

Software SOLEEC para el diseño de concentradores solares de canal parabólico con generación directa de vapor



Software SOLEEC applied for designing parabolic trough solar collectors with direct steam generation system



Ernesto Enciso-Contreras, Juan Gabriel Barbosa-Saldaña, Claudia-del-Carmen Gutiérrez-Torres, José-Alfredo Jiménez-Bernal y Pedro Quinto-Díez
INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Zacatenco. Av. Instituto Politécnico Nacional, s/n. Laboratorios Pesados 3 LABINTHAP. Col. Lindavista - 07738 Ciudad de México (México)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8500> | Recibido: 19/06/2017 • Evaluado: 26/06/2017 • Aceptado: 25/09/2017

ABSTRACT

- In recent years, the implementation of computational tools for analyzing, optimizing and designing thermal devices is an effort where several researches are focused and the application to concentrating solar collectors is not excluded of this tendency and this is the concern of the present work, which describes the application of software SOLEEC for parabolic trough solar collector (PTC) designing with direct steam generation systems (DSG). The software is a developed computational tool using MATLAB and can be used for designing a solar system for any geographic coordinates. For designing DSG systems the absorber tube is divided into three sections: preheating, evaporation and overheating, so the adequate mathematical models for every section are introduced into the software's codex and some graphical interfaces for designing and assessment are created. Some input data such as solar irradiance, absorber's tube internal diameter, air temperature and velocity, working pressure, inlet water temperature and output steam temperature are necessary for executing the software. The user can choose different construction materials for the reflective surface, selective surface and coating tube. Finally, the software shows in tables the geometric data for the collector such as: parabola aperture, total length, focal distance, coating tube diameter and thickness, also the thermal evaluation results as heat gain, heat losses, length for every section, mass flux, thermal efficiency and the temperatures for the absorber and coating tubes respectively. A maximum error of 2% was found when the software is validated with other researches results.
- Keywords:** Direct steam generation, parabolic trough solar collector, software, SOLEEC.

RESUMEN

La implementación de herramientas computacionales para llevar a cabo análisis, optimización y diseño de sistemas térmicos se ha convertido en una práctica actual, y su aplicación a sistemas termosolares no se encuentra excluida, siendo el objetivo del presente trabajo, donde se describe la aplicación del software SOLEEC para diseño de concentradores solares de canal parabólico (PTC) con generación directa de vapor (DSG). El software es una herramienta computacional desarrollada en MATLAB y puede ser utilizada para diseñar un sistema termosolar para cualquier posición geográfica en el planeta. Para el diseño, el tubo absorbedor es dividido en tres secciones: precalentamiento, evaporación y sobrecalentamiento, por lo que el software utiliza los modelos

matemáticos adecuados para cada sección del tubo absorbedor. La ejecución del software se hace por medio de interfaces gráficas, donde se ingresan datos de irradiancia solar, diámetro interno del tubo absorbedor, temperatura y velocidad del aire ambiente, presión interna, temperatura del agua al ingresar al tubo absorbedor y temperatura del vapor a la salida del mismo.

El usuario puede escoger entre diferentes materiales de construcción del concentrador tales como la superficie reflectiva, la superficie selectiva, y el tubo transparente. Finalmente, el software muestra los resultados en forma de tablas para la geometría de la parábola del concentrador, apertura de la parábola, longitud total, distancia focal, el diámetro y espesor del tubo transparente, también muestra los resultados de datos térmicos como: flujo de calor útil, flujo de calor perdido, longitud para cada sección, flujo másico, eficiencia térmica y las temperaturas de los tubos absorbedor y transparente respectivamente. Un error máximo de 2% se encontró cuando los resultados del software fueron validados con datos de otras investigaciones.

Palabras clave: Generación directa de vapor, concentrador solar de canal parabólico, software, SOLEEC.

1. INTRODUCCIÓN

Los concentradores solares de canal parabólico (PTC) son la tecnología más avanzada en dispositivos térmicos para concentración de la energía solar. Sus aplicaciones van desde suministro de calor para procesos industriales hasta la producción de vapor para la producción de energía eléctrica. El mejor ejemplo de aplicación de este tipo de sistemas es una planta ubicada en el Sur de California, la cual tiene una capacidad instalada de 354 MW (SEGS I tiene 14 MW, SEGS II-VII con 30 MW cada una y SEGS VIII y IX cada una de 80 MW) [1] que la convierten en la planta más grande y exitosa construida en la actualidad. A pesar de su tamaño, la operación de esta planta presenta inestabilidades debido a que en condiciones de elevada irradiancia solar la temperatura máxima de operación del aceite térmico es alcanzada y por tanto es necesario regular el flujo del mismo, afectando directamente la eficiencia.

Para superar las limitaciones en plantas del tipo SEGS, se ha centralizado en los últimos 20 años el interés de los grupos de investigación para desarrollar plantas de *generación directa de vapor* (DSG) con la tecnología solar de concentradores solares de canal parabólico, principalmente por que el recurso solar es mejor aprovechado cuando se utiliza agua como fluido de trabajo, incrementándose la eficiencia de la planta. Inclusive, el diseño,

construcción y operación de la planta térmica se ve favorecido al eliminar la necesidad de intercambiadores de calor, requiriéndose así menores inversiones económicas [2].

Uno de los primeros diseños y construcciones de la tecnología DGS es la Planta Solar de Almería, el cual es un proyecto a escala real desarrollado por un consorcio Español-Alemania que tiene una capacidad térmica instalada de 2MW. A la salida del concentrador, de 500m de longitud, se tiene un vapor a una presión de 100 bar y una temperatura de 400°C [3].

