

## **MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL GENERADA POR UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED**

**Gustavo Risso, Mario Battioni, Javier Schmidt**

IFIS Litoral – CONICET-UNL. Güemes 3450, 3000 Santa Fe  
Tel. 0342 455 9174/77 e-mail: gusrisso@fiq.unl.edu.ar

*Recibido 15/08/18, aceptado 24/09/18*

**RESUMEN:** Se calcularon las energías generadas por plantas fotovoltaicas de diversas potencias distribuidas por todo el mundo, a partir de datos de irradiación en el plano horizontal y datos climáticos. Posteriormente se compararon con las energías efectivamente inyectadas a la red eléctrica por estas plantas, verificando que los valores calculados presentan muy poca diferencia con las reales. Esto nos permite concluir que el método resulta de utilidad para estimar con buena precisión la energía que una planta fotovoltaica puede producir en distintas ubicaciones, a partir de datos disponibles públicamente.

**Palabras clave:** instalación fotovoltaica, energía generada, radiación solar, variables climáticas.

### **INTRODUCCIÓN**

Para decidir una inversión en una planta de generación de energía solar fotovoltaica conectada a la red, resulta fundamental poder estimar con precisión la energía en kWh eléctricos que pueden obtenerse anualmente por cada kWp instalado (índice de producción final de la planta o *final yield, FY*) (Furushima *et al.*, 2006). Esta energía generada dependerá en gran parte del recurso solar disponible, así como también será dependiente de los parámetros meteorológicos (temperatura, velocidad del viento, etc.), el ángulo de inclinación de los módulos respecto de la horizontal, la eficiencia de conversión de corriente continua en alterna, el correcto conexionado de los módulos, su limpieza, entre otros. Es por ello que se torna necesario poder contar con datos de radiación precisos y prolongados en el tiempo.

La obtención de los valores de radiación solar en un determinado sitio es un proceso que, si bien no es complicado, requiere de un instrumental de precisión y una logística de recuperación de datos que para ciertas locaciones puede tornar complicada la tarea. Debido a esto, en el presente trabajo se propone un método de predicción del rendimiento de una instalación fotovoltaica, utilizando para ello datos de radiación obtenidos del sitio oficial de la Agencia Espacial Norteamericana (NASA), los cuales han sido recopilados a lo largo de muchos años y son de acceso público (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).

A fin de poder validar el método, que contempla además de los datos de radiación valores de velocidad del viento y temperatura ambiente del lugar propuesto, el trabajo se apoya en datos de plantas de generación fotovoltaica conectadas a la red que ya se encuentran operativas alrededor del mundo. Algunos operadores permiten acceder a los datos de generación diaria, mensual o anual de las plantas, y se conocen además los datos de potencia total instalada y características constructivas. A su vez, algunas de las plantas elegidas cuentan con datos de radiación en el plano de los paneles, datos de temperatura y velocidad del viento, y características de los paneles solares utilizados.

En el presente trabajo se tomaron 16 plantas de 11 diferentes países, que cuentan con los datos antes referidos de producción anual, y se contrastó su producción real con las predicciones del modelo. La predicción se basa en datos promedio mensuales de radiación global en el plano horizontal, temperatura ambiente y velocidad del viento, proporcionados por la NASA. Se utilizaron distintos modelos para correlacionar la temperatura real de los paneles con los datos de temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento.

## METODOLOGÍA

La energía inyectada a la red por una planta fotovoltaica en un período de tiempo  $t$  ( $E_t$  [kWh/t]) puede calcularse como la irradiación incidente en el plano de los módulos (Irradiación horizontal corregida por un factor de inclinación) por la potencia nominal instalada corregida por el rendimiento de la planta y afectadas por los coeficientes térmicos mediante la expresión (Calderón *et al.*, 2016):

$$E_t = FS \times P_{STC} \times \frac{G_H}{1000[W/m^2]} \times k \times [1 + \beta (T_p - 25^\circ C)] \quad (1)$$

donde  $FS$  = Factor de rendimiento de la planta,

$P_{STC}$  = Potencia nominal de la planta bajo condiciones estándar [W],

$G_H$  = Irradiación incidente en el plano horizontal acumulada en el período [kWh/m<sup>2</sup>/t],

$k$  = Factor de corrección por Latitud y ángulo de inclinación de los módulos,

$\beta$  = Coeficiente de variación de la potencia máxima de los módulos con la temperatura [1/°C],

$T_p$  = Temperatura del panel calculada a partir de la temperatura ambiente medida y datos atmosféricos [°C].

