

Evaluación de la producción energética para el sistema fotovoltaico con microinversores instalado en el edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica

Evaluation of energy production for PV microinverter system installed at the University Rectory Building at Tecnológico de Costa Rica

Luis Diego Murillo-Soto¹, Hugo Sánchez-Ortiz², Carlos Meza³

Murillo-Soto, L.D; Sánchez-Ortiz, H; Meza-Benavides, C.
Evaluación de la producción energética para el sistema fotovoltaico con microinversores instalado en el edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 67-78.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6334>

- 1 Escuela de Ingeniería Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: lmurillo@tec.ac.cr
<https://orcid.org/0000-0002-6601-1082>
- 2 Escuela de Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: husanchez@tec.ac.cr
<https://orcid.org/0000-0002-4122-1382>
- 3 Escuela de Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: cmeza@tec.ac.cr
<https://orcid.org/0000-0002-7374-505X>

Palabras clave

Energía fotovoltaica; rendimiento energético; micro-inversores; evaluación en exteriores.

Resumen

La implementación de micro-inversores en sistemas fotovoltaicos presenta como ventaja el aprovechamiento de forma independiente la potencia en el punto de máxima potencia de cada uno los paneles fotovoltaicos, sin importar las condiciones de orientación, sombras y degradación que pueden presentar cada uno de ellos. Esto representa una ventaja significativa, ya que evita problemas de desequilibrio de potencia que se pueden presentar en una cadena de paneles. El presente artículo presenta un análisis de la producción energética para el sistema de micro-inversores instalados en el techo del edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica. El sistema conectado a red cuenta con una potencia nominal en d.c. de 8.3 kWp, utilizando 31 paneles marca Canadian Solar modelo CS6P-270 conectados cada uno a un micro-inversor marca Enphase modelo M215. El sistema se encuentra en operación desde marzo en 2017 y en 46 meses de producción generó 48.892 MWh, para un desempeño promedio por inversor de 1.570 MWh. En esta evaluación, fue posible comprobar que los paneles solares ubicados hacia el Sur generaron 3.6% adicional total a los paneles ubicados hacia el norte, lo cual representa una generación adicional de 11.4 días por año respecto a los paneles orientados hacia el norte.

Keywords

Photovoltaic energy; energy performance; microinverter; outdoor performance verification.

Abstract

The implementation of microinverters in photovoltaic systems has the advantage of independently harnessing the power at the point of the maximum power of each photovoltaic panel, regardless of the conditions of orientation, shadows, and degradation that each of them may present. This stands for a significant advantage since it avoids power imbalance problems that can occur in a string of panels. This article presents an analysis of the energy production for the microinverter system installed in the rooftop of the rectory building of the Tecnológico de Costa Rica. The grid-connected system has a nominal d.c. power of 8.3 kWp, using 31 Canadian Solar model CS6P-270 panels, each connected to an Enphase model M215 microinverter. The system has been in operation since March 2017, and for 46 production months, the total generation was 48.892 MWh with an average performance of 1.570 MWh. In this evaluation, it was possible to verify that the solar panels located towards the south generated 3.6% more electricity than the panels located towards the north, which represents an additional generation of 11.4 days per year with respect to the panels oriented towards the north.

Introducción

Existen distintos tipos de sistemas de acondicionamiento de potencia para entregar energía fotovoltaica a la red eléctrica: inversores centrales, inversores de cadena y micro inversores. Éstos últimos han tomado gran relevancia en los últimos años por varias razones, dentro de las que destacan: 1) mejora en la cosecha de energía, 2) mejora en la eficiencia del sistema, 3) operación “plug and play” y 4) mayor flexibilidad y modularidad [1-3]. Un sistema de micro-inversor (MI) es un sistema de procesamiento electrónico de potencia que permite el acondicionamiento de uno o dos paneles fotovoltaicos.

A diferencia de otros tipos de inversores, los micro-inversores (MIs) crean un único bus de generación en corriente alterna, y al integrarse con módulos fotovoltaicos estos son conocidos como módulo fotovoltaico de corriente alterna (ACPV). Esta configuración muestra una mayor eficiencia respecto a las pérdidas por sombreado [4-6] o suciedad parcial. Por la misma razón, los MIs presentan ventajas competitivas respecto a temas de seguridad. Esto porque los sistemas con MI reducen el problema de generación de arco eléctrico, común en sistemas de corriente directa. Además, se reduce la cantidad de conexiones en corriente alterna, así como la distancia en la que se debe cablear presentando beneficios en temas de seguridad [7,8].

El presente artículo mostrará un análisis estadístico sobre 31 módulos fotovoltaicos de corriente alterna ubicados en orientación norte y sur en el Edificio A1 del Campus Central del Tecnológico de Costa Rica, ubicado en Cartago, Costa Rica. Dicha comparación pretende determinar que la diferencia de energía promedio de inversores orientados al sur y el norte es de tan solo 3.6% a lo largo de 46 meses. La instalación fotovoltaica en estudio se encuentra en operación desde el 1 de abril del 2017 y para el análisis se consideraron los datos de producción hasta el 31 de enero del 2021.