Para mejorar el comportamiento y reducir costos de la tecnología PTC, se ha propuesto que los sistemas DSG operen con aceite térmico como fluido de trabajo. El modelo considera la temperatura en la pared del absorbedor en lugar de la temperatura media del fluido de trabajo, de esta manera se puede predecir el comportamiento del concentrador para cualquier fluido y se obtiene así una ecuación para la eficiencia del PTC con la que se puede evaluar el comportamiento térmico para cualquier condición de irradiancia y diferentes diámetros del tubo absorbedor [4].

Actualmente, las herramientas computacionales y procedimientos numéricos son utilizados para calcular y analizar metodologías, procesos y modelos matemáticos para el diseño de PTC y su aplicación en plantas térmicas. La principal razón es la facilidad que se tiene de combinar diferentes parámetros de operación para el mismo fenómeno dando una versatilidad de resultados que utilizando un procedimiento experimental se volvería exhaustivo y costoso. Un detallado análisis numérico tridimensional basado en el método de volúmenes finitos y el método de Monte Carlo fue propuesto para evaluar el proceso de conversión fototérmica a calor en un sistema PTC incluyendo la dinámica del flujo a lo largo del absorbedor del concentrador. Sin embargo, en este trabajo la DGS no es analizada y se consideran dos diferentes aceites térmicos como fluido de trabajo [5].

Roldan y colaboradores [6] proponen un modelo de CFD para simular y evaluar distintas condiciones de operación, e inclusive diferentes propiedades del absorbedor para un PTC, y reportan una excelente aproximación de resultados cuando comparan sus resultados con los encontrados experimentalmente en las instalaciones de prueba de la planta de Almería. Hachicha implementó un modelo numérico basado en el método de los volúmenes finitos para predecir el comportamiento óptico y térmico de un PTC para generación de vapor. El trazado de rayos es considerado para predecir la distribución de la irradiancia solar en el tubo absorbedor con una destacada precisión. Su modelo numérico es capaz de predecir con un error relativo porcentual de 10% el comportamiento térmico de un sistema PTC resultando así en una metodología de bajo costo numérico [7]. Similarmente, Xu y Wiesner propusieron un modelo matemático para predecir el comportamiento térmico de un PTC con DSG en función del tiempo y de la coordenada axial. Su herramienta numérica se caracteriza por tener una respuesta inmediata a los cambios de irradiancia solar y reportaron errores porcentuales en la evaluación térmica de sistemas cercanas a 8.4% cuando se comparan con datos en la literatura [8]. La evaluación de una planta DSG de 5 MW para vapor sobrecalentado se realizó con la ayuda de códigos que conjuntamente permiten la interacción de diversas plataformas tales como Octave, TRNSYS, Thermoflux y Visual Basic y que al final resultan en una metodología numérica que mostró un error porcentual menor a 4% cuando se comparan los resultados numéricos y datos experimentales [9]. La eficiencia de un sistema PTC para diferentes condiciones de operación se analizó con Solidworks y su librería Flow Simulations Studio para un análisis térmico en una dimensión. Cabe señalar que la generación de vapor no es considerada en este último trabajo [10].

Una revisión de los diferentes modelos matemáticos, métodos de simulación, instalaciones experimentales para evaluar el comportamiento, las pérdidas térmicas, las condiciones ambientales, la temperatura de operación, el flujo de calor ganado e inclusive el análisis de costos y económico para la construcción de concentradores PTC puede encontrarse en la referencia [11], incluyendo las necesidades que esta tecnología deberá atender en un futuro próximo. De forma similar, un listado de plantas DSG que han sido construidas recientemente, así como las que se han comercializado, los prototipos en desarrollo y algunas plantas DSG que actualmente están en estudio puede encontrarse en las referencias [2, 12].

Considerando las necesidades de introducir las herramientas numéricas para el diseño de aplicaciones de la tecnología solar de concentración, el presente trabajo tiene como principal objetivo el mostrar la operación y aplicación del software SOLEEC que es una herramienta computacional para el diseño de sistemas DSG con la tecnología PTC. El software y su aplicación son descritas en las siguientes secciones.

2. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

El software SOLEEC es una herramienta computacional desarrollada en el Laboratorio de Ingeniería Térmica e Hidráulica Aplicada (LABINTHAP) en el Instituto Politécnico Nacional en México. Trabaja sobre una plataforma de MATLAB y su propósito es el de diseñar concentradores PTC con DSG, así como también la evaluación del recurso solar para cualquier localidad en el planeta. El software incluye una serie de interfaces gráficas y opciones para diferentes cálculos. La Fig (1) muestra la pantalla del menú principal, donde el usuario puede seleccionar entre las diversas opciones de cálculo según sus necesidades.

Se tienen tres opciones diferentes para el cálculo de recurso solar. El usuario puede calcular la irradiancia solar para un día específico del año, para un mes específico del año (un solo valor) o un promedio para cada mes del año (*Datos mensuales para todo el año*). Los resultados de ejecución incluyen el valor de horas de insolación, el ángulo de declinación terrestre, y gráficas de irradiancia solar extraterrestre, de irradiancia solar para un día claro

