

SIMULACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR TÉRMICA DE GRAN ESCALA SITUADA EN LA LOCALIDAD DE SAN CARLOS, SALTA

Marcos Hongn, Ricardo Lozano, Germán Salazar

UNSa-INENCO - Avda. Bolivia 5150 - CP A4408FVY-Salta Capital - Salta-Argentina
Tel. 0387-4255424 – Fax: 0387-4255389 e-mail: marcoshongn@gmail.com

Recibido 14/08/18, aceptado 27/09/18

RESUMEN: En este trabajo se estima la producción de energía térmica y eléctrica mediante un modelo analítico (FAE) de una central solar térmica de concentración cilindro-parabólica de foco lineal. Las condiciones simuladas tienen referencia en la central SEGS VI de Kramer Junction, por lo que se consideró una potencia neta instalada de 30 MWe. El caso de estudio es una planta solar instalada en la localidad de San Carlos (Salta). El modelo fue escalado para simular las condiciones operacionales de una central de esta envergadura. Se tomó como referencia el software SAM desarrollado por NREL para comparar los resultados generados con el modelo FAE. Las condiciones climatológicas del lugar sumadas a la ubicación geográfica prácticamente tropical dan factibilidad a la instalación de una central de estas características. En comparación al sitio donde se encuentran instaladas estas plantas (Desierto de Mojave), la central podría entregar potencia eléctrica con una distribución anual más uniforme y generar a potencia nominal durante la mayor parte del año, en días claros.

Palabras clave: grandes centrales solares, modelo analítico, cilindro-parabólico.

INTRODUCCIÓN

Una de las opciones más interesantes para reducir el consumo de combustible fósil y la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂ es la generación de potencia mediante energía solar, siendo una solución efectiva los sistemas de Concentración de Potencia Solar (CSP), Weinstein et al., (2015). Los sistemas CSP representan una tecnología basada en la captura y aprovechamiento de la potencia térmica de la radiación solar mediante el empleo grandes áreas reflectoras para concentrar radiación solar en focos de apertura relativamente pequeña. La finalidad de los sistemas se resume en, por medio del calentamiento de un fluido, alcanzar temperaturas capaces de alimentar un ciclo termodinámico convencional o generar otro fluido de transferencia de calor (*HTF*) a alta temperatura a través de un intercambiador de calor para llevar a cabo el ciclo de generación de electricidad. En general, existen cuatro clases de tecnologías CSP (Mills, 2004): torre central (CT), disco parabólico (PD), cilindro-parabólico (PTC) y Fresnel lineal (LFC).

Dentro de los CSP, el mercado global ha sido actualmente dominado por los sistemas PTC abarcando el 82 % de las plantas solares térmicas a nivel mundial convirtiéndose, así, en el sistema de concentración más popular y con mayor madurez tecnológica (Xu et al., 2016). En el periodo 1984 y 1990, nueve Sistemas Solares de Generación Eléctrica (SEGS, por sus siglas en inglés) han sido construidos en el desierto de Mojave, al sur de California. Las SEGS generan potencia eléctrica mediante la energía térmica colectada desde una serie de colectores concentradores tipo PTC. Esta energía es utilizada en un ciclo Rankine de vapor convencional para producir energía eléctrica. Todas las plantas SEGS continúan operando al día de hoy y, de manera colectiva, generan una potencia pico combinada de 354 MW. Aunque la información abierta relacionada al funcionamiento de estas centrales es escasa, se encuentran algunas referencias bibliográficas basadas en la SEGS VI (Cohen, 1993; Kolb, 1996; Cohen et al. 1999; Price 2002; Patnode, 2006) lo que ha permitido extraer las características constructivas y operacionales de la misma, dando lugar a simulaciones basadas en esta central real.

En términos generales, los campos solares de estas centrales están compuestos por una gran cantidad de filas de colectores de un eje de seguimiento. Los colectores están compuestos por espejos curvados parabólicamente por lo que enfocan la radiación solar incidente sobre un elemento absorbedor de calor (HCE, por sus siglas en inglés) por el que circula un fluido caloportador. La firma LUZ provee los colectores LS-2 y LS-3 empleados en estas centrales, con razones de concentración de 71:1 y 80:1, respectivamente. El HCE es tubo de acero de 70 mm de diámetro cuya superficie posee un tratamiento selectivo con cromo negro o un metal/cerámico (cermet) y se encuentra encerrado por un segundo tubo cilíndrico de vidrio concéntrico al primero donde la región anular entre las superficies se encuentra evacuada (al vacío) para minimizar las pérdidas convectivas hacia el ambiente. La energía concentrada en el HCE es transferida a un fluido caloportador (HTF, por sus siglas en inglés), siendo generalmente éste un aceite sintético resultante de una mezcla de bifenilo y óxido de difenil (Therminol VP-1) el cual es bombeado a través de los tubos del HCE y regresa a alta temperatura al bloque de potencia, donde es utilizado como fuente térmica para la generación de vapor en el ciclo de potencia (mediante un intercambiador de calor). La dependencia del recurso solar hace que las plantas SEGS incluyan calderas para la combustión de gas natural, usadas como suplemento a la producción de vapor solar (hasta un 25 %). Patnode (2006).

Existen diversos modelos, implementados en softwares, que permiten simular centrales solares CSP; la mayoría de ellos son propietarios, por lo que no están disponibles en código abierto restringiendo la posibilidad de una verdadera colaboración para estudiar y avanzar en el diseño de nuevas alternativas dentro del área. Varios autores han orientado sus esfuerzos a la modelación de estas centrales SEGS, Jones et al. (2001) proponen un modelo detallado para la simulación de plantas solares cilindro-parabólicas en el software comercial TRNSYS mediante la implementación de una librería especial "Solar Térmica-Eléctrica" desarrollada por el Laboratorio Nacional de Sandia (EEUU) y el centro de investigación Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt e.V (Alemania). Los autores simularon el funcionamiento de los ciclos térmicos (solares) y de potencia obteniendo errores menores al 10 % en los resultados simulados en comparación a los datos experimentales de la central SEGS VI, en los periodos de operación sólo con energía solar. La desventaja de este modelo es el requerimiento detallado de las entradas e datos para la obtención de resultados precisos, (Price, 2003). Si bien las plantas SEGS tienen permitido, como respaldo, la implementación de una fuente convencional de energía auxiliar (gas natural) hasta un 25 % del aporte térmico anual, es una condición difícil de simular y sólo pocos modelos lo tienen en cuenta.

