

## **SIMULACIÓN DE GENERACIÓN DE MÓDULO FV EN LA CIUDAD DE SALTA UTILIZANDO VALORES ESTADÍSTICAMENTE REPRESENTATIVOS DE RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA ADAPTADOS DE BASES DE DATOS SATELITALES**

**Germán Salazar<sup>1,2</sup>, Diego Rodrigues de Miranda<sup>3</sup>, Joao Víctor Furtado<sup>3</sup>, Olga Castro Vilela<sup>3</sup>, Naum Fraidenraich<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Grupo de Estudio y Evaluación del Recurso Solar (GEERS) - Instituto de Investigación en Energía No Convencional (INENCO-CONICET) - Argentina.

<sup>2</sup>Departamento de Física – Facultad de Ciencias Exactas – Universidad Nacional de Salta - Argentina

<sup>3</sup>Centro de Energías Renováveis (CER) - Departamento de Energía Nuclear UFPE/DEN. Universidade Federal de Pernambuco – Brasil.

e-mail: german.salazar@conicet.gov.ar

**RESUMEN:** En este trabajo se propone una metodología para estimar el valor de energía generado por un módulo FV cualquiera, inclinado y orientado, bajo condiciones estadísticamente representativas de radiación solar y temperatura ambiente, en la ciudad de Salta (Argentina). Para ello primero se prepara una base de datos de irradiancia solar global y de temperatura ambiente estadísticamente representativa para el sitio, utilizando un procedimiento de Adaptación al Sitio mejorado, usando datos medidos en el sitio específico. Se aplica luego el modelo de Engerer para estimar la fracción difusa con lo que se estima la componente directa y difusa de la irradiancia solar global, considerando los aportes de cada componente sobre el plano del módulo. Se aplican estos datos a un modelo de módulo FV basado en diferencia de valores de potencia eléctrica STC afectado por temperatura de módulo. La diferencia de los valores GHI anuales adaptados y sin adaptar es del 8.35%, lo que genera una diferencia del 7.34% en la energía eléctrica generada por un módulo de 450 Wp y 2.21 m<sup>2</sup> de área, inclinado 24° y orientado al norte. Este procedimiento es el primer paso para generar una herramienta que permita estimar la generación FV domiciliaria en la ciudad de Salta, y posteriormente la previsión de producción.

**Palabras clave:** Salta, modulo FV, adaptación, difusa, modelo

### **INTRODUCCIÓN**

La generación de energía eléctrica fotovoltaica (FV) domiciliaria de sistemas aislados (off-grid) resulta una alternativa confiable para la provisión de energía cuando no se dispone de acceso a la red de distribución domiciliaria. El programa PERMER ([permer.se.gov.ar](http://permer.se.gov.ar)) ha instalado muchos sistemas aislados FV en Argentina, para proveer principalmente de iluminación nocturna.

En nuestro país la instalación de sistemas FV aislados ha alcanzado también a zonas urbanas o periurbanas, donde sirven como sistemas de apoyo ante cortes del suministro o bien para consumo interno. La tendencia internacional es que la energía que se genera con los sistemas FV domiciliario se inyecte en la red de distribución. En Salta en 2014 se implementó la ley de Balance Neto de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables ([argentinaambiental.com](http://argentinaambiental.com)) que establece el fomento a la instalación de fuentes alternativas o limpias de energía. Este programa permite que se genere electricidad FV y se inyecte a la red de distribución, bajo ciertas condiciones. Es muy probable que en el futuro cualquier usuario pueda instalar un sistema FV en su domicilio e inyectar su excedente (o no) a la red, por lo que es interesante estimar la cantidad de energía que generaría e inyectaría a la red, además del horario en el que lo haría.

Para la estimación de la generación FV se precisa conocer, en principio, las características de la radiación solar y de la temperatura del aire: el primero porque es lo que induce el efecto fotovoltaico que genera la corriente eléctrica en los paneles y el segundo porque afecta la tasa de generación de electricidad. Existen otros factores que no serán considerados en este artículo.