Descripción de la instalación solar

Como es ampliamente explicado en [9], el Tecnológico de Costa Rica ha desarrollado de forma sistemática varias iniciativas de eficiencia energética y energías renovables desde el 2010. En el campus central ubicado en la ciudad de Cartago, sobre el techo del edificio A1 se encuentra una instalación fotovoltaica conectado a red de 108 paneles, para una potencia instalada en corriente directa de 29.7 kWp y un promedio anual 40.71 MWh. La figura 1, muestra una vista aérea del sistema instalado.



Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a red instalado en el Edificio A1 del Campus Central del Tecnológico de Costa Rica ubicado en Cartago, Costa Rica.

Sin embargo, del total de 108 paneles instalados, se seleccionaron 31 placas fotovoltaicas todas de iguales características y conectadas a idénticos MIs dado que operaron a lo largo del periodo de estudio sin averías y con idéntico número de registros en las bases de datos. Los 31 paneles están orientados en un techo de dos aguas, cuya orientación coincide con el sur y norte geográfico (azimuth de 183° y 3° respectivamente). Los módulos fotovoltaicos son marca Canadian Solar, modelo CS6P-270P, con una potencia nominal de 270 kWp y cuyas principales características descritas en el cuadro 1.

Cuadro 1. Características de los módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS6P-270P utilizados en el edificio de rectoría.

Módulo	Unidades	Valor
Características Eléctricas		
Voltaje MPP (V_{mpp})	[V]	30,8
Corriente MPP (I_{mpp})	[A]	8,75
Corriente de corto circuito (I_{sc})	[A]	9,32
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	[V]	37,9
Temperatura nominal de celda	[°C]	45
Potencia máxima (P_{mp})	[W]	270
Eficiencia del módulo	[%]	16,47
Características mecánicas		
Número de celdas	[-]	60
Dimensiones	[mm]	1638x982x40
Peso	[kg]	18

Por otra parte, cada panel solar está conectado a un MI marca *Enphase*, modelo *M215 (208V)*. Las principales características del MI se encuentran detalladas en el cuadro 2.

Cuadro 2. Características de los micro-inversores *Enphase M215 (208V)*.

Módulo	Unidades	Valor
Potencia de salida pico (P_{max})	[W]	225
Potencia de salida asignada (P_{mpp})	[W]	215
Corriente nominal salida (I_{nom})	[A]	1,1
Tensión de campo nominal (V_{nom})	[V]	208
Factor de potencia	[-]	>0,95
Máxima eficiencia del inversor	[%]	99,5

Dichos 31 módulos y MIs se encuentran monitoreados mediante la plataforma del fabricante, en el cual se obtiene la producción energética cada 15 minutos. En las siguientes secciones se mostrará la producción energética de estos módulos, así como el respectivo análisis estadístico para determinar si existe una diferencia estadística entre las orientaciones.

Producción de energía de los micro-inversores

El recurso solar perpendicular a los módulos solares depende de la orientación del módulo, su ángulo de elevación y de la trayectoria de la tierra alrededor del sol a lo largo del año, por lo que el recurso se contabiliza como la suma de la potencia recibida por unidad de área metro cuadrado en un lapso de tiempo. El recurso solar disponible se conoce como radiación solar (H) y la potencia instantánea por unidad de área se conoce como irradiancia solar (G), la relación entre estas magnitudes físicas es dada por la siguiente ecuación:

$$H = \int_0^t G(t) dt \quad (1)$$

Para las condiciones geográficas y climatológicas de la instalación fotovoltaica en estudio, el software de simulación PVpanner de Solargis [10] permite pronosticar las irradiaciones globales mensuales a lo largo del año. Tal y como se muestra en la figura 2 el software pronostica irradiaciones mensuales para tres distintas inclinaciones : plano horizontal, plano orientado al sur y plano orientado al norte. La línea continua corresponde a la irradiación global mensual horizontal, la línea naranja punteada corresponde a la irradiación global recibida en un plano orientado al sur con 9 grados de elevación; mientras que la línea de guiones verde responde a irradiación global recibida en un plano orientado al norte con 9 grados de elevación.

