

ESTIMACIÓN DE ZONAS CON POTENCIAL PARA UNA PRODUCCIÓN ANUAL ESTABLE DE ELECTRICIDAD A GRAN ESCALA. CASO DE ESTUDIO: PROVINCIAS DE SALTA Y JUJUY (ARGENTINA)

R. LASPIUR¹, M. CHECURA DIAZ², G. SALAZAR¹, C. TIBA³.

- 1- Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta, Avda. Bolivia 5150, A4408FVY, Salta, Argentina
2- Universidad Tecnológica de Chile (INACAP), Av. Fco. de Aguirre 0389, 1710180, La Serena, Coquimbo, Chile.
3-Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia, Universidade Federal de Pernambuco, Avda. Prof. Luis Freire 1000, 50740-540, Recife, Brasil.
e-mail: roxslaspiur@gmail.com

Recibido: 03-03-2014; Aceptado:05-05-2014.

RESUMEN.- El Noroeste de Argentina (NOA) presenta características climáticas y orográficas que hacen que la disponibilidad de la energía solar sea superior a otras regiones del país. El estudio de factibilidad para la instalación de centrales solares requiere de un análisis de la disponibilidad espacial y temporal del recurso solar, para ayudar al diseño de la estación, optimizando los costes de instalación y mantenimiento de la infraestructura necesaria, buscando maximizar la cantidad de energía a generar. En este trabajo se analizan los datos medios mensuales de irradiación solar directa normal al haz H_{bn} para las provincias de Salta y Jujuy, valores obtenidos de la base de datos satelitales de SWERA. Se aplica un método que permite determinar la variación de área colectora de una central solar de concentración (CSP) buscando disponer de la misma cantidad de energía solar durante todo el año, dado que la variación del área de colección influye directamente en los costos de construcción y mantención de la central solar y, por ende, en el coste final de la electricidad que se genere. Se determina la ubicación de la región donde los valores del coeficiente DPAPE (Diferencia Porcentual para Alcanzar Producción Estable) está entre 0% y 5% utilizando los datos del mes de máxima disponibilidad del radiación solar (diciembre) y del mes de mínima disponibilidad (junio). Dicha región no coincide necesariamente con los sitios donde ocurren los valores máximos de irradiación solar directa, resultando este procedimiento de interés para agregarlo en capas de Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Palabras claves: Salta, Jujuy, SWERA, solar, electricidad

ESTIMATION OF AREAS WITH POTENTIAL FOR AN ANNUAL STABLE LARGE SCALE ELECTRICITY PRODUCTION. STUDY CASE: PROVINCES OF SALTA AND JUJUY (ARGENTINA)

ABSTRACT.- The Argentina Northwest presents climate and orographic characteristics that generate a much better availability of solar energy compared to other regions in the country. The feasibility study for the installation of solar power requires an analysis of spatial and temporal of the solar resource availability, to aid the design of the station, optimizing the costs of installation and maintenance of the necessary infrastructure, seeking to maximize the amount of energy generated. This paper discusses the monthly mean direct beam solar radiation H_{bn} data in Salta and Jujuy provinces, with values obtained from the satellite of SWERA database. Applies a method that allows to determine the variation of area collector of a concentration solar power plant (CSP) looking to have the same amount of solar energy throughout the year, since the variation in the area of collection directly affects the costs of construction and maintenance of the solar plant and, therefore, in the final cost of the electricity generated. Determines the zones of the region where the values of the DPAPE (percentage difference to achieve stable production) coefficient is between 0% and 5% using data from the month of maximum availability of the solar radiation (December) and the minimum availability month (June). Those zones does not necessarily match the sites where occur the values of maximum direct solar radiation, resulting in this procedure of interest to add it in layers of geographic information systems (GIS).

Keywords: Salta, Jujuy, SWERA, solar, electricity.

1. INTRODUCCIÓN

Los gases de combustión producidos por la quema indiscriminada de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) están cambiando la tasa de transferencia radiativa de la at-

mosfera terrestre. Así, el denominado Calentamiento Global es el resultado de la desestabilización de la dinámica de las transferencias de radiación infrarroja (IR) desde y hacia el espacio exterior: debido al aumento, principalmente, de CO_2 en la atmosfera, la radiación solar IR que debería re-emitirse

al espacio exterior no lo es, por lo que el “efecto invernadero” natural de la Tierra se ve incrementado, aumentando la temperatura media del planeta. De no detener, o al menos aminorar, la actual tasa de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera, los efectos del aumento de la temperatura global sobre los ecosistemas terrestres serán difíciles de revertir a corto plazo.

