

DISEÑO Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN CONCENTRADOR SOLAR FRESNEL LINEAL PARA APLICACIONES TÉRMICAS

Marcelo Gea – marcelogea@gmail.com

Luis Saravia – luis.r.saravia@gmail.com

Martín Altamirano – martinaltamirano@gmail.com

Cora Placco – cplacco@gmail.com

Fernando Tilca – fertilca@gmail.com

M. Hongn – marcoshongn@gmail.com

Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO)

Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas – Universidad Nacional de Salta -Argentina

Resumen. En este trabajo se presentan los aspectos del diseño y el análisis económico de un concentrador Fresnel lineal, aplicados a un prototipo de 43 m^2 . Se elaboró un modelo que permite calcular el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre los espejos, el ángulo de inclinación de cada espejo y la velocidad de rotación de éstos en función del tiempo. Este modelo permitió realizar los cálculos de estimación de la radiación directa captada por el equipo a través de una simulación computacional. Se realizó una comparación de la radiación calculada con medidas experimentales. Para la determinación del costo del kWh se utilizó el método del costo nivelado de la energía, y se hizo un estudio de sensibilidad del costo respecto de las principales variables que pueden afectarlo.

Palabras clave: Energía solar, Concentrador Fresnel lineal, Geometría solar, Precio del kWh.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Energía solar térmica de concentración (ESTC)

Parte del noroeste argentino comparte con el sur de Bolivia y el norte de Chile una de las 7 regiones del mundo con características calificadas como excelentes para el aprovechamiento de la radiación solar directa (Fig. 1). El enorme potencial de esas zonas excede por mucho la demanda local, por lo que podría esperarse en el futuro una importante producción de potencia de origen solar térmica, como se está planteando en el este de Estados Unidos, Australia, África y Europa occidental.

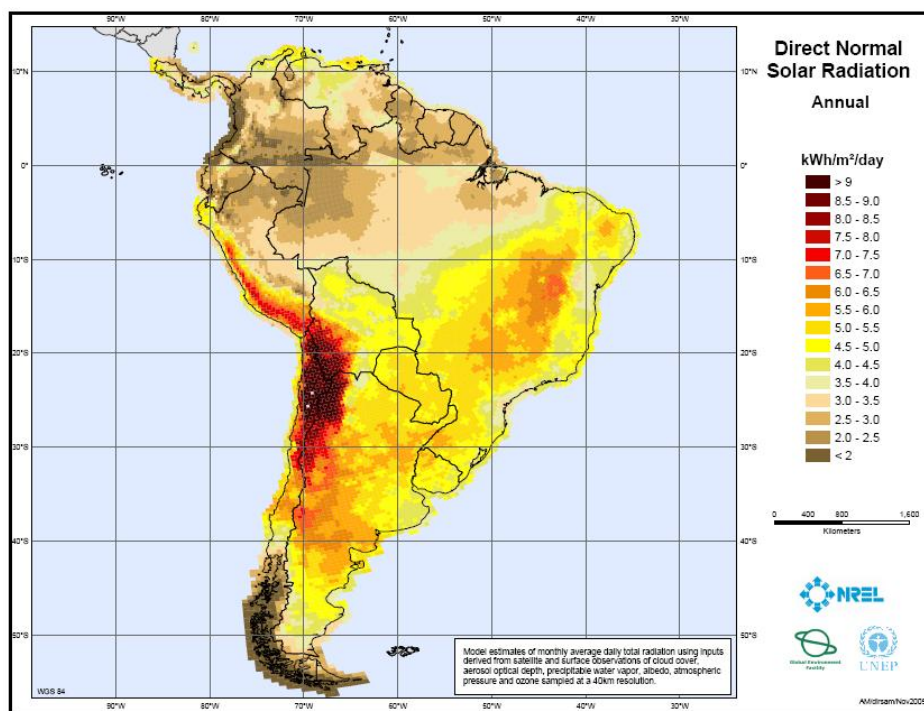


Figura 1- Radiación solar normal directa anual en Sudamérica. Imagen creada por el proyecto SWERA de NREL.