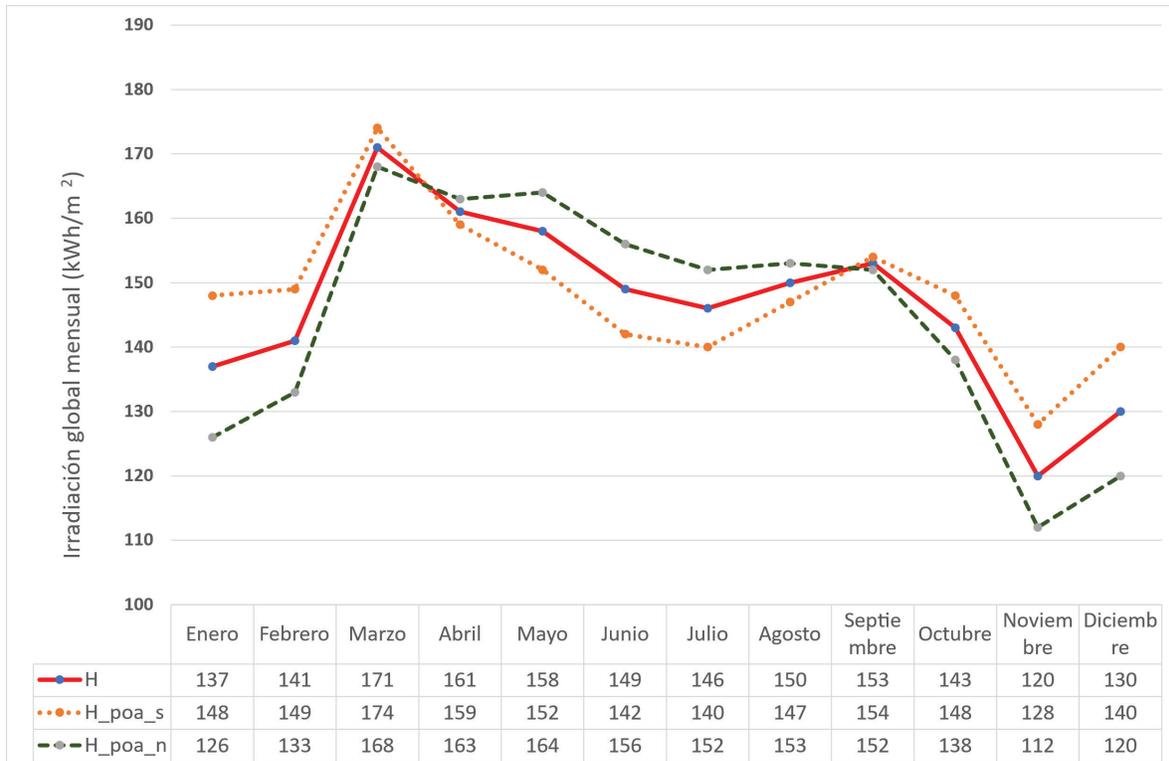


Figura 2. Irradiación global mensual para tres planos distintos a lo largo de un año. Las tres curvas *H*, *H_poa_s*, *H_poa_n* corresponden a la radiación global mensual horizontal, a la radiación global mensual a un plano orientado al sur y a la radiación global mensual a un plano orientado al norte respectivamente.

La energía recibida mensualmente ayuda a entender la producción eléctrica de los MIs instalados; la energía mensual transformada a la red AC a lo largo de los 46 meses de monitoreo se observa en la figura 3. La gráfica muestra el perfil de producción de los 31 MIs, de los cuales 18 están orientados hacia el norte y 13 de ellos orientados hacia el sur. Nótese en la figura 3 coexisten dos conjuntos de curvas: la de los sistemas orientados al norte y las del sur.

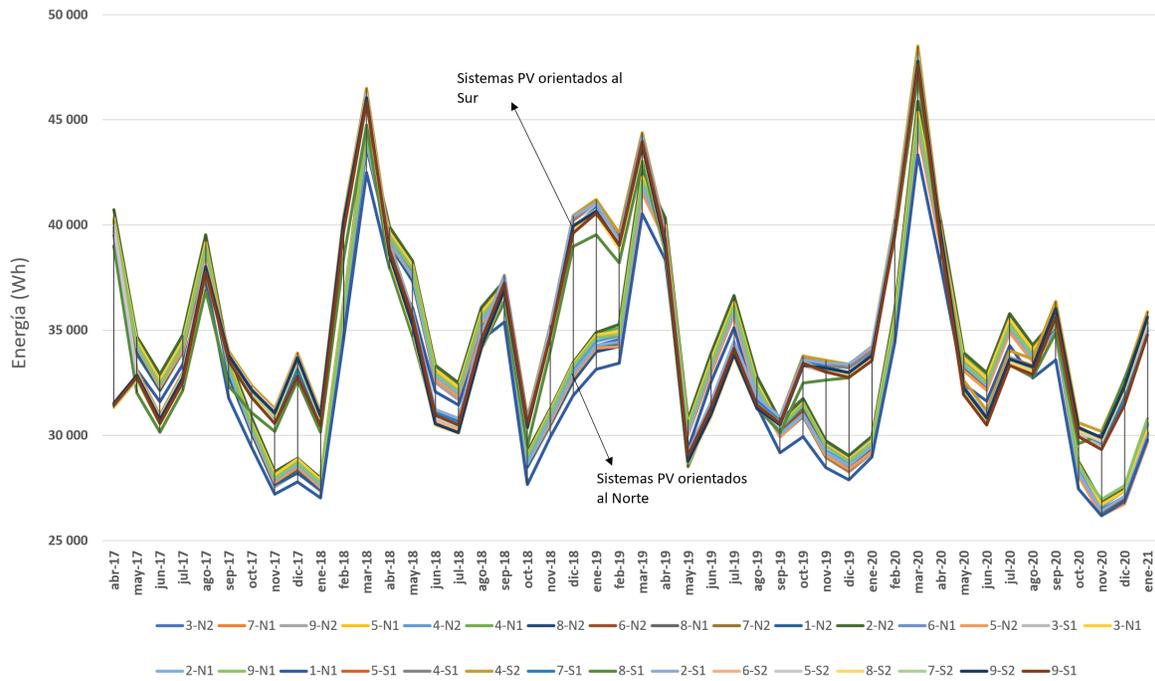


Figura 3. Energía producida por los 31 micro-inversores instalados en la sede central del TEC. Las etiquetas de las curvas con las letras N y S indican la orientación respectiva.