De esta manera se espera tener un conocimiento inicial de las características de generación FV reales para la ciudad de Salta, utilizando información de radiación solar y de temperatura disponible en bases de datos satelitales que, de por sí solas, no deben ser usadas como fuentes para extraer información sensible desde el punto de vista estadístico, en lo que a precisión refiere, sino que requieren de una mejora estadística.

En este trabajo se estima la producción eléctrica FV estadísticamente representativa, en la ciudad de Salta, de un panel FV orientado al Norte e inclinado  $24^\circ$ . Dicha estimación de potencia eléctrica se hará para un año medio estadísticamente representativo con una frecuencia temporal de 15 minutos.

## METODOLOGIA

Para lograr alcanzar su propósito, en este trabajo se concatenan tres metodologías:

- i) Adaptación al Sitio (Site Adaptation) de los valores estimados de irradiancia solar global (GHI) y de temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), obtenidos por modelos que utilizan imágenes tomadas por satélites. La frecuencia temporal analizada es 15 minutos.
- ii) Estimación de las componentes de irradiancia directa normal (DNI) e irradiancia solar difusa (DHI) a partir de valores de la irradiancia GHI.
- iii) Simulación de generación de potencia eléctrica de un módulo fotovoltaico, inclinado un ángulo  $\beta$  y orientado un ángulo  $\gamma$ .

Se generará un **año medio** de valores de GHI de la base satelital CAMS (Copernicus Atmosphere Monitoring Service) de 2004 a 2015, adaptado mediante la técnica de Site Adaptation (Polo et al, 2016, 2020; Rodrigues de Miranda et al, 2022) usando dos años de valores de GHI medidos en la ciudad de Salta (Latitud  $-24.7^\circ$  Longitud  $-65.4^\circ$  Altitud 1190 msnm) durante 2013 a 2015, usando un radiómetro Eppley PSP conectado a un datalogger CR1000. De manera análoga se procederá con la  $T_{amb}$ , solo que usaran datos de la base de datos comercial SOLCAST (solcast.com) por considerarse mucho mejor que la de CAMS. Para calcular el año medio utilizando la técnica IDP (Salazar y Checure, 2011). De esa manera se resume la presentación de la información sin perder nada de su contenido.

La estimación de las componentes DNI y DHI de la irradiancia GHI es necesaria para determinar la cantidad de irradiación solar que incide en el plano del módulo fotovoltaico. Se utiliza el modelo de Engerer2 (Engerer, 2015) para estimar la fracción difusa  $k_d$ , de la que luego se calcula la irradiancia DHI. Utilizando la relación fundamental entre GHI, DNI y DHI, se deduce el valor de la DNI.

El modelo de modulo fotovoltaico utilizado es uno simple pero efectivo (Vilela et al., 2019) que compara la potencia eléctrica en condiciones estándares STC (Standard Test Conditions o Condiciones Estándares de Prueba) menos las pérdidas producidas por la temperatura del módulo. Un aspecto interesante de este tipo de modelo es que considera ya la eficiencia del proceso de conversión fotovoltaico.

### *Adaptación al Sitio de valores de GHI para Salta Capital.*

En la Fig.1 se muestra en que consiste el método de Adaptación al Sitio. Se dispone de una serie temporal larga (varios años) de una variable de radiación solar (GHI, DNI o DHI) para un sitio en particular. Esta información, si bien se ofrece para un gran periodo de tiempo (la base de datos satelitales CAMS ofrece estimados desde 2004 hasta la actualidad) tiene errores o diferencias respecto de los valores que realmente sucedieron.

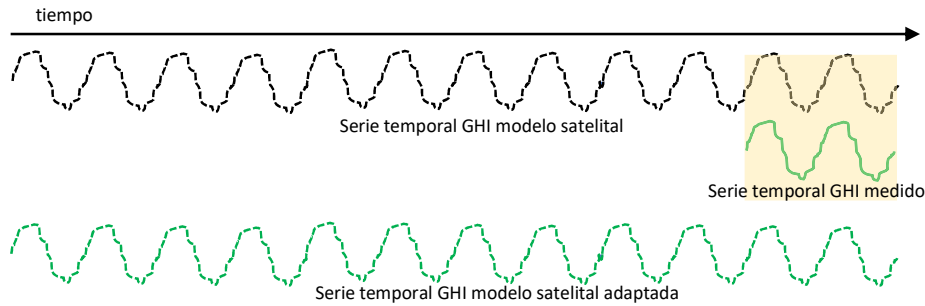


Fig.1: Esquema del proceso de Adaptación al Sitio. Los valores de GHI resaltados en amarillo corresponden a periodos simultáneos

