que la producción mejora notablemente si el calor se destina solamente a la evaporación en el nivel de alta presión. En [16] se hace una profunda revisión bibliográfica sobre los estudios realizados hasta la fecha con tecnología CCP.

Sin embargo, la integración de ciclo combinado con energía solar mediante tecnología Fresnel no ha sido estudiada en profundidad. Se ha propuesto su uso, por ejemplo, en [17], aunque sin analizar las prestaciones de la planta, mientras que en [18] aconsejan la hibridación para el pre-calentamiento del agua en centrales de vapor, no de ciclo combinado. La comparativa de prestaciones entre las tecnologías CCP y Fresnel ha quedado relegada por el momento a las centrales exclusivamente solares: en [19,20] se demuestra la viabilidad técnica de la tecnología y el coste a partir del cual sería competitiva [20], y en [21] se resalta el mayor aporte solar por superficie de terreno por parte de la tecnología Fresnel para plantas de pequeño tamaño. Es previsible que las mejoras destacadas en los trabajos citados pueden ser extrapolables a la tecnología ISCC, por lo que merece la pena su estudio y comparación frente a la hibridación con CCP.

El objetivo del trabajo es, por las razones anteriores, la comparación tanto en términos de producción de energía como en términos económicos, de centrales ISCC hibridadas con tecnologías CCP y Fresnel, produciendo ambas exclusivamente vapor en el nivel de alta presión del ciclo de vapor (por lo demostrado en [3]). Para ambas configuraciones se procede a la caracterización de las tecnologías y a su posterior simulación para analizar la producción durante un año tipo en dos localizaciones (Almería y Las Vegas).

## 2. Configuraciones ISCC estudiadas.

Las dos configuraciones estudiadas consisten en un ciclo combinado en configuración 2x1, con dos turbinas de gas y dos calderas de recuperación de calor de dos niveles de presión que alimentan un solo ciclo de vapor. El aporte solar se realiza bien por un campo de colectores cilindro parabólicos o bien por un campo de tipo Fresnel de reflexión. En ambos casos los receptores producen directamente vapor en paralelo con el evaporador de alta presión de la caldera de recuperación de calor.

La figura 1 muestra el esquema de las dos plantas así como el de la central tomada como referencia, previamente estudiada en [1,2]. Como se puede observar, en esta última el aporte solar se destina al precalentamiento y la evaporación del nivel de alta presión de la caldera, mediante un campo de CCP.

Las características de diseño de los componentes del ciclo combinado son los mismos que en [1,2,3].

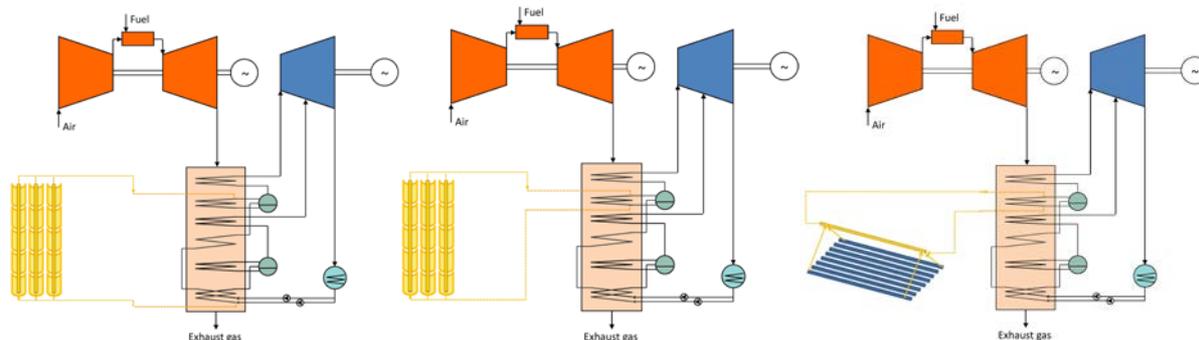


Figura 1: Configuraciones de referencia (izda), CCP evap. (central) y Fresnel evap. (drcha).

