

SIMULACIÓN DE DESEMPEÑO DE UNA CENTRAL CSP. ESTUDIO DE CASO PARA UNA CENTRAL EN PETROLINA (PE-BRASIL) Y UNA CENTRAL EN MOJAVE (CA-USA)

Germán Ariel Salazar – germansalazar.ar@gmail.com

Naum Fraidenraich – naumfraiden2@gmail.com

Olga de Castro Vilela – ocv@ufpe.br

Universidade Federal do Pernambuco, Departamento de Engenharia Nuclear, Centro de Energias Renováveis

Marcos Ezequiel Hongn – marcoshongn@gmail.com

Universidad Nacional de Salta, Departamento de Física

Resumen. *En este trabajo se ha simulado el desempeño de una central de concentración cilindro-parabólica de foco lineal CSP en Petrolina (Brasil) y en el desierto de Mojave (USA), con una doble finalidad: a) Verificar la adecuación del modelo desarrollado para plantas cilindro parabólicas, comparando los resultados de la simulación con resultados experimentales y b) Analizar el desempeño de las plantas solares en función de la naturaleza del recurso solar. El modelo utilizado fue desarrollado en el Grupo FAE –UFPE y está disponible en la literatura científica. Se cuenta con datos de eficiencia media mensual e anual medidos en el desierto de Mojave para una central CSP del tipo SEGS VI y datos del recurso solar en un lugar del desierto próximo al sitio donde está instalada la central. Las simulaciones realizadas muestran una buena correlación con los resultados experimentales disponibles de la central SEGS VI, en particular con las eficiencias térmicas y eléctricas. Además se encuentra que si bien la disponibilidad del recurso en Petrolina no es tan abundante como en el desierto de Mojave, Australia, Chile o el norte de África, su estabilidad temporal es muy alta, lo que resulta en beneficios económicos relacionados con el factor de utilización de la planta a lo largo del año. Así, para la simulación de una estación testigo de 1 MWe, se encuentra que el valor de energía generada promedio es de 5,77 MWh con un desvío estándar de 1,6 MWh mientras que para Mojave el valor medio es de 8,60 MWh pero con un desvío estándar de 5,68 MWh. Para Petrolina la eficiencia eléctrica media anual es 13,2% y la térmica es de 47,0% mientras que para la central SEGS VI la eléctrica es 13,4% y la térmica es 46,6%, sin embargo el factor de capacidad de la central SEGS VI es de 35% mientras que el de Petrolina es de 24%.*

Palabras clave: *modelo, CSP, Petrolina.*

1. INTRODUCCIÓN

La instalación de una central solar con concentradores cilindro-parábola de foco lineal requiere conocer las características espaciales y temporales del recurso solar (Gueymard, 2014; Mason y Reitze, 2014). Un campo de reflectores parabólicos con foco lineal, asociados a un sistema de conversión de energía térmica en eléctrica es, actualmente, la tecnología solar térmica utilizada para generación de electricidad con mayor experiencia en el mundo (operan comercialmente desde 1984, con un total de 3100 MW instalados). Los rendimientos de esas centrales pueden llegar a eficiencias pico de 24%. No obstante, una fuerte restricción para alcanzar mayores eficiencias, y probablemente costos menores, reside en la máxima temperatura del ciclo termodinámico (≈ 400 °C), establecida por las propiedades físicas del fluido térmico que circula a lo largo de los absorbedores. Modelar el comportamiento de esas plantas es importante como herramienta de diseño y optimización, de forma que sea posible prever una variedad de situaciones e identificar oportunidades de perfeccionamiento e innovación.