Otros cuatro modelos para simular plantas solares cilindro-parabólicas son renombrados en la bibliografía, aunque ninguno pertenece al dominio público. El modelo Luz System Performance Model (Kearney y Gilon, 1988) fue implementado en el diseño de las plantas SEGS, aunque presenta menor detalle que otros modelos como SAM y TRNSYS. La compañía KJC, encargada del manejo y operación de 5 de las 9 plantas SEGS, ha mejorado el modelo Luz ya que el mismo es utilizado en la evaluación del desempeño de la planta real. El modelo FLAGSOL (Price et al., 1995) simula las condiciones operacionales de la central para condiciones normales de estado cuasi-constante, el arranque y el apagado diarios y las condiciones climáticas cambiantes durante las predicciones de funcionamiento como potencia eléctrica bruta generada (sólo solar). Aunque FLAGSOL fue desarrollado en base a la experiencia ganada con el modelo Luz, emplea bloques de cálculo menos detallados TRNSYS. Lippke (1995) empleó el programa de simulación EASY para realizar cálculos termodinámicos más detallados para condiciones de carga parcial de la planta SEGS VI (como condiciones para días de invierno y días parcialmente nublados). Este modelo emplea resultados medidos en diferentes test realizados a los colectores LS-2 (Dudley et al., 1994). Lippke comparó los parámetros de salida simulados para diferentes condiciones operacionales de la central real (verano e invierno) con ajustes muy aceptables. El autor también usó este código para evaluar la influencia de los diferentes parámetros, como la temperatura del HTF a la salida del colector, en la salida de potencia bruta y neta (para condiciones de insolación diferentes). Luego, Price (2003) presentó los resultados generados con un nuevo modelo desarrollado esta vez por el NREL (Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EEUU) desarrollado en Microsoft Excel (basado en Visal Basic) que permite la estimación detallada de rendimientos, costos y la evaluación económica para las variantes en diseño y tecnologías de los sistemas PTC. Luego el NREL desarrolló el System Advisor Model (SAM), un software de libre uso, el cuál es capaz de predecir en términos horarios la generación de

energía para diversos sistemas de índole renovable. Esta herramienta es ampliamente utilizada para la planificación y evaluación de programas de investigación, análisis de costos económicos de proyectos y estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica. El software modela las plantas solares térmicas mediante bloques independientes para la carga de datos, pero interconectados para los algoritmos internos de cálculo ejecutados por el programa (campo solar, colector, absorbedor, bloque de potencia, almacenamiento térmico y consumos eléctricos parásitos).

El Grupo FAE de la Universidade Federal de Pernambuco (Brasil) ha desarrollado un modelo analítico, basado en Fraidenraich et al. (1997), de una central solar CCP de 1 MWe (Rolim et al., 2009), el cual permite determinar parámetros asociados a la generación de potencia térmica y eléctrica, para diferentes condiciones de funcionamiento y ubicaciones geográficas de la central a simular. Si bien el modelo fue pensado para simular una central de pequeña escala, se realizaron las adaptaciones requeridas para escalar la simulación a una planta solar de 30 MW con 188000 m² de área de colección. En este sentido, el modelado analítico no solo simplifica la evaluación del rendimiento de las centrales termosolares, sino que también proporciona una imagen física clara de cómo el comportamiento de los elementos y el sistema varían con parámetros clave como las propiedades ópticas y térmicas del colector, las características de la turbina y la incidencia de radiación solar directa. (Salazar et al., 2017).

En este trabajo se estimará la producción de potencia eléctrica bruta y la generación de potencia útil a través del campo solar, usando el Modelo FAE y tomando como caso de estudio geoespacial a la localidad de San Carlos (provincia de Salta). En primera instancia se evalúa el desempeño de la central propuesta en relación a la situación real (datos meteorológicos disponibles para Mercury Desert Rock). Finalmente, los resultados simulados son contrastados contra un modelo de referencia como SAM.

CONSIDERACIONES Y MODELADO

Como se mencionó con anterioridad, se adaptó el modelo FAE desarrollado para una central de 1 MWe para simular condiciones de una gran central solar tipo SEGS VI de 30 MWe (fig.1-izquierda). La planta solar cuenta con un área de colección de 18800 m², compuestos por 16 SCA (*solar collector assembly*) dispuestos en serie y replicados por 50 filas (divididos en capo Este y Oeste, según muestra el *layout* de la fig. 1-derecha).

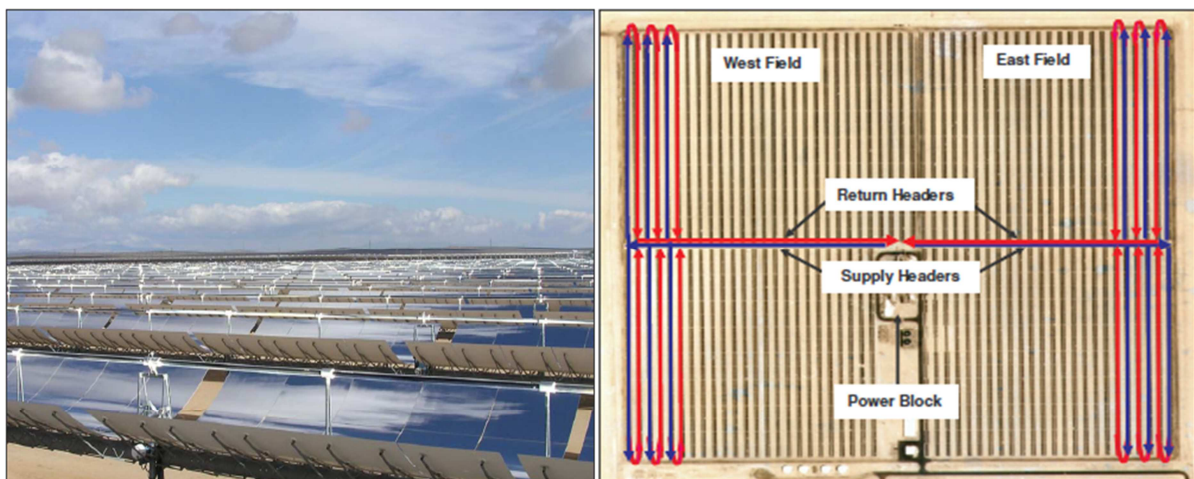


Fig. 1. (Izq.) Colectores cilindro-parabólicos de la central SEGS VI (Kramer Junction, CA). Layout de los colectores solares en SEGS VI, indicando el sentido de circulación del aceite caloportador (Der.). Patnode, (2006).

