

HERRAMIENTA INFORMÁTICA DE ACCESO LIBRE PARA CÁLCULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA HORARIA.

OPEN ACCESS COMPUTER TOOL FOR CALCULATING HOURLY PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY GENERATION

Hämmerly Maximiliano, Cuestas Facundo, Cuestas Santiago y Benito Marcos.

*Laboratorio de Energías Alternativas (LEA) - Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional
Paraná (UTN-FRP) - Av. Almaguero 1033 - CP E3100XAI - Paraná, Entre Ríos. Tel. 054-343-
4243054 (int. 156) - e-mail: lea@frp.utn.edu.ar*

Palabras clave: Energía fotovoltaica horaria, Python, modelo de Hottel.

Resumen. Se expondrá una herramienta de cálculo informática de acceso libre, programada en lenguaje Python (a través del entorno Visual Studio Code), para el cálculo de generación de energía eléctrica horaria de una planta solar fotovoltaica. Para lograr esto, se programaron las ecuaciones del modelo de Hottel que estima la irradiancia incidente sobre una superficie horizontal mediante modelo de cielo claro, se aplicaron coeficientes de corrección para ajustar la irradiancia a valores medios diarios mensuales registrados y se programó el modelo de transposición de Lui-Jordan para calcular la generación fotovoltaica horaria para superficies inclinadas. El resultado fue una herramienta informática con interfaz gráfica simple (programada mediante Tkinter), capaz de calcular la energía solar fotovoltaica generada por una planta solar en intervalos de tiempo cada 15, 30 o 60 minutos, cuyos valores calculados son guardados en un archivo formato CSV para su posterior manipulación. Esta aplicación está acotada al uso dentro de la provincia de Entre ríos, Argentina, pero escalable a mayores regiones.

Keywords: Hourly photovoltaic energy, Python, Hottel's model.

Abstract. An open-access computer calculation tool, programmed in Python language (through the Visual Studio Code editor), for the calculation of hourly electricity generation of a photovoltaic solar plant will be presented. To achieve this, the equations of the Hottel model that estimates the incident irradiance on a horizontal surface by means of a clear sky model were programmed, correction coefficients were applied to adjust the irradiance to monthly average daily values recorded and the Lui-Jordan transposition model was programmed to calculate the hourly photovoltaic generation for inclined surfaces. The result was a computer tool with a simple graphical interface (programmed using Tkinter), capable of calculating the photovoltaic solar energy generated by a solar plant at intervals of time every 15, 30 or 60 minutes, whose calculated values are saved in a CSV format file for later manipulation. This application is limited to use within the province of Entre Ríos, Argentina, but scalable to larger regions.

1 INTRODUCCIÓN

Diversificar la matriz energética es una necesidad permanente de los países, y que la misma sea con mayor participación de energías renovables es una demanda ambiental y económica. En las últimas décadas, dentro de las energías renovables, la eólica y la solar fotovoltaica han sido las más promovidas, dada su sencillez de instalación y bajos costos operativos (IRENA, 2024). Aunque, las mismas presentan dos grandes inconvenientes, la gran inversión inicial, y su incapacidad de gestionar el recurso, es decir, que las mismas funcionan por condiciones ambientales y no cuando la demanda lo determina. La producción de paneles fotovoltaicos consume una cantidad significativa de energía y recursos, lo que cuestiona su sostenibilidad y el verdadero impacto ambiental de su implementación a gran escala. Aun así, el ciclo de producción de paneles y generación de energía eléctrica contamina menos que con la utilización de combustibles convencionales (Guzman A., 2017), además de que el 96% de los materiales utilizados en los paneles fotovoltaicos se pueden reciclar (Sierra M et al, 2020).

El continuo avance de instalaciones de generación de energía solar fotovoltaica está causando un gran impacto en la matriz energética del mundo, principalmente en países europeos y Asia. Existen dos grandes objetivos de esa generación, la primera es la conocida como Generación Centralizada o “Utility Scale”, en la que se construyen grandes plantas del orden de cientos de MW con el objetivo de generar la mayor cantidad de energía posible para vender como generador mayorista de energía eléctrica. La otra modalidad es la conocida como Generación Distribuida o “autoconsumo”, esta tiene como objetivo generar la energía necesaria para abastecer la demanda de energía eléctrica en el punto donde se genera e inyecta la energía, como puede ser una vivienda, una industria o un comercio.

