

## COMPARACIÓN ENTRE UN PIRANÓMETRO CLASE B COMERCIAL Y UN RADIÓMETRO FOTOVOLTAICO DESARROLLADO EN EL DEPARTAMENTO ENERGÍA SOLAR

M. E. Videla<sup>1</sup>, M. Martínez Bogado<sup>1,2</sup>, M. Tamasi<sup>1,2</sup>, A. Moreno<sup>1,2</sup>,  
N. Kondratiuk<sup>1,2</sup>, M. Díaz Salazar<sup>1,2</sup>

1. Departamento Energía Solar. Centro Atómico Constituyentes. Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Av. Gral Paz 1499, (1650) San Martín, Pcia. de Buenos Aires, Argentina  
2. Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de Argentina (CONICET).  
. E mail [mvidela@tandar.cnea.gov.ar](mailto:mvidela@tandar.cnea.gov.ar)

*Recibido: 1-11-20; Aceptado: 20-12-20; Publicado online: 17-02-21.*

**RESUMEN.**- En este trabajo se analiza el desempeño de un radiómetro fotovoltaico fabricado en el Departamento Energía Solar (DES) de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y se realiza la comparación con un piranómetro clase B. Ambos sensores calibrados se montaron en una estructura con un ángulo de inclinación que permite registrar la radiación incidente en ese plano. Los datos se recolectaron durante un periodo de doce meses utilizando un sistema de adquisición comercial que fue automatizado específicamente para la aplicación. El muestreo se realizó cada un segundo, se almacenó el promedio cada un minuto junto con su desviación estándar. La metodología consistió primeramente en calcular las diferencias porcentuales entre las mediciones del piranómetro de referencia clase B y el sensor fotovoltaico. Luego se prepararon dos series de datos con los registros de radiación horaria de cada uno de los sensores. Con estas series se simuló un sistema fotovoltaico conectado a la red de 85 kW. Los resultados mostraron que para los valores de rendimiento energético mensual las diferencias entre ambas simulaciones no superaron el 4 % salvo para el mes de diciembre donde se obtuvo una diferencia del 11 %. Para la mayoría de los meses la diferencia porcentual obtenida es menor al error del simulador. En el caso del rendimiento anual el porcentaje de diferencia que se obtuvo fue de 2% siendo el error del simulador del orden del 3%.

**Palabras claves:** Radiómetro fotovoltaico. Adquisición. Radiación solar. Sistemas fotovoltaicos. Simulaciones. Rendimiento energético.

## COMPARISON BETWEEN A COMMERCIAL CLASS B PYRANOMETER AND A PHOTOVOLTAIC RADIOMETER DEVELOPED IN THE SOLAR ENERGY DEPARTMENT

**ABSTRACT.**- The performance of a custom design photovoltaic sensor is presented in this paper. The photovoltaic sensors are made by the Energy Department of the National Commission of Atomic Energy in Argentina. The objective of the work was to analyze the performance of the sensor to use it in energy yield calculations for photovoltaic systems. The custom-made sensor was compared with a class B commercial pyranometer. Both sensors were calibrated and mounted in a structure with angle of 34° to measure the radiation of the plane of an array installed in the roof of the building. Data were collected for 12 months with a commercial datalogger which was automatized for this application. The sampling was set to one second and while recording each minute the instantaneous value, the mean value of the interval selected and its standard deviation. There were analyzed the distribution of the percentual difference between the photovoltaic sensor and the class B pyranometer hourly integrals and daily integrals and their behavior with the clear sky index and zenith angle. Once the measurements of the solar radiation in the plane of array were characterized the weather series were built. An 85-kW photovoltaic system connected to the grid was simulated using the measurements of the pyranometer and the photovoltaic sensor. The percentual differences found in the monthly energy yield were up to 4 % but December. The annual energy yield percentual difference was up to 2 % being the simulator error in the order of 3 %.