El  $FS$  es el factor de rendimiento de la planta, que agrupa todas las pérdidas del sistema excluida la influencia de la temperatura. En un trabajo anterior (Battioni *et al.*, 2017) mostramos la manera de calcular este factor. Realizando el mismo cálculo para aquellas plantas que proporcionan los datos necesarios para hacerlo, encontramos que un valor de  $FS=0.8$  es representativo para la mayoría de los casos.  $P_{STC}$  [W] es la potencia pico instalada de la planta, un dato con el que se cuenta habitualmente.  $G_H$  [kWh/m<sup>2</sup>/t] es la irradiación incidente en el plano horizontal acumulada en el período. Este dato fue extraído del nuevo sitio de la NASA, que proporciona datos obtenidos a partir de mediciones satelitales para cualquier lugar del mundo y cualquier período de tiempo específico. En nuestro caso, se usaron los promedios mensuales de irradiación en el plano horizontal para los mismos meses en que se tienen datos de generación eléctrica de la planta. El coeficiente de variación con temperatura de la potencia máxima de los paneles,  $\beta$ , es un dato que en general no se conoce, porque la mayoría de las plantas no informan qué tipo de paneles utilizan. Sin embargo, la mayoría de las plantas actuales utilizan paneles de silicio multicristalino, por lo que se tomó el valor típico  $\beta=-0.0043/^\circ C$ . La temperatura del panel en funcionamiento,  $T_p$ , es un dato que normalmente no se posee. Para calcularlo se utilizaron los mismos métodos de cálculo descritos en trabajos anteriores (Battioni *et al.*, 2017; Battioni *et al.*, 2016), que parten de la temperatura ambiente, la velocidad del viento y la irradiancia incidente. Para estos datos también se tomaron valores promedios mensuales obtenidos del sitio de la NASA. A partir de nuestros trabajos anteriores, encontramos que el mejor ajuste a los datos reales de temperatura de los paneles se obtiene con el método de Mattei *et al.* (2006). Por otra parte, utilizamos también el denominado método estándar, que sólo utiliza la temperatura ambiente y la temperatura de operación nominal de la celda (tomada igual a 45 °C en todos los casos, un valor típico para los paneles de silicio multicristalino).

La radiación solar en el plano del panel se calculó a partir de la radiación global en el plano horizontal, multiplicada por un factor  $k$  de corrección que depende de la inclinación del panel, el mes del año y las coordenadas geográficas del sitio. Este factor  $k$  se obtuvo de tablas elaboradas por Clean Energy Solar (2017) utilizando el método descrito en Solar Engineering of Thermal Processes Duffy et al (2013). Dado que la inclinación de los paneles en una planta específica es un dato que muchas veces no se conoce, se tomó un ángulo igual al óptimo provisto por la NASA para máxima generación anual. Esto puede ser una fuente de error importante si alguna planta utiliza valores de ángulo forzados por la geometría de los techos o superficies de montaje.

En definitiva, la energía generada  $E_t$  se calculó teniendo en cuenta la radiación sobre el plano de los módulos y la variación de la potencia entregada con la temperatura de operación, usando para ello valores típicos para paneles de silicio multicristalino. A este resultado se le aplicó un factor de rendimiento de 80%, que fue calculado a partir de plantas con información meteorológica completa (Battioni *et al.*, 2017). Este factor incluye las pérdidas angulares y espectrales, por suciedad y polvo, por potencia de los paneles distinta de la nominal, por conexionado en AC y DC, por eficiencia del

inversor, por bajas irradiancias, por sombreado, por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, etc. Lo interesante es que un único factor permite tener en cuenta todas estas pérdidas. Este valor se toma como promedio de los calculados para algunas plantas que cuentan con datos suficientes para ello.

Los datos reales de energía inyectada a la red por las distintas plantas ubicadas en diversos países, y los datos de potencia instalada de las plantas, se tomaron del sitio web del fabricante de inversores SMA Solar Technology AG, <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>.

