

Optimización de la orientación en colectores Fresnel para la producción de calor en industrias con demanda variable

María Teresa Miranda¹, David Larra¹, Irene Montero¹, Francisco José Sepúlveda¹, José Ignacio Arranz¹, Carmen Victoria Rojas¹.

¹Departamento de Ingeniería Mecánica, Energética y de los Materiales, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, España. Email: tmiranda@unex.es, larrarey@unex.es

Resumen

Las tecnologías solares de concentración como los colectores lineales Fresnel pueden ayudar a satisfacer la demanda térmica en procesos industriales. Con el fin de optimizar el diseño de plantas solares para adaptar su producción a la estacionalidad de ciertos sectores industriales y a distintos horarios de trabajo, se ha analizado la influencia de la orientación de la planta en su rendimiento y en la producción de energía, aplicando un modelo que simula las pérdidas ópticas del sistema y seleccionado varios tipos de industrias representativas. La orientación óptima en verano y durante el año completo es la norte-sur, mientras que en invierno la orientación este-oeste resulta más favorable. Una orientación oblicua noreste-suroeste maximizará el aprovechamiento de la energía producida en plantas Fresnel en empresas con turno de mañana. El estudio de estos factores es de gran interés cuando se lleva a cabo un análisis de la viabilidad de esta tecnología.

Palabras clave: Colector lineal Fresnel, calor solar de proceso, modelo óptico, simulación, demanda de energía.

Abstract

Concentrating solar technologies such as linear Fresnel collectors can help to meet the thermal demand in industrial processes. In order to optimize the design of solar plants to adapt their production to the seasonality of certain industrial sectors and different working schedules, the influence of the orientation of the plant on its efficiency and energy production has been analysed by applying a model that simulates the optical losses of the system and selecting several types of representative industries. The optimum orientation in summer and throughout the whole year is the north-south one, while in winter an east-west orientation is more favourable. An oblique northeast-southwest orientation will maximize the use of the energy produced in Fresnel plants in companies with a morning shift. The study of these factors is of great interest when carrying out an analysis of the viability of this technology.

Keywords: Linear Fresnel collector, solar process heat, optical model, simulation, energy demand.

1. Introducción

En la actualidad, más de un tercio del consumo total de energía a nivel mundial corresponde al sector industrial [1], [2], en el cual un 54 % de la demanda corresponde a la generación de calor de proceso [3], con una cobertura de energías renovables inferior al 10 % [4]. Sin embargo, alrededor del 60 % del consumo de energía térmica para usos industriales se produce a temperaturas inferiores a 250 °C, por lo que serían susceptibles para la aplicación de distintos tipos de tecnologías solares de concentración [5]. Todo ello

justifica el interés actual en el calor solar para procesos industriales (*solar heat for industrial processes*, SHIP), que permitiría reducir la dependencia de los combustibles fósiles y disminuir las emisiones de CO₂.

Las tecnologías de concentración solar de foco lineal con seguimiento a un eje permiten alcanzar condiciones adecuadas para aplicaciones industriales de media temperatura. Los colectores lineales Fresnel (CLF) están compuestos por varias filas de espejos planos que realizan un seguimiento de la posición del sol con el fin de concentrar la radiación directa (*direct*

Simbología y nomenclatura:			
Símbolos:		L_{ttni}	Longitud del tramo de tubo no iluminado (m)
A_{esp}	Área total de espejos (m ²)	P_{conc}	Potencia concentrada (kW)
DNI	Radiación normal directa (W/m ²)	t	Tiempo (s, min, h)
E_{conc}	Energía concentrada (kWh, MWh)	$w_{bloqueo}$	Anchura de la zona del espejo afectada por el bloqueo (m)
E_{solar}	Energía solar disponible (kWh, MWh)	w_{esp}	Anchura total del espejo (m)
$f_{bloqueo}$	Factor de pérdidas por bloqueos (-)	w_{sombra}	Anchura de la zona del espejo sombreada (m)
$f_{limp-esp}$	Factor de limpieza de los espejos (-)	$w_{sombra-rec}$	Anchura de la sombra del receptor (m)
$f_{limp-rec}$	Factor de limpieza del receptor secundario (-)	Subíndices:	
f_{long}	Factor de pérdidas ópticas longitudinales (-)	i	Número de fila de espejos
f_{opt}	Factor de pérdidas ópticas transversales (-)	t	Número de iteración
f_{rec}	Rendim. del receptor secundario (-)	Letras griegas:	
f_{sombra}	Factor de pérdidas por sombras (-)	δ	Ángulo entre el vector de radiación y la normal a los espejos (°)
$f_{sombra-rec}$	Factor de pérdidas por sombras del receptor secundario (-)	γ	Ángulo de incidencia de la radiación solar (°)
f_{ttni}	Factor de pérdidas por tramo de tubo no iluminado (-)	η_{opt}	Rendimiento óptico de la planta solar (-)
Inclinac	Ángulo de inclinación del espejo (°)	μ	Producto de los factores de pérdidas (-)
L_{abs}	Longitud total del tubo absorbedor (m)	ρ_{esp}	Reflectividad de los espejos (-)
$L_{sombra-rec}$	Longitud de la sombra del receptor (m)	ρ_{rec}	Reflectividad del receptor secundario (-)

normal irradiance, DNI) sobre un tubo absorbedor, por el cual circula un fluido caloportador que capta la energía térmica. Presentan una serie de ventajas frente a los colectores cilindro-parabólicos (CCP), como su mayor sencillez, su estructura más ligera, menores necesidades de superficie y menor coste, que llegan a compensar un rendimiento óptico algo inferior [6].