**Keywords:** Photovoltaic radiometer. Acquisition. Solar radiation. Photovoltaic systems. Simulation. Energy yield.

### 1. INTRODUCCIÓN

La radiación solar es la fuente de energía renovable con menor costo a nivel mundial. Esta forma de generar energía se vio impulsada en la última década por los avances tecnológicos que se incorporaron en los procesos de producción de paneles solares permitiendo la fabricación a

gran escala (International Renewable Energy Agency, 2020). A pesar de la pandemia causada por el virus SAR-COV2 la energía solar fotovoltaica sigue compitiendo con otras fuentes de energía debido a su escalabilidad y creación de empleo. Este factor es importante para países y comunidades que necesiten estímulo económico teniendo en cuenta la sostenibilidad energética y climática.

En Argentina se inició un plan para incorporar a la matriz energética energías renovables y actualmente el 9% de la generación es debida a la energía solar fotovoltaica (CAMESA, 2020). También se comenzó a promover la generación distribuida en donde se trata de estimular el uso de pequeñas y medianas instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución eléctrica. Por todo esto, la medición de la eficiencia de centrales fotovoltaicas y sistemas de generación distribuida fotovoltaica se vuelve importante. La utilización de instrumentos de medición adecuados para cada aplicación específica puede ayudar no solo a tomar mejores decisiones sino también a mejorar el desempeño de sistemas fotovoltaicos (FV) y reducir costos. En esa línea, el Departamento Energía Solar de la CNEA desarrolla y fabrica sensores de radiación solar para múltiples aplicaciones desde hace casi tres décadas. (Mónica G. Martínez Bogado, 2015).

Los sensores fotovoltaicos o sensores de silicio son aquellos instrumentos en donde el elemento sensor es una celda de silicio. El flujo que incide en la superficie del sensor genera una corriente proporcional a la irradiancia. En comparación con los piranómetros basados en termopilas posee un costo mucho menor. Estos sensores tienen algunas ventajas y desventajas y conocer sus limitaciones es importante para su correcto uso.

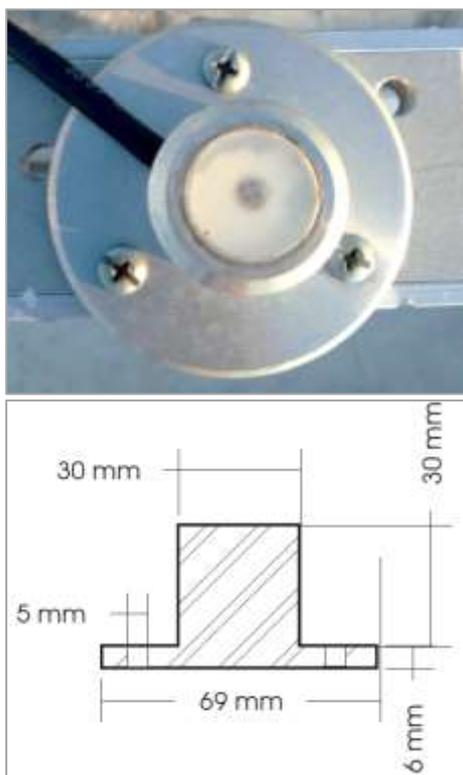


Fig. 1: Imagen del radiómetro fotovoltaico instalado del DES y dimensiones del instrumento.

En particular, los radiómetros fotovoltaicos fabricados en el DES (Figura 1) presentan fundamentalmente las siguientes ventajas: su relativo bajo costo de fabricación, la disponibilidad del dispositivo a nivel nacional y regional y una respuesta temporal elevada que permite detectar fluctuaciones rápidas de la radiación solar global. Dado que la respuesta espectral del radiómetro fotovoltaico no es plana, esta característica es una limitación en cuanto al rango y uniformidad en comparación con los dispositivos basados en

termopilas. El área activa del sensor es de  $0,13 \text{ cm}^2$ , se encuentra alojado en una estructura cilíndrica de 30 mm de diámetro cubierto por un vidrio difusor sellado en la periferia. La base del cilindro tiene 69 mm de diámetro y sirve como soporte para montaje utilizando tres tornillos

## 2. MEDICIÓN DE RENDIMIENTO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La medición del rendimiento energético en sistemas fotovoltaicos (FV) se realiza empleando diferentes tipos de instrumentos, los más usados son los piranómetros basados en termopilas. Estos equipos se instalan con una inclinación tal que coincide con el plano del conjunto de paneles solares para poder obtener la radiación incidente en el arreglo solar (POA de las siglas en inglés de *Plane Of Array*). En este trabajo se utilizaron sensores desarrollados por el DES para estudiar su comportamiento en mediciones de radiación POA.