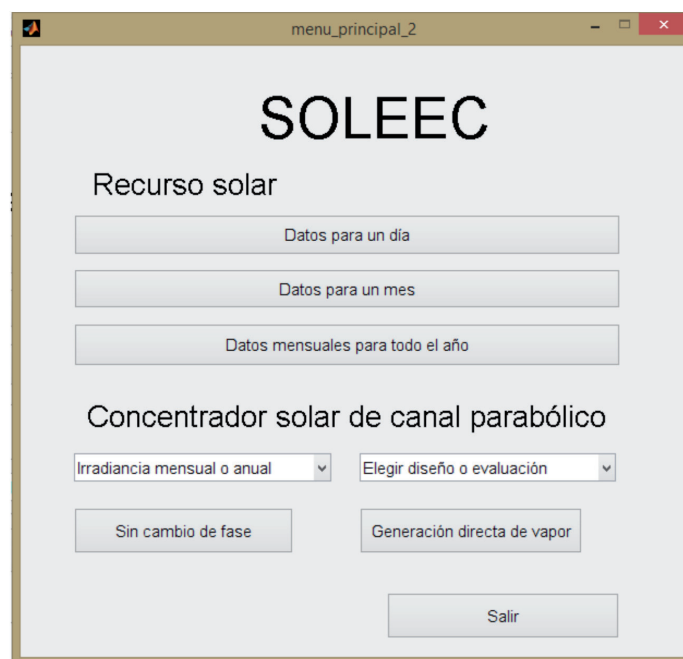


Fig. 1: Menú principal del software SOLEEC

según el modelo de Hottel y la irradiación solar sobre un plano horizontal para la localidad especificada sobre el planeta [13]. Si el usuario conoce los valores de irradiación solar de la localidad donde se pretende instalar el sistema PTC, puede introducir esta información para los cálculos. La descripción completa de la evaluación del recurso solar utilizando el software SOLEEC puede encontrarse en una publicación realizada previamente por los autores [14].

La sección *Concentrador solar de canal parabólico* en la interface del menú principal del software (Fig. (1)), está encausada en el diseño del concentrador PTC. Aquí, la primera selección que debe hacer el usuario es escoger entre *Irradiancia mensual o anual*. La *irradiancia anual* significa que se deben introducir 12 valores de irradiancia solar como datos de entrada, mientras que la *irradiancia mensual* significa que únicamente se harán los cálculos para un mes único y por tanto solo se considera un valor de irradiancia solar. Obviamente, la evaluación anual permite la evaluación a lo largo del año, mientras que la evaluación mensual significa que el cálculo se desarrollará específicamente para un mes de acuerdo a la selección del usuario.

En la parte media de la interface del menú (PTC) de la Fig. (1), el usuario puede seleccionar entre *Elegir diseño o evaluación*. En la opción de *diseño*, el software puede calcular el flujo y los parámetros térmicos, así como las características geométricas y materiales para diseñar completamente el PTC. La opción de *evaluación* es para realizar el análisis de un sistema PTC que ya está en funcionamiento y por tanto el usuario debe proveer al software todas las características ópticas y térmicas de los materiales de construcción del sistema para poder completar la evaluación térmica.

Un punto crítico para el diseño de PTC es el comportamiento del fluido de trabajo que transporta la energía ganada en el concentrador. Si el fluido de trabajo permanece en su fase líquida a lo largo del sistema PTC entonces se debe escoger la opción *Sin cambio de fase* en el menú principal. Pero si el usuario quiere que el diseño considere un cambio de fase en el proceso de calentamiento, entonces la opción *Generación directa de vapor* debe ser seleccionada en el menú principal. Si la opción *Sin cambio de fase* (líquido) es escogida, entonces el software permitirá al usuario escoger entre agua o los aceites térmicos sintéticos Syltherm 800 y Therminol VPI como fluidos de trabajo. En el caso de que se seleccione la opción de *Generación directa de vapor* el software se limita a utilizar agua como fluido de trabajo.

3. METODOLOGÍA

El modelo matemático utilizado está basado en la teoría del cambio de fase para convección forzada en tubos horizontales lisos. La convección forzada se asocia a dos causas, la formación de burbujas y el calor por convección. La primera de éstas se refiere a calor latente de convección entre la superficie interna del tubo y el flujo de la sustancia de trabajo y la generación, crecimiento y separación de burbujas que están altamente influenciadas por la velocidad de flujo y los efectos hidrodinámicos, el proceso es sumamente complicado por la existencia de una amplia variedad de tipos de flujo en dos fases.

Se considera que en los sistemas PTC para DSG el tubo absorbedor está dispuesto de forma horizontal y que la energía solar incidente es uniforme en todo este eje [8]. La temperatura del agua a la entrada del concentrador es menor que la temperatura de saturación para la presión de trabajo y ésta se incrementa a lo largo del tubo absorbedor hasta alcanzar el valor de la temperatura de saturación. La primera parte de la sección de ebullición corresponde a la de flujo burbujeante, a medida que la fracción de

la masa de vapor se incrementa, burbujas individuales se juntan para formar tapones de vapor. A este flujo le sigue el régimen de flujo anular en el cual el líquido se desplaza hacia la pared sólida formando una delgada capa o película. Esta delgada película de fluido se desplaza pegada a la pared interior del tubo, mientras que el vapor se mueve por el centro a una mayor velocidad. Posteriormente, se da la aparición de porciones de vapor seco en la región cercana a la pared sólida, estas crecen en tamaño mientras se da el régimen de transición. Eventualmente, la delgada película es evaporada en su totalidad y el líquido remanente en el vapor se agrupa en forma de pequeñas gotas que viajan a alta velocidad en el régimen de neblina. Una vez que las gotas son completamente evaporadas el flujo se considera un vapor sobrecalentado.