Diversos autores han estudiado la influencia de los principales parámetros de diseño de los CLF en su comportamiento. Uno de estos parámetros es la orientación del campo solar, que suele ser norte-sur en la mayoría de los casos, puesto que permite maximizar la producción anual de energía. Una orientación este-oeste reduce las diferencias entre verano e invierno, mejorando el rendimiento en los meses más desfavorables, a costa de disminuir la producción total [7]. Sin embargo, hay pocos trabajos que estudien la influencia de la orientación de la planta para casos distintos a N-S y E-O y analicen la influencia de este factor en la producción de energía por meses u horas.

V. Sharma et al analizaron las pérdidas ópticas en los CLF en función de la orientación del campo solar y otros parámetros geométricos, si bien se centraron en los valores medios anuales de los factores de pérdidas y en la producción total [8]. M. Fossa et al simulaban

el comportamiento de los CLF mediante métodos de trazado de rayos, obteniendo el rendimiento óptico para varios días característicos, así como la evolución de las principales pérdidas y la influencia de distintos parámetros de diseño (el espacio entre filas de espejos, la altura del tubo absorbedor, etc.) en el rendimiento y la producción de energía [9]. F. J. Sepúlveda et al estudiaron la producción media mensual de energía de los CLF con el fin de determinar la viabilidad de esta tecnología en distintas tipologías de industrias con demanda térmica, considerando además el horario de trabajo y la estacionalidad de la demanda [10].

La instalación de plantas de concentración en industrias existentes con limitaciones de espacio puede condicionar la orientación del campo solar [6]. Conocer la influencia de este parámetro en la producción de energía permitirá analizar cómo afecta este factor a la viabilidad de la tecnología Fresnel en estos casos, y optimizar el diseño en instalaciones donde se pueda elegir entre distintas orientaciones.

Por otra parte, teniendo en cuenta la importancia del sector agroindustrial en el suroeste de Europa y la marcada estacionalidad del proceso productivo en muchas de estas empresas, resulta de interés valorar cómo determinadas orientaciones pueden mejorar el

aprovechamiento de una planta para abastecer demandas de energía térmica variables a lo largo del año y durante la jornada de trabajo en función del horario de las empresas.

2. Materiales y métodos

2.1. Definición del modelo óptico

Para valorar la producción de energía en una planta solar de concentración con CLF se partió del modelo presentado por F. J. Sepúlveda et al, que fue ampliado incluyendo el cálculo de pérdidas como los bloqueos entre espejos, las pérdidas ópticas longitudinales y las relacionadas con el reflector secundario.

El modelo óptico usado permite calcular la radiación solar que alcanza el tubo absorbedor tras ser concentrada por los espejos Fresnel. Para ello, se parte de la energía teóricamente disponible en cada iteración, $E_{solar,t}$, definida según la ecuación (1), y se plantean las ecuaciones para el cálculo de las sucesivas pérdidas que provocan una disminución de la superficie efectiva de espejos y de la longitud útil del tubo absorbedor, o el porcentaje de radiación reflejada que escapa del receptor secundario.

$$E_{solar,t} = DNI_t \cdot A_{esp} \cdot t \quad (1)$$

Finalmente, se obtiene el valor del rendimiento óptico y la energía que el sistema puede concentrar, sin incluir las pérdidas térmicas o el rendimiento del proceso de transferencia de calor.

Las ecuaciones planteadas se introdujeron en el software Matlab para su resolución. El modelo recibe los datos de radiación normal directa, la fecha de los días que se pretende simular y las características ópticas y geométricas del colector, y realiza sucesivas iteraciones con un time step de 60 segundos, calculando la posición del sol (azimut y elevación), el vector de incidencia solar y la inclinación de cada fila de espejos [10], [11].

Se pretende estudiar la influencia de la orientación de la planta en la cobertura de demandas variables de energía para optimizar así el diseño del sistema. Este parámetro (definido como la desviación respecto al sur del eje longitudinal de los espejos) se tiene en cuenta para calcular, a partir del azimut y la elevación solar en cada instante, las coordenadas del vector de incidencia en el sistema de referencia de los colectores, definido según se muestra en la Figura 1.

- 1) Eje X: Eje transversal, perpendicular al tubo absorbedor y al eje de giro de los espejos.
- 2) Eje Y: Eje longitudinal, en la dirección del tubo.
- 3) Eje Z: Eje vertical.

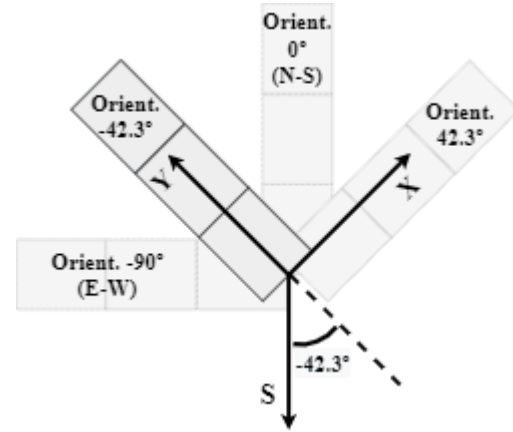


Figura 1. Sistema de referencia y orientaciones representativas.