## 3. Metodología de cálculo y modelos de simulación.

### 3.1. Diseño y caracterización de las centrales.

Los códigos de simulación de la central de ciclo combinado fueron desarrollados en trabajos previos [1,2]. Dicha simulación se lleva a cabo mediante los balances de masa y de energía de cada uno de los componentes de la central. Además de calcular las prestaciones de la central en el punto de diseño, los modelos permiten la caracterización de los distintos componentes, que es esencial para la posterior simulación de la central a cargas parciales (curvas características de los compresores, turbinas, superficies de los intercambiadores de calor, etc.).

Los modelos de simulación y caracterización de los CCP fueron asimismo desarrollados en trabajos previos [1,2], donde se pueden encontrar las especificaciones de diseño. De nuevo, la simulación consiste en la aplicación de los balances de masa y energía a los colectores solares, lo que permite dimensionar el campo y hallar el número de módulos necesarios para obtener la potencia térmica deseada, así como determinar las prestaciones en cualquier punto de funcionamiento en función de la radiación solar directa (DNI) y posición solar. Los colectores son de tipo Eurotrough-150. El dimensionado resultante coincide con el mostrado en [3]. En concreto, para suministrar una potencia térmica de 50 MW al ciclo de vapor (25 MW a cada caldera de recuperación), la configuración de referencia requiere de 82.632 m<sup>2</sup> de captación de energía solar (espejos) y en torno a 260.000 m<sup>2</sup> de terreno, que se mantiene en la configuración objeto de estudio (aporte solar exclusivamente a la evaporación de alta presión).

Por último, para el presente trabajo se han tenido que integrar los modelos de simulación y caracterización de los receptores de tipo Fresnel. El objetivo de los modelos es, de nuevo, la simulación tanto en el punto de diseño como fuera de él y el dimensionado del campo solar para producir la energía térmica deseada. Como se ha destacado en el apartado 1, los grados de libertad en el diseño de campos y receptores de tipo Fresnel son muy numerosos. Se ha optado por implementar las características geométricas de Fresdemo [22], tanto para el campo de espejos como para el receptor lineal. Dichas características se muestran en la tabla 1.

Tabla 4: Datos geométricos del módulo de colector tipo Fresnel (Fresdemo [22]) y punto de diseño.

Dimensiones del campo solar	100 m × 21 m	Anchura del receptor	50 cm
Altura y longitud del receptor	10 m × 100 m.	Diámetro del tubo	14 cm
Número de filas de espejos	25 filas	DNI <sub>nominal</sub>	850 W/m <sup>2</sup>
Dimensiones espejos	60 cm a 2 m de altura.	Punto de diseño	21/06, 12h.

Una vez seleccionada la geometría, los pasos siguientes consisten en determinar la potencia incidente sobre el receptor y el rendimiento de éste, para determinar la potencia aportada al vapor.

El cálculo de potencia incidente se ha obtenido por medio del trazado de rayos mediante el método de Monte Carlo. Dicho modelo, desarrollado en Matlab, se basa en el lanzamiento de 10.000 rayos en cada instante de cálculo hacia el campo de espejos, aplicándose la correspondiente reflexión hacia el receptor, considerando el modelo de forma solar descrito en [23] y distintos errores de superficie debido a la fabricación (siguiendo una distribución Gaussiana). El modelo ha sido previamente validado en [8] y aplicado en [7,8,12]. Con él, se ha podido caracterizar la concentración de radiación solar sobre el receptor en función los ángulos de incidencia longitudinal y transversal, tal y como se muestra en la figura 2.

Una vez calculada la concentración, la potencia incidente se obtiene multiplicando dicho factor por el valor de la DNI, teniendo en cuenta la absorptividad del tubo y la transmisividad del vidrio:

$$Pot_{tubo} = DNI \cdot FC \cdot \alpha \cdot \tau = DNI \cdot FC' \cdot D \cdot L \cdot \eta_{opt} \quad (1)$$

Siendo  $FC$  el factor de concentración real,  $\alpha$  la absorptividad del tubo (0,93),  $\tau$  la transmisividad del vidrio considerado (0,94),  $FC'$  la concentración geométrica y  $D$  y  $L$  el diámetro del tubo absorbedor (14 cm) y la longitud del módulo (100 m).