Para mediciones del recurso solar con el fin de prospección como la instalación de una planta generadora solar se recomienda el uso de estaciones meteorológicas terrestres que registren la irradiancia horizontal global o *global horizontal irradiance* (GHI), la irradiancia normal directa o *direct normal irradiance* (DNI) y la irradiancia difusa horizontal o *diffuse horizontal irradiance* (DHI) (Kipp&Zonen, 2019). Las condiciones cambian cuando se necesita monitorear una planta solar. En este caso se recomienda como mínimo medir la irradiancia global en al menos dos ubicaciones entre los arreglos de paneles y disponer de varios instrumentos de medición de irradiancia en el plano (POA). Esto es así debido a la gran extensión de área cubierta con módulos solares ya que la generación del parque solar puede estar afectada parcialmente en condiciones de cielo nublado o por diferentes configuraciones en distintas zonas.

Para las instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con potencias mayores a 1 MW se recomienda la medición de la irradiancia global en un solo punto y la componente en el plano del conjunto en varios puntos. Para instalaciones integradas a edificios o *building integrated photovoltaic* (BIPV) cuyas potencias se encuentran en el rango de los kW solo se recomienda la medición de la irradiancia en el plano en un solo punto (Kipp&Zonen, 2019).

Los piranómetros de termopilas tienen un costo considerable para instalaciones de generación distribuida. Lo mismo ocurre para el caso de plantas generadoras en cuanto a la cantidad de instrumentos que se necesitan para cubrir cada fila de paneles si se quieren hacer mediciones en el plano del sistema FV.

En función a lo planteado anteriormente, durante el 2019 se comenzó con el estudio del desempeño de un radiómetro fotovoltaico de bajo costo desarrollado en el Departamento Energía Solar.

## 3. DESCRIPCIÓN DE LA ADQUISICIÓN DE DATOS

Para realizar este estudio se utilizó como referencia un piranómetro Kipp & Zonen®, modelo CMP6. Este instrumento según la actual clasificación (ISO STANDARDS, 2018) corresponde a un dispositivo clase B o *First Class*. En la Tabla 1 se presentan los parámetros característicos junto con las especificaciones que cumple el dispositivo de referencia según su clasificación. El dispositivo del DES fue

calibrado por el Grupo de Estudio de la Radiación Solar – GERSolar – de la Universidad de Nacional de Luján mientras que el piranómetro todavía cuenta con la calibración de fábrica. Las respectivas constantes de calibración son de  $16,46 \mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$  y  $10,97 \mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$ .

Tabla 1: Especificaciones del Estándar ISO para el piranómetro de referencia clase B.

	Parameter	Class B
A	Response time (time for 95 % response)	< 20 s
B	Zero offset A (response to $-200 \text{ W}/\text{m}^2$ net thermal radiation)	$\pm 15 \text{ W}/\text{m}^2$
B	Zero offset B (response to 5 K/h change in ambient temperature)	$\pm 4 \text{ W}/\text{m}^2$
B	Zero offset C (total zero off-set including zero offset A, zero offset B, and other sources)	$\pm 21 \text{ W}/\text{m}^2$
C1	Non-Stability (percentage change in responsivity per year)	$\pm 1,5 \%$
C2	Nonlinearity (percentage deviation from the responsivity at $500 \text{ W}/\text{m}^2$ due to the change in irradiance within $100 \text{ W}/\text{m}^2$ to $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ )	$\pm 1 \%$
C3	Directional response (for beam radiation: the range of errors caused by assuming that the normal incidence responsivity is valid for all directions when measuring from any direction (with an incidence angle of up to $90^\circ$ or even from below the sensor) a beam radiation whose normal incidence irradiance is $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ )	$\pm 20 \text{ W}/\text{m}^2$
C4	Spectral error (maximum spectral error observed for a set of global horizontal irradiance clear sky spectra defined in the ISO 9060:2018(E) document)	$\pm 1 \%$
C5	Temperature Response (percentage deviation due to change in ambient temperature within the interval from $-10^\circ \text{C}$ to $40^\circ \text{C}$ relative to the signal at $20^\circ \text{C}$ )	$\pm 2 \%$
C6	Tilt Response (percentage deviation from the responsivity at $0^\circ$ tilt (horizontal) due to change in tilt from $0^\circ$ to $180^\circ$ at $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ irradiance)	$\pm 2 \%$
C7	Additional signal processing errors	$\pm 5 \text{ W}/\text{m}^2$