La herramienta que se presenta aquí, se creó con el objetivo puesto en el caso de la generación distribuida, si bien es posible utilizarlo en ambos. La generación distribuida tiene la necesidad de conocer con mayor detalle la demanda de energía y la generación en un mismo instante, ya que pueden suceder varios escenarios: que ambas se compensen, que se debe consumir de la red, o si hay excedentes de generación, se puede vender a la red o se puede acumular. Dicho esto, se destaca la importancia de tener una herramienta que permita simular, con la mayor precisión posible en segmentos de tiempo discretos, cuanta energía puede generar la planta solar fotovoltaica en su etapa de diseño. De esta manera, se hace posible darle un dimensionamiento acorde con gran precisión de los valores de autoconsumo, de la energía entregada a la red o cuanta energía se puede acumular. Esta información es clave a la hora de evaluar un proyecto de este tipo ya que estas últimas variables determinan el monto de la inversión necesaria para poder cumplir con los objetivos de la demanda, y con esto poder realizar los estudios de amortización de la inversión. Un sobredimensionamiento del generador fotovoltaico o de las baterías del sistema de acumulación, puede hacer que los períodos de amortización de la inversión de más allá de la vida útil estimada de los equipos a instalar.

Para el caso aquí presentado, se logró programar una herramienta de cálculo informática, capaz de estimar la generación de energía solar fotovoltaica de forma horaria, para los 365 días del año, para ser utilizada dentro de la provincia de Entre Ríos. Si bien existen en la actualidad gran cantidad de Softwares de cálculo de generación fotovoltaica, éstos no arrojan datos de generación discriminados por hora, además de que en su gran mayoría no son de acceso libre. Softwares como PVSys, PVGIS, HelioScape, HomerPro, son algunas de las opciones disponibles en el mercado, todos tienen su versión académica de prueba o gratuita pero con limitaciones en su uso, además que todas estas opciones tienen como resultados estudios mensualizados de generación y no orientadas a las curvas diarias fraccionadas en hasta segmentos de 15 minutos.

2 METODOLOGÍA

Para la programación de la herramienta de cálculo, se utilizó el lenguaje de programación de acceso libre Python, a través de su editor de código Visual Studio Code. La Figura 1 muestra el diagrama de flujo que sigue el programa, para así mejorar la comprensión de su funcionamiento.