El coeficiente convectivo local varía significativamente a medida que la masa de vapor decrece y la velocidad del flujo aumenta dentro del absorbedor. El coeficiente de transferencia de calor aumenta en las secciones tempranas de la región de evaporación, y su cálculo se vuelve más complejo ya que a medida que el flujo se va saturando de vapor este coeficiente puede aumentar o disminuir con el aumento de la masa de vapor dependiendo del fluido y del material del tubo absorbedor. Típicamente, los coeficientes de convección más pequeños se encuentran en la región de vapor debido a la conductividad térmica del mismo comparada con la conductividad térmica de la fase líquida. A medida que el agua alcanza la temperatura de saturación empieza el proceso de nucleación y cualquier incremento en la calidad del vapor produce cambios en el coeficiente convectivo de evaporación. Durante el proceso de nucleación, el coeficiente convectivo es influenciado por la formación de burbujas y por la transferencia de calor dentro de la película del fluido. El coeficiente de transferencia de calor en la región de dos fases aumenta a medida del aumento de la calidad de vapor, y una vez que se tiene el vapor seco, hay una disminución del valor del coeficiente convectivo. El valor máximo del coeficiente de transferencia de calor en la región de dos fases ocurre cuando la calidad del vapor es del 80 por ciento, esto aplica para una amplia cantidad de condiciones de flujo [15].

El comportamiento de flujo para evaluar el coeficiente convectivo de transferencia de calor en la zona de flujo bifásico se determina de acuerdo al número de Froude, el cual relaciona las fuerzas inerciales con las fuerzas gravitatorias de acuerdo a la Ec. (1).

$$Fr = \frac{G^2}{\rho_l^2 g d_{ri}} \quad 1$$

Dónde G representa el flujo másico, ρ_l la densidad en la fase líquida, g la aceleración de la gravedad y d_{ri} el diámetro interno del tubo absorbedor. Si $Fr < 0.04$ se tiene flujo estratificado y el coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula por la ecuación de Shah [16].

$$\frac{h_{2ph}}{h_l} = 3.9 Fr^{0.24} \left(\frac{x}{1-x} \right)^{0.64} \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0.4} \quad 2$$

El lado izquierdo de la Ec. (2) representa la relación entre el coeficiente de transferencia de calor convectivo en dos fases y el coeficiente de transferencia de calor en la fase líquida, mientras que en el lado derecho se encuentra la relación entre la masa de vapor y la masa de líquido en el primer parentésis, y la relación de densidades de líquido y vapor en el segundo parentésis.

El coeficiente de transferencia de calor para la fase líquida se calcula usando la ecuación de Dittus-Boelter, considerando que la fracción líquida llena completamente el tubo [15].

$$h_l = 0.023 \left(\frac{G(1-x)d_{ri}}{\mu_l} \right)^{0.8} Pr^{0.4} \frac{k_l}{d_{ri}} \quad 3$$

Dónde μ_l y k_l son la viscosidad y la conductividad térmica de la fase líquida respectivamente y Pr es el número de Prandtl.

Por otra parte, si $Fr > 0.04$ el tubo absorbedor está completamente húmedo debido al flujo anular y el coeficiente de transferencia de calor en el flujo bifásico h_{2ph} tiene dos componentes independientes, el coeficiente de transferencia de calor por formación de burbujas h'_B y el coeficiente de transferencia de calor h'_l por efecto convectivo, como se puede apreciar en la Ec. (4).

$$h_{2ph} = h'_B + h'_l \quad 4$$

La correlación de Chan para el coeficiente de transferencia de calor por convección en dos fases es un modelo empírico y puede escribirse al sustituir la Ec. (3) en la Ec. (4), donde el primer término en el lado derecho representa el coeficiente de transferencia de calor por la formación de burbujas h'_B [15].

$$h_{2ph} = 3800 \left[\frac{q}{20000} \right]^n FpS + 0.023 \left(\frac{G(1-x)d_{ri}}{\mu_l} \right)^{0.8} Pr^{0.4} \frac{k_l}{d_{ri}} F \quad 5$$

S y F representan los factores de corrección y de realce respectivamente. Las siguientes ecuaciones muestran algunos parámetros relacionados con el cálculo del coeficiente de transferencia de calor por convección. P_n representa la relación entre la presión de operación y la presión crítica del agua (221 bar):

$$P_n = \frac{P}{P_{cr}} \quad 6$$

El exponente del flujo de calor, el cuál no permanece constante (n), cuando se trata de agua como fluido de trabajo es calculado con la Ec. (7).

$$n = 0.9 - 0.3(P_n)^{0.15} \quad 7$$

F_p representa una función para la presión que se define según la Ec. (8).

$$Fp = 2.55(P_n)^{0.27} \left(9 + \frac{1}{1 - P_n^2} \right) P_n^2 \quad 8$$

El número de ebullición representa el calor requerido para vaporizar el flujo total de masa, y se expresa según la Ec. (9).

El calor suministrado es igual a la irradiancia solar bajo la condición de que en el diseño del PTC no habrá otra fuente de energía más que la proporcionada por la exposición a la irradiación solar [17].

$$Bo = \frac{q}{G\Delta h_{lg}} \quad 9$$

El parámetro de Martinelli se utiliza para calcular la fracción de líquido en el flujo en dos fases [4-15].

$$X_{tt} = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0.5} \left(\frac{\mu_l}{\mu_g} \right)^{0.1} \left(\frac{1-x}{x} \right)^{0.9} \quad 10$$

Los factores F y S en la Ec. (5) pueden obtenerse de acuerdo a las ecuaciones (11) y (12) respectivamente [4-15].

$$F = 1 + (2.4 \times 10^4) Bo^{1.16} + 1.37 X_{tt}^{-0.85} \quad 11$$

$$S = \frac{1}{1 + (1.15 \times 10^{-6}) F^2 Re^{1.17}} \quad 12$$

El número de Reynolds en la Ec. (12) se calcula de acuerdo a la definición de la Ec. (13).