A fin de validar el método, se usaron los datos de irradiación en el plano horizontal para los mismos meses en que se conoce la generación eléctrica de la planta. Por su parte, para determinar la capacidad predictiva del método, se realizó el cálculo de la energía generada a partir del dato de irradiación en el plano horizontal promedio de 23 años provisto por la NASA. En ambos casos, se comparó el resultado del cálculo con la energía real inyectada a la red por las instalaciones analizadas.

## RESULTADOS

Para la validación del método se tomaron 16 plantas fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, instaladas en 11 países distintos, ubicadas a distintas latitudes tanto en el hemisferio Norte como en el Sur. Para cada mes a lo largo de un año se comparó el resultado del cálculo con la energía efectivamente inyectada a la red por cada planta, y luego se compararon también los totales anuales.

Como casos testigo, en las figuras que siguen se muestran los valores mensuales, escalados a 1 kW<sub>p</sub>, de la energía real inyectada en la red y de la calculada con la Ec. (1) para las distintas plantas. En todos los casos se supusieron paneles de silicio multicristalino y un factor de rendimiento  $FS = 0.80$ . Se eligieron plantas ubicadas en distintos continentes y distintos hemisferios. La Figura 1 muestra los resultados para una planta de 530 kW<sub>p</sub>, denominada Solkiss Les Bergerons, ubicada en Rouillet St. Estephe, Francia. Puede verse que los datos reales de generación son muy bien reproducidos por el cálculo. Se aprecia además que no existe una diferencia sustancial entre realizar el cálculo de la energía generada considerando la temperatura del panel obtenida a partir del método de Mattei *et al.* (2006) o del método estándar. En el acumulado anual, el cálculo es correcto dentro del 1% en ambos casos.

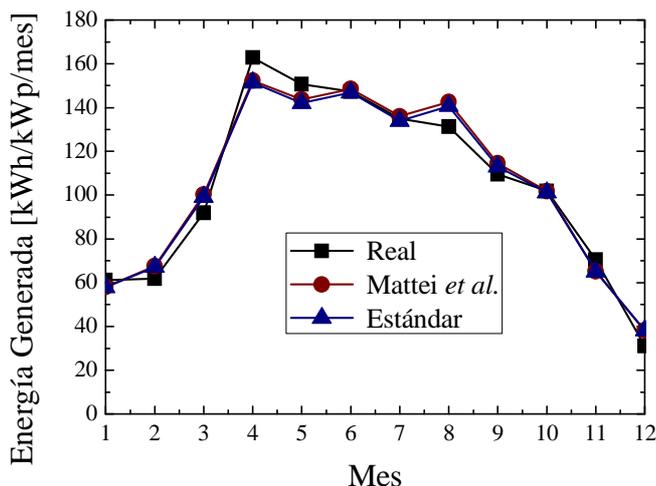


Figura 1: Energía real generada mensualmente por cada kW<sub>p</sub> instalado en la planta de Rouillet St. Estephe, Francia, y cálculo utilizando la Ec. (1).

La Figura 2 muestra los resultados para una planta de 500 kW<sub>p</sub>, denominada Aidesolar 500KW, ubicada en Xuzhou, Jiangsu, China. Comparando con la planta anterior, puede verse una generación más pareja a lo largo de los meses del año. Al igual que en el caso anterior, el cálculo reproduce muy

bien los valores reales de energía inyectada en la red por la planta. En el acumulado anual, el error del cálculo es menor al 4%.

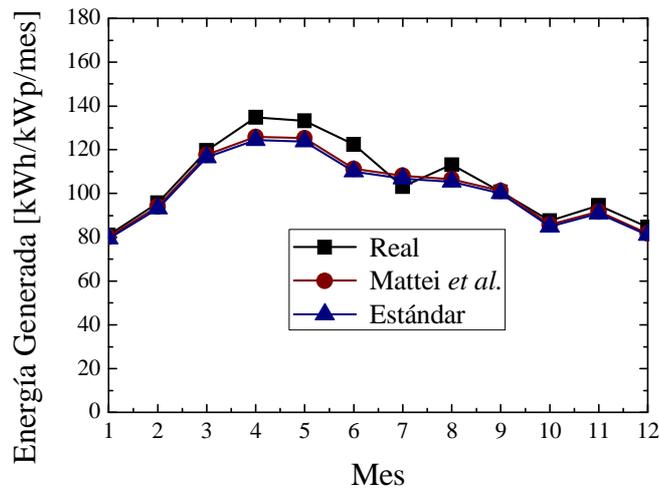


Figura 2: Energía real generada mensualmente por cada kW<sub>p</sub> instalado en la planta de Xuzhou, Jiangsu, China, y cálculo utilizando la Ec. (1).

