

MÉTODO PARA ESTIMAR LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN ARGENTINA

Emmanuel Ferreira^{1,2}

¹Departamento Energía Solar. Comisión Nacional de Energía Atómica. Av. Gral. Paz 1499, (1650) San Martín. Argentina

²Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), Martín de Irigoyen 3100, (1650) San Martín. Argentina
e-mail: edavidf1995@gmail.com

RESUMEN: Este estudio propone una metodología para estimar la energía solar generada por los usuarios-generadores registrados bajo la Ley Nacional 27.424 de Argentina, en el marco del desarrollo de la energía fotovoltaica distribuida en el país. La metodología combina modelos desarrollados en Estados Unidos y Brasil y se aplica posteriormente a la provincia de Córdoba, la jurisdicción con mayor capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos distribuidos en Argentina. Los resultados obtenidos en una muestra aleatoria representativa de instalaciones reflejaron que la generación total de energía se aproxima estrechamente al máximo teórico. Este último corresponde a la producción energética anual máxima, calculada considerando las condiciones óptimas de los ángulos de orientación e inclinación. Los datos analizados sugieren una tendencia que probablemente se mantenga en el conjunto de los sistemas registrados. La producción promedio anual se calculó en 1.388 kWh por kWp para Río Cuarto y la región suroeste, y en 1.332 kWh por kWp para el resto de la provincia de Córdoba.

Palabras clave: energía solar, generación distribuida fotovoltaica, usuarios-generadores, Ley 27.424.

INTRODUCCIÓN

La gran extensión territorial de Argentina y la concentración del consumo eléctrico en los centros urbanos hacen de la generación fotovoltaica (FV) distribuida una solución viable para mejorar la eficiencia energética y reducir el uso de combustibles fósiles.

La principal regulación nacional sobre generación distribuida (GD) en Argentina es la Ley 27.424, "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica", promulgada en 2017 y reglamentada en 2018. Esta ley establece un modelo de facturación neta (*net billing*), en el que los usuarios consumen la energía que generan e inyectan el excedente a la red, recibiendo una compensación al precio del mercado mayorista.

A junio de 2025, 18 provincias se han adherido a esta ley (Secretaría de Energía, 2025), con un total de 29.187 usuarios-generadores y una potencia instalada de poco más de 92 MW. Córdoba lidera con el 33 % de esta capacidad, seguida por Buenos Aires (21 %) y San Juan (10 %).

Según la Ley Nacional 27.424, para que un usuario de la red de distribución eléctrica pueda convertirse en usuario generador, es necesario que finalice exitosamente el trámite exigido en la reglamentación. En Argentina, el bajo valor asignado a la energía inyectada a la red y la ausencia de incentivos específicos han llevado a que un número considerable de usuarios opte por esquemas de autoconsumo con limitadores de inyección, evitando además declarar sus instalaciones ante la autoridad regulatoria. Esta situación sugiere que las estimaciones basadas únicamente en los usuarios-generadores



formalmente registrados subestiman la cantidad real de energía solar generada. No obstante, la metodología propuesta constituye un aporte para el análisis del sector.

Si bien ya existen estimaciones de la energía producida por las instalaciones de GD fotovoltaica (FV) en países como EE. UU. y Brasil, todavía no existen para Argentina. Ambos países fueron elegidos debido al libre acceso a la información relacionada con los procedimientos y la abundancia de la documentación disponible en línea. En este trabajo se aplicará la estimación propuesta a la provincia de Córdoba y se analizarán los resultados.

Estimación de energía FV distribuida en EE. UU.

El método de estimación utilizado por la *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2025, p.25) consiste en aplicar dos modelos. El primer modelo consiste en una regresión que estima la potencia fotovoltaica instalada mensual a partir de reportes anuales, dado que no se dispone de datos mensuales de dicha potencia para todas las instalaciones. A continuación, se integran los datos mensuales disponibles con las estimaciones mensuales correspondientes, obteniéndose así valores mensuales consolidados para todas las instalaciones. Se utiliza un segundo modelo para estimar la GD de energía con la potencia instalada FV total estimada anteriormente como dato de entrada, mediante el software de simulación *PVWatts*.

Se usaron también como datos de entrada las características relevantes de las 100 *Metropolitan Statistical Areas* (MSA) de mayor población, que se ponderaron según datos de orientación (inclinación y azimut) provenientes del conjunto de datos de *California Solar Initiative* para obtener las producciones típicas (kWh/kWp) para cada una de las 100 MSA. Usando datos de insolación del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) se calcula un valor promedio para cada condado. Luego con los valores de potencia y energía por estado y sector, se calcula una tasa de kWh/kWp para cada estado y sector.