El uso de energías de las denominadas renovables (solar, eólica, biomasa, geotermia, etc.) puede revertir esta situación, deteniendo la inyección de grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera. Las energías solar y eólica se encuentran actualmente en condiciones tecnológicas de brindar cantidades industriales de electricidad para satisfacer la demanda de la sociedad moderna.

El análisis de la distribución espacial y temporal del recurso solar es una herramienta útil para determinar los lugares donde futuras centrales solares térmicas podrían operar, buscando la optimización entre la disponibilidad del recurso, la potencia que se pretende generar y la infraestructura disponible o necesaria: caminos, agua potable, red eléctrica, telefonía, Internet, etc. (Mills, 2004)

Sin embargo, en el análisis de factibilidad de instalación de una central de generación no solo se deben tener en cuenta los valores intrínsecos de la radiación solar, sino también su variabilidad temporal. Estos aspectos resultan de importancia ya que los costos de construcción y mantenimiento de una central solar influirán sobre el precio final de la energía generada. Es decir, se busca que la variación temporal de la radiación solar sea mínima, con el objeto de asegurar una producción estable de energía eléctrica, para su posterior conexión a redes de distribución. Esta variación influirá directamente sobre las características del área colectora de la central.

En este trabajo se analizó la distribución espacial y temporal de la radiación solar directa en el norte de la República Argentina (provincias de Salta y Jujuy), por ser ésta región la que tiene mayor disponibilidad del recurso. Se compararon los meses de mayor y menor radiación solar para determinar las áreas donde esta variación es menor.

2. DATOS Y MÉTODOS

Para caracterizar la disponibilidad del recurso solar, primero se lo debe medir, lo que requiere la instalación de equipos sensores y de personal para realizar el control y mantenimiento de los mismos. La inversión económica para realizar adecuadamente esta etapa puede ser alta. Las cifras del documento de la NREL para los SOLRMAP (www.nrel.gov) indican que se pueden llegar a necesitar entre 15.000 y 73.000 dólares estadounidenses para instalar una estación cuyos datos sean representativos y estén avalados por la NREL. Estos valores resultan onerosos para la economía argentina, por lo que la instalación de estaciones de alta calidad es todavía una rareza.

Cuando no se dispone de datos de radiación solar (de alta calidad) medidos, se puede optar por utilizar modelos que la estimen a partir de magnitudes meteorológicas, como la temperatura, la humedad relativa o la heliofanía. Si tampoco se disponen de datos meteorológicos, las bases de datos satelitales son la opción. Estas determinan los valores de radiación solar usando información de imágenes satelitales y validadas contra valores medidos en superficie. Así, la base de

datos SWERA (<http://maps.nrel.gov/SWERA>) estima sus valores a partir de la aplicación del modelo CSR (Climatological Solar Radiation model) (Wilcox et al, 1998). Usa imágenes satelitales cuyas celdas son cuadradas y miden 40 km de lado. Ese tamaño mejora la resolución y precisión por sobre otras bases de datos satelitales, como por ejemplo, la SSE de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), que tiene celdas aproximadamente 4 veces más grandes.

Dada la orografía de la región bajo estudio, es conveniente que el tamaño de las celdas sea lo menor posible para que no introduzca error por considerar relieve montañoso. Esta situación ya ha sido estudiada para la ciudad de Salta en Argentina (latitud 24.7S, longitud 65.4W, altitud 1200 m.s.n.m.) donde se compararon 29 años de datos de radiación solar global medidos en superficie contra datos de las bases de datos SSE y SWERA (Salazar et al, 2013), encontrándose que los datos medidos difieren de los datos de SWERA casi la misma cantidad que los datos de SWERA difieren de los de SSE (Figura 1). El RMSE% de los datos de SWERA vs. los medidos es del 15%.

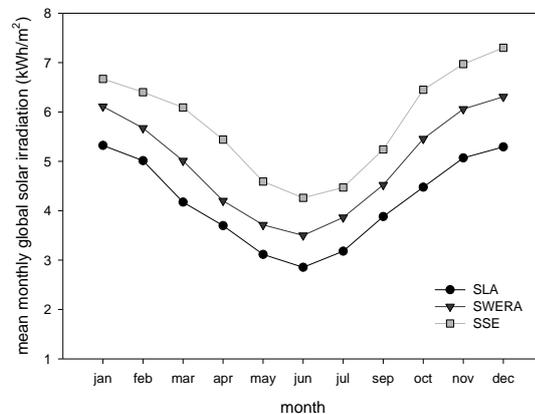


Fig.1: Comparación de los valores medios mensuales de irradiación solar global medidos y los estimados por SWERA y SSE, para la celda satelital que contiene a la ciudad de Salta.