$$Re = \frac{G(1-x)d_{ri}}{\mu_l} \quad 13$$

El software SOLEEC realiza un proceso iterativo considerando las ecuaciones expresadas con anterioridad y tiene la capacidad de ajustarse a los diferentes análisis térmicos de acuerdo a la fase de flujo que esté analizando. Para realizar el correcto cálculo del cambio de fase, se divide al tubo absorbedor en tres secciones, la primera es la sección de precalentamiento, donde el agua entra como líquido subenfriado con una temperatura menor a la de saturación y al final alcanzará la temperatura de saturación para la presión de trabajo establecida. Posterior a este punto, comienza el proceso de evaporación desde el punto de líquido saturado hasta el punto de vapor saturado seco y que corresponde a la segunda sección. Finalmente, una vez que se tiene vapor saturado, éste es sobrecalentado y permanece así hasta alcanzar la condición de temperatura final [15].

Para garantizar la confiabilidad de los resultados del software SOLEEC, éste ha sido validado utilizando resultados publicados por

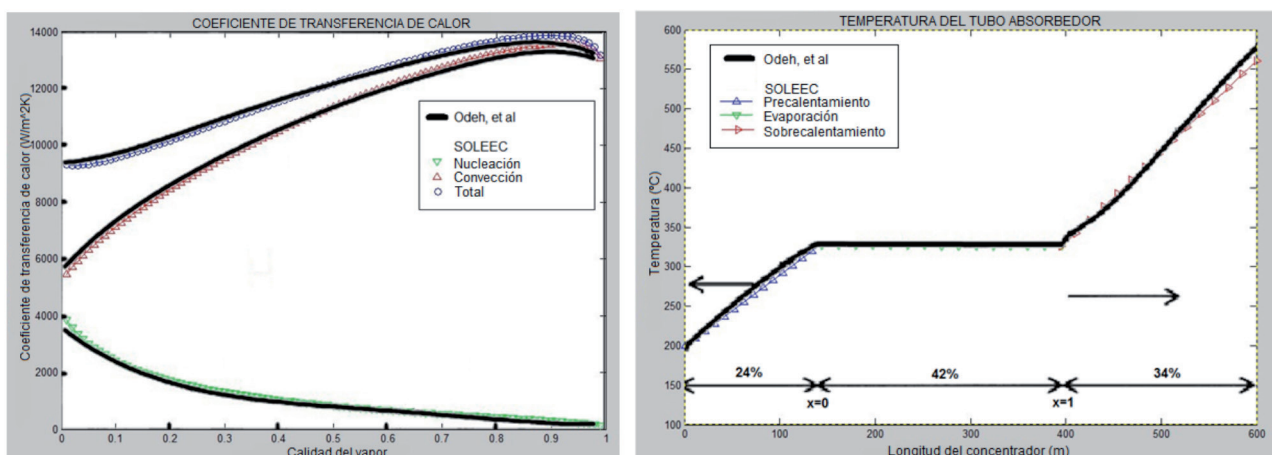


Fig. 2: Comparación del coeficiente de transferencia de calor y la temperatura externa del tubo absorbedor

