

INFLUENCIA DE LOS ERRORES EN DATOS DE RADIACIÓN PARA ESTIMACIONES DE MODELO ANALÍTICO DE UNA CENTRAL SOLAR DE CONCENTRACIÓN DE 1 MW

Germán Salazar^{1,2,3,*}, Olga Castro Vilela³, Janis Bezerra Galdino³, Marcos Hongn^{1,2}, Naum Fraidenaich³

¹Departamento de Física – Facultad de Ciencias Exactas- Universidad Nacional de Salta

²INENCO-CONICET

Avda. Bolivia 5150-A4408FVY-Salta Capital – Salta-Argentina

³Centro de Energías Renováveis – Departamento de Energia Nuclear – Universidade federal de Pernambuco

Av. Prof. Luiz Freire 1000 – 50740.540 – Recife – Pernambuco – Brasil.

e-mail:germansalazar.ar@gmail.com

Recibido 12/08/16, aceptado 10/10/16

RESUMEN: En este trabajo se describe y evalúa la influencia de algunos tipos de errores en los datos de irradiancia solar directa normal al haz comparando luego la diferencia de los valores de energía eléctrica generados usando un modelo analítico de central solar de concentración cilindro parabólica de foco lineal, de desarrollo propio. Se utiliza una base de datos medidos en la ciudad de Petrolina (Brasil) durante los años 2011 y 2013. También se usa una nueva base de datos de la NREL donde utiliza un modelo físico llamado PSM. También se analizan diferencias por el uso de valores errados de hora solar, que caracterizan los valores de radiación solar. Los errores entre las cantidades de energía generadas van desde 4% hasta el 27%.

Palabras clave: errores, Radiación Solar Directa normal, Central Solar de Concentración.

INTRODUCCION

Para mitigar la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero por combustión de combustibles fósiles se plantea, entre otras alternativas, el utilizar energías renovables para generar energía eléctrica en grandes cantidades. Un campo de reflectores parabólicos con foco lineal, asociados a un sistema de conversión de energía térmica en eléctrica es, actualmente, la tecnología solar para generación de grandes cantidades de electricidad con mayor tiempo de producción en el mundo (Salazar *et al*, 2015). La primera central solar de concentración de espejos cilindro-parabólicos de foco lineal fue puesta en funcionamiento en 1984 en California y aún se encuentra en funcionamiento. Si bien la primera central fotovoltaica de 1 MW fue instalada en 1982 (Arnett *et al* , 1984), también en California, fue desmantelada a los pocos años.

Modelar el comportamiento de esas plantas es importante como herramienta de diseño y optimización, de forma que sea posible prever una variedad de situaciones. En la literatura existen modelos que permiten simular la performance de una central solar de concentración siendo el más conocido el Solar Advisor Model de la NREL (<https://sam.nrel.gov/>) dada su versatilidad y posibilidades. Sin embargo, el programa es del tipo Kernel cerrado, por lo que no es posible acceder a su código. Esto impide que la comunidad científica ayude a optimizar el mismo.

El grupo Fontes Alternativas de Energia (FAE) de la Universidade Federal de Pernambuco (Brasil) ha desarrollado un modelo analítico de una central de concentración de foco lineal de 1MW de potencia (Rolim *et al*, 2009) el cual se ha mejorado considerando el enfriamiento nocturno del fluido. En la Fig. 1 se muestra el esquema del modelo, el cual tiene una excelente respuesta al comparar sus resultados contra los pocos datos medidos disponibles de una Central Solar de Concentración o CSP (Salazar et

* Investigador Adjunto CONICET



Figura 1. Esquema de los componentes de la central CSP modelada por el grupo FAE

al, 2016) en condiciones operativas, es decir, bajo valores variables de radiación solar por periodos de tiempo significativos (1 año o más, en base temporal horaria).

