

Análisis exergético de una planta geotérmica de doble flash integrada con un receptor solar central.

Orlando Anaya-Reyes, David A. Rodríguez-Alejandro, Alejandro Zaleta-Aguilar, Sergio Cano-Andrade

Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Guanajuato, Salamanca, Gto. 36885, México.
Email: o.anaya.reyes@ugto.mx; da.rodriguez@ugto.mx; azaleta@ugto.mx; sergio.cano@ugto.mx

Resumen

En el presente trabajo se analiza un ciclo Rankine geotérmico de doble flash integrado con un campo solar de torre central, evaluando su desempeño individual y en conjunto. El campo solar se analiza para condiciones climatológicas de México, optimizando el flujo de radiación en el receptor, sus dimensiones, altura de la torre, número de helióstatos y su distribución, alcanzando valores de 555.40 kW/m^2 para una torre de 44.32 m de alto, con un receptor de 3.90 m de alto por 4.99 m de diámetro y un total de 417 helióstatos de 12 x 12 m. El sistema se analiza optimizando la potencia en función de las presiones de separación de ambas cámaras flash, alcanzando un valor de 25,734 kW cuando éstas son de 8.668 bar y 2.768 bar, respectivamente. Los resultados muestran que este tipo de sistemas integrados son una alternativa viable para reducir la tasa de agotamiento de los yacimientos geotérmicos.

Palabras clave: Energía Solar; Energía Geotérmica; Entropía; Exergía; Optimización.

Abstract

A double-flash geothermal Rankine cycle integrated with a central tower solar field is analyzed, evaluating its individual and joint performance. The solar field is analyzed for climate conditions of Mexico, optimizing the radiation flux in the receiver, its dimensions, the tower height, distribution and number of heliostats, reaching values of 555.40 kW/m^2 for a 44.32 m tower, with a receiver of 3.90 m high by 4.99 m in diameter, and a total of 417 12 x 12 m heliostats. The system is analyzed by optimizing its power delivered, based on the separation pressures of both flash chambers, reaching a power of 25,734 kW when the pressures are 8.668 and 2.768 bar, respectively. Results show that integrated systems of this type are a good alternative to reduce the depletion rate of geothermal reservoirs.

Keywords: Solar Energy; Geothermal Energy; Entropy; Exergy; Optimization.

1. Introducción

México es un país diverso, no solo en cuestión de flora, fauna y cultura, sino también en materia energética, pues cuenta con una amplia variedad de fuentes de energía a lo largo de todo su territorio, siendo la más importante los yacimientos petroleros de sus costas que, durante años, han sido explotados de manera continua. Sin embargo, es importante reducir la dependencia de este tipo de combustibles fósiles debido a su disponibilidad limitada al ser un recurso no renovable y altamente contaminante, pues su quema representa una de las principales causas de emisiones de gases de efecto invernadero (ver Figura 1) [1,2]. Debido a esto, la Secretaría de Energía en México, mediante la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la

Transición Energética, busca aumentar la participación de las fuentes limpias en la generación de energía eléctrica hasta un 35 % para el año 2024 [3]. Este objetivo no es único de México, sino de todo el mundo, pues de igual manera, la Agencia Internacional de Energía (IEA) trata de reducir el consumo de combustibles fósiles de un 81.1 % registrado durante el 2016 hasta un 68.1 % para el año 2030 [4]. Por esta razón, es importante desarrollar nuevas tecnologías que permitan expandir el abanico de opciones con un impacto ambiental cada vez menor, además de eficientar y aprovechar al máximo los sistemas energéticos actuales. Una alternativa para lograr esto es mediante las tecnologías geotérmicas, ya que México se encuentra ubicado en el “cinturón de fuego del pacífico”, que una de las regiones volcánicas más activas del mundo, proporcionando un alto potencial

geotérmico. Actualmente México es el cuarto país del mundo con mayor producción de energía geotérmica, con una capacidad instalada de 958 MW, distribuidos en sus principales yacimientos: Los Azufres, Los Hornos, Domo San Pedro, Las Tres Vírgenes y Cerro Prieto, siendo este último el de mayor importancia [5]. México también es un país privilegiado en términos de energía solar, ya que promedia radiación normal directa (DNI) de hasta 5.35 kWh/m², siendo la región noroeste la que presenta valores más altos, mayores a los 7.2 kWh/m² (véase Figura 2) [6]. Para la instalación de tecnologías de concentración solar se recomiendan ubicaciones con una DNI de por lo menos 3 a 4 kWh/m² al día.