En la Figura 2 puede observarse la diferencia de tamaños entre las celdas satelitales de la base de datos SSE y la base de datos SWERA (extraído de Salazar et al, 2013). La celda de SSE abarca una región, hacia el noroeste de la ciudad de Salta, cuya altitud promedio es de 3700 msnm, mientras que hacia el noreste de la ciudad de Salta, la altitud promedio es de 1000 msnm. La celda de SWERA contiene a la ciudad de Salta y periferia, así como una pequeña porción de la región Oeste (montañosa) y de la región Este (poco montañosa). Esta diferencia de áreas abarcadas influye, evidentemente, en los valores estimados para ambas celdas satelitales. SWERA utiliza 7 años de medidas (desde 1985 a 1991) mientras que SSE utilizó 22 años de datos (1983 a 2005). Los datos medidos para Salta abarcan 29 años (1967 al 1976, 1982 al 2000 y 2008 al 2009). SNU, SMN Salta e INTA Cerrillos son las tres estaciones meteorológicas donde se midió la radiación solar global desde 1968 hasta 2009.

A continuación se muestran los mapas de distribución espacial del recurso solar, obtenidos aplicando kriging a los valores de irradiación solar, directa normal al haz, media mensual de las celdas satelitales SWERA que abarcan los territorios de las provincias de Salta y Jujuy. Según Aguiar (2000), entre los métodos de interpolación lineal se

encuentra el “krigaje” o “kriging”, que es un método óptimo. El método surgió con el nombre de “geostatístico” porque comenzó siendo utilizado en el ámbito de la estadística minera, generalmente para la resolución de problemas de estimación de parámetros geofísicos tales como la distribución espacial de la riqueza en minerales en un yacimiento, a partir de un pequeño número de muestras de suelo. No obstante, este tipo de método sobrepasó rápidamente los alcances de la minería y actualmente es utilizado en los más variados problemas que involucren datos distribuidos en el espacio (e inclusive series temporales). Dado un conjunto de muestras de cierto parámetro z en n lugares del espacio localizados por los vectores s_i , digamos $z(s_i) \equiv z_i$, con $i = 1 \dots n$, ¿cómo estimar los valores de z en los lugares en donde no hay muestras?, ¿cómo hacer la interpolación o extrapolación de datos, digamos $z_0^* \equiv z^*(s_0)$? Así, en la versión llamada “krigaje ordinario” o “krigaje normal”, se supone que el campo de valores de z se puede escribir como $z(s) = \mu + \delta(s)$, donde μ es una constante desconocida y $\delta(s)$ es un proceso estocástico, con propiedades comunes de continuidad y estacionariedad, con cierta autocorrelación espacial que sólo depende de la distancia entre los puntos considerados. El método busca el mejor valor para el estimador z_0^* de tal manera que el error de estimación sea mínimo.

En total se consideraron 192 celdas satelitales, cubriendo un área de 307.200 km² (recuérdese que, por ser cada celda satelital un cuadrado de 40 km de lado, cada una abarca 1600 km²).



Fig. 2: Comparación de los tamaños de las celdas satelitales de las bases de datos SSE y SWERA para la ciudad de Salta (Argentina). La celda SSE tiene 1° de lado (recuadro grande), aproximadamente 80 km., mientras que la celda SWERA tiene 40 km de lado (recuadro pequeño).

Los valores de irradiación de la base satelital SWERA se suponen con un error del 10%, valor estimado por los diseñadores del modelo (Maxwell et al, 1998). Es aproximadamente el error que se encontró al comparar datos medidos con estimados de SWERA en el norte de Chile (Checura et al, 2012).

Los valores diarios medios anuales de irradiación solar directa normal al haz de la región se muestran en la Figura 3 (Laspiur et al, 2013). Se grafican estos datos porque la radiación solar directa es la que se puede concentrar para generación térmica. Actualmente las centrales solares utilizan Concentradores Cilindro-parabólicos (CSP, siglas en inglés), concentradores fotovoltaicos (CPV, siglas en inglés) o Con-

centradores lineales tipo Fresnel (CLFR, siglas en inglés). El análisis desarrollado está pensado para CSP, pero puede adaptarse para los otros dos tipos.