Las plantas solares termoeléctricas poseen colectores que concentran la energía solar, lo que permite generar vapor para accionar turbinas y producir electricidad o una combinación de calor y electricidad. Los beneficios de la ESTC son convincentes: protección medioambiental, crecimiento económico, creación de empleo, diversificación de suministro de combustibles y rápido despliegue, así como el potencial global de transferencia tecnológica e innovación.

La ventaja subyacente de la electricidad solar es que el combustible es gratuito, abundante e inagotable.

La instalación de centrales termosolares en el mundo ha crecido fuertemente en los últimos años. España y Estados Unidos ya tienen instalada una potencia de alrededor de 500 MW cada uno. El desarrollo de la tecnología se encuentra en una curva de aprendizaje rápida, y los factores que ayudan a reducir costos son las mejoras tecnológicas, la producción en serie, la economía de escala y la mejora de las operaciones. Se puede observar que los valores actuales de generación son de unos 15 centavos de dólar por kWh en instalaciones con muy buena radiación solar. (Richter, et al., 2009).

En comparación con otras fuentes de energía renovable, las centrales de ESTC son en muchos casos mejores a la hora de alcanzar una carga eléctrica comercial. El calor que se genera puede ser almacenado, por lo que el rendimiento de una planta termosolar no fluctúa tanto como el de otros sistemas con energías renovables. Más aún, al usarse una turbina para generar electricidad a partir del calor, la mayoría de las plantas termosolares pueden ser fácilmente complementadas con calderas de gas natural de una manera económica, permitiendo su funcionamiento con una fiabilidad comparable a la de una planta de combustibles fósiles.

Los concentradores cilindro-parabólicos y los sistemas lineales de Fresnel son adecuados para la producción de calor para muchas industrias que necesitan procesos térmicos de alta temperatura, por ejemplo en esterilización, calderas, calefacción y frío por absorción. Estos sistemas pueden considerarse como una opción económica para su instalación in situ para una extensa variedad de tipos de industrias que requieren calor a temperaturas de media a alta.

En Argentina, a través de un convenio con el Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO), una empresa minera ha comenzado a construir un concentrador lineal Fresnel para generación directa de vapor a utilizarse en el proceso de separación de sales de litio en un salar de la Puna.

1.2 Desarrollos de concentradores Fresnel lineal (CFL)

Los concentradores Fresnel lineal (CFL) están constituidos básicamente por un conjunto de reflectores casi planos que concentran la radiación solar en absorbedores elevados. El agua que fluye por los absorbedores se convierte en vapor. Este sistema presenta las siguientes ventajas: se basa en una tecnología sencilla en la que puede utilizarse ingeniería y materiales locales en países menos industrializados; utiliza espejos planos con una pequeña curvatura que se obtiene al pegar el vidrio al bastidor; la rotación de los espejos para el seguimiento al sol utiliza un sólo eje y los conductos del fluido de trabajo no se mueven ya que el absorbedor está fijo; tiene buena eficiencia en latitudes bajas y en horas próximas al mediodía; además permite un buen aprovechamiento del área del terreno. La desventaja principal es que su entrada al mercado es reciente y no existe gran experiencia en el campo comercial.

En el INENCO se está estudiando desde hace unos años la tecnología CFL. En 2007 se construyó un prototipo de 8 m² para la generación directa de vapor de agua (Fig. 2a) que permitió adquirir una importante experiencia y generar las bases para el desarrollo de sistemas en escalas superiores (Gea et ál., 2007). Durante 2008 ha sido ensayado un prototipo de 24 m² de espejos (Fig. 2b), que mostró un funcionamiento correcto produciendo vapor a 140°C y una presión de 7 kg/cm². En el absorbedor se obtuvieron temperaturas de hasta 200° C (Saravia et ál., 2008).



(a)



(b)

Figura 2: Prototipos de concentradores Fresnel lineal contruidos de 8 m² (a) y de 24 m² (b)

En estas etapas se aprendieron técnicas específicas para la construcción de los distintos componentes que forman el sistema: diseño y construcción del absorbedor, estructura metálica básica, deformación controlada de los espejos para concentrar la radiación, determinación de la inclinación de los espejos, instalación de un motor y transmisión del movimiento a los 8 espejos, realización de los primeros ensayos de generación de vapor.