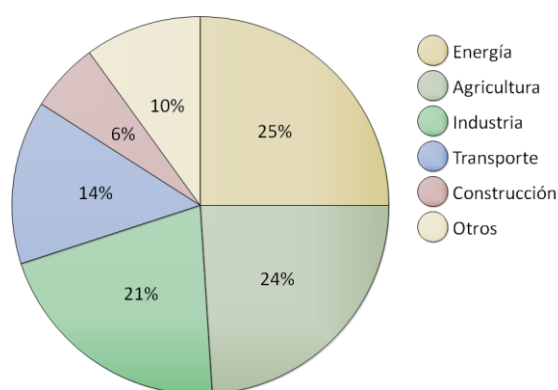


Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por sector económico [2].

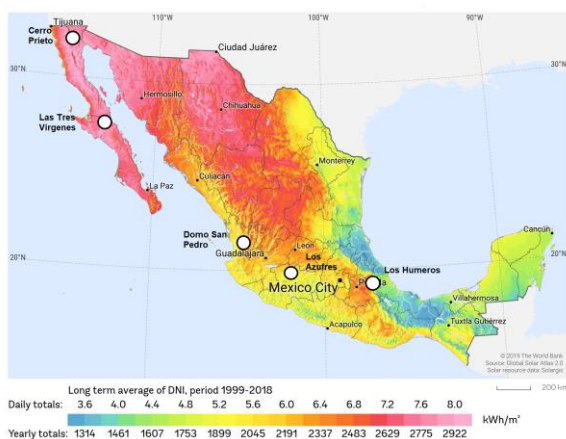


Figura 2. Radiación normal directa promedio en México y ubicación de los principales yacimientos geotérmicos [7].

De manera individual, la energía geotérmica cuenta con un alto potencial como sustituto de las fuentes fósiles gracias a sus bajas emisiones de carbono y sostenibilidad [8]. Las tecnologías geotérmicas para la producción de electricidad se clasifican en tres ciclos principales: ciclos de vapor seco, ciclos binarios, y ciclos flash. Aproximadamente el 43 % de la capacidad geotérmica instalada en todo el mundo se basa en este

último ciclo debido a su bajo costo y simplicidad termodinámica [9]. Con el propósito de aumentar la producción de potencia, muchas modificaciones han sido llevadas a cabo sobre estos ciclos, siendo una de las más importantes los sistemas de doble flash, capaces de incrementar entre un 15-25 % de la potencia bajo las mismas condiciones de operación sin agregar mucha complejidad [10]. Por otra parte, las tecnologías de concentración solar pueden tener un rol importante en un futuro cercano al proveer energía eléctrica renovable libre de carbono. De las diferentes tecnologías de concentración solar, las de torre central son las más prometedoras en términos de reducción potencial del costo nivelado de electricidad (LCOE) gracias a su alta relación de concentración, permitiendo mayores temperaturas y por lo tanto, mayores eficiencias [11]. Hoy en día cerca de 430 MW de plantas comerciales de torre central se encuentran en operación principalmente en España y Estados Unidos, mientras que otros 430 MW se encuentran en construcción en China, Estados Unidos, Chile y Sudáfrica, con otros 1500 MW en fases de planeación [12].

La combinación de los sistemas geotérmico – solares ha sido estudiada con anterioridad por la comunidad científica. En 2014, Zhou [13] investigó una planta solar geotérmica híbrida que consiste en colectores parabólicos integrados con un ciclo Rankine orgánico, investigando los efectos que tienen algunos parámetros ambientales como la temperatura, radiación solar, ubicación geográfica y calidad del recurso geotérmico en el desempeño global, mostrando como la potencia de salida aumenta entre un 22 y un 78 % dependiendo del tamaño del campo solar. Otro estudio es el de Astolfi *et al.* [14], quienes al combinar un ciclo Rankine orgánico de una planta geotérmica binaria con una planta de concentración solar, obtuvieron una reducción del 54 al 60 % en el costo de la energía, comparado con el obtenido por la planta solar de forma individual, mostrando lo atractivo de incorporar energía solar con sistemas geotérmicos de baja entalpía. En el mismo sentido, Mir *et al.* [15] desarrollaron un modelo de evaluación para sistemas geotérmico-solares agregando un campo solar de concentradores parabólicos para determinar el efecto de aumentar la temperatura del fluido y mejorar el proceso de generación de vapor, logrando una reducción en el consumo del recurso geotérmico de aproximadamente el 10 % con la misma potencia que la planta geotérmica individual. En el estudio de Lentz *et al.* [16], se modelan dos estrategias para la combinación de un sistema geotérmico tipo flash con colectores solares parabólicos en Cerro Prieto, analizando los beneficios de utilizar calor solar en una planta geotérmica existente incrementando la calidad del vapor en un 10 %, lo cual aumenta la producción de energía eléctrica.