Con la potencia incidente sobre el tubo se puede hallar la potencia térmica transferida al vapor que circula por el receptor una vez conocido el rendimiento térmico del colector. Para el presente trabajo se ha empleado la ecuación experimental proporcionada en [23]:

$$\eta_t = \eta_{opt} - 0,0366 \cdot \frac{T_{sat} - T_{amb}}{DNI} - 0,000707 \cdot DNI \cdot \left( \frac{T_{sat} - T_{amb}}{DNI} \right)^2 \quad (2)$$

Donde  $T_{sat}$  es la temperatura de ebullición,  $T_{amb}$  la temperatura ambiental y el rendimiento óptico ( $\eta_{opt}$ ) se puede obtener con la segunda igualdad de la expresión (1).

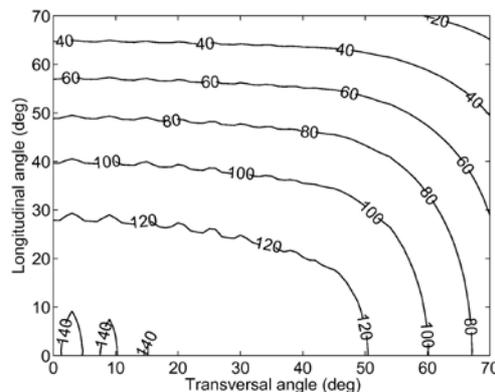


Figura 2: Potencia concentrada por unidad de DNI en función de los ángulos solares.

Como resultado de diseño se obtiene que son necesarios 3 módulos en serie (de 100 m cada uno) para lograr un título de vapor adecuado (30%) con una velocidad de vapor apropiada (menor de 8 m/s). El rendimiento asociado a la temperatura de saturación de 90 bar es del 89,5 %, por lo que son aproximadamente necesarios 24 lazos de 3 módulos de 100 m en serie para obtener los 50 MW de vapor. La superficie de terreno requerida es, por tanto, de 151.200 m<sup>2</sup>, y la de espejos 90.720m<sup>2</sup>.

**3.2. Simulación anual de la central.**

Una vez caracterizados cada uno de los componentes, se está en disposición de calcular las prestaciones de las configuraciones en cualquier punto de funcionamiento. En los antecedentes mencionados [1,2], la simulación anual se hacía considerando las condiciones ambientales y solares hora a hora durante un año tipo, lo que suponen 8760 puntos de cálculo. Como el cálculo a cargas parciales de la central consume un tiempo computacional considerable, para el presente trabajo se analizaron los años tipos de las dos localizaciones consideradas, Almería y Las Vegas, con objeto de hallar puntos de cálculo que se repitan (con cierta similitud) sistemáticamente a lo largo del año. En concreto, para el caso de los CCP se estudió la frecuencia con la que se repiten los valores de DNI modificada en función de la temperatura ambiente con los siguientes intervalos:

- 1°C - 10W/m<sup>2</sup> | 1°C - 20W/m<sup>2</sup> | 1°C - 50W/m<sup>2</sup> | 2°C - 10W/m<sup>2</sup> | 5°C - 10W/m<sup>2</sup> | 2°C - 20W/m<sup>2</sup>

La figura 3 muestra, a modo de ejemplo, la matriz de frecuencias obtenida para los intervalos de 2°C vs 20 W/m<sup>2</sup> para el caso de Almería. Los resultados obtenidos con la aplicación para todas las matrices propuestas y aplicadas a la configuración de referencia en ambas localizaciones en términos de producción anual difieren en menos de un 0,2%. Ante el buen comportamiento de la caracterización del año tipo, en el presente trabajo se procede a trabajar con intervalos de 2 °C y 20 W/m<sup>2</sup> de DNI para el caso de CCP y 2°C y 2000 W/m<sup>2</sup> de radiación concentrada para el caso de receptores tipo Fresnel. Esta caracterización supone realizar 538 y 909 puntos de cálculo para la configuración CCP en Almería y Las Vegas respectivamente, y 393 y 669 puntos para las configuraciones de Fresnel, en lugar de las 8760 correspondientes a cada una de las horas de funcionamiento anual.