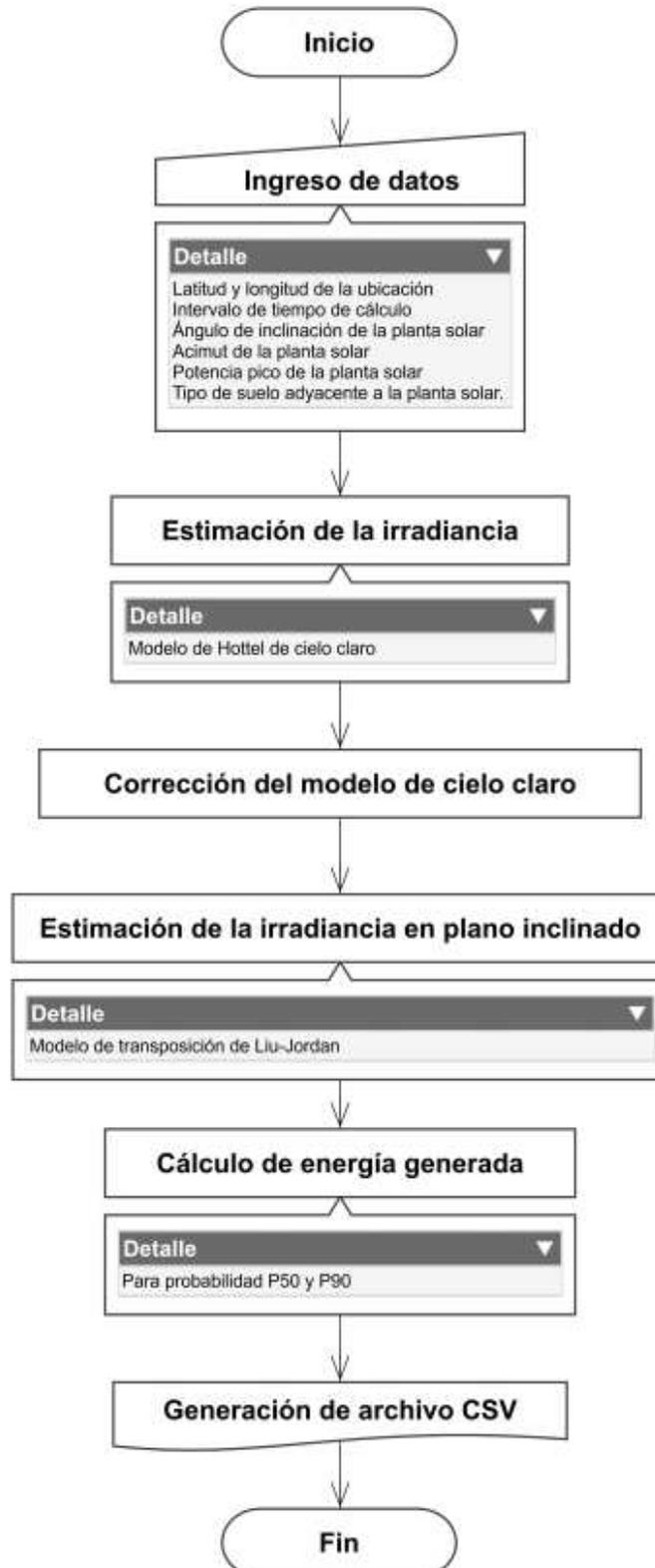


Figura 1: Diagrama de flujo del programa

Siguiendo la Figura 1, el motor de cálculo programado parte de datos de entrada que el usuario debe ingresar, los cuales son: latitud y longitud dentro de la provincia de Entre Ríos donde se encontrará la planta solar fotovoltaica, intervalo de tiempo de cálculo cada cuanto se quiere obtener el valor de energía generada, ángulo de inclinación de la planta solar fotovoltaica expresado en grados, acimut de la planta fotovoltaica expresado en grados (siendo 0° cuando la planta apunta hacia el norte, 90° hacia el oeste y 180° cuando lo hace hacia el sur), potencia pico que se pretende instalar y tipo de suelo adyacente a la planta solar. Para el ingreso de estos datos, se programó una interfaz gráfica a través de la utilización de la biblioteca de Python Tkinter (Figura 2).

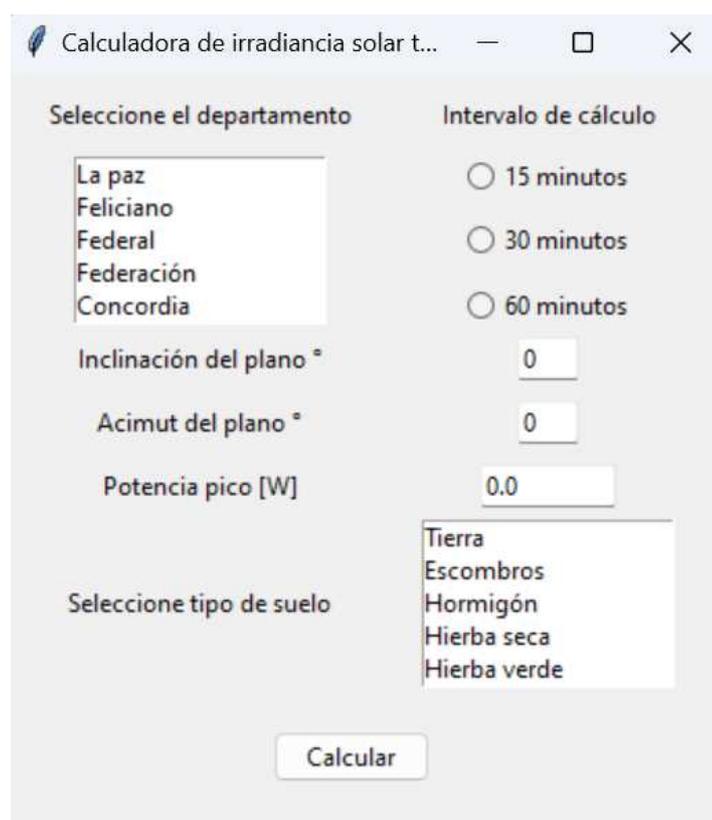


Figura 2: Interfaz gráfica

Para el caso de la ubicación de la planta, el usuario debe seleccionar dentro de los 17 departamentos de la provincia de Entre Ríos donde se instalará la planta solar fotovoltaica (PSFV). A partir de esta selección, el programa de cálculo obtiene las coordenadas de latitud y longitud características dentro de una base de datos de SQLite3, a través de los comandos propios de esta biblioteca. De esta manera, se minimizan los errores que el usuario puede cometer al momento del ingreso de los datos. Siguiendo con el ingreso de variables, el usuario puede escoger entre intervalos de cálculo cada 15, 30 o 60 minutos. Además, también debe escoger dentro de los tipos de suelos característicos de Entre Ríos, para así poder calcular la fracción de irradiancia de albedo que se explicará posteriormente.