Evidentemente la combinación de estas dos tecnologías ha sido objeto de estudio en años recientes,

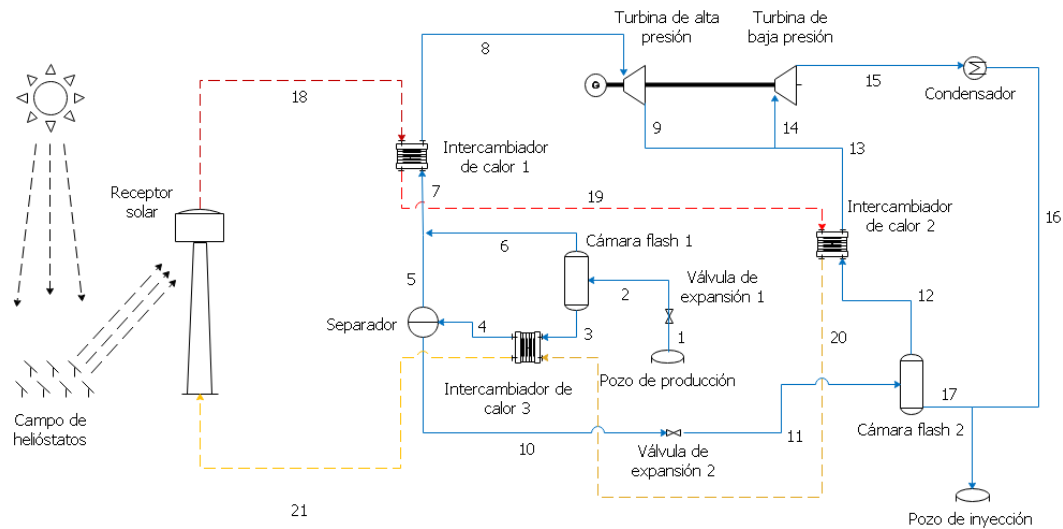


Figura 3. Diagrama esquemático del sistema analizado en el presente trabajo.

enfocándose en colectores cilíndrico-parabólicos debido a la flexibilidad de su instalación y operación. En este sentido, en el presente trabajo se propone la integración de una planta de doble flash con un campo de concentración solar de torre central, realizando una optimización óptica del campo solar mediante el software SolarPILOT® con las condiciones ambientales del Valle de Mexicali, Baja California, México, para encontrar la mejor configuración, además de una optimización de la potencia de la planta, utilizando el software EES®, para encontrar las mejores condiciones de operación, resultando en un análisis profundo de este tipo de sistemas.

2. Metodología

2.1. Descripción del sistema

El sistema del presente trabajo se muestra en la Figura 3 y consiste en un ciclo Rankine geotérmico de doble cámara flash que integra una torre de concentración solar, basado en la configuración propuesta por Cardemil *et al.* [17]. El fluido geotérmico se extrae del pozo de producción (1) y pasa a través de una válvula de expansión para ingresar en una cámara flash (2), donde se separa un porcentaje de vapor saturado (6) de un porcentaje de líquido saturado (3). El líquido saturado se calienta utilizando un intercambiador de calor aprovechando la energía solar (4) para producir un porcentaje adicional de vapor saturado que es nuevamente separado (5) y mezclado con el vapor proveniente de la primera cámara flash en una sola corriente (7) que se sobrecalienta en otro intercambiador de calor (8) antes de expandirse en una turbina de alta presión (9). Tomando ventaja de la alta entalpía en el primer proceso de separación, el líquido

restante (10) es conducido a un segundo proceso de flasheo, pasando nuevamente por una válvula de expansión (11) e ingresando a otra cámara flash que nuevamente separa el vapor del líquido (12 y 17). Mediante un intercambiador de calor adicional se sobrecalienta el vapor saturado resultante (13) y se mezcla con el vapor que sale de la turbina de alta presión (14) para ingresar a una segunda turbina, ahora de baja presión. Finalmente, el vapor es condensado y enfriado antes de regresar al pozo de producción (16).

2.2. Condiciones de operación

Los principales parámetros de operación para modelar el ciclo Rankine y el campo solar se muestran en las Tablas 1-3, seleccionando como caso de estudio la región del Valle de Mexicali, Baja California, México al ser una zona ideal debido a sus altos valores de DNI, además de contar con el principal yacimiento geotérmico en México (ver Figura 2).

Tabla 1. Parámetros considerados para el campo solar.

Parámetros	
Ubicación	Valle de Mexicali, B.C., México
Coordenadas (latitud / longitud)	35.65 N / -115.38 O
Radiación normal directa (DNI)	940 W/m ²
Tamaño del helióstato	12 x 12 m
Ángulo de cono solar (δ)	0.005 rad
Coefficiente convectivo (h)	10 W/m ² K
Absortividad (α)	0.95
Emitancia térmica (ϵ)	0.85
Factor de vista (F_{vista})	1
Factor de pérdidas convectivas (F_{conv})	1

Tabla 2. Parámetros considerados para el ciclo Rankine y características del pozo productor.