Es posible corregir o, mejor dicho, adaptar esta serie temporal larga utilizando valores medidos en tierra, durante un periodo corto (uno o dos años) pero simultaneo a los valores estimados por el modelo de la base de datos satelital. Utilizando principalmente el método del CDF (Cumulative Distribution Functions, función de distribución acumulativa), se adaptan tendencias estadísticas en los valores estimados por los modelos de las bases de datos satelitales (Polo et al., 2016, 2020). Sin embargo, para obtener mejores resultados es posible aplicar otras metodologías (Rodrigues et al., 2022) asociadas a Inteligencia Artificial y metadatos. Así, se han adaptado los valores de irradiancia solar GHI de la base de datos satelital CAMS, desde 2004 a 2015, utilizando datos de irradiancia GHI medidos en la Universidad Nacional de Salta, desde 2013 a 2015. Esta es la primera vez que se aplica esta metodología a datos de irradiancia solar medidos en la ciudad de Salta, ofreciendo una fuente de información de significativa calidad estadística, superando ampliamente a otras propuestas anteriores. Para el caso de la temperatura ambiente  $T_{amb}$  se aplicó también la adaptación al sitio por CDF directo. El proceso de Adaptación al sitio de la temperatura fue más sencillo. Se disponían de una base de datos medida por el Servicio Meteorológico Nacional, con base horaria, en el Aeropuerto de Salta desde 2015 a 2021. Usando esa información se adaptó la base de datos satelital SOLCAST desde 2004 a 2021.

### Estimación de las componentes de irradiancia DNI e DHI a partir de valores de la irradiancia GHI.

A partir de la relación fundamental (Ec. 1) que relaciona la magnitud GHI con las magnitudes DNI y DHI es posible deducir el valor de una conociendo las otras dos. Por lo general la variable disponible es la irradiancia solar global GHI, por ser la que precisa del sensor más sencillo (sin partes móviles).

$$GHI = DNI * \cos\theta_z + DHI \quad (1)$$

Las componentes DHI y DNI fueron estimadas a partir de GHI usando el modelo desarrollado por Bright y Engerer (2019) para estimar la fracción difusa  $k_d$ . El modelo utilizado fue inicialmente concebido en el trabajo de Engerer (2015), siendo uno de los pioneros en la concepción de los modelos para resolución sub-horaria (1-min). En 2019, Bright y Engerer realizaron una re-parametrización de los modelos para diversas resoluciones temporales (1-min, 5-min, 10-min, 15-min, 30-min, 1-h y 1 dia), donde la nueva parametrización altera los coeficientes  $\beta$  de la Ec. 2, desarrollada en Engerer (2015).

$$k_d = C + \frac{1 - C}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \theta_z + \beta_4 \Delta k_{tc})} + \beta_5 k_{de} \quad (2)$$

donde  $k_t$  es el índice de claridad, HSA es la hora solar aparente,  $\theta_z$  es el ángulo cenital,  $\Delta k_{tc}$  es la diferencia entre el  $k_t$  medido y el índice de claridad de cielo claro obtenido por el modelo de cielo claro REST2 y  $k_{de}$  representa una porción de la fracción difusa atribuida a los eventos de cloud enhancement.

En Engerer (2015) los coeficientes utilizados eran  $C$ : 0.042336,  $\beta_0$ : -3.7912,  $\beta_1$ : 7.5479,  $\beta_3$ : 0.003148,  $\beta_4$ : -5.3146 y  $\beta_5$ : 1.7073. Para la re-parametrización de Bright y Engerer (2019), para una resolución de 15-min (la frecuencia considerada en este artículo), los coeficientes empleados son  $C$ : 0.065972,  $\beta_0$ : -4.7211,  $\beta_1$ : 8.3294,  $\beta_2$ : 0.0095444,  $\beta_3$ : 0.0053493,  $\beta_4$ : -4.169 y  $\beta_5$ : 0.39526.