Con los datos de entrada completos, el programa pasa a calcular la irradiancia solar sobre plano horizontal para los 365 días del año, en la ubicación establecida y según la frecuencia de tiempo seleccionada. Para esto, utiliza las ecuaciones matemáticas del modelo de Hottel (Passamai V., 2000) para cielo claro, esto quiere decir que el modelo de cálculo no contempla nubosidad. Las ecuaciones propias del modelo se muestran a continuación (solo a modo

representativo, ya que el desarrollo de las mismas excede el objetivo del trabajo).

$$\tau_b = a_0 + a_1 \cdot e^{\left(-\frac{k}{\cos\theta_z}\right)} \quad [1]$$

$$a_0 = r_0[0,4238 - 0,00821(6 - A)^2] \quad [2]$$

$$a_1 = r_1[0,5055 + 0,00595(6,5 - A)^2] \quad [3]$$

$$k = r_k[0,2711 + 0,01858(2,5 - A)^2] \quad [4]$$

$$\tau_d = 0,2710 - 0,2939\tau_b \quad [5]$$

$$G_{on} \approx G_{sc} \left(1 + 0,0333 \cos \frac{2\pi}{365} n\right) \quad [6]$$

$$G_{cb} = \tau_b G_{on} \cos\theta_z \quad [7]$$

$$G_{cd} = \tau_d G_{on} \cos\theta_z \quad [8]$$

$$G_c = G_{cb} + G_{cd} \quad [9]$$

Dónde: τ_b es la transmitancia atmosférica para la radiación directa; a_0 , a_1 y k son coeficientes empíricos del modelo; τ_d es la transmitancia atmosférica para la radiación difusa; G_{on} la radiación solar extraterrestre sobre un plano normal a la radiación; G_{cb} la irradiancia directa sobre el plano horizontal terrestre; G_{cd} la irradiancia difusa sobre el plano horizontal terrestre; G_c la irradiancia total incidente sobre el plano horizontal terrestre.

Dado que el modelo es de cielo claro, se estaría incurriendo en sobrestimar el recurso solar disponible si se utilizan los valores calculados. Es por eso que se afectan dichos valores por un factor de corrección calculado a partir de datos de irradiancia media diaria mensual de la provincia de Entre Ríos (provenientes de bases de datos climáticas). Este factor de corrección depende del mes que se esté realizando el cálculo y del departamento seleccionado. El programa de cálculo selecciona el factor correspondiente, de forma automática, desde la misma base de datos de SQLite3 nombrada con anterioridad.

Una vez establecidos los valores horarios de irradiancia solar en el plano horizontal, el programa pasa a calcular el valor de irradiancia en el plano inclinado, según la inclinación y acimut de la PSFV que el usuario ingresó. Para este cálculo, se programó el modelo de Liu-Jordan (Denegri M.J., 2016) que establece la energía solar incidente (global, difusa y de albedo) sobre el plano de la PSFV. Para el cálculo de la energía solar de albedo, el coeficiente de reflectividad propio del tipo de suelo es obtenido por el programa desde la base de datos de SQLite3, según el tipo de suelo ingresado por el usuario. Las ecuaciones correspondientes al modelo de Liu-Jordan son detalladas a continuación.

$$H_\beta = H_{\beta b} + H_{\beta d} + H_{\beta r} \quad [10]$$

$$H_{\beta b} = H_b R_b = H_b \cos\theta / \cos\theta_z \quad [11]$$

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \text{sen}\delta \text{sen}\varphi \cos\beta - \text{sen}\delta \cos\theta \text{sen}\beta \cos\gamma + \cos\delta \cos\theta \cos\beta \cos\omega \\ & - \cos\delta \text{sen}\varphi \text{sen}\beta \cos\gamma \cos\omega + \cos\delta \text{sen}\beta \text{sen}\gamma \text{sen}\omega \end{aligned} \quad [12]$$

$$H_{\beta r} = H_\rho (1 - \cos\beta) / 2 \quad [13]$$

$$H_{\beta d} = H_d (1 - \cos\beta) / 2 \quad [14]$$

Dónde: $H\beta$ es la radiación solar sobre el plano inclinado; $H\beta b$ es la radiación solar directa sobre el plano inclinado; $H\beta d$ es la radiación solar difusa sobre el plano inclinado; $H\beta r$ la radiación solar reflejada o de albedo sobre el plano inclinado; $\cos\theta$ es el coseno del ángulo de incidencia de los rayos solares directos con respecto al plano inclinado.