Parámetros	
Eficiencia isentrópica de las turbinas en condiciones de vapor seco (η_T)	85 %
Efectividad de los intercambiadores (ϵ)	70 %
Profundidad de extracción	2,700 m
Entalpía de extracción	1,520 kJ/kg
Temperatura de extracción	322 °C
Temperatura de condensación (T_{cond})	50 °C

Tabla 3. Propiedades del fluido caloportador (HTF).

Sal fundida (60 % NaNO ₃ - 40 % KNO ₃)	
Temperatura máxima	590 °C
Temperatura mínima	290 °C
Densidad a 590 °C	1712 kg/m ³
Calor específico a 590 °C	1.549

Con la finalidad de simplificar el modelo matemático, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los componentes operan en condiciones de estado estacionario.
- Las caídas de presión son despreciables en los intercambiadores de calor.
- Los cambios en la energía cinética y potencial son despreciables.
- El fluido geotérmico tiene las mismas propiedades termodinámicas del agua.

Para el campo solar, se considera el equinoccio de primavera a medio día, es decir, el 20 de marzo a las 12:00 hrs [6].

2.3. Análisis del ciclo Rankine

2.3.1. Modelo por primera ley (Térmico)

El modelo termodinámico del ciclo Rankine geotérmico se desarrolla aplicando los balances de masa y energía respectivamente, tal como

$$\sum_i \dot{m}_i - \sum_o \dot{m}_o = 0 \quad (1)$$

$$\dot{Q} - \dot{W} + \sum_i \dot{m}_i(h_i) - \sum_o \dot{m}_o(h_o) = 0 \quad (2)$$

La eficiencia isentrópica de las turbinas se ve directamente afectada según la cantidad de humedad presente en el vapor durante los procesos de expansión. Utilizando la regla de Baumann, es posible cuantificar este efecto [17], tal como

$$\eta_T = \eta_{TD} \left(\frac{x_i + x_o}{2} \right) \quad (3)$$

donde η_{TD} es la eficiencia de las turbinas operando en condiciones de vapor seco, mientras que x_i y x_o son las calidades del vapor a la entrada y a la salida, respectivamente. Por otra parte, la eficiencia térmica del ciclo está definida de acuerdo con la relación entre la potencia neta obtenida y el flujo de calor necesario para producirlo, es decir, el flujo de calor del yacimiento geotérmico y el flujo de calor del HTF, tal como

$$\eta_l = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{HTF} + \dot{Q}_{geo}} \quad (4)$$

La producción del yacimiento se considera como el flujo másico total del fluido geotérmico en función de la presión de separación en la primera cámara flash [17], tal como

$$\dot{m}_{geo} = 99.663 - 2.6287P_{sep1} + 0.5802P_{sep1}^2 - 0.04212P_{sep1}^3 \quad (5)$$

donde \dot{m}_{geo} es el flujo másico extraído del pozo y P_{sep1} es la presión de la primera cámara flash.

2.4.2. Modelo por segunda ley (Exergético)

Para obtener la razón de exergía en cada componente del sistema, se aplica el balance de exergía

$$\sum_j \dot{E}_{q,j} - \sum_k \dot{E}_{w,k} \sum_i \dot{m}_i(e_i) - \sum_o \dot{m}_o(e_o) - \dot{E}_d = 0 \quad (6)$$

donde $\dot{E}_{q,j}$ es la razón de transferencia de exergía por calor, definida como

$$\dot{E}_{q,j} = \dot{Q}_j \left(1 - \frac{T_0}{T_j} \right) \quad (7)$$

$\dot{E}_{w,k}$ es la razón de transferencia de exergía por trabajo, definida como

$$\dot{E}_{w,k} = \dot{W}_k \quad (8)$$

e es la exergía física, definida como

$$e = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (9)$$

y \dot{E}_d es la razón de destrucción de exergía debido a irreversibilidades en el sistema, definida como

$$\dot{E}_d = T_0 \dot{S}_{irr} \quad (10)$$

Así, la eficiencia por segunda ley se expresa como la relación entre la potencia neta obtenida y los flujos de exergía que ingresan en el sistema; es decir, el flujo de exergía proveniente del yacimiento geotérmico y el flujo de exergía que aporta el HTF, tal como

$$\eta_{II} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{E}_{HTF} + \dot{E}_{geo}} \quad (11)$$

2.4.3. Optimización del ciclo Rankine

Los algoritmos evolutivos son utilizados frecuentemente para la optimización de un problema multivariable debido a su baja probabilidad de caer en óptimos locales. Estos métodos se muestran en la Figura 4 y trabajan con funciones que imitan un proceso evolutivo en el cual se genera una población inicial aleatoria a partir de las variables de diseño propuestas, $P(t) = (x_1^t, \dots, x_n^t)$, para la iteración t , donde cada individuo, x , representa un punto de búsqueda en el espacio de soluciones potenciales al problema. Después de evaluar la población mediante una función de adaptación, los individuos más aptos son seleccionados para avanzar a la siguiente generación de forma directa, mientras que el resto es sometido a una serie de mutaciones y cruzamientos, repitiéndose el proceso hasta cumplir con un criterio de paro.