### Simulación de panel fotovoltaico, inclinado un ángulo $\beta$ y orientado un ángulo $\gamma$ .

Existen diversos tipos de modelos sencillos de módulos fotovoltaicos. En este caso utilizamos un modelo simple que llamaremos STCT ya que el modelo considera la disminución de generación del panel debido a la temperatura ambiente y a la cantidad de irradiancia que incide en su superficie (Vilela et al., 2019).

$$P_{ele} = P_{STC} \frac{I_{coll}}{1000} \cdot (1 + \varepsilon(T_{FV} - 25^\circ C)) \quad (3)$$

donde:

$P_{ele}$ : Potencia eléctrica entregada por el módulo ( $W/m^2$ )

$P_{STC}$ : Potencia del módulo bajo condiciones STC ( $W/m^2$ ).

$I_{coll}$ : Irradiancia solar incidente en el plano del módulo ( $W/m^2$ )

$\varepsilon$ : Coeficiente de variación de potencia con respecto a la variación de temperatura respecto de las condiciones STC

$T_{FV}$ : Temperatura del módulo ( $^\circ C$ )

La variable  $T_{FV}$  se estimó utilizando una aproximación empírica lineal propuesta en Skoplaki & Palyvos (2009).

$$T_{FV} - T_{amb} = k \cdot I_{coll} \quad (4)$$

donde:

$T_{FV}$ : Temperatura del módulo ( $^\circ C$ )

$T_{amb}$ : Temperatura ambiente ( $^\circ C$ ).

$I_{coll}$ : Irradiancia solar total incidente en el plano del módulo (directa, difusa y reflejada) ( $W/m^2$ )

$k$ : coeficiente Ross (indica si el módulo tiene un buen refrescamiento natural o no)

La irradiancia total que incide sobre el plano del módulo FV  $I_{coll}$  tiene tres componentes: la correspondiente a la DNI, la relacionada a la DHI y la reflejada por el suelo (albedo).

$$I_{coll} = DNI_\theta + DHI_\beta + GHI_\beta \quad (5)$$

donde:

$DNI_\theta$ : irradiancia directa normal respecto de la normal al plano del módulo.

$DHI_\beta$ : irradiancia difusa respecto del ángulo de visión del módulo.

$GHI_\beta$ : albedo de la superficie sobre el plano del módulo.

Para el caso de los ángulos de visión del módulo, tanto para la estimación de la irradiancia difusa  $DHI_\beta$  como del albedo  $GHI_\beta$  (ambas funciones del ángulo de inclinación  $\beta$ ) se utilizaron las aproximaciones más simples, como los ángulos de visión de Liu Jordan (Duffie y Beckman, 2013).

El módulo se considera inclinado  $24^\circ$ : este valor se considera por ser la parte entera de su ángulo de Latitud. Se considera que el módulo está orientado al norte ( $\gamma = 180^\circ$ ) por estar Salta en el hemisferio

Sur. A continuación, se muestran los parámetros de la simulación realizada para el módulo Canadian HiKu (Super High Power Mono Perc).

Latitud	-24.7 °
Longitud	-65.4 °
Inclinacion panel (beta)	24 °
Orientacion módulo (gama)	180 °
k temp	0.029
Pfv_STC (W)	450
Coef var pot temp mod (%/°C)	-0.36

Tabla 1. Parámetros de la simulación realizada.

## RESULTADOS

En la Fig. 2 se muestra la correlación entre los valores de ese año medio: se correlacionan 35040 pares de valores de GHI.