La principal variable de entrada para el modelo es la radiación solar, la cual debe presentarse en forma de Irradiancia solar directa normal al haz (o DNI, por sus siglas en ingles). A los efectos de analizar el potencial de producción de sitios particulares, los datos de radiación se presentan para todo un año, lo que implica la creación de una matriz de 365 filas por 24 columnas. Así, en cada fila (representando los días del año) se distribuyen 24 valores de DNI, uno por cada hora. A partir de esta información, y de la temperatura ambiente, el modelo calcula la cantidad de energía solar que llega efectivamente al absorbedor del concentrador, considerando el movimiento y posición de los espejos así como los errores ópticos y el factor de concentración. Luego esa energía es transmitida al fluido térmico, el que calienta agua en los intercambiadores de calor hasta llegar a formar vapor, el que se conduce al bloque de potencia donde mueve una turbina y un generador de donde se obtiene energía eléctrica.

En este trabajo se analizan los efectos sobre los valores generados de energía eléctrica simulados por el modelo considerando 3 casos de posibles de errores en los valores de DNI a introducir en el modelo.

CASOS A ANALIZAR

A continuación se presentaran y describirán 3 tipos de errores que pueden presentarse al generar la matriz de valores horarios de radiación solar DNI:

Determinación errónea de hora solar: los valores medidos de DNI deben estar individualizados por la fecha y la hora de medición. Es habitual que la hora de registro se programe para que sea igual a la hora estándar (u hora “reloj”) del sitio en cuestión. Para el caso de estaciones que pertenecen a redes internacionales, como la Aerosol Robotic Network (AERONET) o la BSRN, la hora se puede programar para que sea la GMT 0 (hora de Greenwich).

Los datos que necesita el modelo, en su forma de programa en MathCAD®, deben ingresarse como matrices de 365 filas (días) x 24 columnas (horas) para las variables DNI y temperatura ambiente T_{amb} . La hora utilizada en el modelo es la Hora Solar. Dado que la base temporal es horaria, el error al que se hace referencia es el que se puede cometer al pasar de una base minutal (frecuencia de registros de datos igual a 1 minuto) a base horaria. Aún habiendo determinado de manera correcta la hora solar en la base minutal, el paso a base horaria puede generar dislocamientos (Fig. 2). Pareciera no existir un protocolo definido a nivel mundial por instituciones involucradas en el tema (por ejemplo, el World Radiation Center) para tratar este tema, en apariencia trivial.

Así, el cálculo de la irradiación diaria H_{bn} disponible no se ve afectada por errores en la determinación de la hora solar, pero sí el cálculo de la energía eléctrica generada. Esto es así porque el modelo considera variables que están directamente influenciadas por la posición relativa del Sol en el firmamento, a través de variables como el ángulo horario ω y ángulo cenital θ_z . Estas variables influyen en la determinación de otras como la cantidad efectiva de radiación en el plano de apertura del colector, el ángulo de “tracking” del colector, la fracción sombreada de colector y el Modificador de ángulo de Incidencia. La fracción sombreada se refiere a la sombra que hacen los colectores sobre los que se encuentran a su alrededor. El Modificador de ángulo de Incidencia es la varianza en el

rendimiento de salida de un colector solar dependiendo del cambio de ángulo de incidencia solar en relación con la superficie del colector (Gaul y Rabl, 1980).

Errores por uso de datos satelitales: En la actualidad es habitual que ante la falta de datos medidos de radiación se opte por utilizar datos provenientes de bases de datos satelitales. Dichas bases (SWERA (<http://en.openei.org/apps/SWERA/>), SSE (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), SoDa (www.soda-is.com), NSRDB (nsrdb.nrel.gov/), etc.) suelen utilizar imágenes satelitales para estimar valores de irradiancia solar a través del uso de modelos. Los valores de irradiancia de esas bases se validan contra datos medidos en superficie. Dado que el número de estaciones para validar datos no se equipara a la cantidad de área cubierta por las imágenes satelitales (las que abarcan regiones donde pueden ocurrir cambios de orografía, cubierta vegetal y clima, cambios que a su vez afectan los valores de irradiancia) es que las estimaciones satelitales suelen tener dispersiones significativas, sobre todo en los valores de DNI.