Cabe mencionar que, además de estos modelos, también se programaron las ecuaciones de cálculo de las variables de declinación solar, ángulo horario solar, ángulo cenital solar, hora de salida y puesta de sol (Perpiñan O., 2013), pero se exime su desarrollo dado que excede la finalidad del presente trabajo.

Todas las ecuaciones matemáticas fueron programadas a partir de la utilización de la biblioteca Math de Python.

Con la energía solar incidente en el plano del generador establecida y con la potencia pico del generador ingresado por el usuario, el programa pasa a calcular la energía eléctrica horaria generada por la PSFV. Para ello, se programó un coeficiente de rendimiento de la planta solar (performance ratio) típico de la provincia de Entre Ríos y acorde con las últimas tecnologías de paneles solares e inversores. Este valor de energía generada calculado corresponde al llamado P50, que significa que hay un 50% de probabilidad de que la PSFV genere ese valor en el momento calculado. Además de ello, el programa calcula (mediante un coeficiente estadístico) el valor de energía generado en P90, es decir, con una probabilidad del 90% de que ocurra en la realidad.

Por último, mediante la utilización de la biblioteca CSV de Python, el programa de cálculo genera un archivo tipo CSV donde se registran los valores de día de cálculo, hora de cálculo, hora de salida del sol del día considerado, hora de puesta de sol del día considerado, irradiancia solar en plano horizontal [w/m2], radiación solar en plano horizontal [wh/m2], radiación solar en el plano del generador [wh/m2], energía generada en P50 [wh/m2], energía generada en P90 [wh/m2] y valor del factor de transposición calculado por el modelo de Liu-Jordan.

3 RESULTADOS

Como se mencionó en el apartado “Metodología”, se obtuvo una herramienta informática capaz de generar un archivo CSV con los parámetros calculados. En la Figura 3 se muestra una captura del archivo generado, en este caso para el departamento “Paraná”, con una frecuencia de cálculo de 15 minutos y para un plano inclinado 10°, con acimut 0° (plano apuntando al norte geográfico), para una PSFV de 20 [kW] de potencia pico.

día_juliano	hora	hora_salida	hora_puesta	Ig_horizontal w/m2	Gg_horizontal wh/m2	Gg_plano wh/m2	E_generada (P50) wh/m2	E_generada (P90) wh/m2	ft
1	06:00	06:03	20:05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 0
1	06:15	06:03	20:05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 0
1	06:30	06:03	20:05	38,57	9,64	11,50	187,62	172,32	1,50
1	06:45	06:03	20:05	65,33	16,33	18,90	308,49	283,33	1,35
1	07:00	06:03	20:05	97,67	24,42	28,04	457,69	420,37	1,28
1	07:15	06:03	20:05	134,68	33,67	38,52	628,67	577,41	1,24
1	07:30	06:03	20:05	175,06	43,77	49,91	814,57	748,15	1,21
1	07:45	06:03	20:05	217,71	54,43	61,88	1010,04	927,68	1,20
1	08:00	06:03	20:05	261,74	65,44	74,20	1211,03	1112,28	1,18
1	08:15	06:03	20:05	306,46	76,62	86,66	1414,53	1299,19	1,17
1	08:30	06:03	20:05	351,32	87,83	99,14	1618,08	1486,14	1,16

Figura 3: Datos calculados y almacenados en archivo CSV

Para verificar los cálculos hechos, se simuló una PSFV mediante el software de cálculo PVSyst, de una potencia pico de 20 [kW], con inclinación 10°, acimut 0° y tipo de suelo “tierra”. Se compararon los resultados (valores anuales) con los arrojados por el programa de cálculo, cuyo análisis se muestra en la Tabla 1. Como se observa, el total anual de radiación solar

incidente en el plano horizontal discrepa en un valor máximo del 3,41% con respecto a la simulación con PVSyst. Por su parte, la radiación solar total anual sobre el plano inclinado discrepa en un valor máximo del 7,02%, mientras que la energía generada en P50 tiene una discrepancia máxima de 8,62%.

	Gg_horizontal [kWh/m2]	Gg_plano [kWh/m2]	E_generada (P50) [kWh/m2]
Calculada 15 min	1697,43	1838,04	30000,56
Calculada 30 min	1697,393932	1837,980899	29999,52422
Calculada 60 min	1696,336965	1836,883891	29981,61887
PVSyst	1641,40	1717,40	27620
Error % 15 min	3,414%	7,025%	8,619%
Error % 30 min	3,411%	7,021%	8,615%
Error % 60 min	3,347%	6,957%	8,550%

Tabla 1: Comparación entre PVSyst y programa de cálculo

Por otra parte, se calcularon los promedios anuales de los factores de transposición para la PSFV de 10° y para otra con inclinación de 45° y acimut 30° (plano de la planta apuntando hacia el nor-oeste). Estos promedios anuales se compararon con los valores dados por las tablas de transposición de la Guía de recurso solar Argentina (Secretaría de energía, 2019) para la ciudad de Paraná. La Tabla 2 muestra la comparativa, donde se puede observar una discrepancia del 3% para la PSFV inclinada 10° y 0,2% para la de 45°.