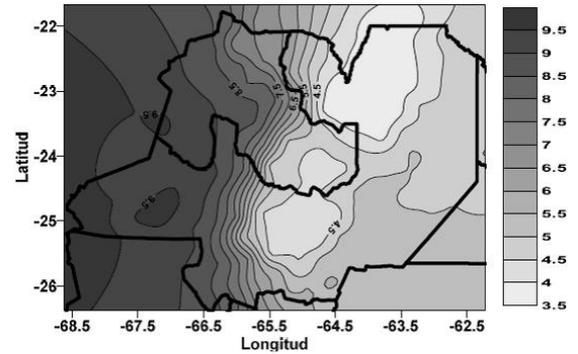


Fig. 3: Estimación de la distribución espacial diaria media anual de la irradiación solar directa normal al haz H_{bn} para las provincias de Salta y Jujuy. La escala esta en kWh/m² (Laspiur et al, 2013).

En la Figura 3 se aprecia que la región oeste es la que tiene, en promedio, una mayor disponibilidad de radiación solar a lo largo del año. Sin embargo esta información carece de indicadores de la variabilidad del recurso.

Para estimar la variabilidad, se estudiaron los mapas de distribución de radiación solar directa de los meses de junio y diciembre, para la zona bajo estudio. Esos mapas se muestran en las figuras 4 y 5.

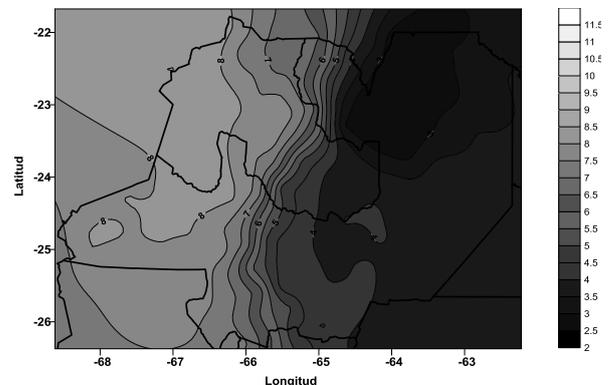


Fig. 4: Valores de irradiación solar directa, normal al haz, media mensual para el mes de Junio en las provincias de Salta y Jujuy. La escala es en kWh/m²

Dada la latitud de la región bajo estudio, era de esperarse una estacionalidad en los valores de radiación solar. Así, se toma la hipótesis de que en invierno los valores de radiación solar son menores que en verano, basados en la inclinación con la que inciden los rayos solares en una y otra estación del año. En términos generales, en verano ocurren los mayores valores de radiación solar, mientras que en invierno ocurren los menores valores, pero la distribución espacial puede variar, afectada por la orografía y el clima (principalmente, la nubosidad).

Ahora se observan las variaciones que ocurren en la distribución espacial de los valores de radiación solar directa para el mes de máxima disponibilidad (diciembre) y para el mes de mínima disponibilidad (junio).

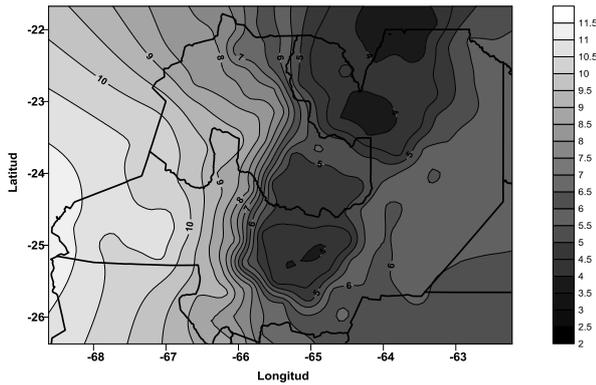


Fig. 5: Valores de irradiación solar directa, normal al haz, media mensual, para el mes de Diciembre. Este mapa también se hizo utilizando la técnica del kriging. La escala es en kWh/m².

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Determinación de la variabilidad espacial del recurso solar.

Cuando se diseña una central solar, que funciona colectando la radiación solar directa y la re direcciona - y concentra hacia un absorbedor por donde circula un líquido calportador (agua, aceite, sal fundida, etc.), la determinación del área de colección influirá directamente en la cantidad de energía térmica que se podrá generar. Esta energía térmica obtenida influye en la cantidad de energía eléctrica que se puede producir.