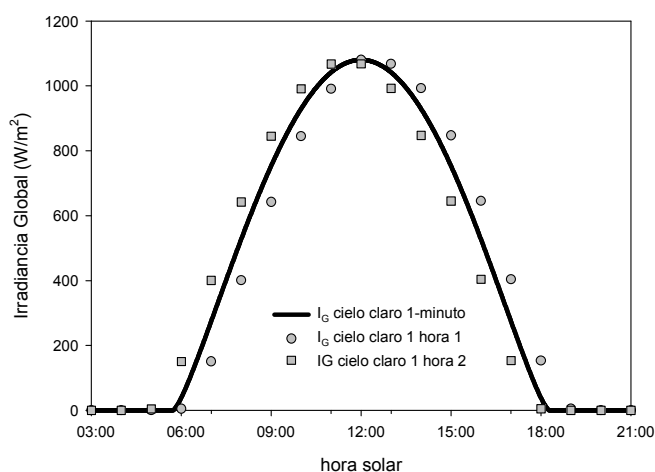


Figura 2. Valores de irradiancia solar directa DNI, en base minutal, para día de cielo claro. Se han agregado los valores horarios considerando dos protocolos de calculo: (1) asignado a la hora t el promedio de los 60 minutos anteriores a ella, (2) asignando a la hora t el promedio de los 60 minutos posteriores a ella.

Falta de datos completos diarios y su reemplazo: Si se dispone de datos de radiación solar medidos en un sitio en particular, la fuente de error generalmente está presente en los instrumentos y su colocación. La falta de re-calibración periódica, la falta de limpieza metódica y la falta de mantenimiento ocasionan pérdidas de valores de constantes de calibración lo que a su vez genera valores erróneos de valores de radiación solar o de variables meteorológicas (temperatura, humedad relativa, etc.). Para detectar estos valores anómalos, producidos por problemas en los sensores, es que se diseñan protocolos para filtrar datos que no alcanzan el grado de calidad requerido, es decir, son erróneos. Estos filtros pueden llegar a quitar días enteros de datos que por alguna causa resultan anómalos. La falta de esos datos filtrados genera bases incompletas por lo que, ante la necesidad de generar estimaciones anuales o mensuales, se podrían completar usando datos filtrados, medidos en el mismo sitio, pero de otro año. Puede ocurrir que de un año a otro sucedan cambios significativos debidos a variaciones climáticas importantes, lo que afectaría la representatividad de la base toda. Así, debe analizarse la estabilidad de los datos del sitio en cuestión.

Dichos huecos de información también pueden ser llenados usando otras técnicas. Una posible es determinar relaciones k_t vs k_n y k_t vs k_a . Esta técnica podría resultar mejor desde el punto de vista estadístico (Castro Vilela et al, 2015).

DATOS ANALIZADOS

En este trabajo se trabajó con dos bases de datos para la ciudad de Petrolina (Lat -9.35° Long -40.5°), situada en el estado de Pernambuco en Brasil. Una de las bases es de datos medidos que llamaremos Pe11-13 y otra de datos satelitales que llamaremos NSRDB2011. Ambas bases de datos son de valores horarios de irradiancia solar directa normal DNI -expresados en W/m^2 - y de temperatura ambiente (en $^\circ C$), abarcando el año 2011.

La base Pe11-13 se obtuvo a partir de los datos medidos en la estación meteorológica que tiene la red SONDA en Petrolina. Esta estación está listada en la Baseline Solar Radiation Network (BSRN) por lo que los datos publicados son de calidad, además de poseer un protocolo de filtrado establecido para los datos de la red. Luego del filtrado se presentan “huecos” los que pueden abarcar varios días. Así para 2011 la base de BSRN presenta un faltante de 54 días luego del filtrado de días anómalos (o sin datos). Dichos días fueron reemplazados con datos del 2013, los que pasaron los filtros de calidad.