Los dispositivos se instalaron en un soporte en el extremo de la estructura de sostén del conjunto de paneles solares que se encuentra ubicado en la terraza del edificio 42 del Centro Atómico Constituyentes (CAC) de la CNEA. Para poder analizar la generación mensual y anual de un sistema FV, la inclinación de ambos instrumentos se fijó en  $34^\circ$ . Esta inclinación corresponde a la latitud del lugar por lo que se encuentra optimizada para la generación durante la estación de invierno (Figura 2). De esta forma la medición de ambos instrumentos corresponde a la radiación en el plano del conjunto de paneles (POA). Para la adquisición se utilizó una

placa comercial de la marca Campbell modelo CR1000. Este equipo posee 16 entradas analógicas y asegura una resolución de  $6,7 \mu\text{V}$  para el rango utilizado.



Fig. 2: A la izquierda se observa el instrumento de Kipp & Zonen y a la derecha el desarrollado por el DES.

El datalogger permite una conexión serie (RS232) para su programación y transmisión de datos. El mismo fue programado para tomar muestras cada un segundo y luego realizar un promedio cada un minuto. Los datos almacenados localmente por minuto corresponden al valor instantáneo, la media y la desviación estándar de la salida de cada dispositivo. También almacena la temperatura de la electrónica, la temperatura del interior de la caja estanca en donde se ubica la electrónica y la fuente de alimentación. Cada cinco minutos esta información es transmitida mediante la interfaz RS232 a un servidor dentro de la red del CAC. Los datos actualizados cada cinco minutos pueden visualizarse en una página web. Los archivos se implementaron en formato diario y también se pueden descargar desde la misma página.

#### 4. METODOLOGÍA

Para analizar los registros obtenidos se conformaron dos juegos de datos, el primero de ellos consiste en el conjunto de integrales horarias y el segundo comprende las integrales diarias de ambos dispositivos. El periodo analizado comienza el 13 de noviembre de 2019 y finaliza en agosto de 2020. La totalidad de datos se describe en la Tabla 2.

Para observar la calidad de las mediciones del dispositivo fabricado en el DES se analizó en primer lugar la diferencia porcentual entre las integrales horarias obtenidas con el dispositivo de referencia y el radiómetro fotovoltaico durante el periodo registrado. Para esto se aplicó a la serie de datos de integrales horarias dos filtros en función del índice de cobertura (K) y el ángulo *zenith* (Z). Se define al índice de cobertura K como la relación entre la energía global horizontal registrada,  $E_i$  y la energía global horizontal de cielo abierto calculada,  $E_c$  usando el modelo de cielo abierto de Ineichen y Perez (Perez, 2002) (Perez, R; et al, 2002). Para obtener  $E_i$  se utilizaron los registros de un segundo piranómetro Kipp & Zonen®, modelo CM5 que posee el DES instalado en la misma terraza en plano horizontal. Los valores de K cercanos a uno implican cielo descubierto y valores de K cercanos a cero indican cielo cubierto. Para eliminar cálculos erróneos debidos a momentos de muy baja señal en ambos dispositivos se utilizó un  $K > 0,01$ . Para el ángulo Z ( $Z = 90 - \text{elevación}$ ) se utilizó  $Z < 86$ . Luego se analizaron las diferencias porcentuales en función del ángulo Z y el índice K. El segundo conjunto de datos que comprende las

integrales diarias también se utilizó para analizar las diferencias porcentuales entre el radiómetro fotovoltaico y el piranómetro de referencia. En este caso no se aplicaron filtros.