	Promedio anual del calculado	Tabla de transposición
Inclinación 10° y acimut 0°	1,092	1,06
Inclinación 45° y acimut 30°	1,082	1,08
Error 10° - 0°	3,02%	
Error 45° - 30°	0,19%	

Tabla 2: Verificación del factor de transposición

A modo ilustrativo de los resultados arrojados por la herramienta de cálculo, a continuación se muestran dos gráficas comparativas de irradiancia horaria para una planta solar de 20 [kWp], con inclinación de 10°, acimut 0° y piso de tierra, con frecuencia de cálculo cada 15 minutos. La Figura 4 muestra la comparativa entre la irradiancia incidente en el plano horizontal y el plano inclinado para el primero de enero (verano), observándose cómo la planta inclinada percibe mayor incidencia de energía solar que la horizontal, acentuándose esta diferencia en horas del mediodía. La Figura 5 muestra la misma comparativa, pero para el día primero de julio (invierno), donde se puede ver que prácticamente no hay diferencias en la incidencia de energía solar sobre los planos. Aquí se puede observar el potencial de la herramienta, donde se puede evaluar la generación solar no sólo en períodos estacionales (invierno, verano, etc) sino también de forma horaria según el perfil de consumo que tenga la implementación de la PSFV.

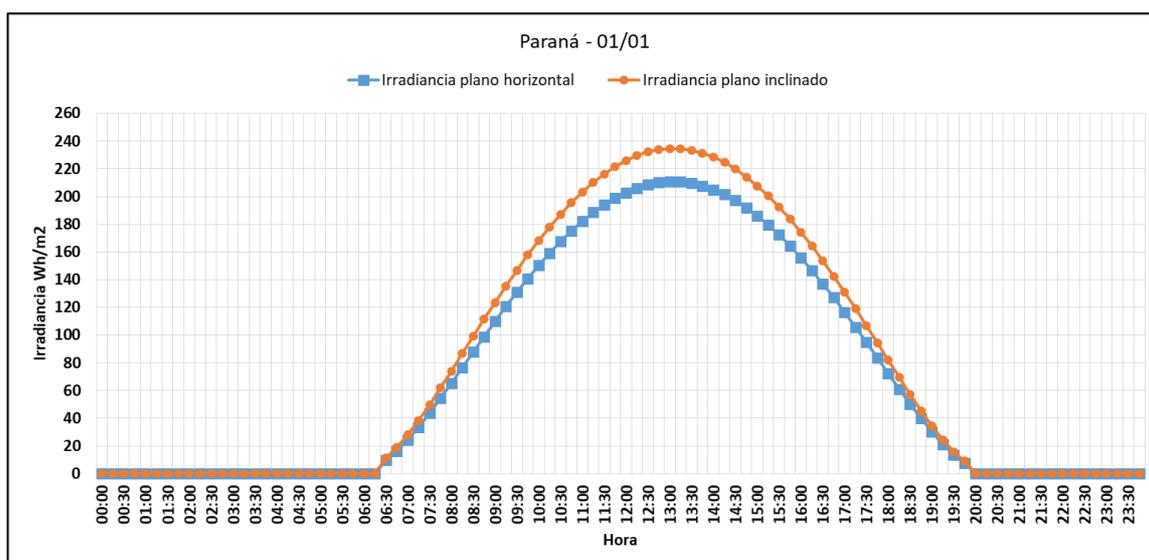


Figura 4: Irradiancia solar para plano inclinado y horizontal en Paraná el 01/01.