A la potencia total informada en el reporte de generación eléctrica anual, se le resta la potencia FV calculada mediante regresión y de las instalaciones conocidas como *Third Party Owned* (TPO), empresa con acuerdo contractual con cliente de electricidad para operar un generador que no es medido por la empresa de servicios públicos del cliente. De esta manera, se obtiene una nueva potencia “neta” que representa la capacidad de generación que no está asociada con los recursos de GD o con la capacidad operada por TPO.

Se multiplica la nueva potencia “neta” por la tasa de kWh/kWp obtenida previamente y a este valor de energía obtenido se le suma la energía vendida informada por los TPO para una estimación final de generación. Con la estimación final de la generación y la potencia total se define una nueva tasa “combinada” kWh/kWp.

Estimación de energía FV distribuida en Brasil

El modelo de estimación utilizado por la *Empresa de Pesquisa Energética* (2022, p.66) de Brasil se realiza mediante la cuantificación de la contribución energética de cada sistema de generación existente presente en la base de datos de *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL, s.f.).

Se implementa un modelo que tiene en cuenta: potencia instalada, factor de capacidad (cociente entre la generación real en un período dado, típicamente 1 año, y la generación que habría tenido el sistema si hubiese funcionado las 24 horas del día a su potencia nominal), número de días de operación de la potencia total instalada en el año base, factor de degradación diario de la tecnología de generación utilizada y el número total de días en operación desde su instalación hasta el final del año base.

$$FC = \frac{PR \cdot GTI}{(24 \cdot I_{STC})} \quad (1)$$

Para estimar el factor de capacidad de los sistemas fotovoltaicos se utiliza la Ec. (1) que tiene en cuenta; el *Performance Ratio* (PR) dado por un valor de 0 a 1 que incorpora pérdidas por temperatura, suciedad, conversión CC/CA y eficiencia del inversor, la irradiancia global sobre plano inclinado (GTI) obtenida a partir del Atlas Brasileño de Energía Solar – 2ª Edición (Pereira et al., 2017) con una resolución

espacial de 10 km × 10 km, donde el ángulo de inclinación es la latitud del sitio, la irradiancia en condiciones estándar (I_{STC}) igual a 1 kW/m² y el factor de degradación anual de la tecnología fotovoltaica igual al 0,5% por año (Jordan y Kurtz, 2012).

METODOLOGÍA

Conjunto de datos utilizados

Los procedimientos de estimación presentados en la sección anterior, aunque diferentes entre sí, se ajustan a la disponibilidad de información en cada país. Ambos fueron analizados en detalle, ya que se tomaron elementos de cada uno para desarrollar un nuevo enfoque metodológico viable de aplicar con los datos actualmente disponibles en Argentina. Del caso de Estados Unidos, se incorporó el uso del simulador *SAM* (EIA, 2025) en particular la herramienta *PVWatts* y la referencia a producciones típicas. Por su parte, del modelo brasileño se adoptó la premisa de que es posible generalizar la estimación asumiendo condiciones óptimas en términos de inclinación y orientación de los módulos o al menos un valor cercano al óptimo, que maximice la generación de energía.

Registro de usuarios-generadores

Para el presente trabajo se contó con un extracto de la base de datos de los usuarios-generadores registrados en la Ley 27.424 hasta marzo de 2024, cuando la potencia instalada en la provincia de Córdoba era de 14,6 MW aproximadamente. Estos datos se ingresan en la plataforma digital de acceso público (PDAP) durante el proceso de pedido de medidor bidireccional. El extracto contenía 30 campos de los cuales fueron utilizados en el análisis los que se detallan a continuación:

1. Número de expediente electrónico (Nro. EE): Número de expediente en el sistema de gestión documental electrónica (GDE), con toda la información recibida hasta el momento.
2. Provincias: Se cuentan todas las provincias adheridas a la Ley N.º 27.424 y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA).
3. Localidad: Ciudades, localidades o barrios de las provincias y CABA incluidas en la Ley N.º 27.424.
4. Potencia Total Generación: Potencia de generación de energía declarada por el usuario-generador e instalador, la cual fue aprobada por la distribuidora correspondiente.
5. Potencia Acople: Potencia de acople (potencia nominal del equipo de acople, el inversor FV) aprobada por la distribuidora en el formulario 2B, necesario para registrarse como usuario-generador.
6. Distribuidor: Nombre de la empresa que brinda servicio eléctrico al usuario-generador.

