

Análisis experimental comparativo de la producción anual de energía de una planta solar fotovoltaica de 72kWn instalada sobre techo para autoconsumo en la ciudad de Montería utilizando PVsyst, PVGIS y SAM

Comparative experimental analysis of the annual energy production of a 72kWn photovoltaic solar power plant installed on a roof for self-consumption in the city of Monteria using PVsyst, PVGIS and SAM

MSc. Fabian Alonso Lara Vargas^{1,2}, **MSc. Miguel Ángel Ortiz Padilla**¹
PhD. Carlos Vargas Salgado²

¹ Universidad Pontificia Bolivariana Seccional Montería, Grupo de Investigaciones ITEM, Montería, Córdoba, Colombia,

² Universitat Politècnica de València, Instituto de Ingeniería Energética, Valencia, España.

Correspondencia: fabian.lara@upb.edu.co

Recibido: 15 octubre 2023. **Aceptado:** 17 diciembre 2023. **Publicado:** 6 marzo 2024.

Cómo citar: F. A. Lara Vargas, M. Ángel Ortiz Padilla, y C. A. Vargas Salgado, «Análisis experimental comparativo de la producción anual de energía de una planta solar fotovoltaica de 72kWn instalada sobre techo para autoconsumo en la ciudad de Montería utilizando PVsyst, PVGIS y SAM», RCTA, vol. 1, n.º 43, pp. 51–56, mar. 2024.

Recuperado de <https://ojs.unipamplona.edu.co/index.php/rcta/article/view/2807>

Esta obra está bajo una licencia internacional
Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0.



Resumen: El presente trabajo desarrolló el análisis experimental comparativo de los datos reales de producción de energía de una planta solar fotovoltaica de 72kW_n, con simulaciones hechas en PVsyst, PVGIS y SAM. El periodo de medición fue dividido entre marzo de 2021 a febrero de 2022 y de marzo de 2022 a febrero de 2023. Se encontró que la simulación desarrollada en SAM presentó el error cuadrático medio más bajo para todo el periodo de medición en comparación con PVsyst y PVGIS, presentando valores respectivos de 1621.1 kWh para SAM, 1680.9 kWh para PVGIS y 2337.8 kWh para PVsyst. Además, se concluyó que un aumento en la temperatura ambiente puede influir en la producción de un sistema fotovoltaico, así también el uso de bases de datos ambientales actualizadas, puede resultar en cálculos más precisos de la producción proyectada.

Palabras clave: Solar, Fotovoltaica, Simulación, Software.

Abstract: The present work developed the comparative experimental analysis of the actual power production data of a 72kW_n solar PV plant, with simulations done in PVsyst, PVGIS, and SAM. The measurement period was divided between March 2021 to February 2022 and March 2022 to February 2023. It was found that the developed SAM simulation presented the lowest mean square error for the entire measurement period compared to PVsyst and PVGIS, presenting respective values of 1621.1 kWh for SAM, 1680.9 kWh for PVGIS, and 2337.8 kWh for PVsyst. It was also concluded that an increase in ambient temperature can influence the production of a photovoltaic system.

Keywords: Solar, Photovoltaic, Simulation, Software.

1. INTRODUCCIÓN

La energía solar es una de las energías renovables más usadas en el mundo, además la de mayor accesibilidad, lo que la destaca como una opción viable para el desarrollo de la transición energética a nivel mundial [1]. Sin embargo, para poder alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible, en especial la visión de cero emisiones debe producirse un aumento notable del crecimiento de la generación anual de energía eléctrica, siendo clave el desarrollo de mejores modelos para el diseño de instalaciones fotovoltaicas [2]. Por otro lado, la modelización y la simulación son fundamentales para comprender la viabilidad global de las plantas fotovoltaicas en términos de economía medioambiental y tecnológica [3].

1.1 Caso de estudio.

El sistema de estudio se encuentra instalado en el tejado de un edificio en la ciudad de Montería (Colombia), en la ubicación 8.803750, -75.850125, y se conecta a la red eléctrica de la instalación a través de una subestación de tipo interior en la azotea del edificio ver Fig. 1. De acuerdo con la literatura, los factores meteorológicos no afectan significativamente el desempeño del sistema en esta locación [4], pero la elevada humedad relativa de la ciudad, que oscila entre el 76% y el 82% [5], podría influir en eficiencia [4]. La planta consta de 240 paneles con una capacidad de 400 W, alcanzando una potencia pico de 96 kW_p. El sistema de conversión de corriente continua a corriente alterna incluye dos inversores de 36 kW_n cada uno ver Fig. 2, con una capacidad total de 72 kW_n.