El modelo FAE está escrito en MathCAD y básicamente se divide en bloques de cálculo interconectados. La secuencia en el algoritmo de cálculo puede observarse de manera simplificada en el diagrama de la figura 2. En primera instancia, los datos geoambientales del lugar deben ser ingresados, incluyendo archivos con un formato especial de Temperatura Ambiente anual (valores horarios) y un archivo con datos de Irradiancia Directa Normal (DNI) para todas las horas del año.

Este último archivo no es obligatorio ya que el algoritmo tiene incluido modelos básicos de estimación de irradiancia global y *DNI*, aun así se recomienda implementar archivos de bases de datos confiables. Además, parámetros asociados a la geometría y características del tipo de colector solar deben ser ingresadas en el bloque del campo solar, incluidos los valores de los coeficientes de pérdida U_0 y U_1 , propuestos por Dudley et al. (1994), según cuál sea la condición del HCE a considerar (evacuado, vacío leve, aire, cermet o cromo negro). Para obtener la potencia útil generada (P_u), el modelo calcula el parámetro $\dot{m}_f C_p$ (flujo másico del fluido por su calor específico) junto con la temperatura media del HTF entre la entrada y la salida del campo colector, llevando a cabo un balance previo entre la potencia absorbida P_a y las pérdidas térmicas hacia el ambiente P_l . Este balance es modelado analíticamente, según Fraidenraich et al. (1997), resolviendo de manera integral las ecuaciones de transferencia de calor para todo el dominio axial del concentrador. Recientemente, se incorporaron bloques de cálculo para los periodos *shutdown* donde la central no genera potencia y las condiciones de operación a carga parcial (Salazar et al., 2017).

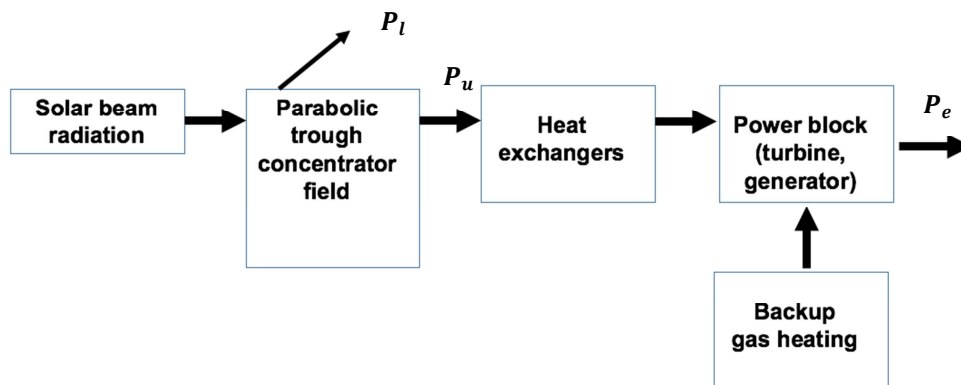


Fig. 2: Diagrama de flujo de energía para una planta solar, la cual genera una potencia eléctrica P_e pudiendo operar en paralelo con una fuente de energía auxiliar (quemador de gas). P_u es la potencia térmica útil y P_l es la tasa de calor perdida hacia el ambiente. Fuente: Salazar et al. (2017).

Características SEGS VI	Valor
Eficiencia óptica del colector a incidencia normal	0,733
Apertura del colector (ancho)	5,0 m
Razón de concentración	22,74
	(diámetro externo absorbedor = 70 mm)
Longitud L del colector (SCA)	47.1 m
Número de colectores por fila	16
Número de filas	50
Área total del campo solar	188,000 m ² (LS-2)
Eje de seguimiento	Norte – Sur (horizontal)
Temperatura HTF- entrada colector	308°C
Temperatura HTF- salida colector	391°C
HTF	Therminol VP-1
Potencia nominal/neta turbina	35/30 MWe
Eficiencia conversión turbina (solar)	0,375
Temperatura del vapor en la entrada turbina	373°C
Presión de trabajo en evaporador	10 MPa

Tabla 1: Características de la central de 30 MW a simular (Cohen, 1993).

Para estimar la *potencia eléctrica bruta* generada se implementó, mediante un análisis simplificado, una correlación obtenida mediante regresión lineal (que tiene en cuenta las diferentes etapas en la generación de potencia, incluido el intercambiador de calor) y que fue obtenida por Patnode (2006). Esta correlación, ec. 1, depende del ingreso de: el flujo másico del HTF (\dot{m}_{HTF}), la temperatura T del HTF a la entrada del intercambiador de calor (considerada igual a la temperatura del HTF a la salida de los colectores) y la presión de escape de la turbina P (presión en el condensador).

$$P_e [MW] = a_0 + a_1 \dot{m}_{HTF} + a_2 \dot{m}_{HTF}^2 + a_3 P + a_4 T + a_5 T^2 + a_6 \dot{m}_{HTF} P + a_7 \dot{m}_{HTF} T + a_8 P T \quad (1)$$

Para el siguiente rango de validez:

$$\begin{aligned} 150 &\leq \dot{m}_{HTF} (kg/s) \leq 500 \\ 250 &\leq T (^\circ C) \leq 400 \\ 0,03 &\leq P (bar) \leq 1,5 \end{aligned}$$

Tanto los valores como las desviaciones estándar para los coeficientes a_i de la ec. 1 pueden encontrarse en Patnode, (2006) para una presión de condensación del vapor de 0,08 bar.