Desde 2009 se está ensayando un equipo de 43 m² formado por 9 filas de espejos (Fig. 3). Su ubicación es la ciudad de Salta, Argentina, latitud 24° 48' S, longitud 65° 25'. Con él se probaron las distintas componentes del sistema: absorbedor, sistema de seguimiento y acumulador térmico. A través de este prototipo se validaron experimentalmente los modelos desarrollados para el movimiento de cada espejo y para los cálculos de estimación de la radiación directa captada por el campo de concentradores. También la construcción de este equipo permitió la determinación de los costos involucrados en el sistema.



Figura 3: Prototipo de concentrador Fresnel lineal de 43 m²

2. ESTUDIO GEOMÉTRICO

Se analizó el conjunto de aspectos óptico geométricos necesarios para el estudio completo de un CFL, tanto para el cálculo de la inclinación de los espejos como para el diseño geométrico global y el dimensionado del sistema, aplicados al prototipo de 43 m²: la razón de concentración, el aprovechamiento del área de suelo, la construcción de un sistema de seguimiento solar, etc.. El análisis de la geometría solar fue necesario también para elaborar un modelo de estimación de la radiación que recibe cada espejo en función del tiempo, teniendo en cuenta que éstos giran alrededor de un eje que no es paralelo al de la tierra, a una velocidad variable durante el día, y variable también en el transcurso del año. Se determinaron las separaciones mínimas que deben existir entre los espejos. Se desarrolló un soft que incluye el modelo de Hottel para estimar la radiación y se compararon los resultados del cálculo con medidas experimentales.

2.1 Relaciones geométricas básicas y definición de los ángulos

La relación que vincula la dirección de la radiación directa con la inclinación del plano y demás ángulos es (Duffie y Beckman, 2006):

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (1)$$

θ ángulo de incidencia, ángulo que forman la radiación directa que llega al plano y la normal al plano.

θ_z ángulo cenital, ángulo que forman la radiación directa y la vertical del lugar.

β inclinación del plano, ángulo que forma el plano del espejo con la horizontal.

γ azimut del plano, ángulo que forma la proyección horizontal de la normal al plano con el meridiano del lugar.

γ_s azimut solar, ángulo que forma la proyección horizontal de la radiación directa con el meridiano del lugar.

h altura solar, ángulo que forma la radiación directa con el plano horizontal

En la Fig. 4 se representan con línea de trazos las proyecciones de la radiación directa en el plano horizontal y en los planos verticales Norte – Sur y Este – Oeste. Un segmento de longitud unitaria con dirección de la radiación directa tiene las siguientes coordenadas cartesianas: $(\cos h \sin \gamma, \cos h \cos \gamma, \sin h)$, donde h es la altura solar, igual a $90 - \theta$.

Resulta de interés realizar el cálculo de los valores que debe tomar en cada instante ángulo de inclinación β de cada espejo para reflejar la radiación solar a un punto fijo (absorbedor) durante la rotación alrededor de su eje durante las horas de sol. Conociendo el valor de β para cada instante es posible calcular la dirección con la que llega la radiación solar a cada espejo del sistema. La simulación global del CFL está siendo realizada con el programa SIMUSOL (Alia et ál., inédito), el cual fue desarrollado especialmente para simplificar la simulación de sistemas

solares térmicos. Para que pueda incorporarse a esta simulación el cálculo de la radiación incidente se codificó la secuencia de cálculo de β en una subrutina en lenguaje Fortran.