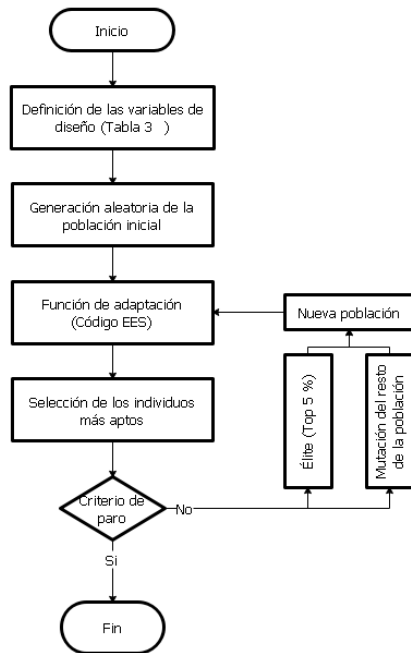


Figura 4. Diagrama de flujo para el algoritmo genético.

Para el presente caso de estudio se establece como función objetivo la maximización de la potencia neta de la planta,

$$\text{Max} [\dot{W}_{net}(\vec{x})] \quad (12)$$

donde

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{TAP} + \dot{W}_{TBP} \quad (13)$$

sujeta al conjunto de variables no negativas

$$\vec{x} = (P_{sep1}, P_{sep2}) \quad (14)$$

con límites definidos en la Tabla 4, y a las restricciones establecidas por los balances de masa, Ecuación (1), de energía, Ecuación (2), y de exergía, Ecuación (6), para cada componente del sistema [19].

Tabla 4. Rangos de operación de las variables de diseño.

Parámetro	Límite inferior y superior	
Presión de separación 1	5 bar	15 bar
Presión de separación 2	1.5 bar	4.5 bar

2.4. Diseño y optimización del campo solar

El campo solar es diseñado en el software Solar Power Tower Integrated Layout and Optimization Tool (SolarPILOT®), desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL). El arreglo solar seleccionado es un campo radial escalonado, ya que es el más eficiente al optimizarse [18]. SolarPILOT® utiliza el algoritmo COBYLA para la optimización buscando el costo mínimo de energía para el sistema, sujeto a restricciones de flujo máximo y potencia mínima, tomando en cuenta los datos meteorológicos de la ubicación, los costos, el rendimiento óptico y el rendimiento térmico. La función objetivo de este algoritmo es

$$Z(\vec{x}) = \frac{C_{tot}(\vec{x})}{E_{an}(\vec{x})} \left(1 + \left(1 - \min \left[\frac{\dot{q}_{cs}(\vec{x})}{\dot{q}_{cs,dis}(\vec{x})} \right] \right) P \right) \quad (15)$$

donde \vec{x} es el conjunto de variables, C_{tot} es el costo total de la planta, E_{an} es la producción de energía anual esperada del campo, \dot{q}_{cs} es la potencia térmica real del campo, $\dot{q}_{cs,dis}$ es la potencia térmica deseada del campo y P es una constante de penalización.

3. Resultados

3.1. Ciclo Rankine geotérmico

El modelo geotérmico es validado utilizando los valores óptimos reportados por Cardemil et al. [17] para la potencia y eficiencia exergética de 10,266 kW y 40.52 %, respectivamente. En el presente trabajo, los valores óptimos de potencia y eficiencia exergética obtenidos son de 10,291 kW y 41.33 %, respectivamente. El error es de 0.24 % para la potencia y de 0.81 % para la eficiencia exergética.

Con la finalidad de comparar el desempeño de la planta funcionando de manera individual e integrada con el receptor solar, se maximiza la potencia neta de la planta en función de las presiones de separación. Los resultados se muestran en la Tabla 5, donde se observa que, integrado con el receptor solar, el sistema

Tabla 5. Valores óptimos del ciclo Rankine analizado en el presente trabajo.