Básicamente una planta solar consiste de un gran campo de colectores concentradores, un bloque de potencia para convertir energía térmica en energía mecánica y eléctrica más una interface entre el campo de colectores y el bloque de potencia formada por un arreglo de intercambiadores de calor, donde el agua es calentada, evaporada y el vapor generado es sobrecalentado. El modelo usado en este trabajo (Rolim et al., 2009, a partir de aquí, *modelo CSP-FAE-2009*), simula las diversas partes de una central solar. Se analiza en especial la conversión de la energía solar en energía térmica. El hecho de estar lidiando con campos de colectores grandes (800 metros de largo), hace necesario considerar la variación del coeficiente de pérdidas térmicas con la temperatura a lo largo del colector. El procedimiento que toma esto en cuenta (Fraidenraich et al., 1997) describe el proceso de conversión de energía solar en energía térmica, el intercambio de energía entre el fluido térmico, circulante a lo largo de los absorbedores en el campo de colectores, con el agua o agua-vapor y el ciclo termodinámico del fluido agua-vapor. La conversión de energía térmica en mecánica (ciclo Rankine) es representada por medio de un ciclo termodinámico endo-reversible (ciclo Carnot). Dado que la fuente de energía es finita, se enfría a lo largo del proceso de intercambio de calor y la irreversibilidad surge debido tanto a la variación de temperatura de la fuente de calor (fluido térmico) como a la diferencia de temperatura entre el fluido térmico y el fluido termodinámico (agua-vapor) (Ondrechen et al, 1981). Las pérdidas térmicas utilizadas pueden ser expresadas por medio de una expresión cuadrática (Dudley et al., 1994) y para el coeficiente de pérdidas se adoptó la derivada de las pérdidas térmicas (Fraidenraich et al., 1997).

Una descripción física del proceso de conversión que ocurre en una planta CSP comienza con la radiación solar incidente en los colectores, que se propaga a lo largo de los espejos parabólicos y es convertida en potencia absorbida. Para ello debe tenerse en cuenta la radiación solar directa que incide en forma perpendicular al plano de apertura de los colectores. La diferencia entre la potencia incidente y la absorbida se debe a efectos ópticos. La potencia absorbida es convertida en potencia térmica útil + pérdidas térmicas del absorbedor hacia el ambiente. La potencia térmica útil es expresada como calentamiento del fluido térmico. El proceso de intercambio de calor entre el fluido térmico y el agua resulta en una masa de vapor cuya expansión en las turbinas producirá energía mecánica y eléctrica en el bloque de conversión (turbogeneradores). Estos son básicamente los procesos considerados en el modelo CSP-FAE-2009, siendo la radiación solar incidente su principal variable de entrada.

En un trabajo reciente (Salazar et al., 2015) se estimó la eficiencia térmica y eléctrica de una central CSP de 1 MWe para datos de radiación directa medidos en Petrolina (Pernambuco) utilizando el modelo descripto. Esto se hizo teniendo en cuenta que la ciudad de Petrolina fue escogida para la instalación de una central solar (Proyecto Heliotherm financiado por FINEP, Financiadora de Estudos e Projetos, RJ, Brasil). De ese trabajo se obtuvo información de base para posteriores estudios sobre la instalación de la central CSP. De esta manera, se ha podido determinar que el recurso solar es muy estable en cuanto a su disponibilidad a lo largo de un año promedio, pero presenta un valor medio mensual relativamente bajo en relación a los valores considerados como adecuados para la instalación de centrales CSP. Para un año típico en Petrolina se tiene un valor promedio de 4,81 kWh/m² de radiación solar directa normal con un desvío estándar de 0,60 kWh/m², un valor máximo de 5,96 kWh/m² y un valor mínimo de 3,78 kWh/m². Para Mojave (área que está dentro de las regiones con mayor disponibilidad de recurso solar) se tiene un valor promedio de 6,69 kWh/m², con un desvío estándar 2,46 kWh/m², un máximo de 10,29 kWh/m² y un mínimo de 3,47 kWh/m².

Se desprende del trabajo antes mencionado el interés de comparar estimaciones del modelo CSP-FAE-2009 contra resultados experimentales, información que vale la pena remarcar debido a que, en general, es muy escasa en la literatura técnica. No obstante existen datos medios mensuales, solo de eficiencia térmica y eléctrica, de la central SEGS VI, localizada en Kramer Junction, CA-USA (www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/cable_frier_calexpr.pdf). También consta en ese trabajo el desempeño de la planta, eficiencia, potencia térmica y eléctrica a lo largo de un día pico, acompañado del nivel de irradiancia. A partir de esas informaciones fue necesario procurar bases de datos para Kramer Junction para usar esos valores con el modelo y realizar las simulaciones. Las informaciones existentes para las ciudades de Petrolina, Kramer Junction y una localidad de la misma región que Kramer Junction (Mercury Desert Rock), se detallan en la próxima sección.