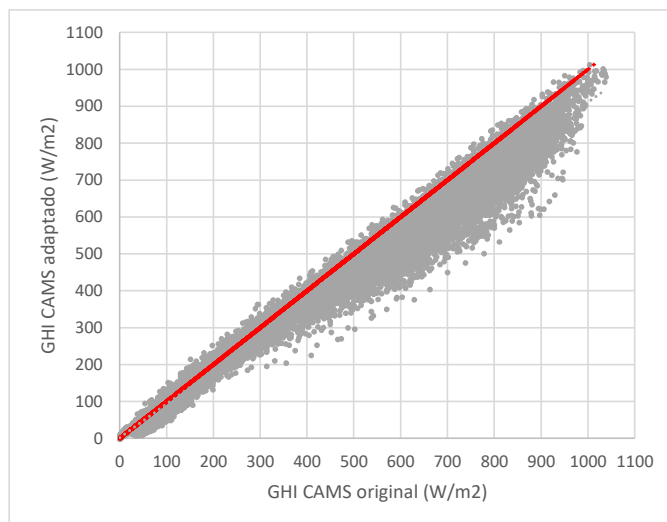


Fig.2: Correlación entre los valores del año IDP entre los valores de GHI de CAMS original vs los valores de GHI adaptados. También se ha graficado una recta X=Y

En la Tabla 2 se muestran los valores de energía por unidad de área ( $\text{kWh/m}^2$ ) colectadas en plano horizontal, en base mensual. Puede apreciarse que la base adaptada ofrece menor energía disponible que la base original, sobre todo en los meses fuera del invierno.

Tabla 2: Valores medios mensuales de irradiación solar GHI, por unidad de área, sobre plano horizontal para los valores de año medio de los valores originales de CAMS vs los valores adaptados. También se muestra la diferencia media porcentual.

	GHI CAMS original (KWh/m <sup>2</sup> )	GHI CAMS adaptado (KWh/m <sup>2</sup> )	MBE % (Adap-Orig)
<b>Ene</b>	191.04	168.48	-11.81
<b>Feb</b>	153.61	129.09	-15.96
<b>Mar</b>	149.52	131.47	-12.07
<b>Abr</b>	122.28	114.57	-6.31
<b>May</b>	106.80	102.36	-4.15
<b>Jun</b>	100.43	96.94	-3.48
<b>Jul</b>	118.61	114.64	-3.35
<b>Ago</b>	142.14	138.74	-2.39
<b>Sep</b>	160.84	155.27	-3.46
<b>Oct</b>	177.98	165.61	-6.95
<b>Nov</b>	181.83	163.56	-10.04
<b>Dic</b>	187.88	162.42	-13.55

En la Fig. 3 se muestran las funciones cumulativas de los valores de  $T_{amb}$  para el modelo satelital SOLCAST y los valores medidos por el SMN en Salta, en base horaria. La función CDF de los valores de SOLCAST debe llevarse hacia los valores de la CDF de los valores del SMN. Este caso se aplicó la CDF calculada para valores de frecuencia de 15 minutos de SOLCAST. De esa manera se dispone de una serie de  $T_{amb}$  que coincide en frecuencia con la de GHI es analizada.

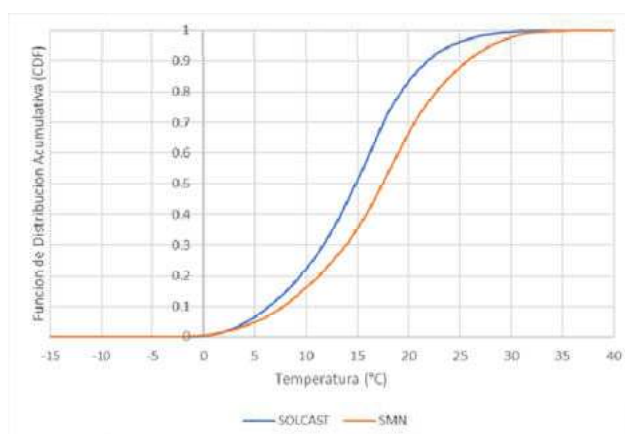
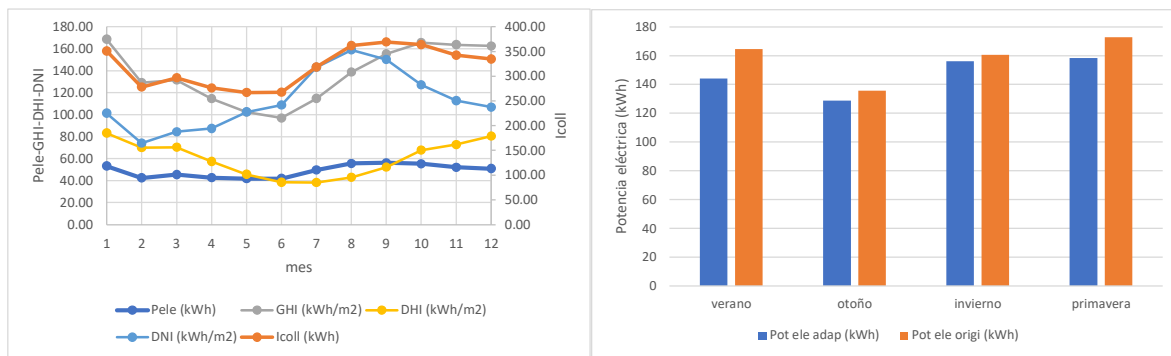