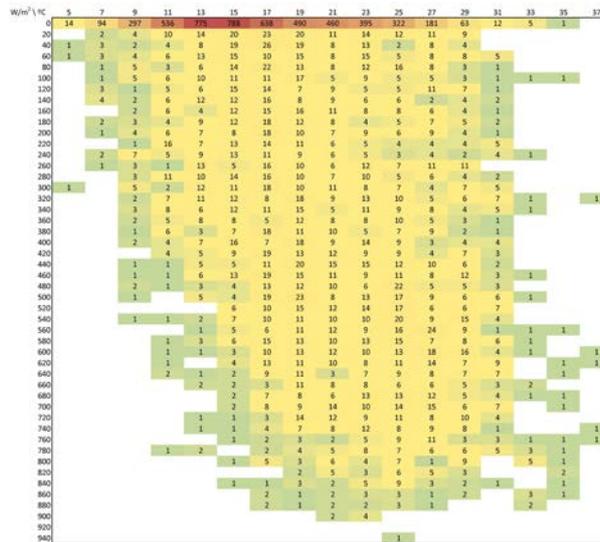


Figura: 3. Matriz de caracterización anual en Almería: frecuencias de DNI modificada.

**4. Análisis económico.**

El análisis económico efectuado se ha realizado calculando los costes nivelados de energía para cada una de las configuraciones y localizaciones. Para poder comparar correctamente los costes en un estudio de configuraciones híbridas es necesario considerar una tasa de incremento del coste de combustible con el paso del tiempo. En efecto, este factor es clave puesto que el coste de la energía

solar solamente tiene la componente del coste de amortización, lo que supone una ventaja al no incurrir en un gasto de combustible asociado a esa producción.

Los datos económicos considerados se resumen en la tabla 4. Se observa que para la tecnología Fresnel se proporcionan dos escenarios económicos, uno más optimista (menores costes de los componentes) y otro más pesimista (mayores costes), siendo habitual dicha consideración en la literatura técnica [20,24,25] ante la falta de datos reales debido al escaso número de centrales existentes.

Tabla 5: Datos económicos.

Coste del terreno	2 €/m <sup>2</sup>	Coste O&M CC	17,9 €(año·kW)
Inversión CCP	200 €/m <sup>2</sup>	Coste O&M solar	9 €(año·m <sup>2</sup> )
Inversión Fresnel	100-200 €/m <sup>2</sup>	Interés (15 años)	10 %
Ing. y contingencias	10 %	Incremento O&M y combustible	1 % / 2,5 %
Coste bloque de potencia	984 €/kW	Coste gas natural	2,32 c€/kWh

## 5. Resultados.

La tabla 3 muestra los resultados obtenidos para las dos configuraciones objeto de estudio y para la configuración de referencia. Se observa que la energía anual producida por las configuraciones objeto de estudio es mayor que la de referencia, debido al mejor aprovechamiento del recurso solar y las menores pérdidas exergéticas en la caldera de recuperación cuando el aporte solar se emplea exclusivamente para evaporar. La localización en Las Vegas conduce a mejores prestaciones debido a que el clima es más severo y la contribución solar es mayor. Asimismo se observa que la producción mediante campos solares de tipo Fresnel, si bien es viable y comparable a la de los CCP, es menor que la obtenida con estos últimos.

Aunque la configuración tipo Fresnel proporciona producciones anuales ligeramente peores, el resultado económico es mejor incluso en el escenario pesimista. En efecto, la superficie de terreno y la inversión necesaria es menor que en el caso de los CCP, y ese ahorro se traduce en menores costes de amortización que reducen el coste de generación al compensar con creces la caída de producción. El efecto es mucho mayor en el escenario optimista.