La capacidad de generación de la turbina fue acotada en cuanto a máxima y mínima producción, según los requerimientos encontrados en modelos más complejos como SAM. De esta manera la cota superior en generación eléctrica se fijó mediante un factor de 1,15 de la potencia térmica máxima admitida, mientras que la cota inferior con un factor de 0,2. De esta manera, cuando la potencia térmica a la entrada de la turbina es inferior a la cota mínima, el dispositivo no genera potencia eléctrica. La potencia térmica máxima y mínima admisible se fija mediante la eficiencia de conversión característica para esa clase de turbina, como indica la tabla 1. En Rolim et al. (2009) pueden encontrarse más detalles del modelo FAE y sus consideraciones.

Según lo establecido por Jones et al., (2001), las condiciones de operación de la planta SEGS VI cambian de manera poco predecible en el modo de operación con energía auxiliar, quema gas. Además, la lógica utilizada para determinar la cantidad y el momento de la quema de fósiles depende de muchos factores, normalmente es evaluada a consideración de los obreros expertos de la planta, y por lo tanto es difícil de implementar en un modelo de simulación. Así, el modo de operación sólo solar fue considerado en la modelación del problema. Además, sólo se considera un modo de operación sólo solar, *sin generación auxiliar de energía y sin acumulación térmica*.

SAM

Para el contraste contra un modelo de referencia ampliamente utilizado en el ámbito científico, industrial y comercial se utilizó el software *System Advisor Model – SAM (V.29017.9.5)*, desarrollado por NREL. La complejidad en el manejo de esta herramienta computacional disminuye drásticamente cuando se trata de simular una central CSP de tipo comercial, como lo es SEGS VI. Los datos de la tabla 1, además de una serie de datos extra de igual importancia, son seleccionados en los bloques de SAM en concordancia con los datos cargados en FAE. Entre las bases de datos de SAM, se pueden cargar los elementos Luz LS-2 (colector), HCE Luz-Cermet/evacuado (tipo de absorbedor), Therminol VP-1 (HTF), bloque de potencia específico de la central SEGS VI, además de los consumos parásitos propios de esta planta (consumos de energía de sistema de control y movimiento del campo solar, bombas para movimiento del HTF, consumos fijos del bloque de potencia, entre otros). Para ello, fue considerado el método empírico *Empirical Trough*, el cual implementa un sistema de ecuaciones derivadas de análisis de regresión mediante datos medidos de los proyectos SEGS. Éste funciona mejor para sistemas con curvas de rendimiento bien conocidas, o cuando los modelos de subsistemas detallados están disponibles y pueden correlacionarse y convertirse en relaciones simplificadas (Wagner y Gilman, 2011), como se mencionó con anterioridad.

RESULTADOS

Producción mensual San Carlos – Desierto de Mojave

Con el objetivo de comparar las condiciones de operación y producción eléctrica simulada para una central tipo SEGS VI, se contrastaron los resultados mensuales obtenidos para San Carlos (-25,9° de latitud y -65,9° de longitud) y para el desierto de Mojave, mediante los datos meteorológicos registrados por la estación meteorológica Mercury Desert Rock (MDR). Esta última estación corresponde a la clase 1 (datos horarios completos en el periodo 1991-2010) según la National Solar Radiation Database (NSRBD) de los EEUU. MDR (latitud: 36,6° y longitud: -116,0°) es la estación meteorológica, con datos de alta calidad, más cercana a la ubicación real de la central SEGS VI, Kramer Junction (aproximadamente a 170 km de MDR).

Los datos climatológicos se obtuvieron de la base de datos meteorológicos de SAM, para el caso de MDR, y de Meteonorm V.7 para la localidad de San Carlos (SC), siendo estos últimos estimados satelitalmente. El formato de ambos archivos es TMY3 (*Typical Meteorological Year*).

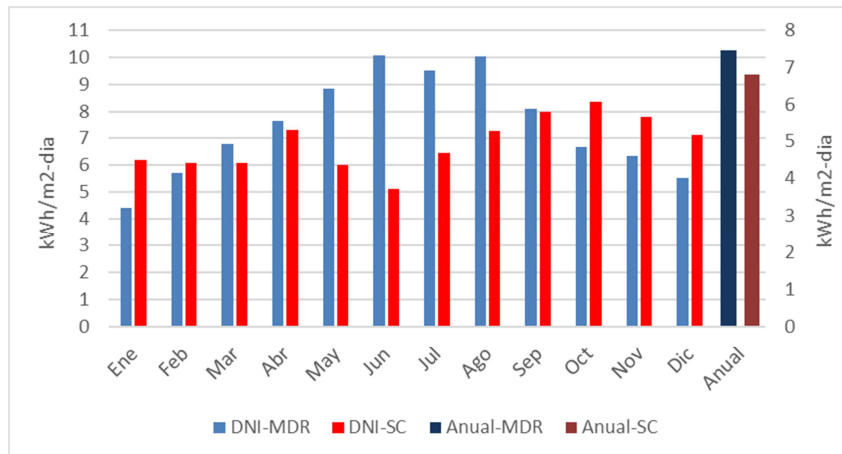


Fig. 3: En eje principal, valores de DNI medios diarios mensuales ($kWh/m^2/día$) para MDR (barras azules) y para SC (barras rojas). En eje secundario, valores de DNI medios diarios anuales.