Como se muestra en la figura 2, en el mes de marzo se presenta la mayor cantidad de irradiación global por metro cuadrado y esto se refleja en la figura 3, pues en los marzos ocurre el pico de producción de energía en todos los inversores. Por otra parte, los MIs orientados al sur presentan la radiación global más alta de 174 kWh/m^2 para ese mes, asumiendo que cada MI recibe una irradiancia instantánea y constante de 1 kW/m^2 , se acumularían 174 horas luz solar a dicha irradiancia, es decir, para los meses de marzo el promedio diario es de 5.6 horas solares.

Dado que marzo es el mes con mayor recurso solar y en condiciones estándar de irradiancia, cada MI de 225 Wp de potencia entregaría a la red una energía de 39.15 kWh. Se utiliza este valor como límite teórico de energía con el fin normalizar las curvas de producción, esto se aprecia en la figura 4. Se muestra en la figura que la producción de energía en el mejor mes (marzo), es mucho mejor que la pronosticadas por el software con una sobre-producción en un rango de [13-24]%. Esta sobreproducción mensual es explicable por varias razones, entre ellas: la resolución espacial reportada del software de entre 3 y 4 Km, además que el software plantea un error de exactitud (bias) para el 90% de los datos de entre $\pm 4\%$ y $\pm 8\%$ según la región del planeta, y los datos estimados posee una desviación estándar de 3% [11]. Aunado a los errores reportos y dada la cercanía del campus del TEC con una de las regiones con más lluvias del país tal como lo es el Parque Nacional Tapantí, que reporta un promedio anual de 6500 milímetros anualmente [12], se cree que el software no es capaz reproducir el microclima que gobierna el campus central del TEC subestimando el recurso solar disponible. No obstante, la producción de energía anualizada si concuerda con las estimaciones del software como se verá en la sección de resultados y análisis.

Otra aspecto observado es que en los meses de noviembre, diciembre y enero, los sistemas orientados al norte producen menos energía que sus pares orientados al sur, esto producto de la inclinación de la tierra y la translación, pero esta diferencia no sobrepasa el 15% para en el peor mes, tal y como como se verá más adelante.

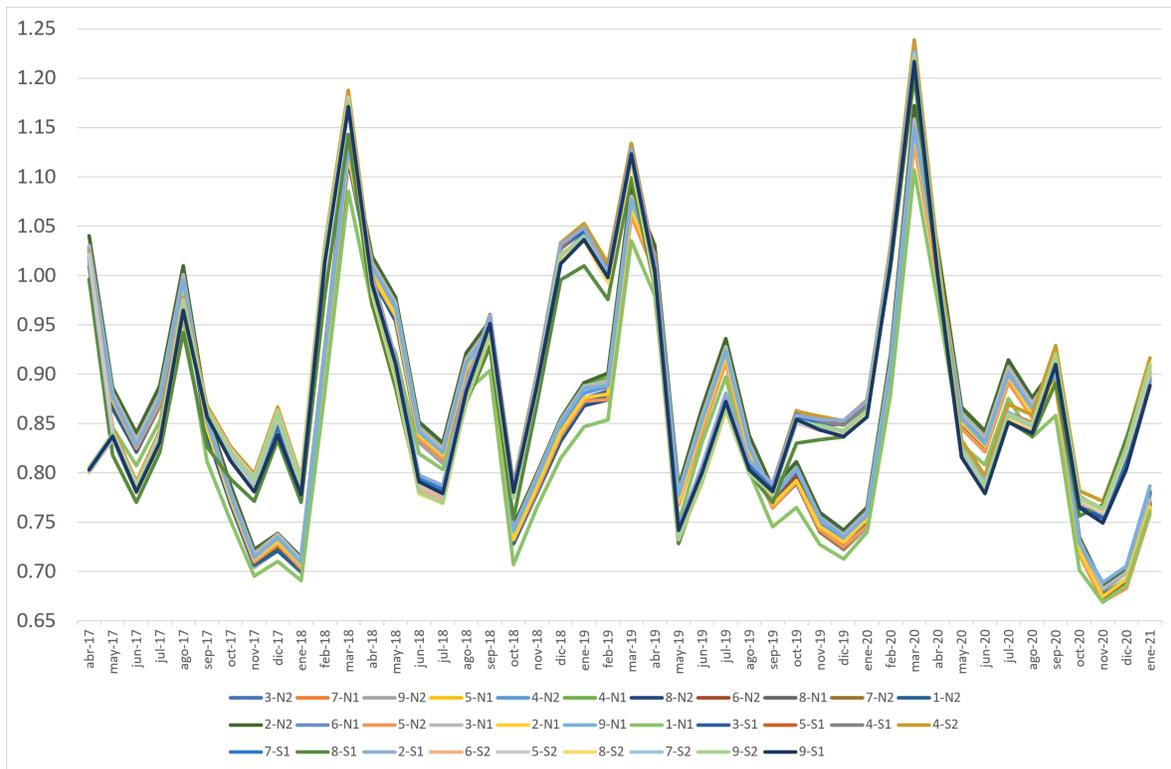


Figura 4. Normalización de la producción de energía respecto a la energía proyectada por Solargis usando como referencia el mes con mayor irradiación solar (marzo).