Histogramas de potencia

Con el objetivo de analizar la distribución en potencia de las instalaciones y evaluar la frecuencia de ocurrencia en cada rango y región considerada, se definieron intervalos de clase de 2 kW en el rango de 0 a 50 kW (0–2 kW, 2–4 kW, etc.), junto con clases adicionales para los rangos de 50 a 100 kW, 100 a 200 kW y mayores a 200 kW (Figura 1).

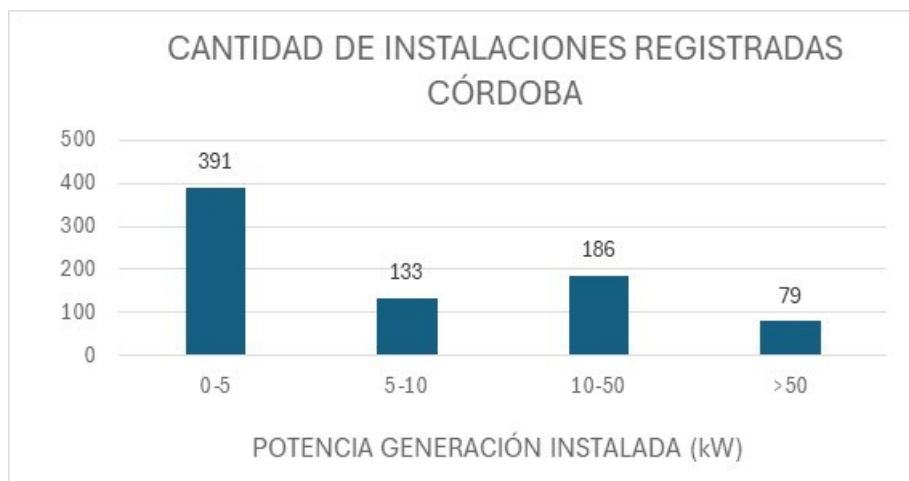


Figura 1: Histograma de potencia con cuatro rangos para la provincia de Córdoba.

Selección de datos de radiación solar

En este trabajo, se evaluaron comparativamente tres fuentes de datos de radiación solar para cuantificar su impacto en la precisión de las estimaciones energéticas.

La Tabla 1 presenta un extracto de una de las tablas comparativas de radiación global en el plano inclinado (GTI). En ella pueden observarse los valores de GTI para 3 localidades de la provincia de Córdoba provistos por Meteororm (Metetest, 2015) y Global Solar Atlas (World Bank Group, 2020), mientras que en el Atlas de Radiación Solar de la República Argentina de Grossi Gallegos y Righini (2007) los mapas representan rangos de GTI mediante zonas delimitadas por intervalos.

Esta característica resulta especialmente útil, ya que permite utilizar un valor de referencia para áreas extensas. Para efectos de la comparación en la Tabla 1 y debido a la naturaleza regional del Atlas, se adoptó el valor promedio del rango más representativo para cada zona, considerándolo el criterio más conservador y aplicable a nivel de provincia. Por ejemplo, el valor correspondiente a la ciudad de Córdoba puede aplicarse a la mayoría de las localidades de la provincia, y el de Río Cuarto para el resto, evitando así la necesidad de asignar valores individuales a cada localidad y permitiendo incluir al Atlas en una comparación con fuentes que ofrecen datos puntuales.

Tabla 1: Algunas localidades de la zona 1 de la provincia de Córdoba que tienen usuarios-generadores certificados

Localidad	Promedio de Irradiación anual en plano inclinado con ángulo óptimo (kWh/m ²)		
	Meteororm 7.2	Global Solar Atlas (SOLARGIS)	Atlas Grossi-Gallegos
Agua de Oro	1973	2063	1750-1800
Alcira	1950	2115	1750-1800
Alejo Ledesma	1938	2032	1750-1800

Se tendrán en cuenta los valores de GTI anuales para definir zonas geográficas y los de radiación solar global (GHI) mensuales determinados por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, publicados en los mapas del Atlas de Radiación Solar de la República Argentina para las simulaciones. Además, se consideró a los valores de radiación medidos en superficie terrestre como los más precisos.