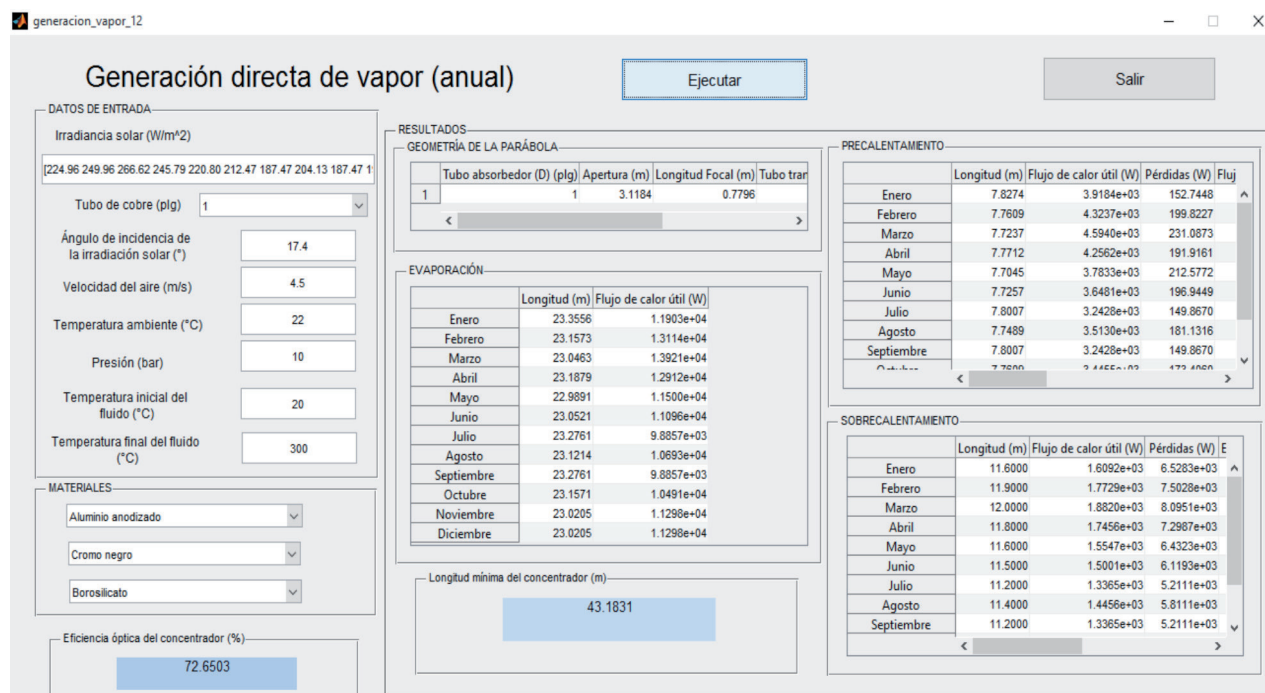


Fig. 3: Interface para generación directa de vapor con evaluación anual

diversos autores. En este sentido, un sistema PTC con geometría y condiciones de operación idénticas a los publicados en la referencia [4] fue simulado con el software SOLEEC y el coeficiente de transferencia de calor y la temperatura de la pared del absorbedor en función de la posición axial fueron los parámetros elegidos para el proceso de validación [18]. Como puede apreciarse en la Fig. (2), la tendencia de los resultados es muy próxima y se tienen errores máximos del orden del 2%. Una vez que el modelo matemático y la metodología numérica han sido cumplidas, en las siguientes secciones se muestra un ejemplo de aplicación de la ejecución del software.

4. EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL SOFTWARE SOLEEC

La aplicación del software es para un PTC con DSG que se pretende diseñar para instalarse en la Ciudad de México. La Ciudad de México¹ está situada a una Latitud Norte de 19.49°, una Longitud Oeste de 99.12°, una Altitud sobre el nivel del mar de 2240m, la temperatura anual promedio es de 22°C y se tiene una velocidad de viento promedio de 4.5m/s. La Ciudad de México se considera como un lugar apropiado para instalar aplicaciones solares térmicas debido a que reporta valores altos de irradiancia solar a lo largo del año, en el ejemplo que se desarrolla se considerarán doce valores de irradiancia solar es decir que se pretende evaluar anualmente al sistema, los valores de irradiancia solar mensual promedio¹ que se utilizarán en el cálculo se muestran en la Tabla (1).

Para la ejecución de este ejemplo, el usuario debe seleccionar en el menú principal [Fig. (1)] *Irradiación anual* para que se evalúen doce valores de irradiancia, uno para cada mes. Después, se debe seleccionar la opción de *diseño* y finalmente el usuario debe seleccionar la opción de *Generación Directa de Vapor*.

El software SOLEEC calcula el ángulo de incidencia para el día representativo de cada mes. Una vez que este valor es obtenido para cada mes, el software calcula el promedio de todos los datos y de esta manera se obtiene el valor promediado del ángulo de

incidencia. Para el presente caso de aplicación el valor promedio fue de 17.4°.

Una vez obtenido el ángulo de incidencia y hechas las selecciones adecuadas en la interface, se requiere introducir algunos datos para la ejecución del software, en este caso se proponen como valores una temperatura de entrada de 20°C, una temperatura final de 300°C, y una presión de operación de 10bar. El usuario deberá seleccionar dentro del menú del software los materiales de construcción del PTC, en este caso el tubo absorbedor es de cobre con un diámetro interno de 1 pulgada, la superficie reflectiva es aluminio anodizado, la superficie selectiva cromo negro y borosilicato para el recubrimiento del tubo.

Si la información es correctamente ingresada, la ejecución del software se realiza presionando el botón *Ejecutar*. Así el software provee de las características de diseño y la evaluación térmica para el PTC. La Fig. (3) muestra la interface del software donde los resultados se presentan.

En la parte izquierda de la interface se pueden visualizar los datos de entrada y la selección para los materiales de construc-

Mes	Irradiación Solar acumulada (kWh)/(m ² día)	Horas diarias promedio de insolación (horas/día)	Irradiancia solar (W/m ²)
Enero	5.4	10.96	224.96
Febrero	6.0	11.38	249.96
Marzo	6.4	11.88	266.62
Abril	5.9	12.45	245.79
Mayo	5.3	12.92	220.80
Junio	5.1	13.16	212.47
Julio	4.5	13.05	187.47
Agosto	4.9	12.65	204.13
Septiembre	4.5	12.10	187.47
Octubre	4.8	11.54	199.97
Noviembre	5.2	11.07	216.63
Diciembre	5.2	10.84	216.63

Tabla 1: Irradiación solar para la Ciudad de México

¹ <http://econotecnica.com/radiacion-solar.html>

Diámetro nominal del tubo absorbedor (inch)	1
Apertura (m)	3.12
Longitud Focal (m)	0.80
Diámetro interno del tubo transparente (m)	0.07
Espesor del tubo transparente (m)	0.0042

Tabla 2: Parámetros geométricos del concentrador PTC

En la parte derecha se muestran los resultados en forma de tabla para la geometría analizada para las tres secciones en las que se dividió el tubo absorbedor. Las Tablas (2), (3), (4) y (5) muestran la información que proporciona el software al ser ejecutado. En la Tabla (2) se muestran las dimensiones geométricas para el PTC, el diámetro del tubo absorbedor es el principal parámetro de diseño debido a que todas las otras dimensiones están calcu-

	Longitud (m)	Flujo de calor ganado (W)	Flujo de calor perdido (W)	Flujo másico (kg/s)	Eficiencia (%)	Temperatura del tubo absorbedor (°C)	Temperatura interna del tubo absorbedor (°C)
Enero	7.83	3918.4	1685.3	0.0059	69.92	215.50	23.53
Febrero	7.76	4323.7	1902.7	0.0065	69.44	215.53	23.53
Marzo	7.72	4594.0	2047.5	0.0069	69.17	215.58	23.53
Abril	7.77	4256.2	1866.4	0.0064	69.52	215.52	23.53
Mayo	7.70	3783.3	1716.8	0.0057	68.79	215.49	23.53
Junio	7.72	3648.1	1644.5	0.0055	68.93	215.50	23.53
Julio	7.80	3242.8	1427.1	0.0049	69.44	215.55	23.53
Agosto	7.75	3513.0	1571.8	0.0053	69.09	215.51	23.53
Septiembre	7.80	3242.8	1427.1	0.0049	69.44	215.55	23.53
Octubre	7.76	3445.5	1535.8	0.0052	69.17	215.51	23.53
Noviembre	7.71	3715.7	1680.5	0.0056	68.86	215.49	23.53
Diciembre	7.71	3715.7	1680.5	0.0056	68.86	215.49	23.53