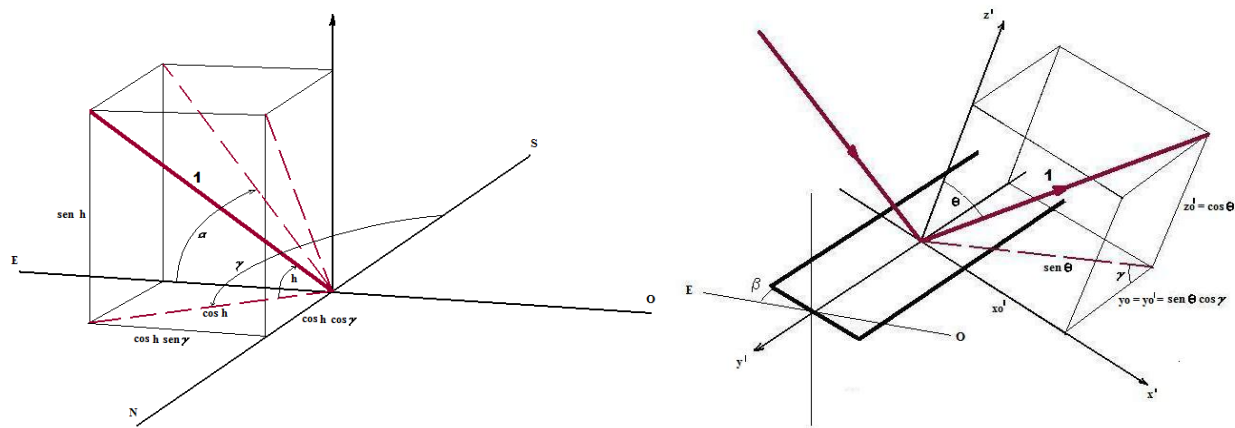


Figura 4: ángulos y proyecciones de un segmento de longitud unitaria de dirección igual a la radiación directa

3. DISEÑO GEOMETRICO

3.1 Área de espejos

Para el diseño geométrico de un sistema Fresnel lineal es necesario definir cuál es la potencia térmica que se desea generar y cuál será la temperatura de trabajo del fluido. La potencia térmica es proporcional al área total de los espejos y la temperatura máxima de trabajo vendrá dada por la razón de concentración del sistema.

En el caso del prototipo en estudio, el área de espejos es de 43 m². Este es un módulo replicable a mayores escalas cuyas dimensiones surgen principalmente de utilizar medidas comerciales de hierros de manera de minimizar los recortes. Por ello, cada espejo tiene 6 m de largo y la altura del absorbedor es también de 6 m, esta es una altura que no complica en demasía su instalación y mantenimiento. Teniendo en cuenta que la altura del absorbedor respecto a los espejos es de 5 m y proponiendo que los rayos que llegan al absorbedor no sean inferiores a 45 grados, resulta un ancho del campo de espejos de 10 m (Fig. 5).

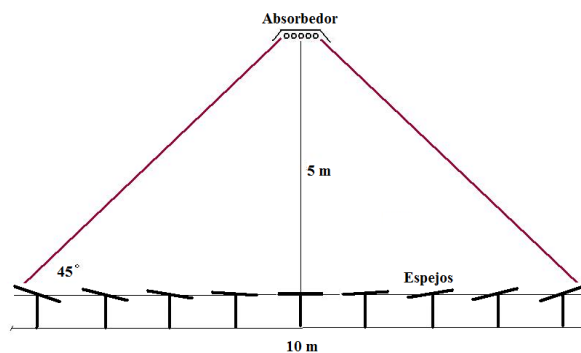


Figura 5: Esquema general del equipo. Los rayos reflejados de los extremos forman un ángulo de 45 °.

3.2 Razón de concentración

Para el diseño del equipo se consideró una temperatura de trabajo de aproximadamente 300 °C. Teniendo en cuenta que la eficiencia de colectores concentradores oscila entre 40 % y 60 %, para alcanzar esta temperatura es necesaria una razón de concentración mínima $C = 30$ (Duffie y Beckman, 2006). Como el absorbedor tiene un área de 0,239 m² por metro de largo, el área total de espejos debe ser de $30 \times 0,239 \text{ m}^2 = 7,17 \text{ m}^2$ por metro de longitud del absorbedor.