El NSRDB está basado en el modelo PSM (Physical Solar Model, Modelo solar físico) (<https://nsrdb.nrel.gov/current-version>) el que utiliza un proceso de dos etapas donde las propiedades de las nubes se analizan utilizando el modelo adaptado Pathfinder Atmospheres – Extended o PATMOS-X (<http://www.ssec.wisc.edu/research/patmosx/>), que luego se utilizan como entradas para el modelo REST2 (Gueymard, 2008) para días de cielo despejado y el modelo FARMS (Fast All-sky Radiation Model for Solar Applications) (www.nrel.gov/docs/fy16osti/66566.pdf) para los cálculos con cielo nublado. REST2 calcula tanto DNI y irradiancia global horizontal (GHI). FARMS calcula GHI, y el modelo DISC (Maxwell, 1987) es luego utilizado para calcular DNI. Las propiedades de los aerosoles se estiman utilizando MODIS (<https://modis.gsfc.nasa.gov/about/>), MISR (https://eosweb.larc.nasa.gov/project/misr/misr_table) y productos AERONET. El vapor de agua se obtiene del modelo MERRA (<https://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>). Los parámetros meteorológicos adicionales también se derivan de MERRA.

RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se muestran los resultados obtenidos a utilizar bases de datos que poseen características descritas anteriormente.

Efectos de corrimiento de hora: Se usó la base de datos Pe11-13 para realizar esta prueba. Los datos de DNI horarios se cotejaron contra las ecuaciones que determinan la hora de salida y puesta de Sol. Luego se procedió a generar bases de datos donde a estos valores se los registraba bajo horarios desplazados en ± 1 hora. Luego se calcularon los valores anuales de Energía Eléctrica generada (Peliq) por cada una de estas bases de datos con horarios erróneos. Los resultados se muestran en la Tabla 1.

	<i>Diferencia Hora solar con hora datos medidos</i>		
	<i>-1 hora</i>	<i>control</i>	<i>+1 hora</i>
<i>Energía eléctrica generada anual (MWh)</i>	1881	1960	1904
<i>% Dif.respecto de Control</i>	4.03	0	2.86

Tabla 1. Comparación de los errores obtenidos en la cantidad anual electricidad generada (simulada) al usar valores de radiación solar desplazados ± 1 hora en la base de datos de entrada. Se muestra también la diferencia porcentual en los valores de energía anual generada.

Uso de bases de datos satelitales: Una posibilidad disponible para cuando no se dispone de datos medidos en un sitio en particular es usar datos satelitales. Estos productos se originan en modelos que utilizan imágenes satelitales para estimar valores de variables relacionadas a la transmitancia atmosférica (coeficientes α y β de Angstrom, espesor óptico de aerosoles, espesor de capa de ozono, contenido de vapor de agua, etc.) y de radiación solar (irradiancia solar directa, global, difusa, cobertura de nubes, albedo, etc.). Dado que las imágenes satelitales abarcan regiones de 40 km x 40 km, o mayores, es de esperarse que existan diferencias significativas entre los valores estimados para la celda y los medidos en partes distintas de la celda si en la celda la orografía cambia radicalmente (regiones montañosas) (Grossi Gallegos, 1999). Es el caso de la ciudad de Salta (Lat. -24.7° , Long. -65.4°) donde la diferencia entre los valores de radiación solar global medidos contra los estimados por el modelo de SWERA llega a ser de 19% para irradiancia global y de hasta 30% respecto de SSE (Salazar et al, 2013). La diferencia de tamaños de celda satelital se aprecia en la Fig. 3.



Figura 3. Comparación de tamaños de celdas satelitales que abarcan la ciudad de Salta. En rojo la celda de SWERA y en azul la celda de SSE.