Para el cálculo de las pérdidas existentes en el campo solar se siguió el siguiente procedimiento:

- 1) Sombras entre espejos: Son las sombras proyectadas por una fila de espejos sobre la fila contigua, disminuyendo la superficie reflectante útil. Mediante cálculos geométricos en dos dimensiones se determinan, en el plano transversal (XZ), las coordenadas de los vértices de los espejos y su proyección según el ángulo de incidencia solar, para determinar el ancho de la zona sombreada (w_{sombra}). Se consideran distintos casos en función de la inclinación de la fila y la posición del sol, de acuerdo con Pino et al y Sepúlveda et al [10], [11]. El factor de pérdidas por sombras para la fila i y el instante t se define según muestra la ecuación (2).

$$f_{sombra,i,t} = 1 - \frac{w_{sombra,i,t}}{w_{esp}} \quad (2)$$

- 2) Bloqueos entre espejos: Se producen cuando el extremo de un espejo se interpone en la trayectoria de la radiación reflejada por el espejo contiguo, impidiendo que llegue al tubo absorbedor. En un mismo punto de un espejo no pueden producirse a la vez sombras y bloqueos, por lo que se tuvo en cuenta cuándo coinciden ambos fenómenos para aplicar únicamente el más desfavorable. El factor de pérdidas por bloqueos se calcula de acuerdo con la ecuación (3).

$$f_{bloqueo,i,t} = 1 - \frac{w_{bloqueo,i,t}}{w_{esp}} \quad (3)$$

- 3) Pérdidas ópticas transversales: Se deben a que los espejos, al realizar un seguimiento de la posición del sol para dirigir la radiación reflejada hacia el tubo absorbedor, no son siempre perpendiculares a la radiación incidente, reduciéndose la superficie reflectante efectiva. Se definen como el coseno del ángulo entre la superficie efectiva y la real,

calculado a partir del ángulo de incidencia (γ) y la inclinación del espejo, según la ecuación (4) [11].

$$f_{\text{opt},i,t} = \left| \cos \left(\frac{\pi}{2} - \gamma_{i,t} \pm |\text{inclinac}_{i,t}| \right) \right| \quad (4)$$

- 4) Pérdidas longitudinales: Se deben a que el eje longitudinal de los espejos es horizontal y no puede realizar un seguimiento de la trayectoria solar, por lo que la radiación tampoco incide de manera perpendicular en esta dirección, reduciéndose la superficie efectiva. Se calculan mediante el coseno del ángulo entre la radiación incidente y los espejos (δ), de acuerdo con (5).

$$f_{\text{long},i,t} = \left| \cos \left(\frac{\pi}{2} - \delta_{i,t} \right) \right| \quad (5)$$

- 5) Pérdidas por tramo de tubo no iluminado: Debido a la inclinación con la que llega la radiación incidente, los rayos que alcanzan el extremo inicial del campo solar no inciden sobre el extremo correspondiente del tubo absorbedor, sino que llegan a un punto distinto. Por tanto, el tramo inicial de tubo no recibe radiación, mientras que en el extremo opuesto una parte de los rayos reflejados se perderá. La longitud del tramo no iluminado se calculó de acuerdo con Pino et al [11], y el factor de pérdidas se obtiene aplicando la ecuación (6).

$$f_{\text{ttni},i,t} = 1 - \frac{L_{\text{ttni}}}{L_{\text{abs}}} \quad (6)$$

- 6) Pérdidas por sombras del receptor secundario: El receptor permite redirigir hacia el absorbedor la radiación reflejada por los espejos, y sirve también de protección para el tubo. Puede tener forma trapezoidal, ser un concentrador parabólico compuesto, etc. [12], y sus efectos no suelen ser tenidos en cuenta cuando se realiza un análisis detallado de las pérdidas en los colectores. Este factor de pérdidas, definido según la ecuación (7), incluye el cálculo del ancho de la sombra en el eje x ($w_{\text{sombra-rec}}$), con distintos casos en función del ángulo de incidencia en el plano transversal, así como el cálculo de la longitud de la sombra ($L_{\text{sombra-rec}}$), a partir del ángulo de incidencia en el eje longitudinal y la altura del receptor.

$$f_{\text{sombra-rec}} = 1 - \frac{L_{\text{sombra-rec}} \cdot w_{\text{sombra-rec}}}{A_{\text{esp}}} \quad (7)$$

La potencia concentrada por la fila i se obtiene con la radiación directa (DNI_t), el área total de espejos (A_{esp}), el producto de los factores de pérdidas ($\mu_{i,t}$) y la reflectividad y el factor de limpieza del espejo (ρ_{esp} , $f_{\text{limp-esp}}$), según muestra la ecuación (8).

$$P_{\text{conc},i,t} = \text{DNI}_t \cdot A_{\text{esp}} \cdot \mu_{i,t} \cdot \rho_{\text{esp}} \cdot f_{\text{limp-esp}} \quad (8)$$

Sin embargo, no toda la radiación concentrada por los espejos alcanza el tubo absorbedor. Se introdujo un nuevo factor de pérdidas en el reflector secundario, que permite cuantificar el porcentaje de la radiación que es reflejada fuera del receptor, calculado a partir de la proyección horizontal de la superficie de cada fila de espejos y la apertura del receptor [13].