Por otra parte, es evidente en la figura 2 que las irradiaciones sufren variaciones según el mes y la orientación de los paneles solares. Esto provoca que existan meses cuya producción de energía eléctrica sean equivalentes entre los MIs orientados al norte y al sur, específicamente en los equinoccios de marzo y setiembre. Además, existen meses en que los sistemas orientados al sur producen significativamente más energía, y otros meses en que los sistemas orientados al norte generan mayor energía eléctrica que sus pares orientados al sur.

La figura 5 muestra los promedios de energía mensuales con sus intervalos de confianza definido más menos dos desviaciones ($\pm 2\sigma$). De esta forma, se observa que el promedio mensual de los sistemas orientados al sur (líneas rojas) en los meses de noviembre, diciembre, enero, son superiores a los promedios mensuales de los sistemas orientados al norte (líneas verdes). Además, existen meses donde ocurren los equinoccios donde los promedios y los intervalos se intersecan. En la gráfica se observa que ambos perfiles de producción presentan líneas de tendencia negativa. Es importante señalar que los sistemas fotovoltaicos presentan una degradación de su rendimiento en un rango de 0.5% al 1.0% anualmente [13]. Para el caso de los sistemas orientados al sur, su degradación anualizada es de 0.53% mientras que el sistema orientado al norte presenta una degradación acelerada de un 2% anual. Esta degradación acelerada del 2% podría tener dos componentes principales: el primero intrínseco a la pérdida de eficiencia de los componentes del sistema fotovoltaico y el otro factor debido la suciedad que podría afectar los módulos fotovoltaicos producto de la cercanía de árboles y viento cruzado que podrían afectar a estos módulos.

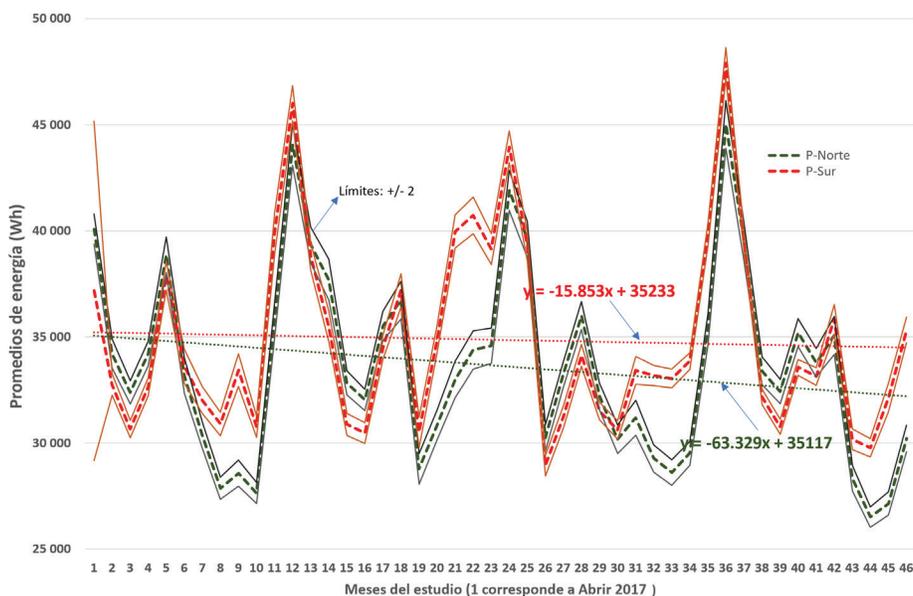


Figura 5. Comportamiento de los promedios de la energía producida por los dos grupos de micro inversores a lo largo de 46 meses.

A partir de los promedios mensuales de producción, se calculó sus diferencias y el resultado fue dividido entre la máxima energía producida mensualmente. Dicha diferencia porcentual se expresa con la siguiente ecuación:

$$\Delta_i = \frac{\mu_i^s - \mu_i^n}{MAX(E)} \quad (2)$$

Donde μ representa el promedio de la producción de energía de un grupo de MIs para el mes i , en donde el superíndice señala el grupo, es decir la orientación de los paneles (sur o norte). El termino $MAX(E)$ representa la máxima de energía producida por un MI, el cual fue el etiquetado como el 4-S2 con 48 498 Wh. La figura 6 muestra como varía la diferencia porcentual según el mes del año. Si esta diferencia es positiva el grupo de MIs orientados al sur producen más energía que los orientados al norte, mientras que si es negativa ocurre lo opuesto.