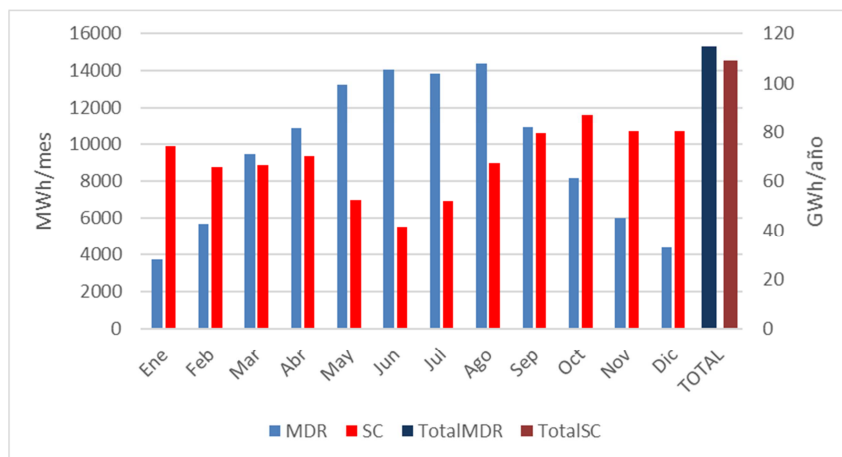


Fig. 4: En eje principal, energía eléctrica bruta mensual generada por la central en MWh/mes. La energía eléctrica bruta producida en términos anuales GWh/año corresponde al eje secundario.

Los datos de DNI en términos medios diarios mensuales para cada localidad se muestran en la fig. 3, donde puede observarse un potencial mayor en cuanto a recurso solar en la localidad desértica de Mojave. Aunque las tendencias están invertidas, por pertenecer a diferentes hemisferios terrestres, los máximos niveles de DNI son observados para MDR en los meses de verano (Junio, Julio y Agosto) con valores diarios de hasta $10 kWh/m^2$. Estos valores se condicen con los máximos de generación de energía eléctrica, de la fig. 4, en promedio 14000 MWh al mes. Para SC, el mes con mayores niveles de DNI fue Octubre (superando levemente los $8 kWh/día$) obteniendo la mayor generación mensual de energía cercana a 12000 MWh/mes, una producción de 14 % menos que MDR para los meses de mayor DNI. Analizando los meses de menor producción, SC genera 5500 MWh/mes (Junio) mientras

que MDR podría entregar un 30 % menos de energía, 3800 MWh/mes considerando Enero como el mes más desfavorable. En promedio anual, el recurso solar de MDR supera al de SC, observándose valores de 7,45 kWh y 6,80 kWh por día, respectivamente. Consecuentemente, a lo largo del año, la generación de energía eléctrica para MDR sería de 115 GWh mientras que para SC sería de 109 GWh (5 % menor). Según las distribuciones de los datos mensuales observados en figs. 3-4, es evidente que MDR tiene muy buenas condiciones climatológicas para inversiones en tecnologías CSP, presentando mayor cantidad de días de cielo claro que SC para los meses de alta producción. La latitud menor de SC con respecto a MDR permite una mayor generación de potencia en los meses de menor *DNI* (invierno). Así, una planta en SC operando sólo en modo solar, puede entregar potencia eléctrica de manera más uniforme a lo largo del año, en comparación a MDR.

Simulaciones FAE y SAM

La central solar fue simulada también mediante el software SAM. Esta herramienta (bastante utilizada en el ámbito académico y privado) tiene la ventaja que permite simular centrales solares comerciales sin gran dificultad. La central SEGS VI puede ser simulada mediante la carga de datos básicos asociados al modo de operación y tamaño de la central, el resto de los parámetros de entrada ya se encuentran en la base de datos de SAM (específicos para SEGS VI).

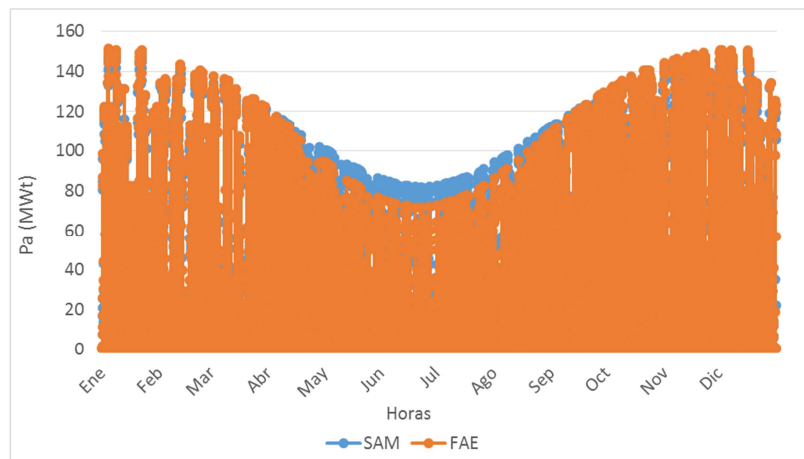


Fig. 5: Potencia absorbida por el HTF en el campo solar, en MWt, para todas las horas del año (SC).

En primer lugar se comparó la potencia absorbida P_a (MWt) debido al aporte energético del campo solar, primera etapa en la secuencia de generación de la central (ver fig.2) simuladas mediante los modelos FAE y SAM. Como puede observarse en fig.5, los valores de P_a obtenidos con ambos modelos son similares, en distribución y magnitud. FAE sobreestima levemente los valores para los meses de verano, mientras que los subestima en invierno, con respecto a los resultados de SAM. En términos generales, FAE subestima en 5 % los valores de P_a . En este primer bloque de cálculo, están incluidas rutinas de cálculo referidas al sistema colector-absorbedor.

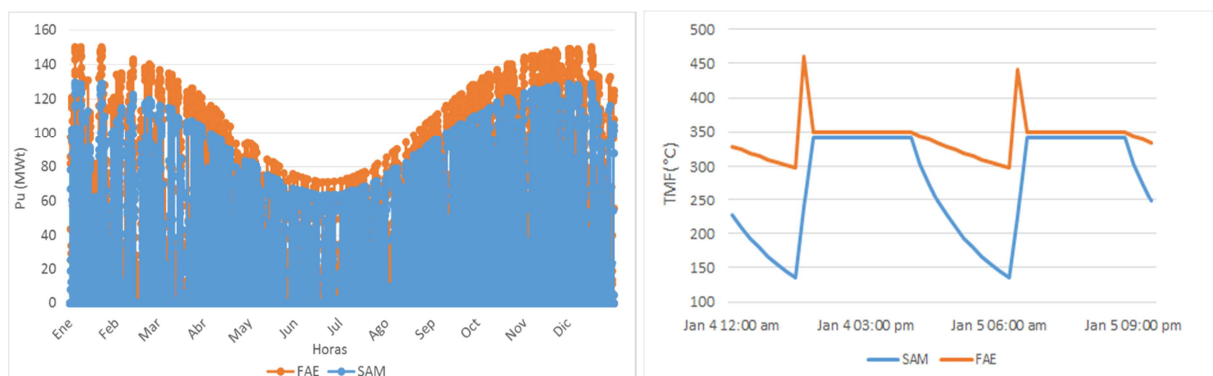


Fig. 6: (Izq.) Potencia térmica útil generada por la central, en MWt, para todas las horas del año (SC). (Der.) Perfil de temperatura media del aceite (TMF) para dos días al azar.