La energía concentrada total se calcula a partir de la radiación concentrada por cada fila ($P_{\text{conc},i,t}$), el rendimiento del receptor secundario (f_{rec}) y su reflectividad y ensuciamiento (ρ_{rec} , $f_{\text{limp-rec}}$), de acuerdo con la ecuación (9).

$$E_{\text{conc},t} = \sum_1^n P_{\text{conc},i,t} \cdot f_{\text{rec}} \cdot \rho_{\text{rec}} \cdot f_{\text{limp-rec}} \cdot t \quad (9)$$

Finalmente, el rendimiento óptico de la planta se define como la relación entre la energía concentrada en cada instante y la energía disponible, según se define en la ecuación (10).

$$\eta_{\text{opt}} = \frac{E_{\text{conc},t}}{E_{\text{solar},t}} \quad (10)$$

2.2. Aplicación del modelo óptico

Para la aplicación del modelo óptico se tomaron los datos reales de ubicación y dimensiones de una planta piloto de generación de vapor con colectores comerciales y 105,6 m² de superficie de espejos [6], según se muestra en la Tabla 1. Esta instalación se construyó en terrenos cedidos por una industria y, por tanto, su orientación se vio condicionada por la superficie disponible. Los datos de entrada incluyeron la radiación normal directa en la planta, medida por una estación meteorológica con recogida de datos cada 60 segundos, coincidente con el time step seleccionado para el modelo.

Tabla 1. Datos de la planta solar.

Datos geográficos	Latitud	39,6456°
	Longitud	-6,3868°
	Orientación	-42,3°
Datos geométricos	Nº de módulos	4
	Nº de filas de espejos	10
	Longitud de las filas	5,28 m
	Anchura de los espejos	0,5 m
	Distancia media entre filas de espejos	0,09 m
Datos de la simulación	Altura del tubo absorb.	3 m
	Reflectiv. de los espejos	0,95
	Factor de limpieza	1,00
	Time step	60 s

Fuentes: [6], [14]

Además de la orientación real de la planta ($-42,3^\circ$, cercana a una orientación noroeste-sureste), con el objetivo de valorar la influencia de este factor para optimizar la cobertura de la demanda se realizaron simulaciones para las otras tres orientaciones representativas mostradas en la Figura 1.

Caso A) Orientación real ($-42,3^\circ$).

Caso B) Orientación este-oeste (-90°).

Caso C) Orientación norte-sur (0°).

Caso D) Orientación opuesta a la real ($42,3^\circ$).

Por otra parte, se analizaron los rendimientos obtenidos para las cuatro orientaciones en días característicos del año: los solsticios de invierno y verano y los equinoccios de primavera y otoño.

En cuanto a las agroindustrias analizadas, se seleccionaron cuatro sectores de gran presencia en el suroeste de España, abarcando periodos de trabajo de duración variable en diferentes estaciones, así como una industria genérica con producción a lo largo de todo el año a modo de comparación.

Tabla 2. Periodo de trabajo en industrias seleccionadas.

Industrias	Estacionalidad	Nº de meses
Tomatera	Julio y agosto	2 meses
Almazara	Noviembre-febrero	4 meses
Procesado de frutos secos	Julio-diciembre	6 meses
Corchera	Septiembre-mayo	9 meses
Genérica	Año completo	12 meses

Fuentes: [10], [15], [16]

Asimismo, se definieron varios horarios de trabajo con el fin de analizar el aprovechamiento de la energía producida en cada uno de ellos según la orientación de la planta. No se tuvieron en cuenta jornadas festivas ni fines de semana.

- 1) Un turno en horario de mañana (de 7:00 a 15:00).
- 2) Un turno con jornada partida (de 9:00 a 18:00 h).
- 3) Dos turnos a lo largo del día (de 6:00 a 22:00 h).

3. Resultados

Una vez definido el modelo, se simuló el funcionamiento de la planta durante un año completo variando la orientación de acuerdo con los cuatro valores definidos.

El primero de los parámetros estudiados fue la evolución del rendimiento medio mensual de la planta solar en función de su orientación, según se muestra en la Figura 2. La comparación entre las distintas curvas

permite comprobar que la mayor eficiencia media durante los meses de verano se alcanza con una orientación norte-sur (caso C, 0°), que a su vez presenta el menor rendimiento óptico para los meses de invierno. Por el contrario, la orientación este-oeste (caso B, -90°) proporciona el mayor rendimiento posible durante el invierno y la menor eficiencia en los meses de verano. Estos resultados concuerdan con los obtenidos por otros autores [7]. En cuanto a las orientaciones oblicuas (casos A y D), se observa un comportamiento intermedio entre los dos casos anteriores, siendo ambas curvas de rendimiento medio muy similares entre sí.