Tabla 2: Cantidad de días por mes utilizados en el análisis y detalle de los días faltantes

Mes	Días faltantes	N (días por mes)
Noviembre 2019	1-12	18
Diciembre 2019	16,19	29
Enero 2020	0	31
Febrero 2020	0	29
Marzo 2020	3,4,8	28
Abril 2020	0	30
Mayo 2020	0	31
Junio	0	30
Julio	0	31

Finalmente, con las series horarias calculadas a partir de los registros obtenidos con el piranómetro de referencia y el dispositivo del DES se conformaron los archivos de radiación para simular un sistema fotovoltaico conectado a la red de una potencia nominal de 85 kW. En cuanto al conjunto de datos utilizados para la simulación se agregaron a los registros analizados previamente mediciones de los meses de agosto a noviembre de 2019 para completar la serie anual. Esto último se realizó debido a que el piranómetro horizontal se instaló a partir del mes de noviembre de 2019 mientras que el par de sensores en el plano del conjunto se instaló durante el mes de julio de 2019. Para esta simulación se utilizó el software libre *System Advisory Model* (SAM) desarrollado y distribuido por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables del Departamento de Energía de Estados Unidos (NREL). Este simulador está destinado a facilitar las decisiones tanto técnicas como financieras de organismos o empresas de la industria de las energías renovables (Nate Blair, 2017). Por tal motivo se encuentran disponibles estudios de validación de desempeño que describen los errores en las estimaciones de generación. Para estimaciones mensuales los errores son estacionales, pero el máximo error reportado fue de aproximadamente un 8 % mientras que para estimaciones anuales los errores son de  $\pm 3\%$  (Janine M. Freeman, 2014). Para realizar la comparación de las estimaciones de las simulaciones se utilizó el parámetro de rendimiento energético  $E_y$ . Este parámetro se define como:

$$E_y = \frac{E[\text{kWh}]}{\text{Nominal}[\text{kWdc}]} = \frac{E[\text{kWh}]}{P_n[\text{Wdc}] \times 0,001[\text{kW/W}] \times N}$$

E: Energía generada en el período  
 P<sub>n</sub>: Potencia nominal del panel  
 N: número de paneles del sistema

### 5. RESULTADOS

Utilizando el conjunto de datos compuesto por las integrales horarias se graficaron las diferencias porcentuales entre ambas mediciones (Figura 3). Esta distribución tiene una  $\mu = -4,2$  y un  $\sigma = \pm 4$ . También se realizó un ajuste lineal (Figura 4). Para observar con mayor profundidad en donde se obtienen las mayores desviaciones se graficaron las diferencias porcentuales en función de K y Z (Figura 5 y 6). En ambos casos los porcentajes no superaron el 25%.

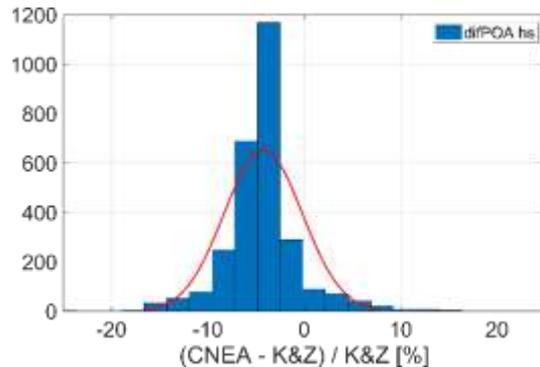


Fig. 3: Distribución de la diferencia porcentual de las integrales horarias entre las mediciones registradas por el dispositivo de referencia (K&Z) y el radiómetro del DES (CNEA).

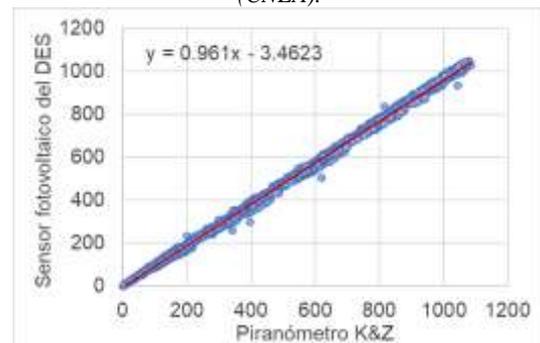


Fig. 4: Ajuste lineal entre las mediciones del radiómetro del DES (CNEA) y el dispositivo de referencia (K&Z).