Los espejos con los que se construyeron los concentradores (Gea, et ál., 2007) son de 2 mm de espesor y éstos se venden en unidades de 1,6 m x 2,25 m. Para aprovechar el corte y para obtener dimensiones manejables con sencillez se definió que las líneas de espejos tuvieran un ancho de 0,80 m. El sistema de espejos quedó entonces definido con nueve filas (Fig. 5), lo que genera un área por unidad de longitud de $0,8 \text{ m}^2 \times 9 = 7,2 \text{ m}^2$, que cumple con la razón de concentración previamente definida: $7,2 \text{ m}^2 / 0,239 \text{ m}^2 = 30,1$.

3.3 Velocidad de rotación de los espejos

La velocidad angular del movimiento de los espejos durante el seguimiento solar para el enfoque de la radiación reflejada en el absorbedor es una variable fundamental en el funcionamiento del equipo, resultando clave su determinación para el desarrollo de sistemas de seguimiento. Esta característica requiere de un estudio detallado ya que, al girar los espejos alrededor de un eje que no es paralelo al de la tierra, éstos deben rotar a una velocidad variable durante el día, y variable también en el transcurso del año.

Esta velocidad puede calcularse mediante el modelo programado en SIMUSOL, dividiendo el incremento de β en el tiempo para cada paso de cálculo del programa. Definiendo los datos de entrada, latitud de la localización y día del año, es posible calcular la curva de la velocidad angular de cada espejo en función del tiempo para un día, en distintas épocas del año.

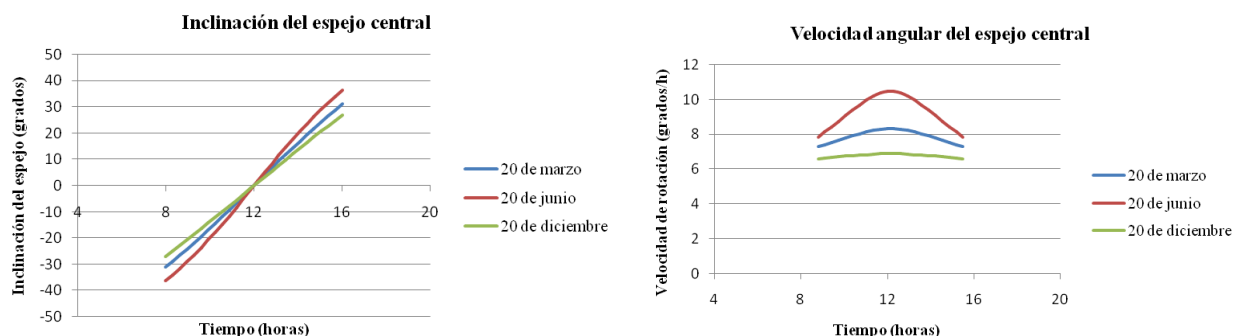


Figura 6: Inclinación β y velocidad angular del espejo central para distintos días del año.

En la Fig. 6 se observan, como ejemplos, comparaciones entre las gráficas de la posición angular y de la velocidad angular del espejo central del equipo instalado en Salta (Argentina), durante 8 horas diarias, para distintas épocas del año. El análisis de estas curvas permite observar cuánto cambia la velocidad de los espejos durante el día y cómo este cambio se acentúa en el invierno, cuando la altura solar es menor. También permite concluir que no es posible utilizar un sistema de seguimiento de velocidad constante.

3.3 Estimación de la radiación directa mediante el método de día claro Hottel

A partir de rutinas que permiten calcular la inclinación de los espejos β y los ángulos de incidencia θ es posible estimar la radiación diaria en cualquier día del año utilizando un modelo de atenuación atmosférica. Con estos conceptos se desarrolló un programa que provee los valores de radiación a la simulación global del sistema Fresnel lineal.

El modelo utilizado en este caso para la estimación de la irradiancia solar directa sobre una superficie normal al haz usa la ecuación empírica de Hottel, válida hasta los 2.500 m de altura. La ecuación de Hottel permite calcular la transmitancia para atmósferas claras en función del ángulo cenital incluyendo tres coeficientes cuyos valores dependen de la altitud del lugar. El valor estándar calculado, que corresponde a una visibilidad de 23 km, se afecta luego por factores de corrección correspondientes a cuatro tipos de clima distintos (Duffie y Beckman, 2006).