La Figura 3 muestra los resultados para una planta de 299.63 kWp, denominada Villaris Power Plant, ubicada en Gloucester Township, Estados Unidos. Se observa que el cálculo reproduce muy bien los datos reales de generación, incluido un pico de generación que se da en el mes de Junio. En el acumulado anual, el error es menor al 5%.

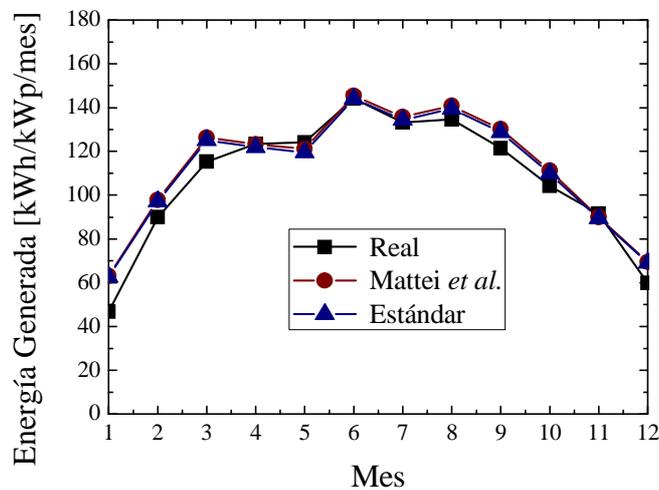


Figura 3: Energía real generada mensualmente por cada kW<sub>p</sub> instalado en la planta de Gloucester Township, Estados Unidos, y cálculo utilizando la Ec. (1).

Finalmente, la Figura 4 muestra los resultados para una planta de 10162 kWp, denominada Azure Power Karnataka, ubicada en Hartikote, India. Por tratarse de una planta ubicada en el hemisferio Sur, puede verse que el mínimo de generación se da para los meses de Junio-Julio. El cálculo reproduce en forma excelente los datos reales, con cualquiera de los métodos para la estimación de la temperatura de los paneles. El error en la estimación de la energía anual generada es menor al 3% para cualquiera de los métodos, para esta planta en particular.

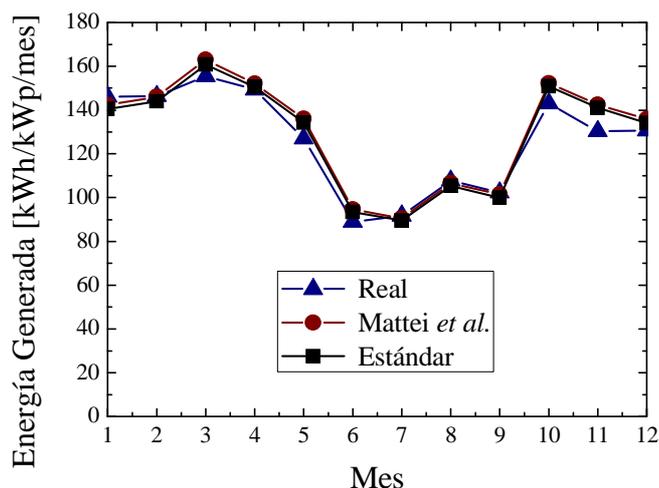


Figura 4: Energía real generada mensualmente por cada kW<sub>p</sub> instalado en la planta Azure Power Karnataka, Hartikote, India, y cálculo utilizando la Ec. (1).

La energía generada mensualmente se calculó con los dos métodos de estimación de la temperatura de operación de los paneles, y se compararon los resultados obtenidos con la energía realmente generada por las plantas, normalizada a 1 kW<sub>p</sub> instalado. Los resultados se muestran en la Tabla 1. Se determinaron los errores relativos para cada mes y para el acumulado anual. Se encontró que a lo largo del año, para la totalidad de las 16 plantas distribuidas en 11 países, el error en el cálculo es menor al  $\pm 10\%$ .