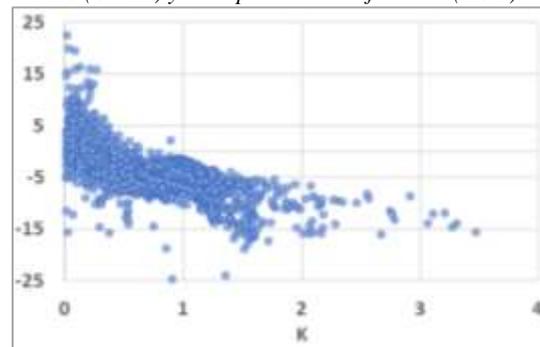


Fig. 5: Diferencias porcentuales de las integrales horarias en función del índice K.

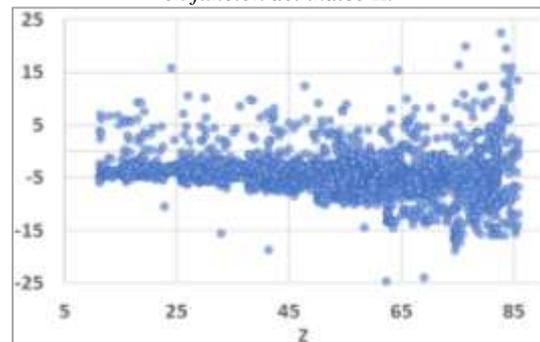


Fig. 6: Diferencias porcentuales de las integrales horarias en función de Z.

En el conjunto de datos de integrales diarias las diferencias fueron menores (Figura 7), la distribución obtenida tiene una  $\mu = -4,17\%$  y  $\sigma = \pm 1,78\%$ . Cuando se observa estas diferencias porcentuales en función del índice K se puede notar que las mayores diferencias se encuentran en los días de

cielo claro donde llegan hasta un -8% (Figura8).

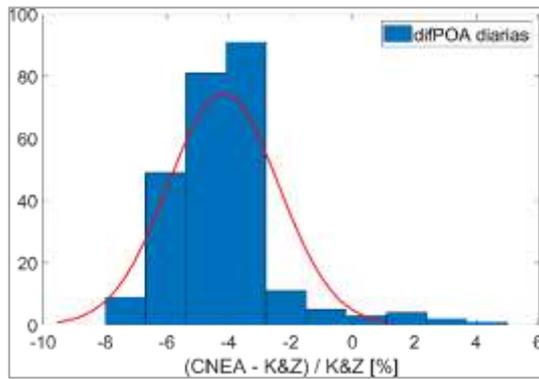


Fig. 7: Distribución de las diferencias porcentuales de las integrales diarias ( $\mu=-4,17\%$  y  $\sigma=\pm 1,78\%$ ).

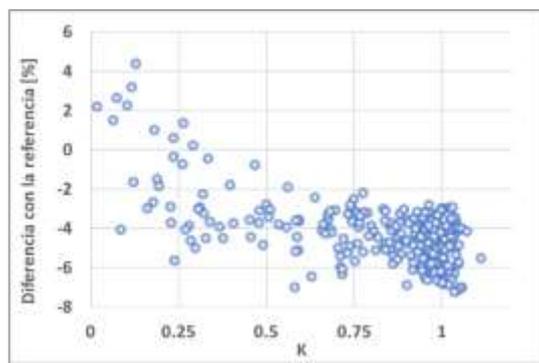


Fig. 8: Diferencias porcentuales de las integrales diarias en función de K.

Los resultados de la comparación de las simulaciones muestran que las diferencias porcentuales obtenidas al usar datos de radiación registrados con el sensor fotovoltaico del DES y el piranómetro CMP6 se encuentran entre  $\pm 4\%$  (Figura 9). El mes de diciembre es el único mes que registra una diferencia porcentual del 11%. La serie del mes de septiembre tenía muy pocos registros por tal motivo la generación simulada es muy pequeña. Para los valores anuales se obtuvo una generación de 137,9 MWh y 135,0 MWh usando registros del piranómetro CMP6 y del sensor fotovoltaico del DES respectivamente. La diferencia porcentual entre ambas es del 2%.