1.2 Software utilizado.

Un programa informático usado con frecuencia en simulaciones de plantas solares fotovoltaicas es PVsyst, el cual se emplea para estimar el rendimiento energético de los sistemas compuestos y convencionales [6]. PVsyst se ha utilizado para el análisis de las pérdidas debidas al sombreado, y el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) para la comparación e inclusión de los sistemas de seguimiento, al igual que SAM [7]. Entre los indicadores técnicos más importantes que pueden considerarse para medir el rendimiento energético de una planta fotovoltaica se destacan la ratio de rendimiento y la producción de energía [8].



Fig. 1. Planta solar fotovoltaica ubicada en la azotea del edificio.

Fuente: elaboración propia.



Fig. 2. Inversor solar No 1 de la planta.

Fuente: elaboración propia.

Puede utilizar PVGIS para calcular cuánta energía puede obtener de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos en casi cualquier lugar del mundo [9]. En la Fig. 3 se muestra la cobertura de la base de datos de radiación solar utilizada por PVGIS 5.2[10]

El System Advisor Model (SAM) es un modelo de software tecno económico gratuito que facilita la toma de decisiones a los profesionales del sector de las energías renovables. SAM puede modelizar muchos tipos de sistemas de energías renovables, como, por ejemplo: *i*) sistemas fotovoltaicos, desde pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas a escala comercial; *ii*) almacenamiento en baterías de iones de litio, plomo-ácido o de flujo para aplicaciones delante o detrás del contador; y *iii*) sistemas de concentración solar para la generación de energía eléctrica, incluidos los de colectores cilindro-parabólicos, torres de energía y Fresnel lineal [11].

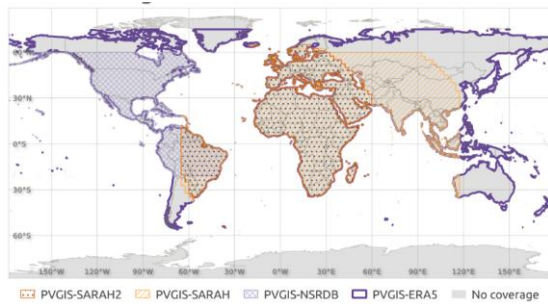


Fig. 3. Cobertura de la base de datos de radiación solar de PVGIS 5.2 [10].

Fuente: elaboración propia.

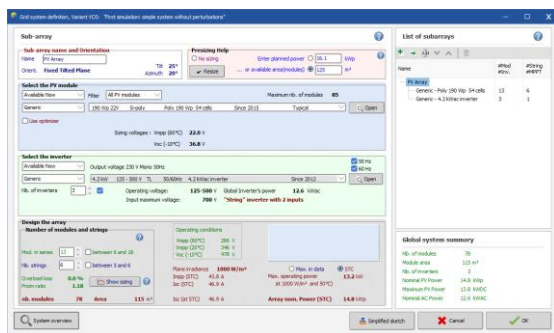


Fig. 4. Tablero de general de PVsyst [9].

Fuente: elaboración propia.

PVsyst está diseñado para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos. PVsyst puede importar datos meteorológicos, así como datos personales de muchas fuentes diferentes [12]. En la Fig. 4 se puede observar el tablero general de PVsyst en el cual se indican las características de los paneles, el inversor y el diseño del array para realizar una simulación de un sistema fotovoltaico sencillo sin perturbaciones.

1.3 Propósito del análisis.

Actualmente, muchos análisis de sistemas fotovoltaicos son desarrollados usando programas de simulación como PVsyst, PVGIS y SAM, entre otros [13], pero estos estudios toman periodos de un año en su mayoría [7]. No obstante, las condiciones ambientales pueden ser diferentes de un año a otro, ya sea por efectos naturales o humanos [14], lo que puede afectar la temperatura del panel fotovoltaico [15] y, por ende, el rendimiento del sistema [16]. El propósito principal del presente documento es realizar un análisis comparativo con datos reales de 24 meses de producción de energía de una planta solar fotovoltaica instalada en techo, con simulaciones hechas en PVsyst, PVGIS y SAM, con el fin de medir las desviaciones de estas frente a los datos reales, y estudiar la relación que tuvieron las condiciones ambientales de temperatura con la producción de energía.

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del análisis fue necesario el desarrollo de 4 etapas, ver Fig. 5:

2.1. Procesamiento de los datos de la planta y datos ambientales.

En esta etapa, se tomaron los datos de la planta vía GSM a través de un sistema de comunicaciones propio del equipo inversor ver Fig. 6, el cual envía los datos de funcionamiento a una plataforma cloud, de la cual se descargan los datos en formato .csv. Los datos de temperatura ambiente fueron descargados de la plataforma meteoat.net para la estación meteorológica los Garzones Montería, en formato .xls. El periodo de medición comprendió de marzo de 2021 a febrero de 2022 (periodo 1) y de marzo de 2022 a febrero de 2023 (periodo 2).