Tabla 3: Características térmicas de la sección de precalentamiento

	Longitud (m)	Flujo de calor ganado (W)
Enero	23.36	11903
Febrero	23.16	13114
Marzo	23.05	13921
Abril	23.19	12912
Mayo	22.99	11500
Junio	23.05	11096
Julio	23.28	9885.7
Agosto	23.12	10693
Septiembre	23.28	9885.7
Octubre	23.16	10491
Noviembre	23.02	11298
Diciembre	23.02	11298

Tabla 4: Características térmicas para la sección de evaporación

En la parte derecha se muestran los resultados en forma de tabla para la geometría analizada para las tres secciones en las que se dividió el tubo absorbedor. Las Tablas (2), (3), (4) y (5) muestran la información que proporciona el software al ser ejecutado. En la Tabla (2) se muestran las dimensiones geométricas para el PTC, el diámetro del tubo absorbedor es el principal parámetro de diseño debido a que todas las otras dimensiones están calculadas en función de este valor. La Tabla (3) indica los parámetros térmicos calculados para la sección de precalentamiento del tubo absorbedor, al final de este punto el agua deberá alcanzar la temperatura de saturación dependiendo de la presión de trabajo (10 bar, $T_{sat}=179.9^{\circ}\text{C}$). El flujo másico es el principal parámetro calculado en esta sección, de tal manera que el software SOLEEC utiliza un proceso iterativo para calcular el flujo másico dependiendo de la temperatura de saturación, de la irradiancia solar y la longitud de la sección. El flujo másico así calculado, será considerado constante a lo largo del PTC. La longitud para alcanzar la temperatura de saturación es mostrada en esta tabla para cada valor de irradiancia solar, teniéndose un valor de 7.83m como máximo para el mes de enero. Los resultados para la sección de evaporación se muestran en la Tabla (4). Una vez que la temperatura de saturación es alcanzada, se inicia el proceso de evaporación a temperatura constante.

	Longitud (m)	Flujo de calor ganado (W)	Flujo de calor perdido (W)	Eficiencia (%)	Temperatura del tubo absorbedor (°C)
Enero	11.60	1609.2	6528.3	19.78	319.85
Febrero	11.90	1772.9	7502.8	19.11	319.72
Marzo	12.00	1882.0	8095.1	18.86	319.79
Abril	11.80	1745.6	7298.7	19.30	319.83
Mayo	11.60	1554.7	6432.3	19.47	319.71
Junio	11.50	1500.1	6119.3	19.69	319.74
Julio	11.20	1336.5	5211.3	20.41	319.81
Agosto	11.40	1445.6	5811.1	19.92	319.77
Septiembre	11.20	1336.5	5211.1	20.41	319.81
Octubre	11.40	1418.3	5690.5	19.95	319.69
Noviembre	11.50	1527.4	6241.2	19.66	319.81
Diciembre	11.50	1527.4	6241.2	19.66	319.81

Tabla 5: Características térmicas de la sección de sobrecalentamiento.

Esta es la sección más larga debido a la gran cantidad de energía que se requiere para lograr el proceso de evaporar la masa de agua. Es importante mencionar que la variación de la intensidad de la irradiación solar a lo largo del año para la Ciudad de México no es muy pronunciada, y esta es la razón por la cuál la longitud para la sección de evaporación en el diseño del PTC no cambia drásticamente. Sin embargo, debido a la longitud requerida para lograr la evaporación, la ganancia de calor es de considerable magnitud con un valor máximo de 13921 W para el mes de marzo.

Las características térmicas para la sección de sobrecalentamiento se muestran en la Tabla (5), aquí el vapor saturado se convertirá en vapor sobrecalentado y a la salida se alcanzará la temperatura de diseño impuesta por el usuario. La longitud de la sección de sobrecalentamiento es casi la mitad de la longitud requerida en el proceso de evaporación para cada mes, sin embargo la temperatura del tubo absorbedor es más elevada, de tal manera que la eficiencia se ve afectada. El mecanismo de pérdida de calor más significativo para este tipo de dispositivos es la radiación, de tal manera que a mayor temperatura del absorbedor las pérdidas de calor son mayores y la eficiencia decrece.

Finalmente, se puede decir que en base a los valores de irradiación solar y con un tubo absorbedor de un diámetro nominal de una pulgada, se requiere una longitud total mínima del PTC de 43.18m y una apertura de 3.12m para generar vapor de forma directa a una presión de 10 bar y una temperatura de 300°C con agua de suministro a 20°C, la longitud incluye tanto la sección de precalentamiento, evaporación y sobrecalentamiento. En la sección de precalentamiento el agua entra al concentrador a una temperatura ambiente promedio y alcanza la temperatura de saturación al final de la sección (10bar, $T_{sat}=1793.9^{\circ}\text{C}$). La sección de evaporación es la sección más larga del concentrador y abarca aproximadamente 55% del total de la longitud requerida, en esta sección entra agua en estado saturado y sale vapor saturado a la misma temperatura. En la tercera sección, el vapor saturado es sobrecalentado hasta alcanzar una temperatura de 300°C, la temperatura de operación fijada por el usuario, se observa que en esta sección la temperatura en el absorbedor es más elevada como una consecuencia del aumento de las pérdidas de calor afectando la eficiencia del sistema.