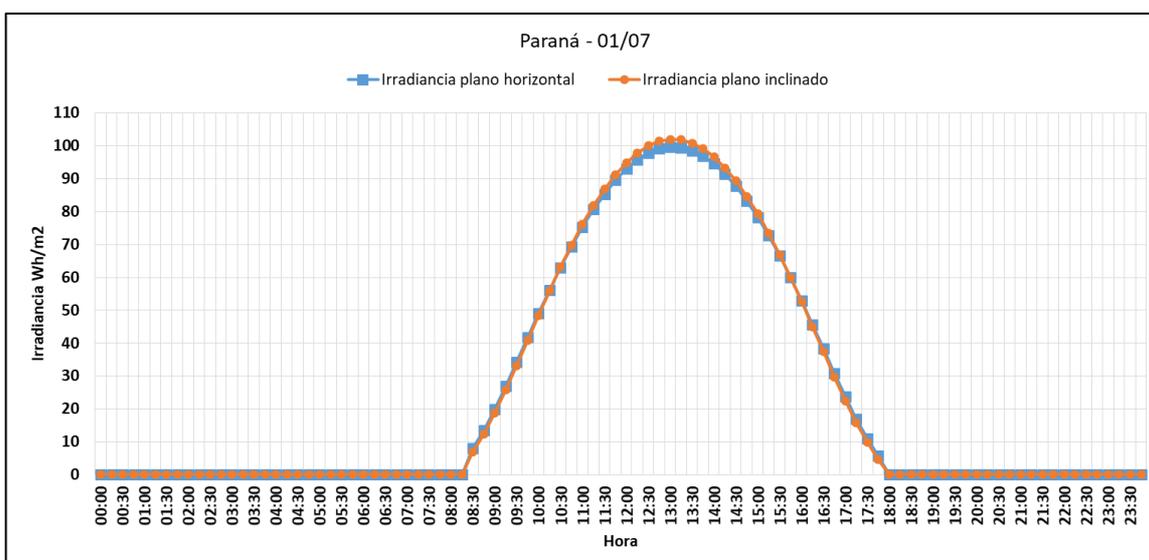


Figura 5: Irradiancia solar para plano inclinado y horizontal en Paraná el 01/07.

La Figura 6, por otra parte, muestra la influencia de la latitud en la irradiancia solar incidente sobre un plano de generación inclinado 10° y acimut 0° para los primeros 5 días del mes de julio. En línea continua se muestra la irradiancia para una planta ubicada en el departamento Feliciano (situado al norte de la provincia de Entre Ríos, latitud = $-30,38^\circ$ - longitud = $-58,71^\circ$) y en línea de trazos se muestra la irradiancia para el departamento Gualguaychú (ubicado al sur de la provincia de Entre Ríos, latitud = $-32,96^\circ$ - longitud = $-58,78^\circ$).