Fig 3. Funciones de distribución acumulativa (CDF) de la temperatura ambiente (°C) horaria entre SOLCAST (estimación) y el SMN (medidas) para la ciudad de Salta, durante 2015 a 2021.

Una vez que se cuenta con los valores del año medio en base temporal de 15 minutos, es posible realizar la simulación de generación de un módulo fotovoltaico.

Los resultados de la generación de Potencia eléctrica mensual de un módulo FV con las características de la Tabla 4, utilizando los valores de  $I_{coll}$  estimados según la ecuación (4) para la base de datos GHI adaptada se muestran en la Figura 4(a). También se muestran los valores mensuales de GHI, DNI y GHI por unidad de área por cada mes. La cantidad total de energía eléctrica generada por un panel con las características mencionadas es de 587.18 kWh anuales considerandolas base de datos de radiación solar adaptada y de 633.70 kWh anuales cuando la base de datos de radiación solar CAMS original (sin adaptar con los datos de GHI medidos en Salta). La diferencia porcentual anual es 7.34%.



(a)

(b)

Fig 4.(a) Comparación entre los valores mensuales de Potencia Eléctrica generada ( $P_{ele}$ ) e Irradiancia colectada en el plano del módulo ( $I_{coll}$ ). Estos valores están expresados como energía. También se muestran los valores de energía de las GHI, DNI y DHI sobre plano horizontal, por unidad de área. (b) Comparación de la potencia eléctrica generada para cada estación del año, utilizando como dato de GHI la serie adaptada vs la original.

Resulta interesante comparar los valores de potencia eléctrica generada discriminados por estaciones (verano, otoño, invierno y primavera), utilizando los valores de  $I_{coll}$  obtenidos utilizando los valores de GHI adaptados y originales de CAMS (Fig. 4b). Los valores obtenidos usando los valores de GHI originales resultan siempre en valores mayores a los que se obtienen usando los valores adaptados. Esto era de esperarse de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 2.

Usando los valores de irradiancia adaptados, la estación Primavera es donde se genera la mayor cantidad de energía en la ciudad de Salta (158.28 kWh); luego está el Invierno (156.12 kWh), el Verano (144.07 kWh) y por último el Otoño (128.72 kWh). Esto es considerando un panel inclinado  $24^\circ$  y orientado al Norte geográfico. Los resultados estacionales pueden estar ligados directamente a la nubosidad en cada estación, siendo los meses de verano más nubosos que los demás.

## CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta una metodología para estimar la cantidad estadísticamente representativa de potencia eléctrica que generaría un módulo FV mono facial, para la ciudad de Salta (Argentina). Para ellos se genera una base de datos estadísticamente representativa, tanto de irradiancia solar global GHI como de temperatura ambiente del sitio. Como modelo de separación de componentes de la radiación solar se utiliza Engerer 2. El modelo de modulo FV utilizado en este trabajo es sencillo pero robusto, ya que considera las pérdidas por temperatura de modulo respecto de los valores STC.