Así, el objetivo de este trabajo es:

- 1) Comparar los resultados de la simulación de la planta SEGS VI con valores medidos y publicados de eficiencia térmica e eléctrica. Los resultados deberán proporcionar una idea del grado de aproximación de las simulaciones realizadas con nuestro modelo en relación a valores experimentales. Para esto fue calculado el desempeño de la planta SEGS VI con datos de irradiancia existentes para la localidad de Kramer Junction y para la estación Mercury Desert Rock.
- 2) Realizar cálculos para simular el comportamiento de la Planta de Petrolina con datos medidos de la base de datos SONDA.
- 3) A partir de la consolidación del modelo CSP-FAE-2009, discutir y comparar el comportamiento de la planta SEGS VI con la Planta de Petrolina. Analizar la importancia de factores geográficos y estacionales.

2. DATOS UTILIZADOS Y METODOLOGIA.

En este trabajo se utilizaron los datos de irradiación solar directa normal (DNI) de tres sitios:

- i) Kramer Junction: Latitud 35,03°N; Longitud 117,35°O; Altura 630 msnm.
- ii) Mercury Desert Rock: Latitud 36,63°N; Longitud 116,02°O; Altura 1000 msnm.
- iii) Petrolina: Latitud 9,40°S; Longitud 40,51°O; Altura 370 msnm

Tanto Kramer Junction (KJ) como Mercury Desert Rock (MDR) se encuentran en el Desierto de Mojave, solo que KJ se encuentra en California y MDR está en Nevada. Mercury Desert Rock posee una estación de Clase 1 según la Base de datos del recurso solar de Estados Unidos (NSRDB), es decir, existen datos completos horarios desde 1991 a 2010.

Dado que no se dispone de datos de radiación solar *medidos* de KJ, se utilizan los de MDR para hacer las estimaciones que se compararan con los valores medidos de la performance de una central SEGS VI instalada en KJ. En la Fig. 1 se muestran los valores diarios medios mensuales de DNI para KJ, MDR y Petrolina. Los valores de KJ son los estimados de la base de datos satelital de la NASA (SSE) los que se sabe que tienen un error de alrededor del 10% cuando son comparados contra valores reales (eosweb.larc.nasa.gov). Para este caso se determinó que el error sería mayor, del orden de 17% ya que ese fue el Error cuadrático medio encontrado entre los valores de SSE y los medidos para MDR, lo que se aprecia en las barras de error adicionadas al grafico de KJ. Se muestran también los valores medidos de MDR y Petrolina. Los valores de DNI de Petrolina corresponden a datos obtenidos de una estación perteneciente a la red SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) que también se encuentra dentro de la red BSRN (Baseline Solar Radiation Network).

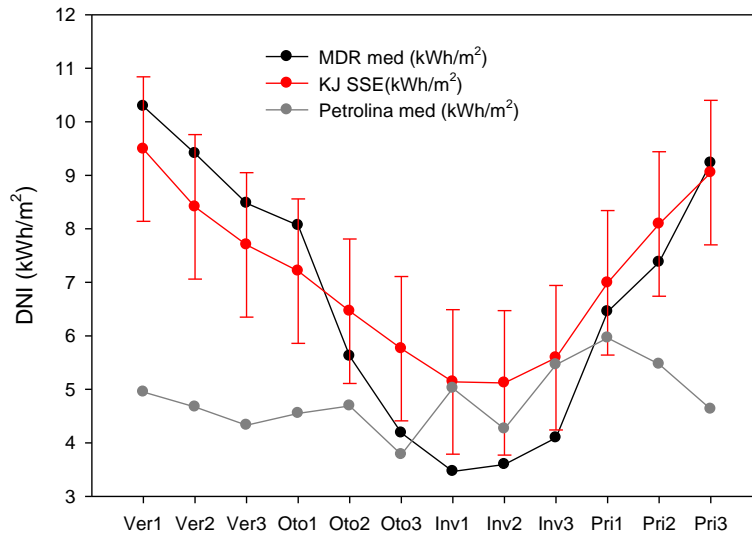


Figura 1- Valores diarios medios mensuales de irradiación solar Directa Normal para Kramer Junction (KS), Mercury Desert Rock (MDR) y Petrolina.

También, de la Fig. 1 puede apreciarse la marcada estacionalidad de los valores medidos en el desierto de Mojave, contra la estabilidad presente en los datos de Petrolina. Los valores de radiación disponibles en el desierto de Mojave son mayores a los de Petrolina.