Para el caso de Petrolina la celda indicada en el visor del sitio NSRDB muestra una celda que abarca solo la ciudad de Petrolina (4 km x 4km), por lo que se debería esperar que los valores presentados para ella sean muy parecidos a los reales. Sin embargo esto no sucede y se aprecia una fuerte tendencia a sobrestimar. En la Figura 4 se muestran los valores diarios medios mensuales de irradiación solar directa normal de las bases Pe11-13 y NSRDB para el año 2011. Los valores de los indicadores de dispersión de las dos muestras son MABE = 1.52 kWh, RMSE = 1.57 kWh, RMSE% = 33.54%, Prueba t = 0.0009 y Prueba F = 0.789. La Prueba t de Student y la Prueba F de Snedecor

Los valores generados de electricidad en base anual para los datos de Pe11-13 y NSRDB resultan ser de 1960 MWh y 2674 MWh respectivamente. Esto representa un 27% de diferencia por exceso para el caso del uso de la base de datos satelital en vez de la de datos medidos. En la Figura 5 puede apreciarse la diferencia entre los valores diarios medios mensuales de radiación solar directa y los valores diarios medios mensuales de energía eléctrica generada.

Falta de datos completos diarios y su reemplazo: al usar datos medidos en un sitio puede ocurrir que no se dispongan de los datos de todo un año por problemas en los sensores o en su registro. Surge la posibilidad de completar ese año con datos de otros años de los que si se dispongan datos. Así, la base de datos Pe11-13 contiene 311 días del año 2011 y 54 días del año 2013. En la Figura 5 se muestran las relaciones que existen entre los datos medidos en 2011 y 2013 en BSRN, sus respectivos valores para 2011 y 2013 en la base de datos NSRDB y la cantidad de energía eléctrica generada en cada caso.

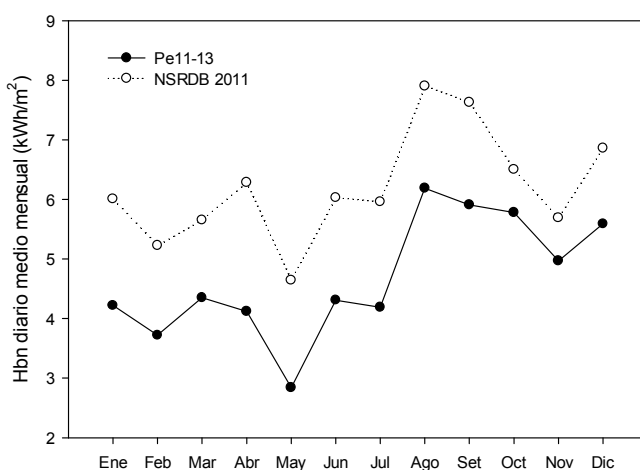


Figura 4. Comparación de los valores diarios medios mensuales de radiación solar directa normal de las base de datos PE11-13 (medidos) y NSRDB (modelo).

La recta de regresión para 2011 (línea roja) es $Peliq = 0.8542 Hbn + 2.2379$ con $R^2 = 0.7211$, mientras que para 2013 (línea negra) es $Peliq = 0.815 Hbn + 2.465$ con $R^2 = 0.755$. $Peliq$ es la Energía eléctrica generada media mensual (en MWh) y Hbn es la energía solar diaria media mensual por unidad de área (kWh/m^2)

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

A continuación se discuten los resultados obtenidos

- i) En este trabajo solo se han analizado los resultados globales al desplazar los valores de hora solar de la base de datos Pe11-13 una cantidad de ± 1 hora. Si se tiene en cuenta que el MWh tiene un costo de producción en EEUU de 239 dólares por MWh (https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source) resulta que el error de 4% por un corrimiento de -1 hora indicaría una diferencia de 18790 dólares anuales para una instalación de 1 MW de potencia instalada.

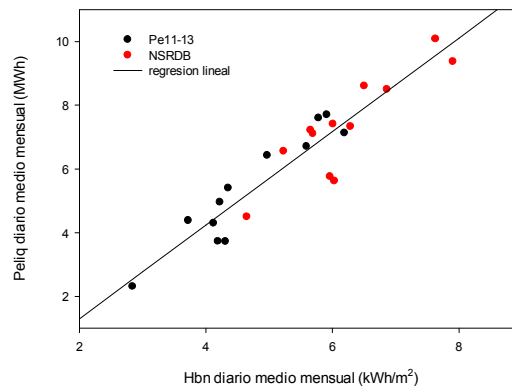


Figura 5. Comparación de los valores diarios medio mensuales de radiación DNI medida y estimada vs. los valores de electricidad generada.