Tabla 6: Resultados de las simulaciones anuales.

	Referencia		CCP evap.		Fresnelevap.	
	Almería	Las Vegas	Almería	Las Vegas	Almería	Las Vegas
E <sub>comb</sub> (GWh)	3493	3474	3491	3474	3493	3474
E <sub>prod</sub> (GWh)	1876	1881	1889	1900	1871	1873
E <sub>primaria</sub> /E <sub>prod.</sub>	1,86	1,85	1,85	1,83	1,87	1,85
E <sub>sol_bruta</sub> (GWh)	107,5	166,5	108,4	166,7	214,7	125,3
ΔE <sub>prod</sub> (GWh)	19	35	32	54	14	27
η <sub>solar,marginal</sub>	17,7%	21,0%	29,5%	32,4%	6,5%	21,5%

Inversión (M€)	261,9	261,9	261,9	261,9	259,8 / 244,7	259,8 / 244,7
LC <sub>inv</sub> (M€)	34,45	34,45	34,45	34,45	34,17 / 32,18	34,17 / 32,18
LC <sub>o&amp;m</sub> (M€)	9,72	9,72	9,72	9,72	7,19	7,19
LC <sub>comb</sub> (M€)	108,5	108,0	108,5	107,9	108,5	107,9
LCE (c€/kWh)	8,14	8,09	8,08	8,01	8,01 / 7,90	7,97 / 7,86

## 6. Conclusiones y consideraciones finales.

En el presente trabajo se ha comparado la producción, tanto en términos energéticos como económicos, de dos configuraciones centrales de ciclo combinado hibridadas con energía solar de concentración según distintas tecnologías: CCP y Fresnel de reflexión, ambas con generación directa de vapor. Se han desarrollado e integrado los modelos necesarios para evaluar el comportamiento anual de la central, se ha caracterizado el año tipo en las localizaciones estudiadas, Almería y Las Vegas, y finalmente se han obtenido los costes nivelados de producción de las configuraciones.

Los resultados muestran que la tecnología Fresnel es capaz de contribuir a la producción de la central en un orden de magnitud similar a la tecnología CCP, aunque las prestaciones son ligeramente peores. Sin embargo, desde el punto de vista económico las configuraciones con el campo Fresnel obtienen mejores resultados, consiguiendo reducir el coste de producción en alrededor del 1% en un escenario pesimista y un 1,5 % en el escenario optimista.

## 7. Agradecimientos

Los autores desean agradecer al Ministerio de Economía y Competitividad la financiación proporcionada al trabajo, a través de los proyectos de Plan nacional de I+D+i ENE2012-37950-C02-01 y ENE2012-37950-C02-02.

## 8. Referencias

- [1] MONTES MJ et al. *Proposal of an integrated solar combined cycle system using direct steam generation technology*. En: Proc. of 15th IntSolarPACES Symp on Sol Therm Con Tech, Berlin, Germany; 2009 (Berlín, 15-18 septiembre de 2009).
- [2] MONTES MJ et al. *Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors*. Appl Energ, 2011 vol. 88, pp. 3228–3238.
- [3] ROVIRA A et al. *Comparison of Heat Transfer Fluid and Direct Steam Generation Technologies for Integrated Solar Combined Cycles*. Applied Thermal Engineering, 2013 Vol. 52, pp. 264–274.
- [4] BASSILY A.M. *Modeling, numerical optimization, and irreversibility reduction of a triple-pressure reheat combined cycle*. Energy, 2007, Vol. 32, pp. 778-794.
- [5] BASSILY A.M. *Enhancing the efficiency and power of the triple-pressure reheat combined cycle by means of gas reheat, gas recuperation, and reduction of the irreversibility in the heat recovery steam generator*. Applied Energy, 2008, Vol. 85, pp. 1141-1162.
- [6] ROVIRA A., SÁNCHEZ C., MUÑOZ M. *Optimización de centrales de ciclo combinado con turbina de gas parcialmente regenerativa*. En actas CNIT9, Cartagena (3-5 de junio de 2015).