Orientación (azimut) e inclinación (cenit) del campo fotovoltaico

Como parte del análisis, se incluyeron también los ángulos de inclinación y orientación de los paneles solares, aunque con menor peso que las variables principales (potencia fotovoltaica y radiación solar).

Si bien estos parámetros no estaban incluidos en la base de datos de usuarios-generadores, podían recuperarse mediante el número de expediente, accediendo al formulario técnico correspondiente a cada instalación. Dado el volumen de datos y la disponibilidad limitada de esta información, se optó por realizar una selección aleatoria de instalaciones con el fin de caracterizar los ángulos de inclinación y orientación de los paneles.

En el formulario los valores de orientación posibles se definen con las etiquetas “N”, “NE”, “E”, “SE”, “S”, “SO”, “O” y “NO” cuyos valores numéricos corresponden a N=0° hasta NO=315°, con intervalos de 45° en sentido horario. Los valores de inclinación se definen de 0° a 90° con intervalos de 5° (la PDAP no permite intervalos menores a 5° al ingresar los datos de la instalación). Un ángulo de inclinación 0° corresponde a un panel en posición horizontal y 90° en posición vertical.

Zonas de irradiación

Para todas las zonas definidas mediante los valores de GTI, se usó la GHI correspondiente a la estación más cercana a la localidad con mayor potencia instalada y mayor población (UNLu, 2025). La Figura 2 reproduce un mapa de radiación solar publicado en un artículo de Grossi Gallegos y Righini (2011). La provincia de Córdoba cuenta con tres zonas diferenciadas de radiación, dos de las cuales están identificadas en la Figura 2. La zona 1 es la más abarcativa y representativa en cantidad de potencia instalada, la zona 2 es la de mayor radiación solar y ocupa el suroeste de la provincia, existe una tercera zona más al norte, en donde no hay instalaciones declaradas. La zona 1 cuenta con 143 localidades diferentes y la zona 2 con 19.



Figura 2: Irradiación solar anual sobre plano inclinado óptimo en la provincia de Córdoba. Se observan las dos zonas de radiación solar.

Para las zonas 1 y 2 se seleccionaron valores de GHI correspondientes a las estaciones de Córdoba y Río Cuarto, respectivamente. Se clasificó a las instalaciones FV primariamente según su zona, luego se definieron zonas de GHI dentro de las provincias o regiones y por último dentro de cada zona se dividieron por intervalos de potencia de generación.

Simulaciones

Para la simulación se emplearon datos meteorológicos horarios generados con PVsyst 6.8.8 (a partir de Meteonorm 7.2), validados con el Atlas de Radiación Solar de Argentina y exportados a formato SAM para su uso en *PVWatts*. El análisis abarcó 709 instalaciones en la zona 1 y 80 en la zona 2 de Córdoba.

Dada la distribución no normal de los datos, se diseñó una estrategia de muestreo para las instalaciones de hasta 200 kW. Primero, se ponderó cada rango de potencia según su contribución a la potencia total instalada. Se seleccionaron para el análisis los rangos cuya potencia es superior al 4 % del total. De estos rangos relevantes, se tomó una sub-muestra aleatoria de aproximadamente un tercio de las instalaciones, un tamaño considerado suficiente para capturar la variabilidad de diseño (inclinación/orientación) de forma computacionalmente eficiente.

Las simulaciones en *PVWatts* se ejecutaron de dos formas: para potencias mayores a 200 kW, se usaron los parámetros angulares declarados de cada instalación; para las instalaciones seleccionadas menores a 200 kW, se calculó su generación promedio.

Luego, se comparó la generación promedio de la muestra con un valor máximo teórico (obtenido con orientación e inclinación óptimas) para cada rango. Este cociente sirvió para crear un factor de corrección, que se aplicó a los segmentos de potencia menores a 200 kW.

Por último, se calculó la producción específica anual (kWh/kWp.año) para cada zona GHI sumando la energía generada y la potencia total del parque fotovoltaico. La Figura 3, presentada a continuación, detalla este proceso.



Figura 3: Diagrama de procesos para obtener la estimación de energía generada anualmente por todos los usuarios-generadores.

RESULTADOS PARA LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

El método propuesto se aplicó a la provincia de Córdoba por tener la mayor cantidad de potencia instalada.