Considerando las pérdidas térmicas desde el absorbedor hacia el ambiente, se define la potencia útil P_u que puede ceder el HTF al vapor de agua en el intercambiador de calor. Como muestra la fig.5 (izquierda), los valores de P_u son sobreestimados por FAE en un 28 % (considerando todo el año) con respecto a los resultados generados con SAM. Como indica la fig. 6 (derecha), existe una diferencia apreciable en la estimación del perfil temporal de temperatura media del fluido (TMF). FAE considera que el HTF se pone en movimiento cuando la temperatura del mismo supera cierto umbral y ejecuta las rutinas de cálculo pertinentes a la central generando potencia. El modelo considera un salto temporal de una hora para los cálculos, esto da lugar a picos en TMF alrededor de 450°C. La subrutina comprueba cada una hora la temperatura del aceite, que en primera instancia se encuentra “quieto” en el sistema y se va calentando acorde a los niveles de DNI (central no operando). Para evitar este efecto, debe considerarse un salto temporal menor a una hora (idealmente 1 minuto). Además, se observan diferentes pendientes en TMF para las horas de enfriamiento (sin disponibilidad de recurso solar), con una tasa de enfriamiento 3 veces mayor para los datos simulados con SAM, que propone estimar las pérdidas térmicas mediante correlaciones más detalladas dependientes de 7 coeficientes constantes de pérdida.

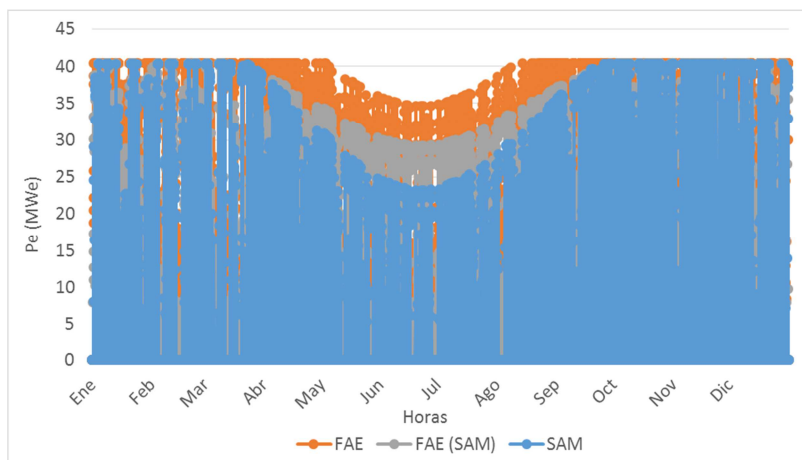


Fig. 7: Potencia eléctrica bruta (MWe) generada por la central, para todos los días del año (SC). Los marcadores grises corresponden a los resultados obtenidos con FAE forzando los valores de \dot{m}_{HTF} obtenidos con SAM.

La potencia eléctrica bruta generada por la central en MWe se muestra en la fig. 7. Acorde a lo observado también en la fig. 6, existe una sobreestimación en los resultados de FAE en los meses de invierno y varios días correspondientes a las estaciones intermedias (otoño-primavera). Los elevados valores de P_u obtenidos con FAE implican una sobreestimación en el flujo másico \dot{m}_{HTF} , parámetro que afecta directamente el cálculo de P_e , según ec. (1). Asimismo, para determinar cuán influyente fue la sobreestimación de \dot{m}_{HTF} se forzaron estos valores en FAE, obtenidos desde SAM y los resultados se muestran con marcadores grises en la fig. 6. En términos anuales, con FAE se estaría sobreestimando en un 50 % la generación de P_e , mientras que forzando los valores de \dot{m}_{HTF} la sobreestimación ronda el 25 %. Para las condiciones de funcionamiento consideradas, existe diferencia en cuanto a las horas de operación de la central: 2525 horas anuales produciendo potencia eléctrica, según SAM, mientras que según FAE son 3480 las horas de producción (sólo solar).

Comportamiento diario de la central para diferentes condiciones ambientales - FAE

Para analizar el comportamiento diario de la central solar térmica ubicada en el lugar de interés (SC) se seleccionaron dos días correspondientes al mes de enero para condiciones de cielo diferentes: primero, totalmente claro y luego, parcialmente cubierto (soleado en horas de la mañana y cubierto en horas de la tarde).

De la fig. 8 (izquierda) puede observarse la variación en el perfil de TMF (eje principal) para un día de cielo claro como lo refleja la distribución de DNI (eje secundario) a lo largo del día. En la primera hora con insolación (8 am - 648 W/m²) el fluido sin movimiento en el absorbedor es calentado por encima de los 400 °C. A las horas 9 am, al cumplirse la condición para el “arranque” del sistema

($TMF > 310\text{ }^{\circ}\text{C}$), se acciona el movimiento del fluido a una tasa \dot{m}_{HTF} tal que las condiciones de temperaturas a la entrada y salida del campo solar ($310\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $390\text{ }^{\circ}\text{C}$, respectivamente) se mantengan fijas durante esa hora. Como se mencionó con anterioridad, un paso temporal más pequeño evita la aparición del pico en TMF . La variación en la generación de potencia P_u y P_e para el mismo día se muestra en fig. 8 (derecha), estas distribuciones son acordes a la variación de la DNI a lo largo del día (como era de esperarse). Para este día, la producción de la turbina es la nominal (máxima) para todas las horas de operación (9 am - 7 pm), excepto a las 8 pm (producción eléctrica bruta de 37 MWe). La eficiencia en la conversión de P_u a P_e es de 37 %.