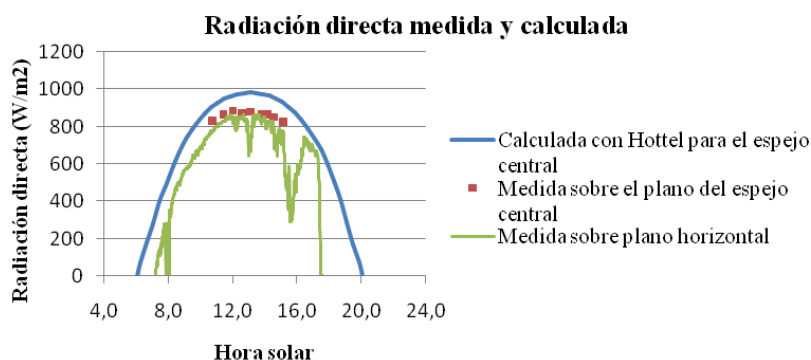


Figura 7: Datos de radiación directa medida y calculada con el método de Hottel

El modelo de Hottel fue incorporado al código de SIMUSOL para poder estimar la radiación directa recibida en el equipo CFL cuando no se poseen datos medidos. El programa permite calcular la radiación que recibe cada espejo en cada instante, durante su movimiento de seguimiento al sol. En la Fig. 7 se muestra un ejemplo del cálculo de la radiación directa durante todo el día y se superponen datos medidos de radiación directa sobre el plano de uno de los espejos. Se observa para este caso que el modelo estima valores de radiación mayores que los reales.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Nuestro grupo de trabajo espera la aprobación de proyectos para iniciar la construcción de un equipo CFL de una potencia instalada de 150 kW. En este marco, se considera de suma utilidad determinar el costo de generación del kWh eléctrico.

Se ha utilizado el método desarrollado por el CREE (Centro Regional de Energía Eólica), que utiliza conceptos desarrollados por el Comité Ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía Para el Estudio y Desarrollo de los Sistemas Conversores de Energía Eólica (IEAP) de la Comunidad Económica Europea. Este método calcula el costo nivelado de la energía (conocido como LEC por sus siglas en inglés) que consiste en la anualización actualizada de los costos de inversión y mantenimiento del equipo dividida la energía generada en un año. La estimación del costo utiliza el valor llamado interés verdadero que refleja el costo total durante la vida útil, y tiene en cuenta una estimación del costo actualizado.

El costo que estima el método no refleja exactamente todos los aspectos económicos de la producción de energía, ya que durante la amortización del costo los distintos factores característicos cambian de diferentes maneras debido a la inflación y desarrollo de precios. Sin embargo el método da una estimación del costo muy acercado al real.

4.1 Incorporación de acumulación térmica

La energía solar térmica de concentración puede llegar a ser más ‘despachable’ con la incorporación del almacenamiento térmico. Esto significa que la central puede proveer energía en otros momentos, no sólo bajo condiciones de buena radiación solar. Esta tecnología almacena en forma de energía térmica parte de la energía recogida por el campo solar para convertirla más adelante en electricidad. El almacenamiento puede adaptarse a la demanda el perfil de la energía producida a lo largo del día y puede aumentar el rendimiento energético total de una planta para una potencia máxima dada de la turbina. Esto se logra aumentando el área del campo solar y almacenando el exceso de energía antes de su uso en la turbina. Las plantas con almacenamiento pueden operarse con un factor de capacidad alta.

El dimensionado del sistema de acumulación térmica se realiza a partir de las horas de prórroga, es decir, del número de horas posteriores a la puesta de sol en las que se plantea generación de electricidad. También es necesario definir el múltiplo solar, que es la relación entre la potencia térmica máxima del colector dividida la potencia térmica correspondiente a la potencia eléctrica nominal de la central.

Para la determinación del costo de la acumulación térmica se utiliza una tecnología conocida que es el uso de hormigón (Gea et. ál., 2009). Las características del acumulador de hormigón, costos, tecnología, producción y financiamiento se presentan en la Tab.1.

Tabla 1: Características de acumulación, producción, financiamiento y costo de la energía.