Selección del número de instalaciones

En la Tabla 2, resaltadas en color amarillo las celdas con el número de instalaciones seleccionadas por intervalo de potencia (cuya potencia es superior al 4 % del total). Por nuestra metodología siempre seleccionamos todas las instalaciones en el intervalo de potencias mayores a 200 kW (en Tabla 2, marcadas con color verde) para cada zona de GHI.

Tabla 2: Extracto de datos de instalaciones FV registradas en la zona 1 de la provincia de Córdoba.

Intervalos de potencias (kWp)	Cantidad instalaciones certificadas	Potencia media intervalo (kWp)	Producto entre potencia media e instalaciones (kWp)	Potencia de intervalo sobre potencia total	Instalaciones seleccionadas (=33%)
0-2	109	1,6	169	1,3 %	36
2-4	185	2,8	523	4,1 %	62
4-6	126	5,0	635	5,0 %	42
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
48-50	5	48,7	244	1,9 %	2
50-100	44	65,9	2901	22,6 %	15
100-200	20	134,8	2696	21,0 %	7
>200	5	348,7	1743	13,6 %	2
Total	709	1127,8	12810	100 %	124

Obtenido el número de instalaciones a seleccionar, se utilizaron diferentes funciones aleatorias para tomar los registros a analizar de la base de datos de usuarios-generadores.

Análisis de orientaciones e inclinaciones y factor de corrección

Luego de armado el conjunto de registros se realizó un análisis de las orientaciones e inclinaciones de las instalaciones para evaluar la energía generada por rango y zona GHI, teniendo en cuenta diferentes configuraciones angulares.

La Tabla 3 muestra la energía media anual generada por las instalaciones FV seleccionadas en la zona 1 de la provincia de Córdoba. Los datos corresponden a instalaciones con una potencia promedio superior a 200 kW. El valor máximo de energía media anual generada está resaltado en amarillo.

Tabla 3: Diferentes combinaciones de ángulos de inclinación y orientación, junto con la energía generada por las mismas para el intervalo de potencias >200 kW en zona 1 de la provincia de Córdoba.

Orientación	Inclinación	Energía media anual generada (MWh)
0	30	524
0	25	523
45	25	516

En la Tabla 4 se exponen los valores de referencia de las instalaciones fotovoltaicas seleccionadas. Estos datos se utilizan para la estimación de la energía media anual generada en el rango de potencias superiores a 200 kW, dentro de la Zona 1 de la provincia de Córdoba. La columna DC / AC es el cociente entre “Potencia FV” y “Potencia inversor”.

Tabla 4: Valores relevantes de las instalaciones seleccionadas para la estimación de la energía generada en el intervalo de potencias >200 kW en zona 1 de la provincia de Córdoba.

Orientación	Potencia FV (kWp)	Inclinación	DC / AC	Potencia inversor (kW)	Energía anual generada (MWh)	Energía media anual generada (MWh)
0	828	25	1,10	750	1136	509
90 y 270	264	15	1,20	220	323	
45	108,8	5 y 10	1,36	80	287	
	108,8	20 y 25	1,36			
0	213,8	20	0,88	243	290	
Total	1523,4				2036	

El factor de corrección se obtuvo a partir del cociente entre los valores de la columna “Energía media anual generada” de la Tabla 4 y el valor máximo resaltado en amarillo en la misma columna de la Tabla 3. Este procedimiento se aplicó de forma individual a cada intervalo de potencias y a cada zona de irradiación solar.

La desviación así obtenida se utilizó para verificar que es posible estimar todas las instalaciones FV con la combinación óptima de orientación e inclinación (azimut = 0° e inclinación = 30° en la Tabla 3) para todos los valores de “Potencia FV” y “DC / AC” (Tabla 4). En la Tabla 5 se presentan todos los factores de corrección expresados en porcentajes.

Tabla 5: Factores de corrección para cada zona e intervalo de potencias.

Intervalo Potencia/Zona GHI	Factor de corrección	
	Zona 1 Córdoba	Zona 2 Córdoba
2-4 kW	97,4 %	-
4-6 kW	98,2 %	-
50-100 kW	97,6 %	99,1 %
100-200 kW	94,1 %	-
>200 kW	97,2 %	100,0 %
Promedio	96,9 %	99,5 %

Producción específica

Los datos se presentan con la cifra de producción específica porque es independiente de la potencia FV instalada. Con los datos de los reportes de avance de implementación de la Ley 27.424 (Argentina.gov.ar, 2025), que tienen una actualización mensual, se pueden calcular los valores estimados de energía generada anualmente como el producto de la producción específica por la potencia total de las instalaciones FV.