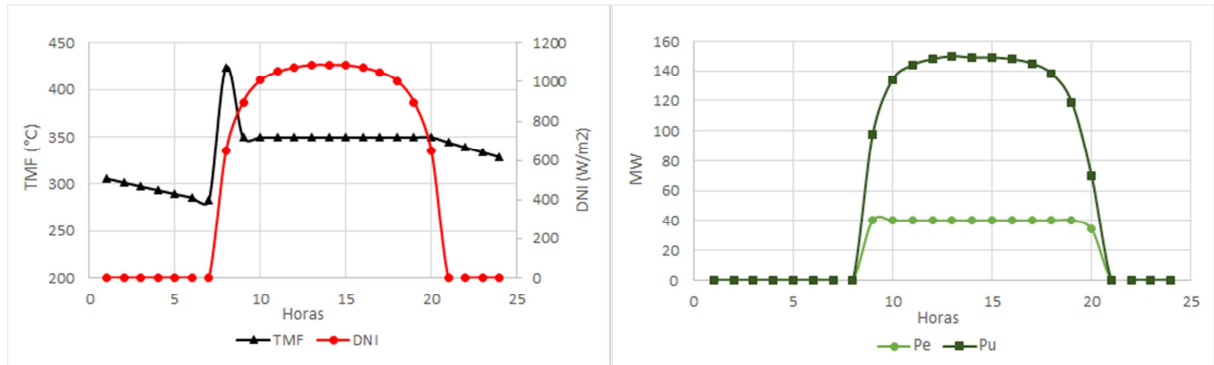


Fig. 8: (Izq.) Variación diaria de TMF (eje principal) en contraste con DNI (eje secundario). Generación de P_u y P_e a lo largo de un día (Der.). El día corresponde al 8 de enero (condiciones de cielo claro).

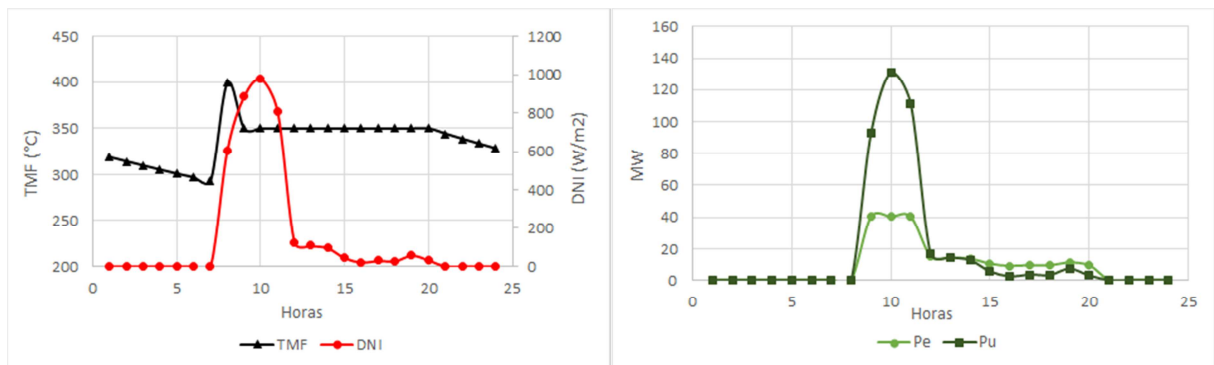


Fig. 9: (Izq.) Variación diaria de TMF (eje principal) en contraste con DNI (eje secundario). Generación de P_u y P_e para un día del año (Der.). El día corresponde al 13 de enero (condiciones de cielo cubierto).

Por otro lado, la fig. 9 muestra la situación para un día claro por la mañana (hasta horas 10 am) y nublado desde las horas 11 am, por lo que los valores de DNI caen drásticamente desde esta hora (fig. 9, izquierda). Puede observarse que el requerimiento energético para el fluido se cumple entre las horas 7 y 8 am. A partir de las 12 pm, a pesar de los bajos valores de DNI (menores a 150 W/m^2), la central continuaría operando y manteniendo las condiciones de temperatura del fluido a costa de bajar el caudal de circulación del mismo de manera abrupta. De hecho, la fig. 9 (derecha) muestra inconsistencias en las distribuciones de P_u y P_e (entre las horas 3 y 8 pm, donde $P_e > P_u$). Estos resultados reflejan el requerimiento de incorporar un rango de valores de operación para \dot{m}_{HTF} , como lo considera SAM.

Finalmente, la fig. 10 muestra la generación de energía eléctrica bruta (sin considerar los consumos eléctricos internos de la central). Estos valores presentan una distribución acorde a la estación del año, con la máxima producción en verano 480 MWh/día para días claros. Luego para los días de primavera y otoño, la máxima producción eléctrica es cercana a 420 MWh/día , mientras que la central generaría menos energía eléctrica en los días de invierno con máximos entre 250 y 300 MWh para días claros. La dispersión de los datos se debe a la presencia de los días de cielo parcial o totalmente nublados. Como se mencionó en apartados anteriores, la latitud cercana al trópico de SC permite una

distribución anual más uniforme en la producción de energía (sólo solar) que otros lugares donde se encuentran instaladas las centrales, como el Desierto de Mojave.

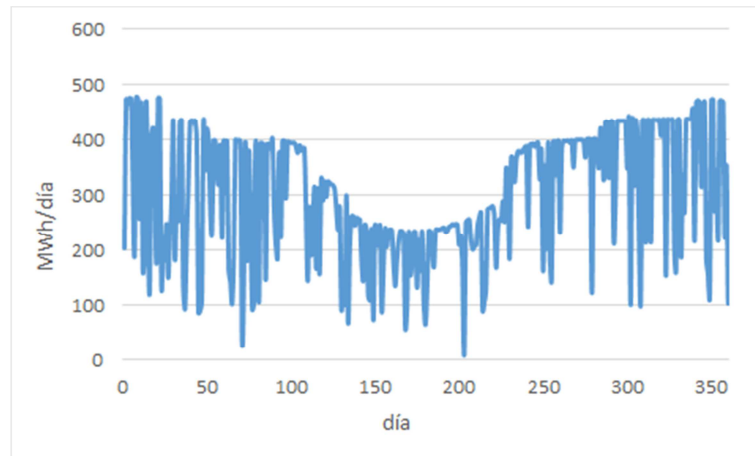


Fig. 10: Energía eléctrica bruta diaria generada por la central SEGS VI en SC.