3. SIMULACIONES. RESULTADOS

Como ya se dijo, el modelo CSP-FAE-2009 simula el funcionamiento de una central solar de concentración cilindro-parabólica de foco lineal (CSCPFL). Sus etapas básicas abarcan el campo de concentradores, el bloque de potencia y el generador eléctrico, pero tiene particular detalle en los aspectos termodinámicos del proceso de intercambio de calor entre el fluido térmico y el agua/vapor. El tamaño de la CSCPFL simulada es de 1 MWe. La configuración usada para realizar las simulaciones se muestra en la Tab. 1.

Tabla 1- Configuración utilizada del campo de concentradores y del bloque de potencia para realizar las simulaciones con el modelo CSP-FAE-2009 (Rolim et al., 2009).

Campo Concentradores	Eficiencia óptica de concentradores	0,73
	Tasa de concentración	22,74
	Longitud de concentradores (m)	47,1
	Ancho de apertura c/concentrador (m)	5
	Número de colectores en serie	8
	Número de colectores en paralelo	4
	Area total de colectores (m ²)	7536
Bloque	Temp. De condensación de vapor (°C)	40
	Temp. De fluido entrada colector (°C)	309
	Temp. De fluido salida colector (°C)	391
	Eficiencia isentropica de turbina	0,8
Potencia	Eficiencia de generador	0,97

Dado que se están comparando sitios que están en hemisferios diferentes, se ha optado por llamar los meses según las estaciones (verano, otoño, invierno y primavera) que corresponda respectivamente. *Ver1* es el mes 1 del verano y deberá entenderse que es Diciembre para el hemisferio sur y Junio para el hemisferio norte; para *Ver2* será Enero para el sur y Julio para el norte. Esto se hace para que la comparación sea consistente.

En la Fig. 2 se observan las eficiencias térmicas estimadas usando el modelo CSP-FAE2009 para la central de KJ y MDR. Rápidamente puede verse que la estacionalidad aparece reflejada en los porcentajes de eficiencia de MDR. También puede verse que los valores estimados para MDR y los medidos para KJ presentan una buena concordancia, lo que indica la buena performance del modelo utilizado bajo la-configuración ya presentada. El mes con mayor diferencia entre los datos de Mojave con los de Petrolina es Inv1 en el que difieren en un 101 %. El desvío estándar anual es de aproximadamente 31% entre los valores de Mojave y Petrolina.

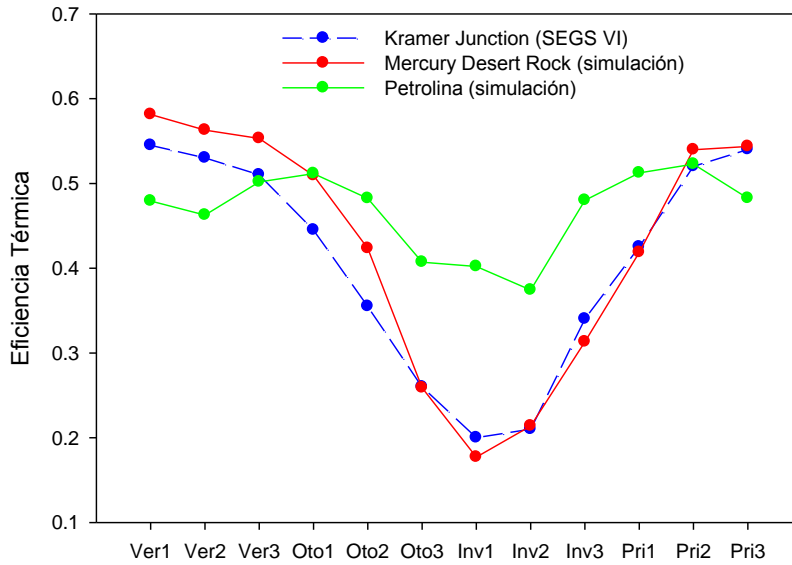


Figura 2- Comparación de las eficiencias térmicas simuladas con los datos de radiación de MDR con los valores medidos en KJ. Se agregaron también los valores simulados para Petrolina.

3.1 Performance del modelo. Estimaciones de eficiencia instantánea.

Fue realizada una verificación adicional del desempeño del modelo utilizado comparando sus estimaciones de eficiencia térmica y eléctrica contra valores medidos para un día solar pico (http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/cable_frier_calexpr.pdf). En la Fig. 3 se muestran las eficiencias térmicas y eléctricas estimadas para un día de DNI pico (línea roja) en KJ contra simulaciones hechas usando la configuración presentada en la Tab. 1.