Características del hormigón		Características técnicas y producción	
calor específico	900 J/kg C	Potencia eléctrica de diseño	1000 kW
densidad	2400 kg / m3	Múltiplo solar	1.6
Intervalo de temperaturas	40 C	Tiempo de acumulación	5 horas
Costo m3 de Ho	3580 \$ / m3	Factor de capacidad	40%
Costos Acumulación		Eficiencia de conversión	33.00%
Energía a acumular	15151.5 kWh	Potencia térmica pico a generar	4848 kW
Eficiencia	0.9	Radiación disponible pico	0.68 kW / m2
Masa	1683501.7 kg	Eficiencia térmica respecto a directa	0.6
Vol	701.5 m3	Área de colectores	12000 m2
Largo	4384.1 m	Energía anual generada	3504000 kWh
Energía acumulada / m3	21.6 kWh/m3	Vida útil	20 años
Costo	643903 U\$	Financiamiento	
Costo por kWh	166 \$/kWh	Fracción a financiar	100%
Costo por kWh	42 U\$/kWh	Tasa durante la construcción	10%
Costo de la energía		Tasa para la amortización	10%
Costo de la energía (Levelized cost)	0.269 U\$ / kWh		

La tasa de interés del financiamiento considerada es del 10 %, tanto durante la construcción como durante la amortización; el financiamiento es del 100%. El cálculo se hace para una central solar de potencia instalada de 1 MW, porque las turbinas de vapor comerciales son de esta potencia, para un fluido caloportador a 300 °C y 50 Atm. La eficiencia del sistema es el producto entre las eficiencias de la generación y la térmica. El costo del colector se ha determinado en base al prototipo construido en nuestra Universidad, por unidad de área. El costo de la turbina de 1 MW se obtiene del trabajo de John Farrell (2011).

De un estudio de centrales solares térmicas de concentración con acumulación térmica en funcionamiento (Winter et al., 1991) se conoce que con un múltiplo solar de 1,6 y una capacidad de almacenamiento de 5 horas se obtiene normalmente un factor de capacidad del 40 %. Esto implica un área del campo de colectores de 12000 m², un costo de la potencia instalada de 7000000 U\$S/MW y una energía anual producida de 3505 MWh.

Se ha realizado el análisis de la sensibilidad del costo del kWh respecto de la variación de los valores de los siguientes parámetros: tasa de interés, eficiencia térmica, inversión inicial, mano de obra y mantenimiento. El gráfico obtenido se muestra en la Fig. 8.

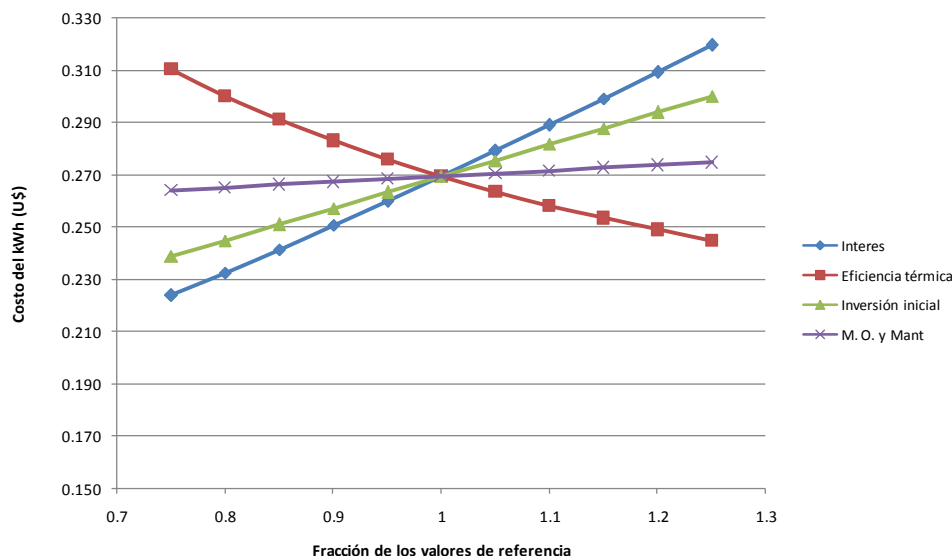


Figura 8: variación del costo del kWh en función de distintos parámetros

5. CONCLUSIONES

Se estudiaron los distintos aspectos óptico geométricos que permiten definir el diseño de un concentrador Fresnel lineal. Con ellos pueden determinarse las dimensiones del sistema de acuerdo a la energía que se desee captar y la temperatura de trabajo elegida.