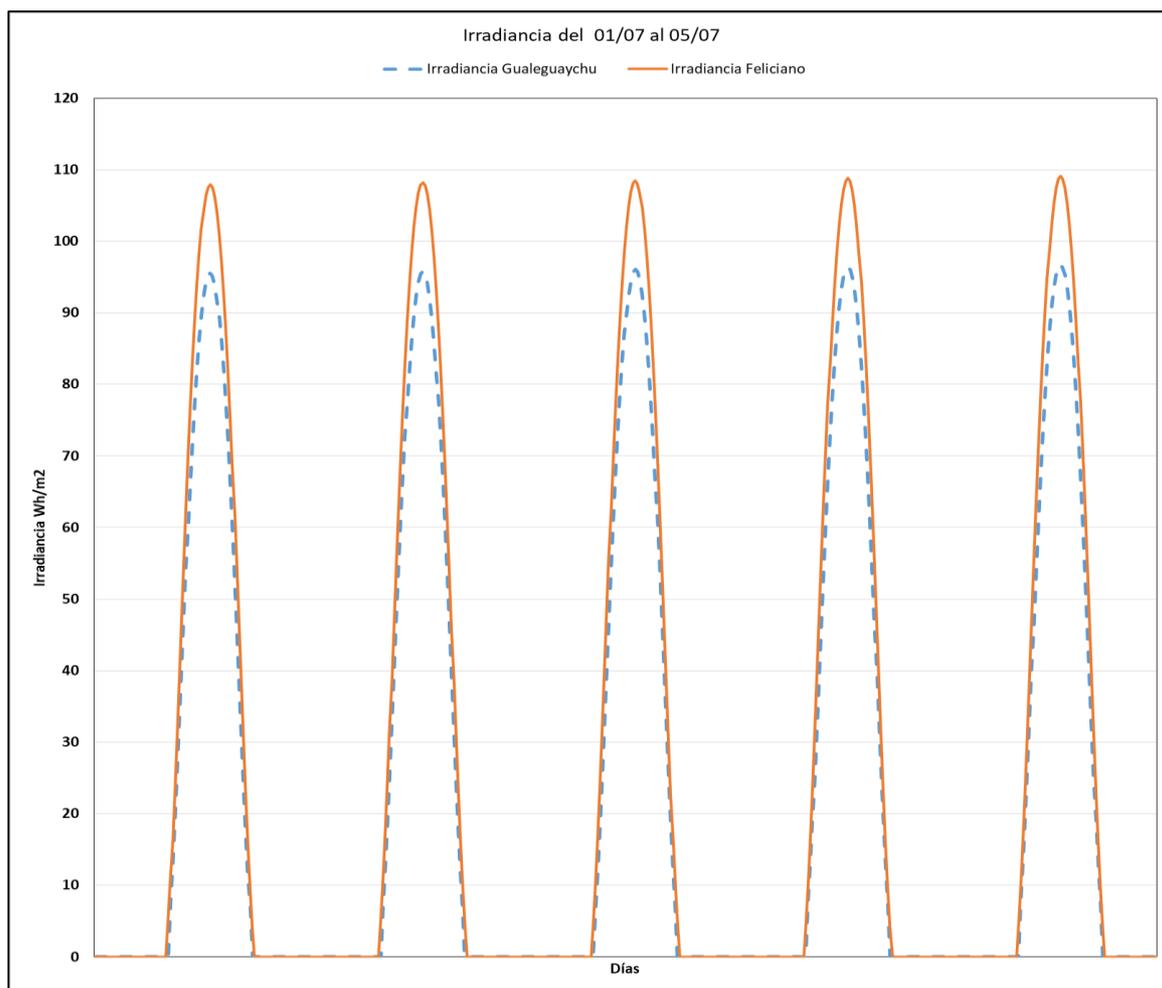


Figura 6: Irradiancia en plano inclinado para el departamento Feliciano y Gualeguaychú.

4 CONCLUSIONES

Como conclusión principal del trabajo, se destaca la obtención de una herramienta de cálculo informática de precisión aceptable, que cuenta con la ventaja de realizar el cálculo de energía solar fotovoltaica de forma horaria. El contar con valores horarios permite saber con mayor aproximación cuanta energía se puede auto-consumir, almacenar y/o inyectar a red en un uso específico de la planta solar. Esto permite hacer un análisis más exacto del ahorro energético producido y del período de retorno de inversión de una PSFV.

El modelo de Hottel corregido permite obtener valores de energía solar en plano horizontal cuya discrepancia es del orden del 3,4% con respecto a una herramienta de cálculo de uso difundido en simulaciones fotovoltaicas, lo que implica un nivel de precisión de la herramienta de cálculo aceptable. Por otro lado, la discrepancia del orden del 8% en la energía generada en P50 se puede explicar en que la simulación en PVSyst utiliza un coeficiente de rendimiento menor (0,804) al utilizado por la herramienta de cálculo (0,816) que contempla las nuevas tecnologías en paneles solares, sumado a que el factor de transposición de la herramienta informática es levemente superior al valor considerado correcto (1,09 frente a 1,06).

El modelo de cálculo de transposición de Liu-Jordan presenta una precisión aceptable frente a las tablas de transposición de la Guía de recurso solar Argentina, observándose una mejor precisión en el cálculo de ángulos de inclinación mayores.

Si bien se especifica el libre acceso de la herramienta de cálculo, la misma no se encuentra

aún subida a ninguna plataforma online de descarga. Antes de ser subida a la web se pretende mejorar la interfaz de cálculo con gráficos de generación de la energía solar fotovoltaica calculada y un estimador de costos genérico de la instalación de una planta solar fotovoltaica según la potencia pico ingresada, siendo estos los trabajos futuros a abordar por el equipo de trabajo. De igual manera, quien pretenda acceder al motor de cálculo aquí presentado, se podrá contactar con el Laboratorio de Energías Alternativas citando a cualquiera de los autores aquí expuestos.

5 REFERENCIAS

Denegri M., Estimación de la irradiación global horaria en una superficie inclinada y con diferentes orientaciones en Luján. *Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente*, ISSN 2314-1433, 2016.

Guzman Carlos Andrés, *Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados*. Fundación Universidad América, Bogotá, 2017.

IRENA (2024), *Renewable capacity statistics 2024*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-587-2

Passamai V., Determinación de radiación solar horaria para días claros mediante planilla de cálculo. *Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente*, 2000.

Perpiñán O., *Energía solar fotovoltaica*, 2013.

Secretaría de energía de la Nación, *Guía de recurso solar*, ISBN 978-987-47110-0-7, 2019.

Sierra María Mónica, Vásquez Carmen Luisa, Ramirez Rodrigo. *Disposición final e impacto ambiental de las celdas fotovoltaicas*. Publicaciones en ciencia y tecnología Vol 14, Barcelona, 2020.