Una vez determinada la cantidad de electricidad que se quiere producir, se busca minimizar el área de superficie colectora necesaria para alcanzar ese valor. Pero también se busca que el valor producido de electricidad sea estable a lo largo del año. Este requerimiento parte de consideraciones económicas que escapan al objetivo del trabajo, pero que se mencionan.

Si el área de colección no puede permanecer constante a lo largo del año para alcanzar la producción requerida de electricidad durante todo el año, entonces se busca minimizar dicha variación de área colectora. Todo esto se hace teniendo en cuenta la inversión que representa implementar y mantener el área de colección de radiación solar. En la Figura 6 se muestra el esquema de los colectores solares de una central CSP (Rolim, 2007), donde se puede observar la tecnología necesaria para una sola montura del concentrador cilindro-parabólico (todo esto sin considerar los costos y cuidados que necesita la superficie espejada del panel)

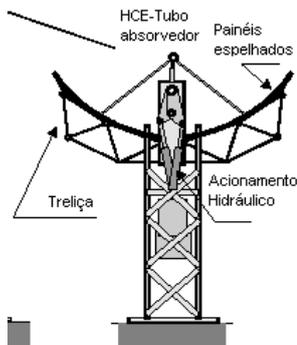


Fig. 6: Vista de sección de la superficie de colección solar de tercera generación LS-3 (Rolim, 2007)

El método para estimar la variación de área de colección se basa en un parámetro que llamaremos **F**actor de **I**rradiación **M**áxima-**M**ínima, o FIMM, la que se define como

$$FIMM = \frac{H_{\text{máximo anual}}}{H_{\text{mínimo anual}}} \quad (1)$$

Este factor muestra la relación entre la radiación máxima disponible en un mes del año, con la disponible mínima anual, por unidad de área **para un sitio particular**. Un valor mayor a 1 indicará que la radiación máxima disponible anual es mayor que la mínima anual en ese sitio y un FIMM = 1 indicará que no hubo variación entre el H máximo anual disponible y el H mínimo anual disponible.

Para el caso de estudio, H_{máximo anual} es la irradiación solar directa del mes de diciembre y H_{mínimo anual} es la irradiación solar directa del mes de junio. Realizando una operación de división entre los datos de los mapas, se obtiene la distribución espacial de la FIMM para las provincias de Salta y Jujuy (Figura 6).

Debe notarse que un valor del FIMM menor a 1 indica que dentro de un área donde, por lo general, en una época del año la radiación es mayor (diciembre) que en otra época (junio), existen zonas donde esto no sucede. Esto puede suceder porque en la región donde se esperaba una mayor disponibilidad, esta no ocurre por una cobertura nubosa significativa.

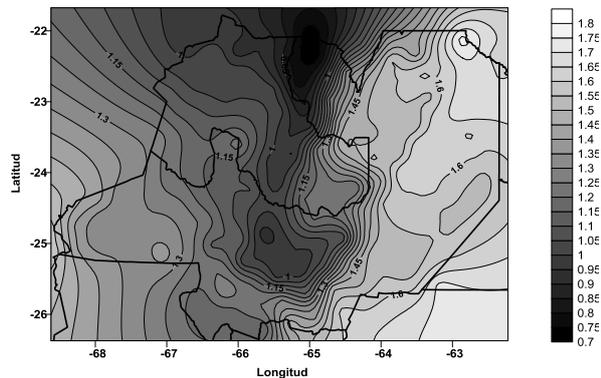


Fig. 6: Distribución espacial del FIMM para las provincias de Salta y Jujuy. Se utilizaron los datos de distribución espacial de la radiación solar de los mapas de Junio y de Diciembre.

Mientras más cercano a 1 sea FIMM, mayor serán las posibilidades de que no deba variarse la cantidad de superficie del área de colección de radiación solar entre el mes de máxima disponibilidad respecto del mes de mínima disponibilidad, para alcanzar una producción estable de energía térmica y, por lo tanto, de energía eléctrica.

La determinación en valores porcentuales de variación del área de colección se hace a través del parámetro llamado **D**iferencia **P**orcentual para **A**lcanzar **P**roducción **E**stable, o DPAPPE, el que se define como

$$DPAPPE = \left[\frac{1}{FIMM} - 1 \right] \cdot 100 \quad (2)$$

El valor del PDAPE indica el porcentaje de área de colección que deberá aumentarse durante el mes de menor disponibilidad para alcanzar la cantidad de energía colectada durante el mes de mayor disponibilidad. También puede entenderse como el porcentaje del área de colección que debe anularse durante el mes de máxima disponibilidad para tener la misma energía colectada que durante el mes de mínima disponibilidad.