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se describió el software SOLEEC que es una herramienta de diseño de sistemas termosolares para concentradores de canal parabólico (PTC) con generación directa de vapor (DSG).

La ejecución del software es por medio de interfaces y los resultados se organizan en tablas y gráficas, teniéndose así una herramienta sencilla, factible y precisa con diversidad de aplicaciones.

El software SOLEEC provee al usuario con datos geométricos como la apertura de la parábola, la distancia focal, el diámetro interno y espesor del tubo transparente, la longitud de cada sección para el absorbedor, la longitud total del concentrador y la eficiencia óptica del PTC. También proporciona al usuario información del balance térmico como el flujo de calor útil, flujo de calor perdido, eficiencia térmica y temperaturas tanto del tubo absorbedor como del tubo transparente que en su conjunto permitirán evaluar el comportamiento y la factibilidad de utilizar concentradores solares de canal parabólico para algún requerimiento de energía específico.

La metodología de cálculo se basa en la teoría del flujo en dos fases y por medio de un proceso iterativo se calcula el flujo másico

en función a los requerimientos de irradiación solar del lugar y de las dimensiones del PTC.

La ventaja más importante de utilizar el software SOLEEC es la facilidad para el usuario de obtener las dimensiones mínimas del concentrador, el flujo másico y los parámetros térmicos, los cuáles pueden considerarse como punto de partida para una instalación de una planta de potencia.

Finalmente, esta herramienta numérica puede ser de gran utilidad para universidades, centros de investigación e industrias y manufacturadoras que busquen la aplicación de tecnologías solares.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Kalogirou S. Solar engineering processes and systems. Elsevier Inc. 2009. 760p. ISBN: 978-0-12-3745019.
- [2] Fraidenraich N, Oliveira C, Viera da Cunha A, et al. "Analytical model of direct steam generation solar power plants". Solar Energy. 2013. Vol. 98. p.511-522. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.09.037>).
- [3] Eck M, Zarza E, Eickhoff M, et al. "Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs". Solar Energy. 2003. Vol.74. p.341-351. (doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00111-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00111-7)).
- [4] Odeh S, Morrison G, Behnia M. "Modelling of parabolic trough direct steam generation solar Collectors". Solar Energy. 1998. Vol.62-6. p.395-406 (doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00031-0](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00031-0)).
- [5] Cheng Z, He L, Cui Q, et al. 2012. "Numerical simulation of a parabolic trough solar collector with nonuniform solar flux conditions by coupling FVM and MCRT method". Solar Energy. June 2012. Vol.86-6. p.1770-1784. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.02.039>).
- [6] Roldan I, Valenzuela L, Zarza E. "Thermal analysis of solar receiver pipes with superheated steam". Applied Energy. 2013. Vol.103. p.73-84. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.021>).
- [7] Hachicha A. 2016. "Numerical simulation of a parabolic trough solar collector for hot water and steam generation". Proceedings International conference of concentrating solar power and chemical energy systems (SOLARPACES). 2016. p.1-8. (doi: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4949160>).
- [8] Xu R, Wiesner F. "Closed-form modeling of direct steam generation in parabolic trough solar receiver". Energy. 2015. Vol.79. p.163-176. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.004>).
- [9] Ravelli S, Franchini G, Perdichizzi A, Rinaldi S, Valcarengi V.E. "Modeling of direct steam generation in concentrating solar power plants". Energy Procedia. 2016. Vol. 101. p.467-471. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.059>).
- [10] Tzivanidis C, Bellos E, Korres D, et al. "Thermal and optical efficiency investigation of a parabolic trough collector". Case studies in Thermal Engineering. 2015. Vol. 6. p.226-237. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2015.10.005>).
- [11] Salgado L, Rodríguez A, Calderón G. "Thermal performance of parabolic trough solar collectors". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol.67. p.1345-1359. (doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.071>).
- [12] Fernández-García A, Zarza E, Valenzuela L, et al. "Parabolic-trough solar collectors and their applications". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010. Vol.14. p.1695-1721.
- [13] Hottel C. "A simple Model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear Atmospheres". Solar Energy. 1976. Vol.18. p.129-134.
- [14] Enciso E, Barbosa J, Jiménez J, et al. "Software SOLEEC applied for parabolic trough solar collector designing". Journal of Mechanics Engineering and Automation. 2014. Vol.4-7. p.565-574.
- [15] Baehr H, Stephan K. Heat and Mass Transfer. 2nd edition. Springer. 2006. New York, 688p. ISBN: 9783-540-29526-6.
- [16] Shah M. "Chart correlation for saturated boiling heat transfer: equations and further study". ASHRAE. 1982. Vol.88. p.185-196.
- [17] Kandlikar G. Handbook of phase change: Boiling and Condensation. Taylor and Francis, 1999. 738p. ISBN: 1-56032-634-4.
- [18] Enciso E. Desarrollo y Aplicación del software SOLEEC para el diseño y evaluación de concentradores solares de canal parabólico con generación directa de vapor. Tesis doctoral. Instituto Politécnico Nacional. 2017. Ciudad de México.

AGRADECIMIENTOS

La investigación desarrollada en el presente trabajo fue gracias a los apoyos económicos del Instituto Politécnico Nacional, la Beca de Estímulo Institucional de Formación de Investigadores (BEIFI) y se hace una mención especial al CONACYT por la beca escolar otorgada al autor principal.