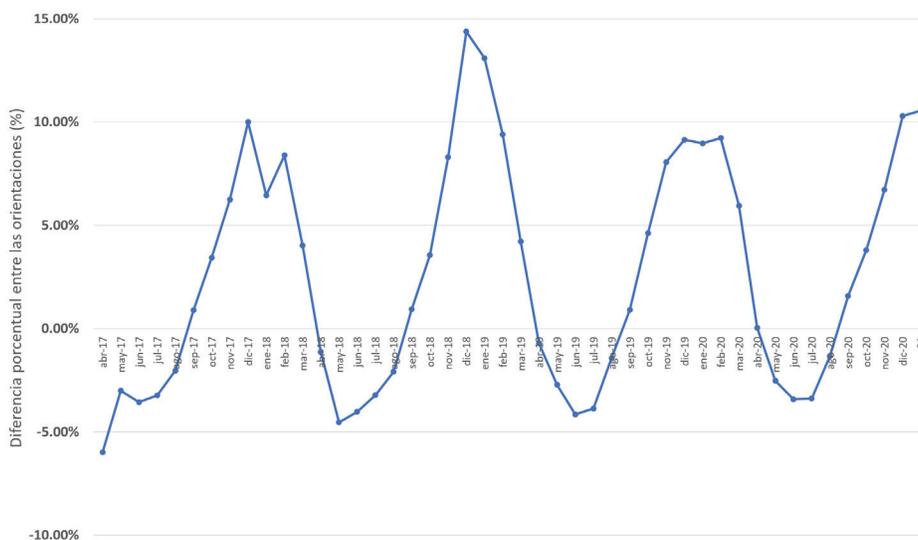


Figura 6. Diferencia porcentual entre los promedios de energía de los dos grupos de micro inversores.

Metodología

En vista que la producción de energía depende de la posición del sol respecto al punto geográfico de interés a lo largo del año, surge la interrogante si los paneles orientados al sur han producido significativamente más energía que los orientados al norte en el periodo de estudio considerado. Para contestar la anterior interrogante se recurre a una prueba de hipótesis en donde se comparan la totalidad de la energía producida a lo largo de los 46 meses. Para aclarar esta pregunta se realiza el siguiente procedimiento:

- Se verifica normalidad de los datos, esto es:
 - » H0: La energía total de los MIs sigue una distribución normal.
 - » H1: La energía total de los MIs no sigue una distribución normal. (3)
- Se verifica que las desviaciones estándar son estadísticamente equivalentes.

$$\begin{aligned}
 H_0: \frac{\sigma^s}{\sigma^n} &= 1 \\
 H_1: \frac{\sigma^s}{\sigma^n} &\neq 1
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

- Se verifica si los promedios de la energía total producida por dos grupos son significativamente distintos.

$$\begin{aligned}
 H_0: \mu^s - \mu^n &= 1 \\
 H_1: \mu^s - \mu^n &\neq 1
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

El análisis estadístico de las pruebas de hipótesis se realizó con el software Minitab [14] y se utilizó el nivel de significancia de 5%. Los superíndices de las ecuaciones (4-5) indican la orientación del grupo de paneles, la letra *s* para sur y la *n* para norte.

Posterior a las pruebas estadísticas se realiza un análisis de los rendimientos de los 31 micro inversores.

Resultados y análisis

Como referencia al lector, el cuadro 3 muestra los resultados de la estadística de descriptiva. Se indica la cantidad de datos por cada grupo, el promedio de la producción total de cada grupo, su desviación estándar y su coeficiente de variación.

La primera prueba estadística que busca establecer si las producciones de los inversores siguen una distribución normal confirmó que ambos grupos de inversores siguen dicho comportamiento. Los micro-inversores orientados al sur poseen un P-value de 0.052 ligeramente superior al nivel de significancia de 0.05, esto se ve reflejado en el estadístico Anderson-Darling subiendo a 0.696. Esto significa que no se puede rechazar la hipótesis nula para los MIs orientados al sur. Por otra parte, el grupo de MIs orientados al norte poseen un P-value más altos (P-value=0.127) y un estadístico Anderson-Darling menor. Por lo tanto, tampoco se puede rechazar la hipótesis nula, dichos resultados se muestran de forma resumida en la figura 7.

Cuadro 3. Estadísticas Descriptivas.

	Grupo orientado al Norte	Grupo orientado al Sur
Número de paneles (muestras)	18	13
Promedio del grupo μ (Wh)	1 607 875	1 663 118
Desviación estándar σ (Wh)	16 630	16 501
Coefficiente de Variación (%)	1.03	0.99