Localidad	País	Potencia [kWp]	Energ. Real [kWh/año]	Cálculo Mattei/Real	Cálculo Estd/Real
Herat	Afganistán	35.20	1636.6	1.08	1.06
Elin Pelin	Bulgaria	77.49	1314.7	0.98	0.97
Konska	Bulgaria	85.50	1300.9	1.02	1.01
Xuzhou	China	500.00	1270.6	0.97	0.96
Stilling	Dinamarca	57.33	880.9	1.10	1.08
Málaga	España	1128.60	1606.2	1.01	1.00
Branchville	EE. UU.	23.22	1376.2	0.91	0.90
Gloucester	EE. UU.	299.63	1288.5	1.05	1.04
Roulet St.Estephe	Francia	530.00	1255.1	1.01	1.00
Aspropyrgos	Grecia	99.87	1498.6	0.98	0.97
Korinthos	Grecia	100.00	1618.9	0.92	0.91
Hartikote	India	10162.00	1519.0	1.03	1.02
Isfahan	Irán	102.60	1668.5	1.08	1.07
Cantore	Italia	9315.13	1496.1	0.93	0.92
Celleno	Italia	898.00	1643.6	0.90	0.89
Galatina	Italia	9685.94	1563.5	0.89	0.87

Tabla 1: Resultados obtenidos para las 16 plantas analizadas.

Una vez verificada la confiabilidad del método para estimar la energía generada por una planta fotovoltaica, se procedió a analizar su utilidad para predecir la generación futura de una instalación. Para ello se volvieron a calcular las energías generadas, pero usando los valores de irradiación, temperatura y velocidad del viento promedios sobre 23 años. Estos datos son provistos por la NASA en su sitio web.

En la Figura 5 se muestra la energía real generada mensualmente por la planta de 57.33 kWp denominada Stilling Skole, ubicada en Stilling, Dinamarca, y los cálculos realizados utilizando los datos para el año 2017 y para el promedio de 23 años. En este caso, para no sobrecargar la figura se muestra sólo el resultado utilizando el método de Mattei *et al.* para estimar la temperatura de los paneles, pero el método estándar arroja resultados similares. Como puede apreciarse, los datos de irradiación y climatológicos del año 2017 permiten una mejor estimación (dentro del 10%) de la energía anual generada, mientras que los datos promedio sobreestiman la generación en todos los meses y resultan en un total anual 27% mayor. Esto muestra que, como es evidente, los datos promedio no pueden dar cuenta de un año atípico. Los datos de insolación para el año 2017 en este sitio estuvieron por debajo del promedio histórico, y por lo tanto la planta produjo menos electricidad de lo esperado. Sin embargo, se espera que los promedios a largo plazo de la energía generada por la planta se acerquen al valor promedio de la Figura 5.

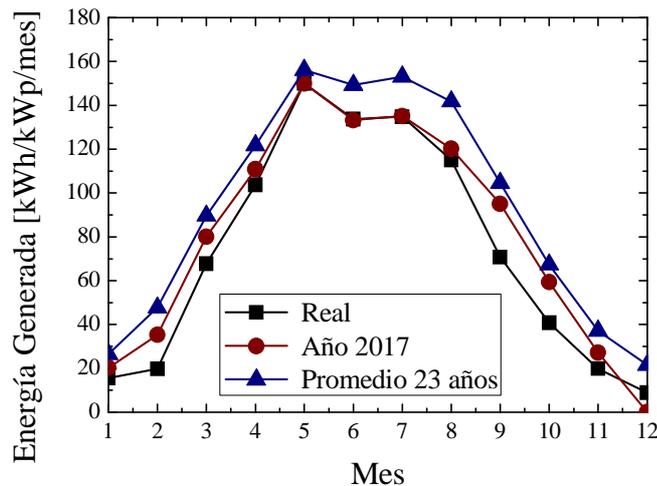


Figura 5: Energía real generada mensualmente por cada kW<sub>p</sub> instalado en la planta de Stilling, Dinamarca, y cálculo utilizando la Ec. (1).

La Tabla 2 muestra los resultados del cálculo utilizando los datos históricos. La predicción de la energía generada por las plantas respecto de la efectivamente entregada a la red se encuentra dentro del  $\pm 27\%$ , lo que resulta más que apropiado para un método que utiliza datos disponibles públicamente y que no presenta mayor dificultad técnica de implementar. Debe considerarse que, si bien la desviación respecto de un año determinado puede parecer grande, existen variaciones sustanciales entre las medidas anuales y los valores promedio a largo plazo en cada ubicación, que es la que se debe utilizar para predecir la generación.