2.2. Desarrollo de las simulaciones en PVsyst, PVGIS y SAM sobre la planta de estudio.

Para el desarrollo de esta etapa se tomaron los datos de diseño de la planta y se procedió a simular en SAM versión 2017.9.5, PVGIS versión 5.2 y en PVsyst version 7.4, para obtener los datos de producción anual de energía del sistema en kWh. Las bases de datos utilizadas fueron: PVGIS-NSRDB para PVGIS; Meteonorm 8.1 para PVsyst; y NSRDB para SAM.

2.3. Análisis comparativo y correlación de datos.

En esta etapa se compararon los datos de las mediciones de producción anual de energía de la planta y las simulaciones para cada programa informático expresadas en kWh, e identificar el programa cuyos resultados presentan el del error cuadrático medio más bajo. Se compararon las correlaciones entre los datos de producción de energía real y simulada y las correlaciones entre la temperatura ambiente en el periodo de medición.

2.4. Discusiones y conclusiones

En esta etapa se realizaron las discusiones sobre los resultados.

3. RESULTADOS

Luego del procesar los datos de producción de la planta solar fotovoltaica y de factores ambientales, se aprecia una disminución en la generación de energía del periodo 1 al periodo 2, pasando de

127211 kWh anual a 100645 kWh anual, que coincidió con un incremento en la temperatura ambiente para el periodo 2 de 0.7°C. El aumento de la temperatura ambiente produce un aumento en la temperatura del módulo fotovoltaico, lo que trae como consecuencia una disminución en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos y, en consecuencia, en todo el sistema. Se observa también que para los meses de octubre y septiembre de 2021 y 2022, la producción de energía fue muy similar ver

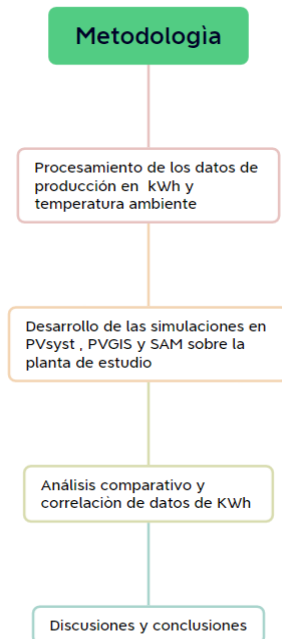


Fig. 5. Metodología del análisis.
Fuente: elaboración propia.



Fig. 6. Sistema de comunicaciones del inversor.
Fuente: elaboración propia.

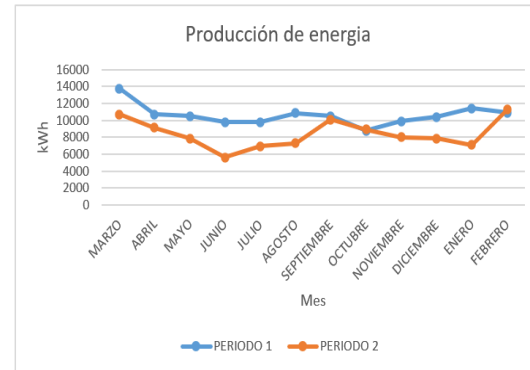


Fig. 7. Comparación de producción de energía.
Fuente: elaboración propia.

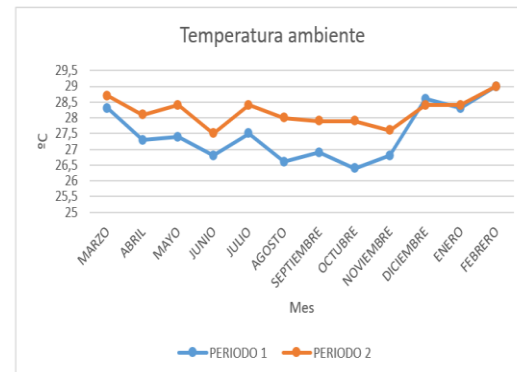


Fig. 8. Comparación de la temperatura ambiente.
Fuente: elaboración propia.

La correlación entre la temperatura ambiente y la producción es de 0.55 para el periodo 1 y de 0.53 para el periodo 2, lo que se valora como una correlación positiva moderada según el coeficiente de correlación de Pearson. La correlación entre los datos de temperatura ambiente para los periodos de medición es de 0.85, lo que se valora como una correlación positiva alta según el coeficiente de correlación de Pearson. El comportamiento de la temperatura ambiente durante los periodos de observación se muestra en la Fig. 8.