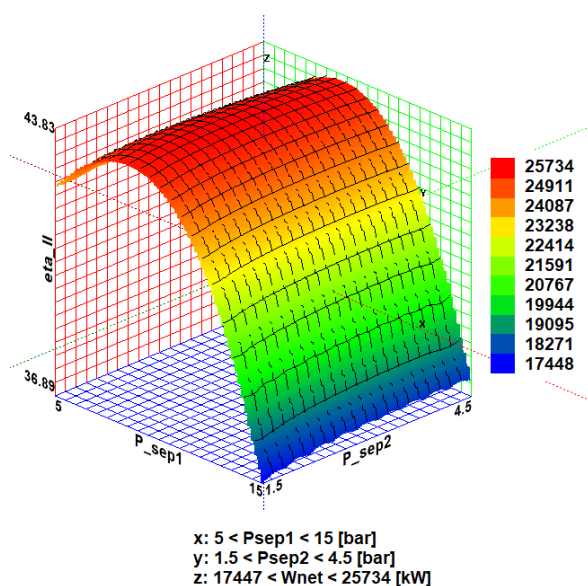
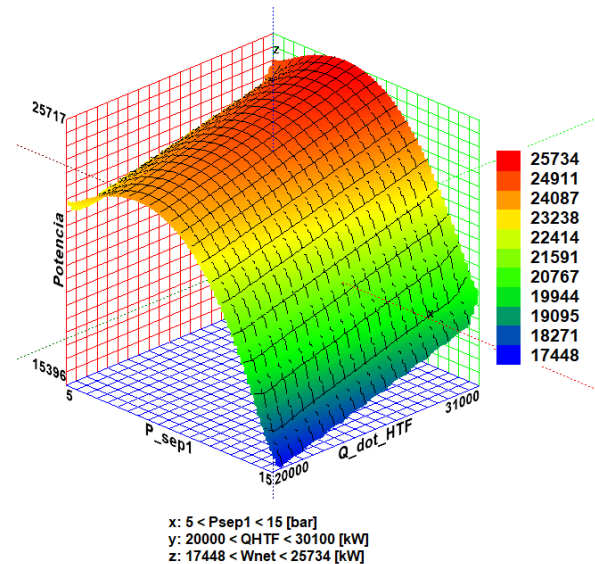
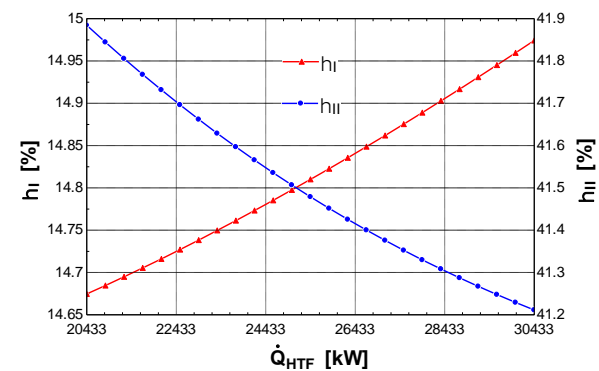
Parámetros	Ciclo Rankine individual	Ciclo Rankine híbrido
Primera presión de separación	8,285 bar	8,668 bar
Segunda presión de separación	1,802 bar	2,768 bar
Potencia de salida	20,807 kW	25,734 kW
Eficiencia térmica	14,57 %	14,97 %
Eficiencia exergética	45,81 %	41,21 %

geotérmico es capaz de entregar aproximadamente 4,927 kW de potencia adicionales.

La Figura 5 muestra el efecto de ambas presiones de separación en la eficiencia exergética de la planta, la cual alcanza valores de 36.89-43.83 %. Debido a que los rangos en la presión de separación de ambas cámaras son diferentes, alguna de estas dos será la que influye en la maximización de la eficiencia exergética; es decir, una vez que se define la presión de separación en la primera cámara, la segunda presión de separación no muestra una variación significativa en la eficiencia exergética.

La Figura 6 muestra el efecto de la primera presión de separación y la razón de calor del receptor solar. La segunda presión de separación se considera constante (ver Tabla 5). Debido a las fluctuaciones del recurso solar durante el día, la razón de calor del colector solar varía desde 20,000 kW hasta 31,000 kW. La potencia neta de salida aumenta al aumentar la razón de calor del receptor solar.

La Figura 7 muestra el efecto que tiene la potencia térmica del receptor en la eficiencia térmica y exergética del sistema. En el caso de la eficiencia térmica, ésta aumenta de manera lineal, mientras que la eficiencia exergética decrece de una forma muy suave.

**Figura 5.** Eficiencia exergética en función de las presiones de separación.**Figura 6.** Potencia neta de salida en función de la presión de separación de la cámara 1 y la razón de calor del receptor solar.**Figura 7.** Efecto de la energía solar en la eficiencia térmica y la eficiencia exergética.

La Figura 8 muestra una comparación entre la eficiencia térmica y la eficiencia exergética cuando la planta se encuentra trabajando de forma individual y cuando se encuentra integrada con el receptor solar. Se observa que la eficiencia térmica muestra valores similares para ambos casos; mientras que la eficiencia exergética es menor cuando se considera el sistema híbrido.

La Figura 9 muestra una comparación de las destrucciones de exergía que ocurren en los principales componentes de cada sistema, siendo el campo solar el

que presenta una mayor razón de destrucción de exergía seguido por el condensador y el primer proceso de flasheo. Los componentes con una menor tasa de destrucción son las turbinas de baja presión y el segundo proceso de flasheo. En el caso del ciclo individual, no presenta las destrucciones del campo ni de los intercambiadores al no contar con estos dispositivos.