La diferencia entre los valores mensuales de GHI de la base de datos original respecto de la base adaptada, considerando el año medio, es del orden de 13% máximo (diciembre) a 3% mínimo (agosto). La Potencia generada durante todo el año por un módulo FV descrito fue de 587 kWh, mientras que se habría estimado una producción de 634 kWh de haberse usado una base de datos sin adaptar.

Resulta claro que debe seguirse estudiando la metodología propuesta en este artículo, con el objeto de lograr una estimación que sea fidedigna.

## REFERENCIAS

Argentina Ambiental [.https://argentinambiental.com/legislacion/salta/ley-7824-balance-neto-la-generacion-energia/](https://argentinambiental.com/legislacion/salta/ley-7824-balance-neto-la-generacion-energia/)

Bright, J. M., & Engerer, N. A. (2019). Engerer2: Global re-parameterisation, update, and validation of an irradiance separation model at different temporal resolutions. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(3), 033701.

Copernicus Atmosphere Monitoring Service: <https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>

Duffie J y Beckman W (2013) *Solar Engineering of the thermal processes*. Wiley.

Engerer, N. A. (2015). Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Solar Energy*, v. 116, p. 215-237.

PERMER. <http://permer.se.gov.ar>

Polo J., Wilbert S., Ruiz-Arias J. A., Meyer R., Gueymard C., Sári M., et al. (2016) Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. *Solar Energy*, 132:25–37.

Polo, J.; Fernández-Peruchena, C.; Salamalikis, V.; Aguiar, L. M.; Turpin, M.; Martín-Pomares, L.; Kazantzidis, A.; Blanc, P.; Remund, J. (2020) Benchmarking on Improvement and Site-Adaptation Techniques for Modeled Solar Radiation Datasets. *Solar Energy* 201(March):469–79.

Rodrigues de Miranda, D; Soares Siqueira Costa, R; Castro Vilela, O; Araujo da Costa, A; Salazar, G; et al (2022) Site Adaptation da radiação global horizontal para estações solarimétricas na Argentina e no Brasil. *Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*.

Salazar, G & Checura Diaz, M (2011) Estudio de la variación de la irradiancia solar global mediante análisis gráfico y estadístico. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 15*.

Salazar, G; Alonso-Suárez, R; Laguarda Cirigliano, A; Ledesma, R (2021) Evaluación del proceso de adaptación al sitio aplicado a la irradiancia solar global medida en la ciudad de Salta, Argentina. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 25*, pp. 342-351. ISSN 2796-8111

Skoplaki, E.; Palyvos, J. A. (2009) Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*, v. 34, n. 1, p. 23-29, ISSN 09601481.

SOLCAST: <https://solcast.com>

Vilela, O; Baselar, T; Fraidenraich, N; Barbosa, E (2019) Previsão da temperatura e do desempenho do gerador fotovoltaico flutuante a partir de suas características elétricas medidas em reais condições ambientais. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 23*, pp 03.21-03.28. ISSN 2314-1433.



## **SIMULATION OF PV MODULE GENERATION IN THE CITY OF SALTA USING STATISTICALLY REPRESENTATIVE VALUES OF SOLAR RADIATION AND TEMPERATURE ADAPTED FROM SATELLITE DATABASES**

**ABSTRACT:** In this work, a methodology is proposed to obtain the value of energy generated by any PV module, tilted and oriented, under statistically representative conditions of solar radiation and ambient temperature, in the city of Salta (Argentina). To do this, a statistically representative database of global solar irradiance GHI and ambient temperature  $T_{amb}$  is first prepared for the site, using an improved Site Adaptation procedure using data measured at the specific site. Engerer model is then applied to estimate the diffuse fraction with which the direct and diffuse component of the global solar irradiance is estimated, considering the contributions of each component on the plane of the module. These data are applied to a PV module model based on difference in electrical power values STC affected by module temperature. The difference between the adapted and unadjusted annual GHI values is 8.35%, which generates a difference of 7.34% in the electrical energy generated by a module of 450 Wp and 2.21 m<sup>2</sup> of area, inclined 24° and facing north. This procedure is the first step to generate a tool to estimate residential PV generation in the city of Salta, and subsequently the production forecast.

**Keywords:** Salta, PV module, adaptation, diffuse, model