El desarrollo de las simulaciones en PVsyst, PVGIS y SAM dieron como resultado, una predicción de producción de energía de 152 432 kWh anual para PVsyst, 100 299 kWh anual para PVGIS y 117 321 kWh anual para SAM. La correlación más alta entre las simulaciones se dio entre PVGIS Y PVsyst alcanzado una correlación de 0.65, lo que se valora como una correlación positiva moderada según el coeficiente de correlación de Pearson. En la Fig. 9 se muestran los resultados de la simulación de producción de energía utilizando PVGIS, PVsyst y SAM.

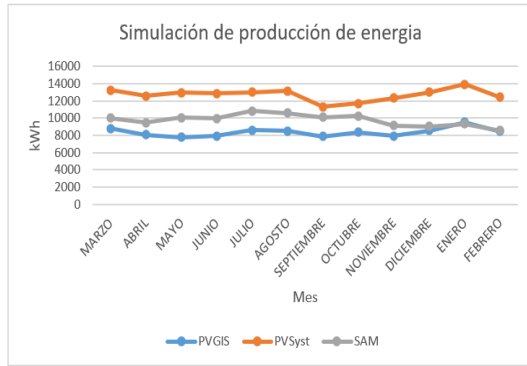


Fig. 9. Comparación de la producción de energía simulada.
Fuente: elaboración propia.

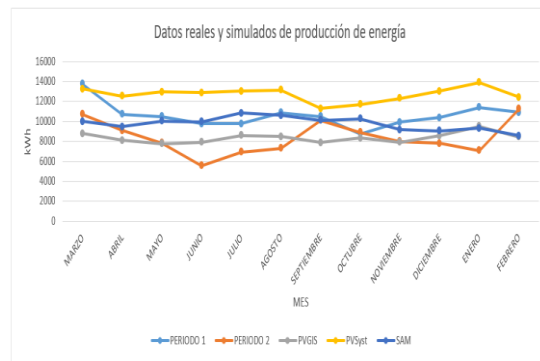


Fig. 10. Comparación de la producción de energía real y simulada.
Fuente: elaboración propia.

Tabla 1: Error cuadrático medio por programa.

	PVGIS	PVsyst	SAM
Periodo 1	2472,3	2337,8	1621,2
Periodo 2	1681,0	4754,5	2366,2

Fuente: elaboración propia

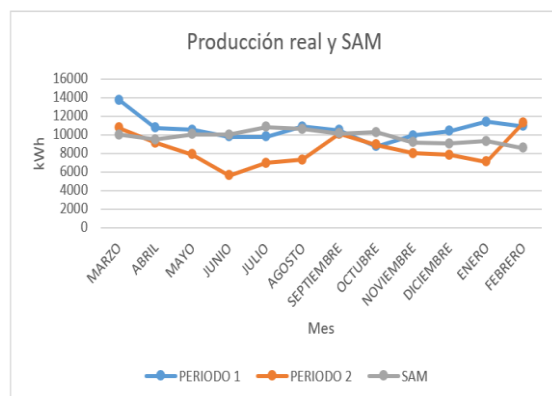


Fig. 11. Producción real de la planta comparada con la simulación realizada en SAM.
Fuente: elaboración propia.

Al comparar los datos de producción reales para los periodos de medición con los datos obtenidos de las

simulaciones con PVGIS, PVsyst y SAM ver *Fig. 10*, se aprecian periodos en los que los datos llegan a ser muy similares. El error cuadrático medio entre los datos reales y los resultados de las simulaciones mostró que para el periodo 1, el error más bajo fue para la simulación desarrollada en SAM con un valor de 1621.1 kWh y para el periodo 2, el error más bajo fue para la simulación desarrollada en PVGIS con un valor de 1680.9 kWh ver *Tabla 1*. El error más bajo calculado para los periodos de análisis fue el de SAM. La simulación en SAM, se desvió en el primer año alrededor del 8% por debajo del valor de producción real y un 16% por encima del segundo año de medición ver

Fig. 11.

4. CONCLUSIONES

Después de analizar el valor del error cuadrático medio para todo el periodo de medición, la simulación que más se acerca a la producción de energía real de los 24 meses es la obtenida con SAM.

Las simulaciones obtenidas ofrecen una aproximación del comportamiento real de la planta y permiten estimar la producción de energía para periodos anuales. Sin embargo, se debe considerarse un factor de pérdidas en el sistema causadas por el envejecimiento de los componentes dentro de su vida útil. El resultado de similitud entre SAM y PVGIS, puede deberse a que ambos poseen una base de datos de NSRDB (National Solar Radiation Database), por lo que sus cálculos pueden converger en algunos datos.