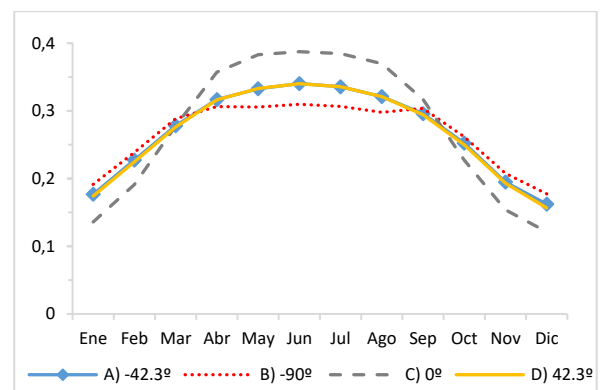


Figura 2. Rendimiento óptico medio mensual.

Los valores de rendimiento medio anual incluidos en la Tabla 3 muestran una eficiencia óptica mayor para la orientación norte-sur y verifican lo observado en la Figura 2 para las cuatro orientaciones representativas analizadas, con resultados intermedios y similares entre sí para las orientaciones oblicuas.

Tabla 3. Rendimiento medio anual.

Orientación	Rendimiento medio
A) $-42,3^\circ$	28,01%
B) -90°	27,35%
C) 0°	29,28%
D) $42,3^\circ$	27,88%

En la Figura 3 se ha representado el valor del rendimiento instantáneo máximo obtenido a lo largo de cada mes para las cuatro orientaciones seleccionadas. Se observa un comportamiento distinto al de la Figura 2, ya que la orientación este-oeste (B) alcanza valores superiores a la norte-sur (C) durante todo el año, manteniéndose de nuevo las orientaciones oblicuas ($-42,3^\circ$ y $42,3^\circ$) en una posición intermedia.

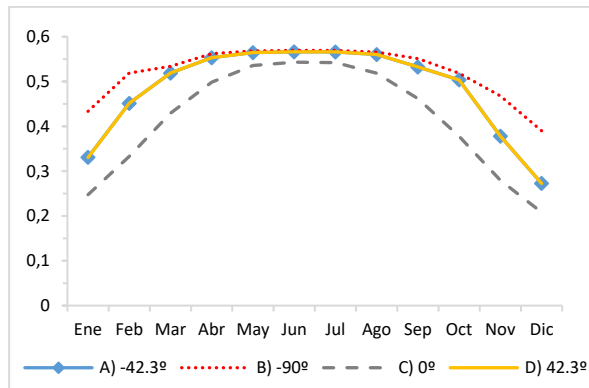


Figura 3. Rendimiento óptico máximo mensual.

Estas diferencias entre los valores mensuales medios y máximos pueden explicarse gracias al análisis de las curvas diarias de rendimiento para fechas significativas como son los solsticios de invierno y de verano. En la Figura 4 se representa la evolución del rendimiento óptico el día del solsticio de invierno. Puede observarse cómo el caso B (-90°) presenta rendimientos mayores que el C (0°) durante todo el día, y alcanza un valor máximo superior. Por otra parte, se aprecia de nuevo un comportamiento intermedio para las orientaciones oblicuas y que, pese a mostrar una forma similar, las curvas se desplazan al variar la orientación, adelantándose el valor máximo para el caso D y retrasándose para el caso A. Este aspecto se analiza posteriormente con más detalle por su influencia en el aprovechamiento de la producción en función del horario de trabajo de las industrias.

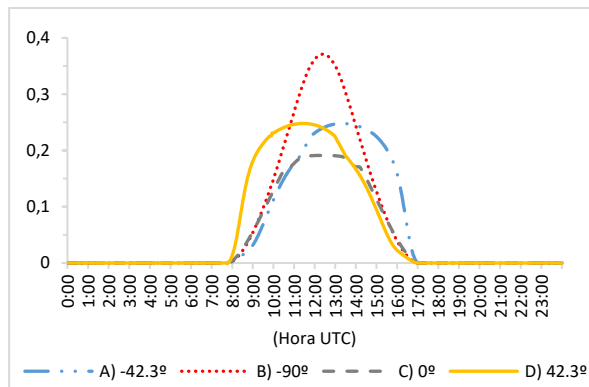


Figura 4. Rendimiento óptico en el solsticio de invierno.

Las curvas de rendimiento de las orientaciones este-oeste (B) y norte-sur (C) el día del solsticio de verano se muestran en la Figura 5. Se comprueba que, aunque el caso B alcanza un rendimiento algo mayor en las horas centrales del día, el comportamiento del caso C es más constante y permitiría un mejor aprovechamiento de la radiación solar a lo largo de la jornada, lo cual justifica su mayor rendimiento medio en verano. Solo se han representado las orientaciones B y C para una mejor visualización de las curvas.

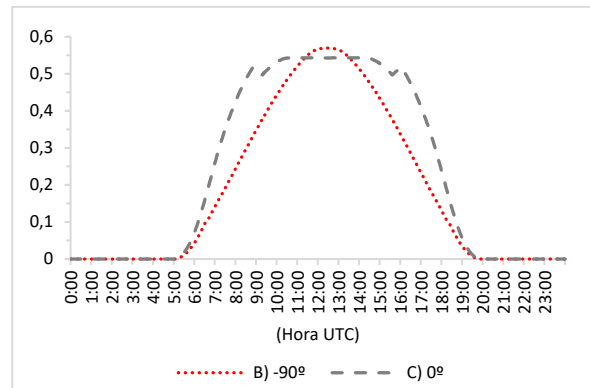


Figura 5. Rendimiento óptico en el solsticio de verano.