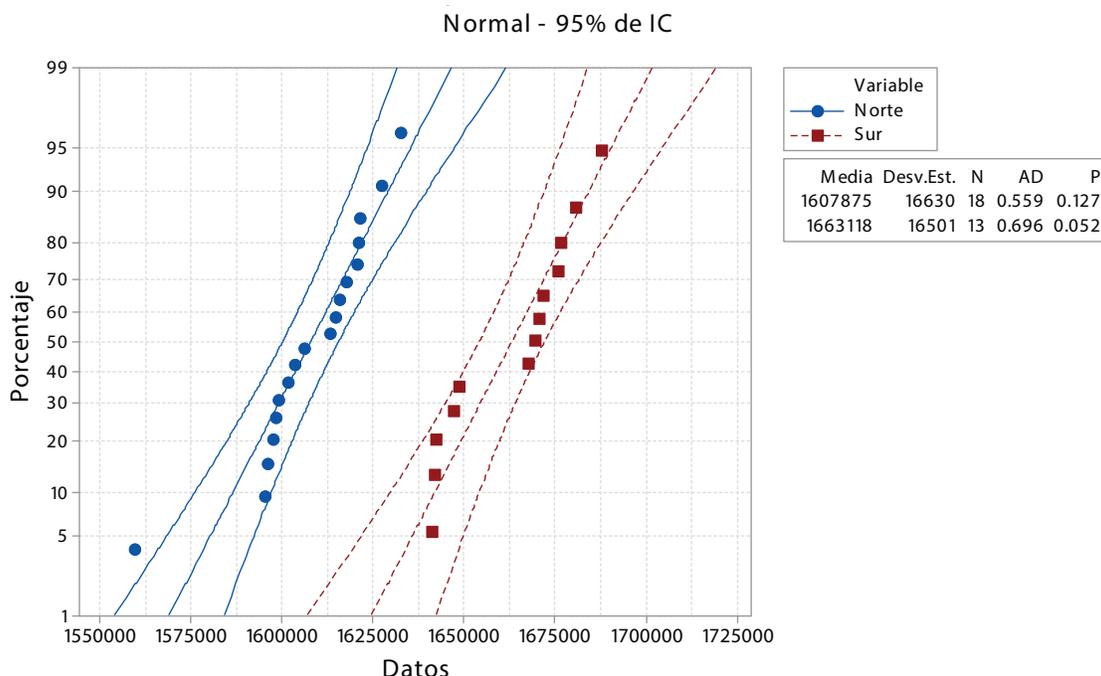


Figura 7. Grafica de probabilidad de los dos grupos de datos.

La segunda prueba estadística arroja que un P-value de 0.998 con el método Fisher usado en distribuciones normales, y con los métodos Bonnet y Levene de 0.982 y 0.840 para distribuciones continuas no normales. Para todos estos métodos no es posible rechazar H_0 , por lo que las desviaciones se pueden considerar equivalentes estadísticamente. Finalmente, la tercera prueba estadística arroja un valor P-value de cero. Esto significa que se rechaza H_0 y se debe aceptar la hipótesis alternativa H_1 que señala que la producción promedio de ambos grupos de micro-inversores son distintas.

Por otra parte, el software Solargis pronostica que la irradiación global perpendicular a un plano orientado al sur con 9 grados de elevación es de 1780 kWh/m² al año. Esto significa que cada MI orientado al sur debió producir 1 530 225 Wh al final los 46 meses. Si se utiliza este valor como referencia se observa que todos los micro-inversores han producido más que la proyección del software tal y como se muestra en la figura 8. En promedio el grupo de paneles orientados al sur produce un 8.68 % más que lo proyectado, mientras que los paneles orientados al norte producen un 5.07% más, ambas cantidades están dentro de la incertidumbre del software [11]. Existe aproximadamente una diferencia acumulada durante 46 meses de solamente 3.6 %, esto representa una diferencia anual de tan solo 0.94 % entre ambos grupos.

$$MAX(E) \times \left(\sum_{i=1}^{46} \Delta_i \right) \cong \mu^s - \mu^n \tag{6}$$

Por otra parte, si se suma las diferencias porcentuales de la figura 6 a lo largo de los 46 meses y se multiplica por la producción máxima de energía mensual, como en la ecuación (6). Se obtiene aproximadamente la diferencia entre los promedios totales del cuadro 3, es decir: $\mu^s - \mu^n = 55\,243 \approx 48\,498 \times 1.14$ Wh. Esto significa que un micro-inversor 225 Wp orientado al norte requiere de 245.7 horas de sol adicionales distribuidos a lo largo de 46 meses, es decir esto equivale a un promedio de 5.34 horas sol al mes de más o 11.4 días adicionales de sol al año.