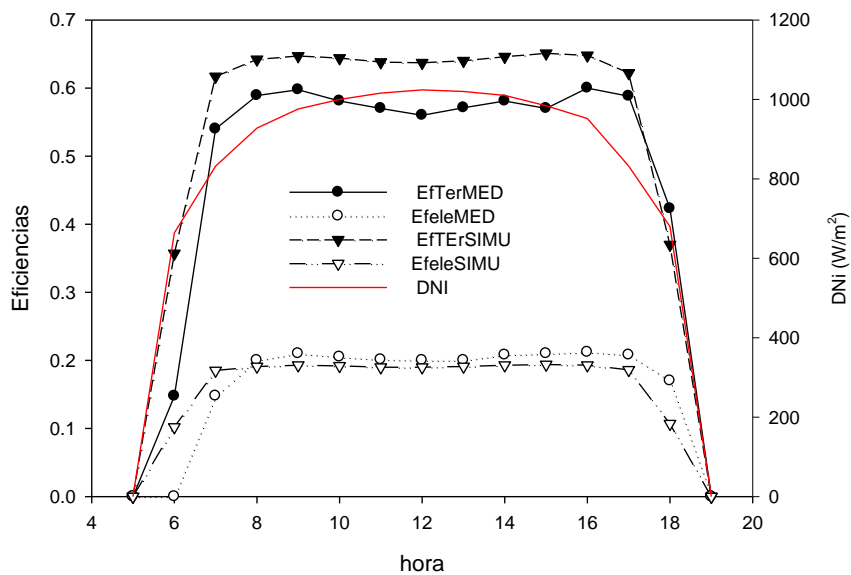


Figura 3. Comparación de eficiencias térmicas y eléctricas para un día pico con irradiación directa de 1000 W/m^2 .

En la Fig. 3 EfTerMED es eficiencia térmica medida en KJ, EfTerSIMU es la eficiencia térmica simulada, EfeleMED es la eficiencia eléctrica medida, EfeleSIMU es la eficiencia eléctrica simulada. DNI es el valor de la irradiación solar directa normal.

Los valores simulados de eficiencia térmica son superiores a los valores medidos. Al mediodía hay una diferencia de 12% que disminuye hacia las hs. 7 de la mañana y hs. 17 de la tarde. Esta diferencia se encuentra dentro del orden de precisión de los valores de irradiación utilizados en las otras simulaciones. Adicionalmente, efectos como la pérdida de carga en la malla absorbadora pueden aproximar los valores medidos y simulados. En el caso de la Fig. 3 no existe información sobre la precisión de la medida de DNI. Durante el amanecer la diferencia de valor simulado y medido

crece. Esto puede ser debido al efecto de enfriamiento de la masa de fluido térmico durante la noche y la necesidad de calentar este fluido durante las primeras horas del día. La inexistencia de este efecto durante el fin del día muestra una buena concordancia entre valores medidos y simulados. El efecto del amanecer está siendo analizado y será incorporado en la próxima versión del modelo.

A pesar de que existe una buena correlación de las eficiencias eléctricas es necesario contar con más información sobre los parámetros operacionales de los bloques de potencia: tipo de ciclo, fluido de trabajo y eficiencia isentrópica. Estas variables no afectan la simulación de la eficiencia térmica, que de acuerdo con lo que se menciona encima podrá ser ajustada mediante efectos que aún no han sido considerados.

En resumen puede concluirse que los valores estimados por el modelo se correlacionan muy bien con los estimados, mostrando la idoneidad del modelo para realizar estudios muy próximos a la realidad.

3.2 Energía eléctrica generada en Petrolina y en Mojave.

El fin último del modelo CSP- FAE-2009 es poder estimar la cantidad de energía eléctrica generada a partir del recurso solar. En la Fig. 4 se muestran los valores estimados de generación eléctrica para la configuración de la Tab. 1.