En la Figura 6 se representan las curvas de energía concentrada por el campo solar de acuerdo con el modelo óptico. Muestran, al igual que en el caso del rendimiento medio, un mejor comportamiento de la orientación C (0°) en verano, y que el caso B (-90°) es el más favorable en invierno, mientras que los casos A y D se mantienen en una situación intermedia. Por otra parte, en la Tabla 4 se muestra que la energía total acumulada a lo largo del año es un 6,67 % mayor para la orientación norte-sur (C) que en el caso de la este-oeste (B).

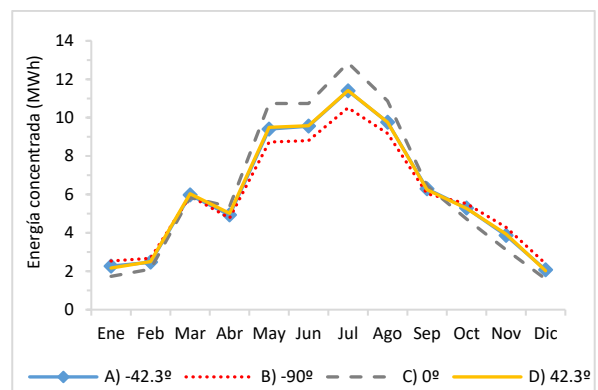


Figura 6. Energía concentrada mensual.

Tabla 4. Energía concentrada anual.

Orientación	Energía concentrada (MWh/año)
A) $-42,3^\circ$	73,26
B) -90°	71,37
C) 0°	76,13
D) $42,3^\circ$	73,44

En los cálculos de energía concentrada influye, además del rendimiento, la radiación solar incidente en cada instante. Los valores mensuales acumulados de radiación normal directa, calculados a partir de los datos reales medidos en la estación meteorológica de la planta solar durante el año 2021, se muestran en la Figura 7, donde se comparan con los valores medios

para un año tipo en dicha ubicación [17]. El total de energía acumulada durante el año analizado fue igual a 2082 kWh/m².

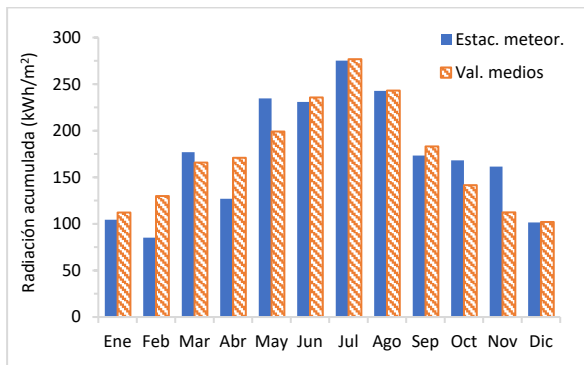


Figura 7. Radiación directa acumulada.

Una vez conocido el efecto de la orientación de la planta sobre su comportamiento a lo largo del año, se analizó la energía media concentrada durante los meses de trabajo de las industrias seleccionadas, según se muestra en la Figura 8.

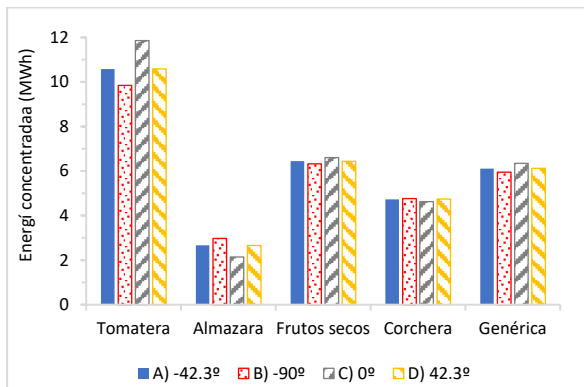


Figura 8. Energía concentrada media mensual de varias industrias.

Como cabía esperar, los sectores que trabajan en la campaña de verano (industria tomatera) podrán aprovechar mejor la tecnología Fresnel al tratarse de los meses con mayor radiación y mejores rendimientos, si bien su reducido periodo de funcionamiento podría limitar su viabilidad. Su orientación óptima sería la norte-sur (0°), que proporcionaría, según los resultados del modelo, un 20,46% más de energía que la este-oeste. La almazara, que trabaja principalmente en invierno, alcanzaría los niveles de producción de energía más bajos, con una orientación óptima de -90°, que daría un 39% más de energía que la norte-sur. La industria de procesamiento de frutos secos y la industria genérica presentan resultados similares, al abarcar tanto meses de verano como de invierno. Tendrían unos valores intermedios de producción total de energía, y una orientación óptima igual a 0°, con diferencias del 4,4% y el 6,7%, respectivamente, frente al caso más desfavorable. En cuanto a la industria

corchera, al no trabajar durante los meses de verano, la orientación preferible sería la este-oeste (-90°), con menores diferencias entre distintas orientaciones (un 2,9%) al abarcar también primavera y otoño.