Para analizar la consistencia del uso de datos medidos de 2013 para completar el año de datos medidos de 2011 se usó como referencia la base de datos PSM (modelo). Esto se ha hecho teniendo en cuenta la relación de diferencias que existen entre ellos (Fig. 4) que indica un error diario de tendencia (sobrestimación) de aproximadamente $1.52 kWh/m^2$.

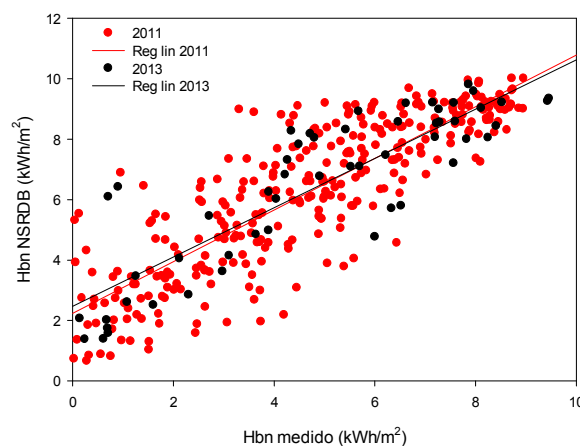


Figura 6. Comparación de los valores medios y estimados de irradiación solar directa normal Hbn diarios separando los datos de 2011 y 2013 usados en Pe11-13.

Además la Figura 6 muestra que las rectas de regresión de las dos distribuciones de datos medidos contra datos estimados para el año 2011 y 2013 es casi la misma. Se concluye

que usar los 54 días de 2013 para completar los datos del año 2011 resulta ser una alternativa aceptable. Más adecuado desde el punto de vista estadístico es el uso de relaciones de k_t vs k_n a partir de los datos de 2011 que pasan los controles de calidad y consistencia.

- ii) El modelo PSM se muestra con problemas para realizar estimaciones del año 2011 de manera correcta. Al consultar al Dr. Christian Gueymard (https://www.researchgate.net/profile/Chris_Gueymard) sobre el origen de este problema, el mismo sugirió como posibilidad que haya problemas en la estimación de radiación bajo días parcialmente nublados; es decir, los efectos de la nubosidad considerados en el modelo FARMS no son correctamente considerados para la región analizada. Esta posibilidad está siendo analizada actualmente.
- iii) En este trabajo no se analizaron los errores intrínsecos de los sensores, los que están descritos en las hojas de especificaciones de ellos (piranómetros, pirheliómetros, radiómetros, termómetros, etc.) y a los generados por falta de re-calibración de instrumentos.

CONCLUSIONES

En este trabajo se analizan algunos errores que pueden suceder al realizar simulaciones de generación de electricidad a través de un modelo de central solar de concentración cilindro-parabólica de foco lineal desarrollado por el grupo FAE (Brasil). Dichos errores se introducen en los datos de radiación solar DNI que se introducen al modelo.

Comenzando errores operacionales (error al determinar la hora solar) hasta errores en la bases de datos medida (falta de datos de un año) o estimada (base de datos PSM), el mayor error se comete al usar la base de datos PSM, la que genera una simulación de producción anual que es 27% mayor a la esperada. Los errores de hora solar pueden generar un error de entre 3-4% para un corrimiento de 1 hora (hacia adelante o atrás) en el valor estimado de energía eléctrica generada.

Teniendo en cuenta el costo del MWh térmico (239 dólares USA) puede concluirse que la mejor manera de evitar errores en los valores de DNI es realizar correctamente los cálculos de determinación de hora solar de los datos de DNI, utilizar datos medidos en el sitio de interés, comprobando su calidad y estabilidad temporal. El uso de datos satelitales está supeditado a un análisis de consistencia contra datos medidos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a la CAPES por la bolsa BJT 88881.067984/2014-01 que financia el proyecto “Análise da influência da radiação solar direta normal e das propriedades óticas e geométricas de coletores na produção de energia elétrica de uma usina solar termoelétrica com concentradores de foco linear”.