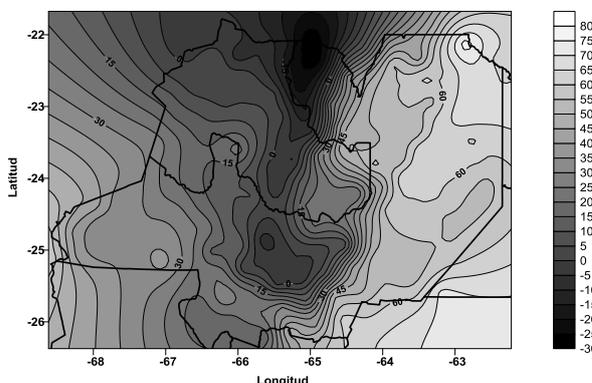


Fig. 7: Distribución de la DPAPE para las provincias de Salta y Jujuy.

Se observa una zona en el mapa de la Figura 7 donde el PDAPE está entre 0% y 5%: esa sería la región con mayor potencial para instalar usinas solares, ya que la disponibilidad de radiación a lo largo del año es casi constante. Por supuesto, debe aclararse que esto es solo una estimación: la determinación fehaciente de dicha característica deberá hacerse instalando en la zona estaciones meteorológicas que monitoreen el recurso solar.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha estimado la distribución espacial de la variación entre los meses de mayor y menor disponibilidad de energía solar, por unidad de área. Esta información permite determinar el porcentaje de variación del área colectora de la radiación solar de una central solar térmica, con el objetivo de alcanzar una producción (ideal) estable a lo largo del año.

Utilizando la herramienta del kriging y la información brindada por la base de datos satelitales SWERA, se construyen mapas que permiten acceder a dicha información de manera rápida y confiable.

En los mapas se observa que en la provincia de Jujuy, la región Nornoroeste (Puna), la región central (Quebradas) y la región Sur (Valles) son las que ofrecen un mejor potencial

para la instalación de centrales solares, desde el punto de vista de la estabilidad en la disponibilidad del recurso solar. Para el caso de la provincia de Salta, la zona con mayor potencial está en el centro de la provincia, abarcando el norte del Valle de Lerma y el Valle de Siancas, entre otras regiones.

Para la validación de estas estimaciones, deben realizarse mediciones puntuales del recurso solar en los sitios antes mencionados, teniendo en cuenta que también deben analizarse otros factores (acceso a rutas, acceso a red eléctrica, etc.).

REFERENCIAS

Aguiar R. (2000) Cartografía de la Radiación Solar por Métodos Geoestadísticos. II Curso Regional de Solarimetría. Universidad de Tarapacá, Arica, Chile.

Checura Díaz M. S., Salazar G. A., Laspiur R., Correa T. G., Gutiérrez J. (2012) Análisis de la radiación solar en el norte de Chile. Comparación entre datos medidos y estimados por modelos de día claro ARG-P y base de datos SWERA. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **16**, 11.101-11.106, ISSN 0329-5184.

<http://maps.nrel.gov/SWERA>

<http://www.nrel.gov/csp/solrmap.html>

Laspiur R., Salazar G., Zerpa J., Watkins M. (2013) Trazado de mapas medios anuales de energía solar global, directa, difusa y tilt, usando la base de datos de SWERA. Caso de estudio: provincias de Salta y Jujuy. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **17**, 08.47-08.52, ISSN 2314-1433.

Maxwell E., George R., Wilcox S. (1998). A climatological Solar Radiation model. *Proceedings of the 1998 American Solar Energy Society Annual Conference*. Albuquerque, NM.

Mills D. (2004). Advances in solar thermal electricity technology. *Solar Energy* **76**, 19-31.

NASA (2010). eosweb.larc.nasa.gov/sse/.

Rolim M. M. (2007) Modelagem analítica de geração solar térmica de electricidade, com concentradores parabólicos de foco linear. Tesis de Doctorado, Universidade de Pernambuco (Brasil)

Salazar G. A., Hernández A. L., Echazú R., Saravia L. R., Romero G. G. (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) DOI 10.7770/EJEE-V0N0-Art531.