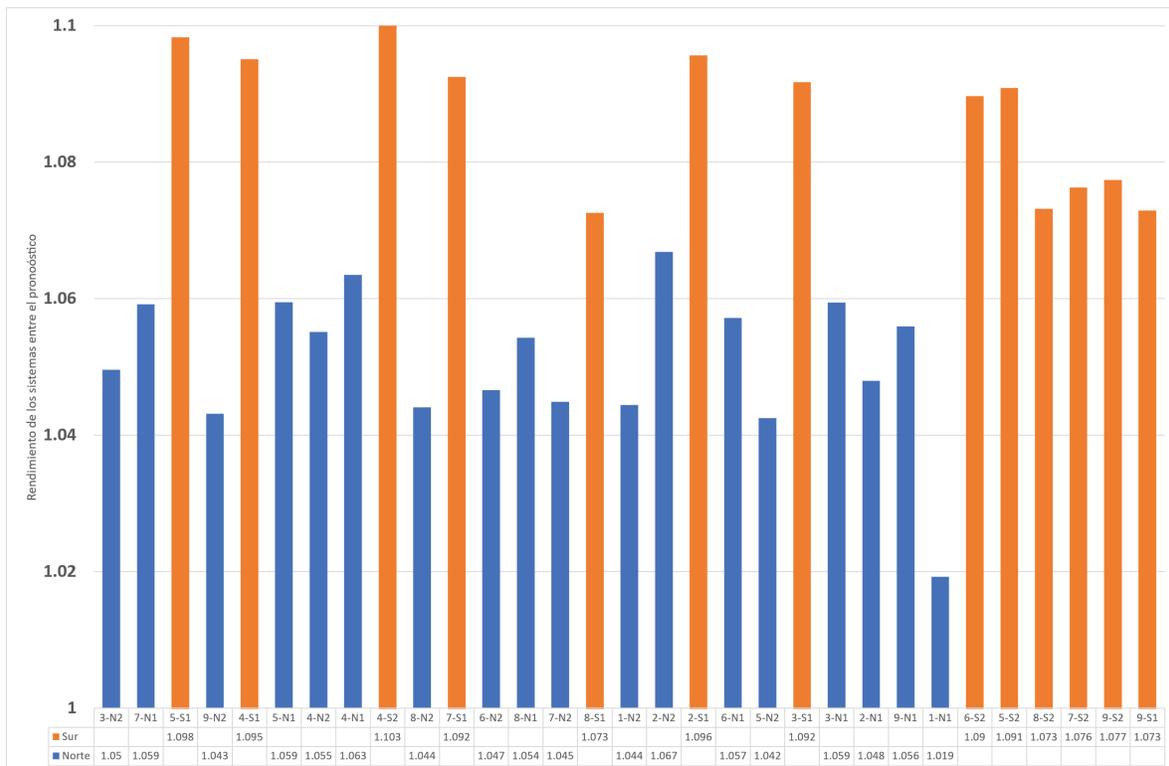


Figura 8. Rendimientos de los micro-inversores respecto al pronóstico de referencia de sistemas orientados al sur.

Conclusiones

Este trabajo ha mostrado la producción de 31 micro inversores instalados en el edificio de rectoría del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Dichos inversores están asociados con paneles fotovoltaicos con que poseen idénticos ángulos de elevación, pero con orientaciones separadas 180 grados, es decir 13 micro inversores poseen paneles orientados al sur y 18 orientados al norte. Esta disposición de micro-inversores permitió compararlos y confirmar que los sistemas orientados al sur han generado en promedio 3.6% más que sus contrapartes orientadas al norte en un lapso de 46 meses de producción energética. Esto equivale a una diferencia por año de 0.94%, lo que equivale a que un micro inversor de 225 Wp con orientación al sur reciban más días solares, específicamente 11.4 días de más, donde cada día solar promedio es de 5.6 horas a una irradiancia de 1kW/m².

Esta diferencia porcentual anual de energía de 0.94% permite valorar la utilización de estructuras existentes con orientaciones no óptimas en el valle central versus la construcción de bastidores con orientación sur y con un ángulo de elevación óptimo (9 grados para Cartago). La selección entre construir bastidores o utilizar estructuras preexistentes dependerá de costo de la energía eléctrica, del costo de los bastidores y del incremento o pérdida producida por la orientación de los sistemas.

Referencias

- [1] Harb, S., Kedia, M., Zhang, H., & Balog, R. S. (2013, June). Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system—A comprehensive study. In *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (pp. 2885-2890). IEEE.
- [2] Alluhaybi, K., Batarseh, I., & Hu, H. (2019). Comprehensive review and comparison of single-phase grid-tied photovoltaic microinverters. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *8*(2), 1310-1329.
- [3] Çelik, Ö., Tan, A., Inci, M., & Teke, A. (2020). Improvement of energy harvesting capability in grid-connected photovoltaic micro-inverters. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-25.
- [4] C. Deline, J. Meydbray, M. Donovan, and J. Forrest, "Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics," National Renewable Energy Laboratory and PV Evolution Labs, Technical Report, May 2012.
- [5] A. Bidram, A. Davoudi, and R. S. Balog, "Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, pp. 532-546, 2012.
- [6] Nfaoui, M., & El-Hami, K. (2018). Extracting the maximum energy from solar panels. *Energy Reports*, *4*, 536-545.
- [7] Yuan, J., Blaabjerg, F., Yang, Y., Sangwongwanich, A., & Shen, Y. (2019, April). An overview of photovoltaic microinverters: Topology, efficiency, and reliability. In *2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)* (pp. 1-6). IEEE.
- [8] Çelik, Ö., Teke, A., & Tan, A. (2018). Overview of micro-inverters as a challenging technology in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 3191-3206.
- [9] C. Meza, H. Sánchez-Ortiz, F. Monge, J. Morera & A. Méndez, "Estrategia para la implementación de iniciativas sostenibles en ciudades universitarias ejemplificada con el Complejo Solar del TEC de Costa Rica", En C. Zuñiga-Cañón & L. Hernández-Callejo (Eds.) *Ciudades Inteligentes Totalmente Integrales, Eficientes y Sostenibles*. Octubre, 2019, 812-828.
- [10] Solargis, PVplanner (2018). [Computer Software]. Bratislava, Slovakia. URL: <https://solargis.info/pvplanner/#?l=Google:hybrid&bm=satellite&loc=9.858567,-83.911875&c=9.857379,-83.912262&z=17>
- [11] Solargis. (2016). Solargis Solar Resource Database: Description and Accuracy. Bratislava, Slovakia. URL: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/Uploads/279e8bb216/Solargis-database-description-and-accuracy.pdf>
- [12] SINAC. (2016). Parque Nacional Tapantí Macizo de la Muerte. URL: <http://www.sinac.go.cr/ES/ac/accvc/pntpmm/Paginas/default.aspx>
- [13] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, *21*(1), 12-29.
- [14] Minitab 18.1 Statistical Software (2017). [Computer software]. State College, PA: Minitab, Inc. (www.minitab.com)