CONCLUSIONES

Se modelaron las condiciones de operación referidas a una central solar térmica real como la SEGS VI (Kramer Junction, CA). Se tomó como caso de análisis la localidad de San Carlos (Salta) para simular el funcionamiento de una central de 30 MW bajo las condiciones meteorológicas del lugar, mediante el modelo FAE. Debido a que el modelo fue pensado para simular centrales de pequeña escala (1 MWe), la simulación de grandes centrales requiere el abordaje de algunos bloques de cálculo con mayor detalle, como ser el bloque de potencia y las consideraciones para determinar las pérdidas térmicas en el absorbedor para el modo de operación *shutdown*, además de una mayor resolución en la grilla temporal en las rutinas de cálculo. Comparado a una herramienta de simulación referente como SAM (el cual requiere una cantidad considerable de datos de entrada), el modelo FAE sobreestima la generación de potencia térmica y eléctrica en los meses de invierno hasta un 50 % de lo estimado por SAM. Esto se asocia, también, a que SAM considera el 74 % de las horas de operación (con la central generando) que considera FAE por lo que debe implementarse un rango de operación para los valores de flujo másico de fluido caloportador (mínimo y máximo). Manteniendo la simplicidad del modelo FAE, se tendrán en cuenta estas observaciones a fin de mejorar las predicciones realizadas con el modelo.

En cuanto al potencial del lugar, es factible la instalación de un sistema de esta envergadura. En comparación al Desierto de Mojave, si bien la producción anual sería aproximadamente 14 % menor en San Carlos, la generación eléctrica sería más uniforme a lo largo del año por lo que la potencia eléctrica presenta menor amplitud entre los valores de verano e invierno en comparación a la región donde se encuentran instaladas las plantas SEGS. Estas condiciones presentan ventajas referidas a la inyección de energía eléctrica a la red, si se considerará sólo la operación solar de la central, con una generación mejor distribuida en el año.

REFERENCIAS

- Cohen G., (1993). Operation and efficiency of large-scale solar thermal power plants. Proc. SPIE 2017, Optical Materials Technology for Energy Efficiency and Solar Energy Conversion XII, (22 October 1993).
- Cohen G., Kearney D., Kolb, G., (1999). Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for CSP Plants. Report No. SAND99-1290, Sandia National Laboratory, Albuquerque, NM.

- Dudley V. E., Kolb G. J., Mahoney, A. R., (1994). Test Results: SEGS LS-2 Solar Collector. Report No. SAND94-1884, SNL, Albuquerque, NM.
- Jones S., Blair N., Pitz Pal R. y Cable R. TRNSYS modeling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system. Proceedings of Solar Forum 2001: Solar Energy: The Power to Choose, April 21-25, 2001, Washington DC.
- Kearney D. y Gilon Y., (1988). Design and Operation of the Luz Parabolic Trough Solar Electric Plants. VDI Berichte NR. 704, Cologne, Germany.
- Kolb G.J., (1996). Evaluation of power production from the solar electric generating systems at Kramer Junction: 1988 to 1993. ASME Int. Solar Energy Conf., Lahaina, HI, 19-24 March 1995.
- Lippke F., (1995). Simulation of the Part-Load Behavior of a 30 MWe SEGS Plant. SAND95-1293, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- Patnode A.M., (2006). Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants. MSc Thesis. Mechanical Engineering Department, University of Wisconsin-Madison.
- Price H. (2003). A parabolic trough solar power plant simulation model. In: Proc. ASME 2003 International solar energy Conference. Paper No. ISEC2003-44241. Pp. 665-673. Kohala Coast, HI; 2003.
- Price H.W., Svoboda P., Kearney D., (1995). Validation of the FLAGSOL Parabolic Trough Solar Power Plant Performance Mode. Solar Engineering 1995, American Society of Mechanical, Maui, Hawaii.
- Reporte Técnico 7239115B, Therminol® VP-1, vapor phase/liquid phase heat transfer fluid, 12°C to 400°C. St. Louis, MO: Solutia Inc.; 1999
- Rolim M., Fraidenraich N., Tiba C., (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. Solar Energy 83, pp. 126-133.
- Salazar G.A., Fraidenraich N., Alves de Oliveira C.A., Castro Vilela O., Hongn M., Gordon J., (2017) Analytic modeling of parabolic trough solar thermal power plants. Energy 138(1), pp 1148-1156.
- Wagner M. y Gilman P., (2011). Technical Manual for the SAM Physical Trough Model. 124 pp.; NREL Report No. TP-5500-51825.
- Weinstein L.A., Loomis J., Bhatia B., Bierman D. M., Wang E.N., Chen G., (2015). Concentrating solar power. Chem. Rev. 115 12797e12838.
- Xu Xinhai, Vignarooban K., Xu Ben., Hsu K., Kannan A.M., (2016). Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions. Renewables and Sustainable Energy Reviews 53, 1106-1131.

ABSTRACT

In this work, the production of thermal and electric energy of a parabolic trough solar plant was estimated through an analytic model, here called as FAE. The conditions refer to SEGS VI – 30 MWe (Kramer Junction) were taken to carry out the simulations. A solar thermal plant located in San Carlos (Salta) was considered as the study case. The model was modified to simulate the operational conditions of a large scale power plant, it was development for parabolic trough systems of 1 MWe. The model SAM (development by NREL) was taken as a reference to compare the results from FAE. The climatological conditions and the geographic location of San Carlos make it interesting to install a solar plant with these characteristics. In comparison to the site where SEGS are installed (Mojave Desert), the plant could deliver electrical power with a more uniform annual distribution and generate nominal power during most of the year, on clear days.

Keywords: power plant, model, solar parabolic trough, Salta, Direct normal