Los resultados anteriores se han obtenido considerando que es posible aprovechar todas las horas con radiación solar durante la jornada de trabajo, como sería el caso de empresas con dos turnos (mañana y tarde). A continuación se representan las curvas de energía concentrada mensual para las cuatro orientaciones teniendo en cuenta únicamente la energía captada durante las horas de trabajo de las empresas, tanto con un turno en horario de mañana (de 7:00 a 15:00, Figura 9) como con un turno con jornada partida (de 9:00 a 18:00, Figura 10).

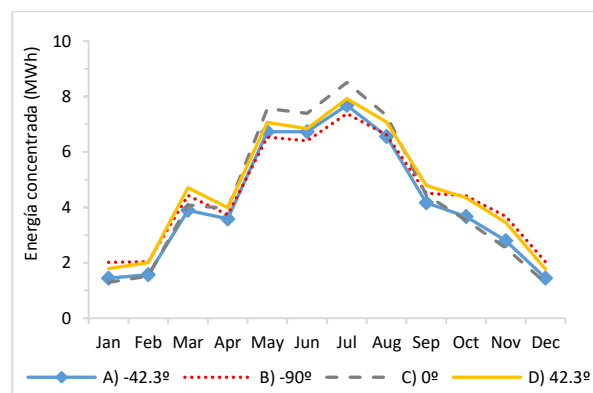


Figura 9. Energía concentrada mensual (de 7:00 a 15:00).

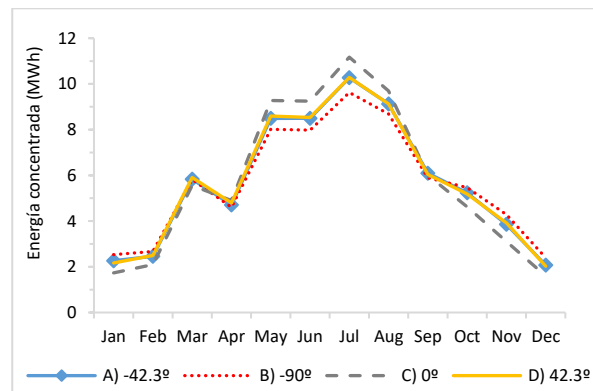


Figura 10. Energía concentrada mensual (de 9:00 a 18:00).

De las configuraciones analizadas, para un horario de 7:00 a 15:00 la orientación óptima sería la del caso D (42,3°), con una producción anual un 4,4% superior a la orientación norte-sur (0°, caso C), y un 10,8% mayor que el caso más desfavorable (-42,3°), según se resume en la Figura 11.

Para un horario de 9:00 a 18:00, que permite aprovechar mejor las horas con radiación solar, las orientaciones de 42,3° y 0° dan resultados totales anuales similares, con una producción más equilibrada entre invierno y verano en el caso de la orientación D

(42,3°), al tener un mejor rendimiento en los meses de invierno.

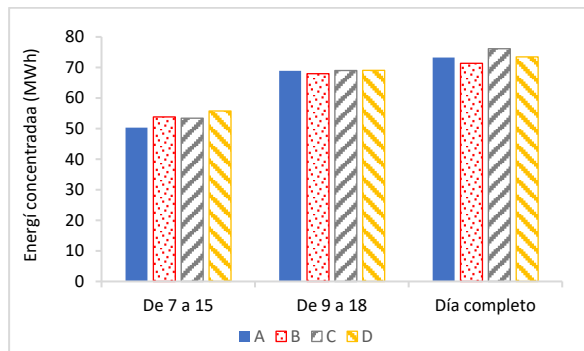


Figura 11. Energía concentrada anual en función del horario de trabajo y la orientación de la planta.

Con el fin de profundizar en el análisis de la relación entre la orientación y el horario de trabajo, en la Figura 12 se han representado las curvas de eficiencia óptica en los días de los equinoccios para dos casos opuestos, $-42,3^\circ$ y $42,3^\circ$, junto con la franja correspondiente a un turno en horario de mañana (de 7:00 a 15:00 hora local, de 6:00 a 14:00 hora UTC). Puede observarse que el valor máximo de la curva se traslada al variar la orientación. De esta forma, para una producción diaria similar (con una variación inferior al 1%), el porcentaje de energía aprovechada durante las horas de funcionamiento de una industria con horario de mañana pasaría del 64 % al 76,74 % respecto a la producción total al seleccionar la orientación de $42,3^\circ$, que sería la más favorable para este horario, frente a la orientación de $-42,3^\circ$.

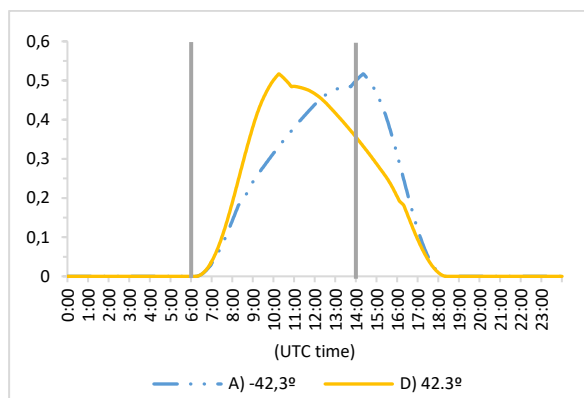


Figura 12. Rendimiento óptico durante los equinoccios y relación con el horario de 7:00 a 15:00.