REFERENCIAS

- Arnett JC, Schaffer LA, Rumberg JP; Tolbert REL (1984) Design, installation and performance of the ARCO Solar one-megawatt power plant. Proceedings of the Fifth International Conference, Athens, Greece. EC Photovoltaic Solar Energy Conference.
- Castro Vilela O, Pedrosa Filho MHO, Escobedo JF, Dal Pai A, Salazar G, Raichjk C, Righini R, Grossi H, Fraidenaich N (2015) QUALIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA RADIAÇÃO DIRETA, DIFUSA E GLOBAL EM DIFERENTES LOCALIDADES DO BRASIL E ARGENTINA. Acta de la XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 3, pp. 11.123-11.130, 2015. ISBN 978-987-29873-0-5
- en.openei.org/apps/SWERA/
en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source

eosweb.larc.nasa.gov/project/mistr/mistr_table
eosweb.larc.nasa.gov/sse
Gaul H y A. Rabl (1980) Incidence-Angle Modifier and Average Optical Efficiency of Parabolic Trough Collectors. *Journal of Solar Energy Engineering* 102(1), pp 16-21.
gmao.gsfc.nasa.gov/merra/
Grossi Gallegos H (1999) Comparación de los valores satelitales del SURFACE SOLAR ENERGY (SSE) DATA SET VERSION 1.0 con datos de tierra de la red Solarimétrica. *ERMA* 6, pp1-6. ISSN 0328-932X.
Gueymard C (2008) REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation – Validation with a benchmark dataset. *Solar Energy* 82, pp 272–285
Maxwell EL (1987) A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation. Reporte técnico SERI/TR -215-3087. Solar Energy Research Institute.
modis.gsfc.nasa.gov/about/
nsrdb.nrel.gov
nsrdb.nrel.gov/current-version
Rolim M, Fraidenraich N, Tiba C (2009). Analytic modeling of a solar power plant with parabolic linear collectors. *Solar Energy* 83, 126–133
Salazar G, Castro Vilela O, Fraidenraich N (2015) SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CSP A PARTIR DE VALORES DIARIOS MEDIOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN DIRECTA. Acta de la XXXVIII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 3, pp. 08.241-08.248. ISBN 978-987-29873-0-5.
Salazar GA, Fraidenraich N, Castro Vilela O, Hongn ME (2016) SIMULACIÓN DE DESEMPEÑO DE UNA CENTRAL CSP. ESTUDIO DE CASO PARA UNA CENTRAL EN PETROLINA (PE-BRASIL) Y UNA CENTRAL EN MOJAVE (CA-USA). Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar (Belo Horizonte-Minas Gerais). ISBN 978-85-86923-43-2
Salazar GA, Hernandez AL, Echazú R, Saravia LR , GG (2013) Comparison Between Measured Mean Monthly Solar Insolation Data and Estimates from Swera Database for Salta City (Northwestern Argentina). *Electronic Journal of Energy and Environment* 1,3 (2013) pp 9-20.
sam.nrel.gov/
www.nrel.gov/docs/fy16osti/66566.pdf
www.researchgate.net/profile/Chris_Gueymard
www.soda-is.com
www.ssec.wisc.edu/research/patmosx/

ABSTRACT

This paper describes and evaluates the influence of some types of solar direct beam irradiance data errors then comparing the difference in the values of electricity generated by using an analytical model of a CSP, of indigenous development. The measured database is from Petrolina city (Brazil) corresponding to 2011 and 2013. A new satellite database from NREL is used, called PSM. Errors are also analyzed for incorrect presentation of the time in the data matrix. The errors between the amounts of energy generated ranging from 4% to 27%.

Keywords: error, DNI CSP