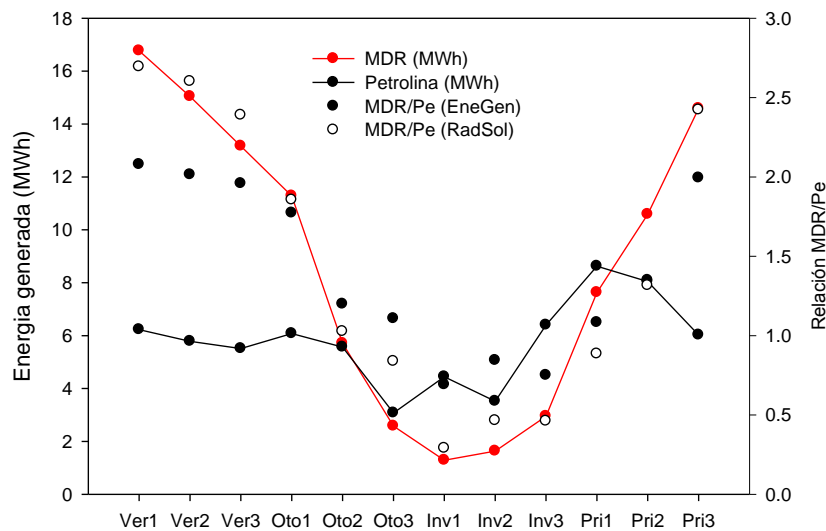


Figura 4. Energía eléctrica generada en base diaria media mensual para MDR y Petrolina. También se incluye la relación de energía generada y energía incidente (valores diarios medios mensuales) para MDR y Petrolina.

En la Fig. 4 puede observarse que los valores de energía eléctrica generada en MDR son muy superiores a los de Petrolina en gran parte del año. La Figura muestra en su eje secundario la relación MDR/Petrolina para los valores de energía eléctrica generada y radiación solar. Así, los valores generados para los meses de verano (Ver1, Ver2, Ver3, Pri2 y Pri3) en MDR son el doble de los de Petrolina (MDR/Pe (EnGen)), la energía solar incidente es del orden de 2,5 veces mayor (MDR/Pe (RadSol)). No ocurre lo mismo para el resto de los meses, estando Petrolina en el orden de grandeza de los valores de radiación solar (aproximadamente iguales) y de energía generados. Puede observarse también que la relación de energía eléctrica entre MDR y Petrolina para los mejores meses del hemisferio Norte es inferior a la relación entre valores de radiación solar. Por ejemplo para Ver1 la relación de radiación solar es 2,75 y la de energía eléctrica 2. De manera inversa, durante los meses de invierno la relación de radiación solar Mojave-Petrolina es inferior a la relación de energía eléctrica.

El promedio mensual medio anual de energía eléctrica generado simulado para MDR es de 8,60 MWh y para Petrolina es de 5,77 MWh (el 67% del valor de MDR). Sin embargo el desvío estándar de la serie de datos de MDR es de 5,68 MWh (mientras que para Petrolina es de 1,60 MWh). Para el caso de MDR el valor del desvío estándar representa el 66% del valor promedio para el sitio, mientras que para Petrolina es del orden de 28% de su valor promedio.

3.2. Discusión

Se ha verificado una buena concordancia (dentro del margen de error del recurso solar utilizado) entre valores simulados por el modelo CSP-FAE-2009 y los valores experimentales disponibles en este trabajo. Queda en evidencia también un aspecto importante para obtener una generación estable desde el punto de vista temporal para una central CSP: la cogeneración. Las características de la radiación solar en el desierto de Mojave hacen que en los meses de invierno se necesita adicionar generación con gas natural para alcanzar la potencia nominal de la planta (http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/cable_frier_calexpr.pdf). Esto no es necesario para los meses de verano.

En Petrolina no ocurre tal variación entre estaciones, lo que ofrecería una estabilidad natural en la generación de electricidad. Nótese que sería posible cogenerar (posiblemente con biomasa) en cantidades mucho menores que las necesarias para el hemisferio norte, para alcanzar la estabilidad completa a lo largo del año.

Posiblemente donde queda en evidencia las características que se desean resaltar de Petrolina sea en los valores de la eficiencia térmica y la eléctrica medias anuales. Para Petrolina la eficiencia eléctrica es 13,2% y la térmica es de 47,0% mientras que para la central SEGS VI la eléctrica es 13,4% y la térmica es 46,6%.