Las condiciones cambiantes del medio ambiente hacen que se produzcan alteraciones en la producción de energía solar fotovoltaica. Esto se pudo evidenciar a partir del análisis de la correlación entre la producción de energía y la temperatura ambiente, que sugiere que la temperatura ambiente puede influir en la temperatura de operación del módulo solar, lo puede impactar significativamente en la producción del sistema fotovoltaico, además de la radiación solar. Además, cabe mencionar, que un aumento de temperatura ambiente también puede alterar la temperatura de operación de un inversor, siempre que este no se encuentre protegido en una instalación con temperatura controlada. Una temperatura de operación excesiva en el inversor puede producir un fenómeno conocido como derating de temperatura, lo cual disminuye la eficiencia del inversor.

Para trabajos futuros, se pueden tener en cuenta la temperatura de funcionamiento de los inversores, para determinar cómo afectaría la producción durante periodos de funcionamiento mayores de 5 años.

REFERENCIAS

- [1] V. Arun Kumar, M. Rashmitha, B. Naresh, J. Bangararaju, and V. Rajagopal, "Performance analysis of different photovoltaic technologies," in *Proceedings of the 2013 International Conference on Advanced Electronic Systems, ICAES 2013*, 2013. doi: 10.1109/ICAES.2013.6659413.
- [2] D. Díaz-Bello, C. Vargas-Salgado, J. Águila-León, and F. Lara-Vargas, "Methodology to Estimate the Impact of the DC to AC Power Ratio, Azimuth, and Slope on Clipping Losses of Solar Photovoltaic Inverters: Application to a PV System Located in Valencia Spain," *Sustainability*, vol. 15, no. 3, 2023, doi: 10.3390/su15032797.
- [3] S. Kichou, N. Skandalos, and P. Wolf, "Floating photovoltaics performance simulation approach," *Heliyon*, vol. 8, no. 12, p. e11896, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.HELIYON.2022.E11896.
- [4] A. Desai, T. Joshi, I. Mukhopadhyay, and A. Ray, "Effect of Temperature on Conversion Efficiency of Single-Phase Solar PV Inverter," in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2021. doi: 10.1109/PVSC43889.2021.9518415.
- [5] IDEAM, "climatología aeronáutica aerodromo los garzones skmr Montería," Bogota, 2013.
- [6] S. Oliveira-Pinto and J. Stokkermans, "Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies," *Energy Convers Manag*, vol. 211, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112747.
- [7] N. Manoj Kumar, S. Chakraborty, S. Kumar Yadav, J. Singh, and S. S. Chopra, "Advancing simulation tools specific to floating solar photovoltaic systems – Comparative analysis of field-measured and simulated energy performance," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102168, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.SETA.2022.102168.
- [8] E. Solomin, E. Sirotkin, E. Cuce, S. P. Selvanathan, and S. Kumarasamy, "Hybrid Floating Solar Plant Designs: A Review," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 10, p. 2751, May 2021, doi: 10.3390/en14102751.
- [9] UE, "Empezando con PVGIS," https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis_en.
- [10] L. Uwineza, H.-G. Kim, C. K. Kim, B. Kim, and J.-Y. Kim, "Accuracy Assessment of Typical Meteorological Year Data for a Photovoltaic System using a Bootstrap Method," *Journal of the Korean Solar Energy Society*, vol. 41, no. 4, 2021, doi: 10.7836/kses.2021.41.4.115.
- [11] Department of Energy, "System Advisor Model (SAM)," <https://sam.nrel.gov/>.
- [12] PVSyst, "PVSyst características," <https://www.pvsyst.com/features/>.
- [13] S. A. D. Mohammadi and C. Gezevin, "Design and Simulation of Grid-Connected Solar PV System Using PVSYST, PVGIS and HOMER Software," *International Journal of Pioneering Technology and Engineering*, vol. 1, no. 01, 2022, doi: 10.56158/jpte.2022.24.1.01.
- [14] Ş. Sağlam, "Meteorological parameters effects on solar energy power generation," *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, vol. 9, no. 10, 2010.
- [15] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, "Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review," *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, Jan. 2013, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2013.05.072.
- [16] M. N. R. Nazari, M. F. N. Tajuddin, T. Sudhakar Babu, A. Azmi, M. Malvoni, and N. Manoj Kumar, "Firefly algorithm-based photovoltaic array reconfiguration for maximum power extraction during mismatch conditions," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 6, 2021, doi: 10.3390/su13063206.