Tabla 6: Producción específica anual de energía fotovoltaica para cada zona GHI.

Irradiación sobre plano inclinado (GTI)/zona GHI	Producción específica anual (kWh/ (kWp.año))	
	Zona 1 Córdoba	Zona 2 Córdoba
Orientación e inclinación óptimas (GTIopt)	1375	1431
GTIopt con factor de corrección (GTIcorr)	1332	1388

CONCLUSIONES

Si bien hay diferencias en los valores de los factores de corrección para los diferentes intervalos de potencia y zonas de irradiación, se puede ver claramente que los datos tienden hacia un valor cercano a 100%, en el caso de Córdoba se encuentran entre un 96-98%. En el caso de la zona 2 de Córdoba es probable que el promedio de los factores de corrección se aleje de este valor por la poca cantidad de instalaciones FV que se encuentran registradas actualmente, por esta razón se consideró un factor de corrección de 97% para la zona 2. El factor de corrección debería ser casi el mismo para locaciones con valores de latitud similares. Cuanto más alejadas del ecuador se encuentren las regiones en las que se desea estimar la energía generada, menores tienden a ser los valores probables de los factores de corrección y mayores los márgenes de incertidumbre, es decir, con una variabilidad más elevada en los resultados.

REFERENCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (s.f.). Geração distribuída. Recuperado el 2 de agosto de 2025, de http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp

- Argentina.gob.ar. (s.f.). Reportes de avance implementación de la Ley 27.424. Recuperado el 2 de agosto de 2025, de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2022). Balanço Energético Nacional: Manual de Preenchimento. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-578/BEN%20_%20Manual%202022.pdf
- Grossi Gallegos H. y Righini R. (2011). Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un ángulo óptimo en la República Argentina. En Cuarto Congreso Nacional - Tercer Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía - HYFUSEN 2011 (pp. 1-6). Luján, Argentina: GERSolar-INEDES; Universidad Nacional de Luján.
- Grossi Gallegos H., y Righini R. (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina. CYT-AR. https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/images/b/b6/Atlas_de_energ%C3%ADa_solar_de_la_Rep%C3%BAblica_Argentina_-_Grossi_Gallegos%26_Righini.pdf
- Jordan D. C., y Kurtz S. R. (2012). Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review (NREL/JA-5200-51664). National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- Meteotest. (2015). Meteotest Version 7.2: Global meteorological database for solar energy and applied climatology [Software]. Bern, Switzerland: Meteotest.
- Pereira E. B., Martins F. R., Gonçalves A. R., Costa R. S., Lima F. J. L. de, Rüther R., Abreu S. L. de, Tiepolo G. M., Pereira S. V., y Souza J. G. de. (2017). Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª ed.). Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). <https://doi.org/10.34024/978851700089>
- Secretaría de Energía. (2025). Reporte anual 2024: Generación distribuida en Argentina [PDF], Secretaría de Energía, Ministerio de Economía (Argentina). Recuperado el 11 de agosto de 2025, de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_anual_2024.pdf
- U.S. Energy Information Administration (2025). Electric Power Monthly: Appendix C - Technical notes. Washington, DC: U.S. Department of Energy. Recuperado de <https://www.eia.gov/electricity/monthly/pdf/AppendixC.pdf>
- Universidad Nacional de Luján (UNLu). (s.f.). Valores medios de la irradiación solar global diaria (MJ/m²·día). Recuperado el 2 de agosto de 2025, de https://www.unlu.edu.ar/~gersol/backup/Atlas_Solar/valores-medios.html
- World Bank Group. (2020). Global Solar Atlas [Dataset]. Solargis. <https://globalsolaratlas.info/>

METHOD FOR ESTIMATING DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION IN ARGENTINA

ABSTRACT

This study presents a methodology to estimate solar energy produced by prosumers registered under Argentina's National Law 27424, within the broader framework of distributed photovoltaic deployment in the country. The method is applied to Córdoba province - the province with the highest installed distributed photovoltaic capacity in Argentina - by integrating established models from the United States and Brazil. Analysis of a representative random sample of installations indicates that actual energy output closely approaches theoretical maxima, a pattern likely representative of all registered systems. Estimated average annual production is 1388 kWh/kWp for Río Cuarto and the southwestern region, and 1332 kWh/kWp for the rest of Córdoba.

Keywords: solar energy, distributed photovoltaic generation, prosumers, Argentine Law 27424.