Sin embargo estos valores pueden malinterpretarse y llevar a inferir que ambas centrales producen las mismas cantidades de energía. Para aclarar esto se puede calcular el factor de capacidad FC de la central o la Potencia eléctrica media anual \bar{P}_{ele} como:

$$FC = \frac{\sum_1^{365} \sum_1^{24} P_{ele,i,j}}{24 * 365 * P_{nom}} \quad (1)$$

y

$$\bar{P}_{ele} = \frac{\sum_1^{365} \sum_1^{24} P_{ele,i,j}}{365 * 24} \quad (2)$$

Los valores de FC son de 0,358 para MDR y 0,241 para Petrolina. La \bar{P}_{ele} generada media anual es de 0,747 MW para MDR y de 0,561 MW para Petrolina.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se han analizado los resultados estimados de eficiencia térmica y eléctrica utilizando un modelo de central CSP de 1 MW de potencia (CSP-FAE-2009). Se han utilizado datos de irradiancia solar directa normal medidos en Petrolina (Brasil) y en el desierto de Mojave (USA), siendo los valores simulados para Mojave comparados contra valores medidos para una central CSP SEGS VI, lo que permitió evaluar la capacidad de predicción del modelo, **siendo está muy satisfactoria**. Para Petrolina se ha encontrado un valor mensual medio anual de energía eléctrica generada de 5,77 MWh mientras que para Mojave ha sido de 8,6 MWh. El aspecto a destacar es que el desvío estándar para Petrolina es mucho menor que el de Mojave, comportamiento que desde el punto de vista logístico es mejor al momento de entregar la energía generada a la red. La radiación solar directa media anual de Petrolina es igual a 4,81 kWh/m² y la de Mojave 6,69 kWh/m². Se observa que la relación de energía anual eléctrica generada en Petrolina e Mojave es inferior a la relación de radiación solar. Resulta interesante notar que para Mojave el Factor de Carga es de 35,8% mientras que para Petrolina es de 24,1 %, valor que indica que la diferencia de generación se debe a las características el recurso.

Agradecimientos

Agradecemos a la CAPES por la beca BJT 304565 y CNPq por el auxilio a la investigación.

REFERENCIAS

- Gueymard C. (2014). A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, pp 1024-1034.
- Mason A, Reitze E (2014). Establishing Bankability for High Performance, Cost Reducing Sky Trough Parabolic Trough Solar Collector. *Energy Procedia* 49, pp 155-162.
- Rolim M, Fraidenraich N, Tiba C (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. *Solar Energy* 83, pp 126–133
- Fraidenraich N, Gordon J, Lima R (1997). Improved solutions for temperature and thermal power delivery profiles in linear solar collectors. *Solar Energy* 61, pp 141–145.
- Ondrechen M, Andresen B, Mozurkewich M., Berry R (1981). Maximum work from a finite reservoir by sequential Carnot cycles. *American Journal of Physics* 49, pp 681–685.
- Dudley, VE, Kolb, GJ, Mahoney, AR, Mancini, TR, Matthews, CW, Sloan, M, Kearney D, (1994) Test Results. SEGS LS-2 Solar Collector. Reporte SAND94-1884.
- Salazar, GA, Castro Vilela O, Fraidenraich, N (2015) Simulación del desempeño de una central solar térmica CSP a partir de valores diarios medios mensuales de irradiancia directa. *Revista AVERMA* 19. ISBN 978-987-29873-0-5
http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/cable_frier_calexpr.pdf
https://eosweb.larc.nasa.gov/project/sse/sse_table

Abstract: In this paper it has been simulated the performance of a CSP linear parabolic trough power plant in Petrolina (Brazil) and in the Mojave Desert (USA), with a dual purpose: a) Check the suitability of the model developed for CSP power plants by comparing simulation with experimental results and b) Analyze the performance of solar power plants depending on the nature of the solar resource. The model was developed in the UFPE-FAE Group and is available in the scientific literature. There are available mean monthly and annual efficiency values measured in the Mojave Desert for a SEGS VI type CSP power plant and also DNI solar radiation data measured in a place next to the site where the plant is installed. Simulations show good correlation with the experimental results available for the SEGS VI power plant, particularly for thermal and electrical efficiencies. It is also found that while the availability of the resource in Petrolina is not as abundant as in the Mojave Desert, Australia, Chile or North Africa, temporary stability is very high, resulting in economic benefits associated with the plant utilization factor throughout the year. Thus for the simulation of a standard 1 MW power plant, the average value of generated energy is 5.77 MWh with a standard deviation of 1.6 MWh while the average value for Mojave is 8.60 MWh but with a standard deviation of 5.68 MWh. Annual average electrical efficiency is 13.2% and the thermal efficiency is 47.0% for Petrolina while for the SEGS VI plant the electrical efficiency is 13.4% and the thermal is 46.6%, but the capacity factor for the SEGS VI is 35% while that of Petrolina is 24%.

Key words: model, CSP, Petrolina.