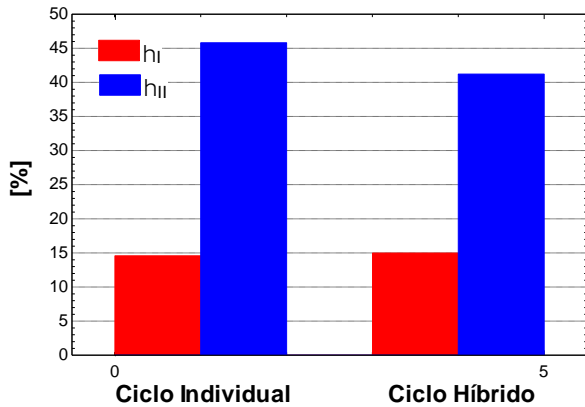


Figura 8. Comparación entre la eficiencia térmica y eficiencia exergética para el ciclo individual y ciclo híbrido.

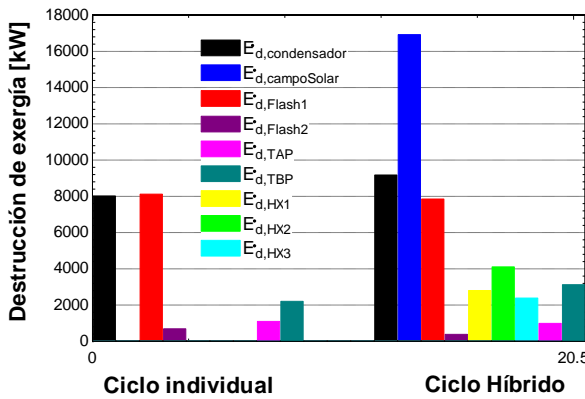


Figura 9. Comparación de la destrucción de exergía en los principales componentes para para el ciclo individual y ciclo híbrido.

3.2. Campo solar

Los resultados de la optimización óptica se muestran en la Tabla 6. Se observa que se alcanza un flujo de 555.40 kW/m² para una torre de 44.32 m de alto, con un receptor de 3.90 m de alto por 4.99 m de diámetro y un total de 417 heliostatos de 12 x 12 m. Con estos valores, la configuración del campo solar resultante se muestra en la Figura 10, donde se observa su eficiencia óptica anual, alcanzando un valor promedio de 61 %, con un valor máximo de 87 % y un valor mínimo de 40.1 %.

Uno de los resultados más importantes en el diseño de estos campos es el perfil de flujo o “spot” solar, el cual se muestra en la Figura 11, y representa la distribución

de flujo que cada uno de los heliostatos proyecta sobre la superficie del receptor, prefiriendo que sea lo más uniforme posible para concentrar la energía de forma más eficiente.

Tabla 6. Valores óptimos obtenidos para el campo solar.

Parámetros	
Número de heliostatos	417
Altura de la torre	44.32 m
Altura del receptor	3.9 m
Diámetro del receptor	4.99 m
Área del campo simulada	60,204 m ²
Eficiencia óptica del campo	60.02 %
Flujo incidente sobre el receptor	555.40 kW/m ²
Potencia incidente sobre el campo	56,592 kW
Potencia incidente sobre el receptor	32,268 kW
Potencia transmitida al HTF	30,433 kW

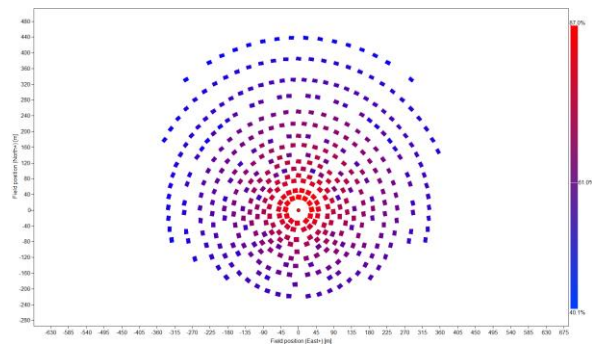


Figura 10. Configuración óptima y eficiencia óptica total del campo solar.

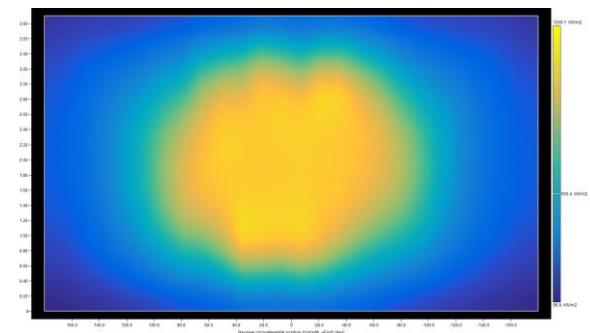


Figura 11. Perfil del flujo incidente en el receptor solar.