Se elaboró un programa de cálculo para SIMUSOL que se acopla al resto de los componentes que constituyen la simulación global del sistema. Con él se puede realizar el cálculo de la energía solar captada a partir de datos medidos de radiación directa sobre plano horizontal, o mediante un modelo de estimación de la radiación directa.

El programa desarrollado permite también determinar la velocidad de rotación de los espejos para cualquier momento, como aporte al desarrollo del sistema de seguimiento.

Se ha determinado el costo de generación del kWh eléctrico de una central solar térmica tipo Fresnel lineal, de potencia instalada del orden de 1 MW. Los costos de construcción de los dispositivos reflectores, el absorbedor y el acumulador térmico se han determinado a partir de costos reales obtenidos en la construcción del prototipo del que disponemos en nuestra universidad. El rendimiento térmico del equipo es el obtenido al poner en funcionamiento, para diversos ensayos llevados a cabo, del prototipo mencionado.

El costo calculado de la generación de energía eléctrica mediante este tipo de plantas solares con acumulación es de 0.269 U\$/kWh. El programa GENREN del Gobierno argentino, va a pagar por la energía eólica un precio de 0.127 U\$/kWh, mientras que por la fotovoltaica un precio de 0.577 U\$/kWh. Si bien el cálculo presentado es de costo y no de precio, el valor obtenido permite una ubicación relativa respecto a otras tecnologías de generación de potencia mediante energías renovables.

REFERENCIAS

- Alia D. y Saravia L. . Programa Simusol. Simulación de Sistemas Solares. Inédito.
- Duffie J. A. y Beckman W. A. (2006). Solar Engineering of Thermal Processes, 3ª edición. Wiley Interscience, New York.
- Gea M., Saravia L., Fernández C., Caso R. y Echazú R. (2007). Concentrador lineal Fresnel para la generación directa de vapor de agua. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol 11.
- Gea M., Tilca F., Placco C., Caso R., Machaca A. y Saravia L. (2009). Acumulación Térmica en Hormigón de la Energía Solar Captada por un Concentrador tipo Fresnel Lineal para Generación de Vapor. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 11.
- John Farrell (2011), Concentrating Solar Thermal Power, Distributed. Página web: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/blog/post/2011/01/title?cmpid=WNL-Friday-January14-2011>.

- Richter C., Teske S. y Short R., Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009. Publicado por Short Greenpeace Internacional. SolarPACES. Asociación Europea de la Energía Solar Termoeléctrica. www.greenpeace.org. Junio de 2009.
- Saravia L., Gea M., Fernández C., Caso R., Hoyos D. y Salvo N. (2008) Diseño y construcción de un concentrador lineal Fresnel de 24 m² de área. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 11.
- Winter C. J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L.(1991). Solar Power Plants. Fundamentals, Technology, Systems, Economics. Springer-Verlag. New York.

DESIGN AND ECONOMIC ANALYSIS OF A LINEAR FRESNEL SOLAR CONCENTRATOR FOR THERMAL APPLICATIONS

Abstract. *The aspects of design and economic analysis of a linear Fresnel concentrator are presented on this paper, applied to a prototype of 43 m². A model for calculating the angle of incidence of radiation directly on the mirrors, the angle of inclination of each mirror and the rotating speed thereof in function of time have been developed. This model was applied to calculations for estimating the direct radiation required for full system modeling and a comparison of the calculated radiation with experimental measurements. To determine the cost of kWh the method of the levelized cost of energy have been used. There was a cost sensitivity study on the major variables that can affect it.*

Key words: solar energy, linear Fresnel concentrator, solar geometry, kWh solar price.