Localidad	País	Potencia [kWp]	Energ. Real [kWh/año]	Cálculo Mattei/Real	Cálculo Std/Real
Herat	Afganistán	35.20	1636.6	1.00	0.98
Elin Pelin	Bulgaria	77.49	1314.7	0.99	0.98
Konska	Bulgaria	85.50	1300.9	1.02	1.01
Xuzhou	China	500.00	1270.6	1.04	1.03
Stilling	Dinamarca	57.33	880.9	1.27	1.25
Málaga	España	1128.60	1606.2	0.96	0.95
Branchville	EE UU	23.22	1376.2	0.92	0.92
Gloucester	EE UU	299.63	1288.5	1.02	1.01
RouletStEstephe	Francia	530.00	1255.1	0.97	0.96
Aspropyrgos	Grecia	99.87	1498.6	0.92	0.91
Korinthos	Grecia	100.00	1618.9	0.89	0.88
Hartikote	India	10162.00	1519.0	1.02	1.00
Isfahan	Irán	102.60	1668.5	1.01	1.00

Cantore	Italia	9315.13	1496.1	0.89	0.88
Celleno	Italia	898.00	1643.6	0.84	0.83
Galatina	Italia	9685.94	1563.5	0.96	0.95

Tabla 2: Predicciones para las 16 plantas utilizando datos promedios históricos.

## CONCLUSIÓN

Se calculó la energía eléctrica mensual generada por 16 plantas fotovoltaicas conectadas a la red, instaladas en 11 países diferentes. El cálculo se realizó a partir de datos relativamente accesibles, como el promedio mensual de la irradiación global horizontal, la temperatura ambiente y la velocidad del viento. El cálculo resultó acertado dentro del 10%, tanto si se estima la temperatura de los módulos utilizando el método de Mattei *et al.* (2006) o el método estándar basado en la temperatura de operación nominal de la celda.

Por otra parte, se realizó la predicción de la energía generada por las mismas plantas a partir de datos históricos provistos por la NASA, que son un promedio sobre 23 años. En este caso, si bien para la mayoría de las plantas el error se mantiene dentro del 10%, en algunos casos particulares el error puede llegar al 27%. Esto es debido a que los datos históricos no pueden reflejar las variaciones particulares de un año atípico.

En definitiva, hemos mostrado que el método propuesto permite estimar la generación total de una planta conectada a la red, con datos públicamente disponibles y con una precisión más que aceptable para un estudio preliminar y/o de pre-factibilidad.

## REFERENCIAS

- Battioni M., Risso G., Cutrera M., Schmidt J. (2017) Predicción de la energía anual generada por una instalación fotovoltaica conectada a la red, Acta de la XL Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 5, pp. 13.21-13.28.
- Battioni M., Risso G., Cutrera M., Schmidt J. (2016) Evaluación de distintos métodos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos y estimación de las pérdidas de energía por efecto de la temperatura, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 20, pp 04.01-04.11.
- Calderón Calvo D. A., Tinaut Fluixá F V (2016), Predicción de la producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas situadas en Castilla y León, a partir de datos de radiación y ambientes. Máster En Ingeniería Industrial Escuela De Ingenierías Industriales Universidad De Valladolid, Trabajo Fin De Máster. Valladolid.
- Clean Energy Solar (2017), Factor de corrección de k para superficies inclinadas, internet: <https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/tablas-factor-correccion-k.pdf>
- John A. Duffie J.A, Beckman W.A (2013), Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition, Ed. Wiley, ISBN: 978-0-470-87366-3
- Furushima, Kaoru , Nawata, Yutaka ,Sadatomi, Michio. (2006). Prediction of Photovoltaic Power Output Considering Weather Conditions. 10.1115/ISEC2006-99024.
- Mattei M, Notton G, Cristofari G, Muselli M, Poggi P. (2006). Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. Renew Energ; 31, 553-567.

## ABSTRACT

We have calculated the energy generated for photovoltaic plants all over the world, from irradiance in the horizontal plane and meteorological data. We compared the results against the energy effectively injected to the electrical grid by every plant. We verified very little differences between real and estimated values. We conclude that this method is useful for estimating with good precision the energy to be generated by a photovoltaic plant at different locations, from data available for the public.

**Keywords:** photovoltaic plant, generated energy, solar irradiance, meteorological data