4. Conclusiones

En el presente trabajo se analizó la integración de un ciclo Rankine geotérmico de doble cámara flash con un campo solar de torre central con la finalidad de comparar su desempeño de manera individual y en conjunto. Los resultados muestran que asistir el sistema geotérmico con energía solar para sobrecalentar el vapor de entrada en las turbinas, además de generar una fracción extra de vapor, puede aumentar de forma considerable la producción de

potencia, además de asegurar un correcto desempeño de la turbina.

A pesar de la fluctuación del recurso solar en función de las condiciones meteorológicas, el presente trabajo no contempla un sistema de almacenamiento térmico que le proporcione horas de autonomía debido a los grandes costos adicionales involucrados, pues en este caso, el recurso solar se utiliza únicamente como auxiliar para mejorar el desempeño, pero su variación no es realmente significativa al ser el yacimiento geotérmico la principal fuente de energía.

Este tipo de combinaciones son una alternativa viable en el mercado energético mexicano, al ser un país privilegiado para el desarrollo de este tipo de tecnologías pues, en el caso del recurso solar, su potencial se compara al de países como Australia, Estados Unidos y España, líderes en el desarrollo de tecnologías solares, al contar con una alta incidencia solar anual, al igual que con el recurso geotérmico al ubicarse en el “*cinturón de fuego del pacífico*”, una zona con gran actividad volcánica y geotérmica.

5. Referencias

- [1] Clarke, L. E., Jiang, K., Akimoto, K., Babiker, M., Blanford, G. J., Fisher-Vanden, K., ... & Zwickel, T. (2015). Assessing Transformation Pathways. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (No. PNNL-SA-102686). Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States).
- [2] Steen, M. (2001). Greenhouse gas emissions from fossil fuel fired power generation systems.
- [3] Hernández, J.A. (2011). Análisis de la ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética, y su impacto en la industria petrolera nacional (Doctoral dissertation).
- [4] Colgan, J. D. (2009). The international energy agency. Challenges for the 21st Century. GPPi Energy Policy Paper, 6.
- [5] Villeda, M. S., Zúñiga, I. Y. C., & Flores, M. D. R. S. (2021). El Desarrollo Energético Sostenible en el Mundo y en México. El caso de la energía geotérmica. Repositorio de la Red Internacional de Investigadores en Competitividad, 15(15).
- [6] Yapu Maldonado, H. A. (2018). Diseño de una planta termosolar de receptor central de 100 MWe con almacenamiento en sales fundidas.
- [7] Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., & Shelby, J. (2018). The national solar radiation data base (NSRDB). Renewable and sustainable energy reviews, 89, 51-60.
- [8] Ármannsson, H., Fridriksson, T., & Kristjánsson, B. R. (2005). CO2 emissions from geothermal power plants and natural geothermal activity in Iceland. Geothermics, 34(3), 286-296.
- [9] DiPippo, R. (2012) Single-Flash Steam Power Plants. Geothermal Power Plants: 81-109. Elsevier BV
- [10] DiPippo, R. (2012). Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact. Butterworth-Heinemann.
- [11] Binotti, M., Astolfi, M., Campanari, S., Manzolini, G., & Silva, P. (2017). Preliminary assessment of sCO2 power cycles for application to CSP Solar Tower plants. Energy Procedia, 105, 1116-1122.
- [12] Sawin, J. L., Sverrisson, F., Seyboth, K., Adib, R., Murdock, H. E., Lins, C., ... & Martinot, E. (2016). Renewables 2016 Global Status Report. Key findings. A Record Breaking Year for Renewable Energy: New Installations, Policy Targets, Investment and Jobs. Mainstreaming renewables: guidance for policy makers.
- [13] Zhou, C., Doroodchi, E., & Moghtaderi, B. (2013). An in-depth assessment of hybrid solar-geothermal power generation. Energy conversion and management, 74, 88-101.
- [14] Astolfi, M., Xodo, L., Romano, M. C., & Macchi, E. (2011). Technical and economical analysis of a solar-geothermal hybrid plant based on an Organic Rankine Cycle. Geothermics, 40(1), 58-68.
- [15] Mir, I., Escobar, R., Vergara, J., & Bertrand, J. (2011, November). Performance analysis of a hybrid solar-geothermal power plant in northern Chile. In World Renewable Energy Congress-Sweden; 8-13 May; 2011; Linköping; Sweden (No. 57, pp. 1281-1288). Linköping University Electronic Press.
- [16] Lentz, Á., & Almanza, R. (2006). Solar-geothermal hybrid system. Applied Thermal Engineering, 26(14-15), 1537-1544.
- [17] Cardemil, J. M., Cortés, F., Díaz, A., & Escobar, R. (2016). Thermodynamic evaluation of solar-geothermal hybrid power plants in northern Chile. Energy Conversion and Management, 123, 348-361.
- [18] Collado, F. J., & Guallar, J. (2013). A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20, 142-154.
- [19] Clarke, J. G. (2014). Optimal design of geothermal power plants. Virginia Commonwealth University.