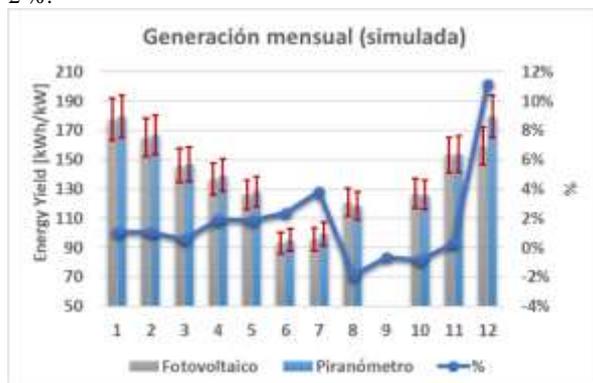


Fig. 9: Comparación del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico conectado a la red de 85 kW usando registros del sensor fotovoltaico del DES y el piranómetro CMP6 coplanares al arreglo de paneles. El error mensual en rojo corresponde a un 8% siendo este el error máximo calculado para SAM.

## 6. CONCLUSIONES

Se realizó una comparación entre el radiómetro fotovoltaico del DES y un piranómetro clase B. El parámetro que se utilizó para la comparación fue la diferencia porcentual. Para las integrales horarias la distribución obtenida demostró que la mayoría de las diferencias son negativas. Si se analiza donde se produjeron las mayores diferencias se observa que estas se originaron en valores de cielo totalmente cubierto donde K tiende a cero. Esto es resultado de los bajos niveles de radiación y se observó un comportamiento estable para condiciones de cielo cubierto medio a despejado donde las diferencias porcentuales disminuyeron significativamente. Para tener una caracterización relacionada con la respuesta direccional se analizaron las diferencias porcentuales en función del ángulo *zenith*. Estas mostraron que para un ángulo de  $85^\circ$  no superaron el 25%. Para las integrales diarias los valores mejoran. La distribución de las diferencias porcentuales mostró que las diferencias observadas para todo el conjunto de datos se encontraron entre los valores de  $\pm 5,78\%$  con centro en  $-4,17\%$ . En cuanto a la respuesta en función del índice K aún en condiciones de cielo cubierto la respuesta del radiómetro FV del DES muestra diferencias porcentuales muy pequeñas. Para días despejados las diferencias son negativas y no superan el 7%, para días de cielo cubierto son positivas y no superan el 6%.

Los resultados de la simulación del sistema fotovoltaico de 85 kWh mostraron que las diferencias en el rendimiento energético para valores mensuales no superan el 4%. Esta diferencia se encuentra dentro del rango de error del propio del simulador salvo para el mes de diciembre. Durante diciembre se observó una diferencia de un 11%. Este valor necesita un mayor análisis y estadística para comprender el fenómeno. Para el rendimiento anual la diferencia obtenida fue del 2% cuyo valor es menor al error del 3% del simulador. Podemos concluir que el radiómetro fotovoltaico fabricado por el DES tiene un buen desempeño en comparación a un instrumento clase B. Teniendo en cuenta su bajo costo podría utilizarse como una alternativa para aquellas instalaciones donde es necesario medir radiación POA en múltiples puntos de un arreglo o para instalaciones de generación distribuida de tamaño medio.

## REFERENCIAS

- CAMMESA. (2020). Base de datos. Histórico de energías renovables. Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A.
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable power generation costs in 2019.
- ISO STANDARDS . (11 de 2018). ISO 9060:2018 - Solar energy - Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation. ISO 9060:2018.
- Freeman, J. (2014). Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data. 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 193-1937.
- Kipp&Zonen. (2019). Optimal solutions and systems. Solar Irradiance Monitoring in Solar Energy Projects. Delfttechpark.
- Martínez Bogado, M. (2015). Desarrollo de sensores solares en Argentina, aplicaciones terrestres y espaciales. *Revista Brasileira de Energia Solar*, 57-67.
- Nate Blair, N. D. (2017). System Advisor Model (SAM).

- General Description (Version 2017.9.5). National Renewable Energy Laboratory.
- Perez, P. I. (2002). A New airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient. *Solar Energy*, **73**, 151-157.
- Perez, R; et al. (2002). A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances: Description and Validation. *Solar Energy*, **73**, 307-317.