- [7] ABBAS R., MUÑOZ-ANTÓN J., VALDÉS M., MARTÍNEZ-VAL J.M. *High concentration linear Fresnel reflectors*. Energy Conversion and Management, 2013, Vol. 72, pp. 60–68.
- [8] ABBAS R., MONTESM.J., PIERA M., MARTÍNEZ-VAL J.M. *Solar radiation concentration features in Linear Fresnel Reflector arrays*. Energy Conversion and Management, 2012, Vol. 54, pp. 133–144.
- [9] FORD G. CSP: bright future for linear fresnel technology? Renewable energy focus, 2008, Vol. 9(5), pp. 48-51.
- [10] GABBRIELLI R., CASTRATARO P. DEL MEDICO F., DI PALO M., LENZO B. *Levelized cost of heat for linear Fresnel concentrated solar systems*. Energy Procedia, 2014, Vol. 49, pp. 1340 – 1349.
- [11] MILLS D.R., MORRISON G.L. *Compact linear fresnel reflector solar thermal powerplants*. Solar Energy, 2000, vol. 68(3), pp. 263–283.
- [12] ABBAS R., MARTÍNEZ-VAL J.M. Analytic optical design of linear Fresnel collectors with variable widths and shifts of mirrors. Renewable Energy, 2015, Vol.75, pp. 81-92.
- [13] MONTES M.J., RUBBIA C., ABBAS R. MARTÍNEZ-VAL J.M. A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power. Energy, 2014, Vol. 73, pp. 192-203.
- [14] ANTONANZAS J., JIMENEZ E., BLANCO J., ANTONANZAS-TORRES F. *Potential solar thermal integration in Spanish combined cycle gas turbines*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, Vol. 37, pp. 36–46.
- [15] ZHU G., NEISES T., TURCHI C., BEDILION R. *Thermodynamic evaluation of solar integration into a natural gas combined cycle power plant*. Renewable Energy, 2015, Vol. 74, pp. 815-824.
- [16] BEHAR O., KHELLAF A., MOHAMMEDI K., AIT-KACI S. *A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, Vol. 39, pp. 223–250.
- [17] ORDORICA-GARCIA F., VIDAL A., FERNANDEZ A. *Novel integration options of concentrating solar thermal technology with fossil-fuelled and CO<sub>2</sub> capture processes*. Energy Procedia, 2011, Vol. 4, pp. 809–816.
- [18] PETERSEIM J.H., WHITE S., TADROS A., HELLWIG U. *Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation?* Renewable Energy, 2013, Vol. 57, pp. 520-532.
- [19] EL GHARBIA N., DERBAL H., BOUAICHAOUI S., SAID N. *A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies*. Energy Procedia, 2011, Vol. 6, pp. (2011) 565–572.
- [20] MORIN G., DERSCH J., PLATZER W., ECK M., HÄBERLE A. *Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants*. Solar Energy, 2012, Vol. 86, pp. 1–12.
- [21] CAU G., COCCO D. *Comparison of medium-size concentrating solar power plants based on parabolic trough and linear Fresnel collectors*. Energy Procedia, 2014, Vol. 45, pp. 101 – 110.
- [22] BERNHARD R. et al. “Linear Fresnel collector demonstration at the psa – operation and investigation”. En Proceedings de Solar PACES 2009 (Berlín, 15-18 septiembre de 2009).
- [23] BUIE D., MONGER A., DEY C. *Sunshape distributions for terrestrial solar simulations*. Solar Energy, 2003, Vol. 74(2), pp. 113-122.
- [24] NIXON J.D., Davies P.A. Cost-exergy optimisation of linear Fresnel reflectors. Solar Energy, 2012, Vol. 86: pp. 147–156.
- [25] ZHU G., WENDELIN T., WAGNER M.J., KUTSCHER C. History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. Solar Energy, 2014, Vol. 103: pp. 639–652.