4. Conclusiones

La orientación del campo solar en plantas de concentración con colectores lineales Fresnel tiene una gran influencia en el rendimiento y la producción de energía, tanto en el total anual como en su distribución mensual y diaria.

De acuerdo con los resultados de este estudio, en industrias cuyo periodo de trabajo incluya los meses de verano la orientación más favorable en términos de energía concentrada y eficiencia será la norte-sur (0°), mientras que en aquellas empresas que no trabajen durante el verano se debería optar preferiblemente por una orientación este-oeste (-90°).

En cuanto al horario de trabajo, en industrias cuya producción se centre en el turno de mañana se obtendrá un mejor aprovechamiento del sistema seleccionando una orientación oblicua noreste-suroeste, $42,3^\circ$ en el caso estudiado, ya que el máximo de la curva de rendimiento se adelanta respecto al caso opuesto y los mayores valores de producción se alcanzan durante el periodo de funcionamiento de la industria.

De manera previa a la instalación de una planta de este tipo, y si se puede elegir su orientación, se deberá estudiar cuál de las opciones es la más favorable en función de la evolución prevista de la demanda mensual y diaria. Si la orientación del CLF viene impuesta por las características del espacio disponible, cuando se realice un estudio de viabilidad se deberá tener en cuenta la producción real que proporcionaría dicha orientación.

5. Agradecimientos

Los autores agradecen su apoyo a la Junta de Extremadura y al Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) a través de la ayuda económica para grupos de investigación GR21021.

6. Referencias

- [1] L. Kumar, M. Hasanuzzaman, N. A. Rahim. "Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review". *Energy Conversion and Management*, vol. 195, pp. 885–908, 2019.
- [2] M. I. Ismail, N. A. Yunus, H. Hashim. "Integration of solar heating systems for low-temperature heat demand in food processing industry - A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, 2021.
- [3] S. H. Farjana, N. Huda, M. A. P. Mahmud, R. Saidur. "Solar process heat in industrial systems – A global review". *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, n.º enero 2017, pp. 2270–2286, 2018.
- [4] G. Martínez-Rodríguez, A. L. Fuentes-Silva, D. Velázquez-Torres, M. Picón-Núñez. "Comprehensive solar thermal integration for industrial processes". *Energy*, vol. 239, 2022.
- [5] A. K. Sharma, C. Sharma, S. C. Mullick, T. C. Kandpal. "Solar industrial process heating: A review".

- Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, n.º diciembre 2016, pp. 124–137, 2017.
- [6] M. T. Miranda, D. Larra, I. Montero, F. J. Sepúlveda, J. I. Arranz, C. V. Rojas. “Design factors in concentrating solar power plants for industrial steam generation”. *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 19, 2021.
- [7] N. B. Desai, S. Bandyopadhyay. “Line-focusing concentrating solar collector-based power plants: a review”. *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 19, n.º 1, pp. 9–35, 2017.
- [8] V. Sharma, J. K. Nayak, S. B. Kedare. “Effects of shading and blocking in linear Fresnel reflector field”. *Sol. Energy*, vol. 113, pp. 114–138, 2015.
- [9] M. Fossa, A. Boccalatte, S. Memme. “Solar Fresnel modelling, geometry enhancement and 3D ray tracing analysis devoted to different energy efficiency definitions and applied to a real facility”. *Sol. Energy*, vol. 216, pp. 75–89, 2021.
- [10] F. J. Sepúlveda, M. T. Miranda, I. Montero, J. I. Arranz, F. J. Lozano, M. Matamoros, P. Rodríguez. “Analysis of potential use of linear fresnel collector for direct steam generation in industries of the Southwest of Europe”. *Energies*, vol. 12, n.º 21, 2019.
- [11] F. J. Pino, R. Caro, F. Rosa, J. Guerra. “Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system”. *Appl. Therm. Eng.*, vol. 50, n.º 2, pp. 1463–1471, 2013.
- [12] M. Hack, G. Zhu, T. Wendelin. “Evaluation and comparison of an adaptive method technique for improved performance of linear Fresnel secondary designs”. *Appl. Energy*, vol. 208, pp. 1441–1451, 2017.
- [13] Caracterización óptica y termodinámica de un colector solar Fresnel con absorbedor de minicanales para generación directa de vapor. P. A. Castillo Quezada, Universidad de Chile, 2019.
- [14] Solatom CSP. “Colector Solar Fresnel Lineal FLT20” [PDF]. Disponible en: <https://solatom.com/>.
- [15] Valoración de la producción de biomasa en Extremadura. J. I. Arranz, A. Canal Macías y M. Cobos Rodríguez, Agencia Extremeña de la Energía, Badajoz, 2007.
- [16] Aprovechamiento selectivo para la valorización integral de residuos de la industria del corcho. F. J. Sepúlveda, Universidad de Extremadura, 2014.
- [17] Global Solar Atlas [en línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map>.