

## ASPECTOS DE LA NO UNIFORMIDAD DE LA IRRADIANCIA TRASERA EN GENERADORES FOTVOLTAICOS BIFACIALES

**Martínez-Moreno F., Rossa C.H., Ledesma J.R., Merodio P.**

Grupo de Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar - Universidad Politécnica de Madrid.  
Campus Sur UPM, Ctra. Valencia km 7, Madrid, 28031, España. [francisco.martinez@ies.upm.es](mailto:francisco.martinez@ies.upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies20201.2030>

### RESUMEN

Desde hace algo más de un año se está monitorizando el funcionamiento de un generador fotovoltaico bifacial de 6.6 kWp conectado a la red. Durante este tiempo se ha analizado la irradiancia que el generador recibe en diferentes puntos de su parte trasera. Se ha observado que existen grandes diferencias en función de la posición de cada sensor, con valores de no uniformidad próximos al 50%. Con este estudio se pretende avanzar en el conocimiento del número mínimo de sensores que es recomendable instalar en la parte trasera de un generador y su ubicación más adecuada para que la medida de la irradiancia en esta parte posterior sea representativa y pueda ser correctamente utilizada en controles de calidad de sistemas fotovoltaicos bifaciales.

**PALABRAS CLAVE:** bifacial, no uniformidad, irradiancia posterior, producción de energía.

### ABSTRACT

For just over a year the operation of a 6.6 kWp bifacial PV generator grid-connected is being monitored. During this time, the irradiance that the generator receives at different points on its back has been analyzed. It has been observed that there are large differences depending on the position of each sensor, with non-uniformity values close to 50%. This study aims to advance in the knowledge of the minimum number of sensors that it is advisable to install at the back of a generator and their most suitable location so that the irradiance measured at their back is representative and can be correctly used in quality control of bifacial PV systems.

**KEYWORDS:** bifacial, non-uniformity, rear irradiance, energy production.

## INTRODUCCIÓN

En la década de los años 60 comenzó la investigación de la tecnología fotovoltaica bifacial (Hiroshi, 1966), que tuvo un auge a finales de los años 70 y principios de los años 80 (Luque *et al.* 1977; Cuevas *et al.* 1982). En estos años se realizaron numerosos estudios para analizar la radiación que, tras ser reflejada en el suelo y en los alrededores (albedo), alcanza la parte posterior de los módulos (Egido and Lorenzo, 1986; Krezinger and Lorenzo, 1986). También se realizaron numerosas instalaciones aisladas para electrificación rural de pequeño tamaño, típicamente con dos módulos (Ledesma *et al.* 2020), y algunos generadores de varios kW con este tipo de módulos bifaciales (Pantoja-López and García 1987; Lorenzo *et al.* 1988). No obstante, hasta la década del 2010 no se ha desarrollado un mercado de módulos bifaciales capaz de suministrar la cantidad de módulos requerida para la construcción de grandes centrales fotovoltaicas (Kenning 2015; Sunpreme 2016). Actualmente se estima que la demanda de este tipo de módulos va a aumentar drásticamente en los próximos 10 años, superando el 35% de la cuota del mercado (Liang *et al.* 2019).

En la actualidad existen procedimientos fiables de evaluación de calidad de sistemas fotovoltaicos con módulos monofaciales. Estos procedimientos de evaluación suelen comparar la producción energética de una instalación con su capacidad teórica de generación eléctrica en función de la irradiación que alcanza a los módulos fotovoltaicos. Un procedimiento muy extendido es el cálculo del performance ratio,  $PR$  (IEC 2017). Una mejora de este índice de calidad incluye el efecto de la temperatura para independizar esta evaluación de la localización del sistema y de la época del año en que se realice (es decir, calculan el performance ratio a  $25^{\circ}\text{C}$ ,  $PR_{25}$ ) (Martínez-Moreno, 2012). Si bien hay quien continúa utilizando estos mismos índices para evaluar también instalaciones bifaciales (Ayala *et al.* 2018, Singh *et al.* 2012), es conveniente adaptar correctamente estos procedimientos cuando se aplican a este tipo de sistemas. Para ello es preciso conocer la distribución de la irradiancia que reciben los módulos fotovoltaicos en su parte posterior, lo que permite seleccionar correctamente el número de sensores de irradiancia y su ubicación en lugares adecuados para que el valor final empleado de irradiancia trasera conduzca a resultados invariables e independientes de la época del año.

Algunos estudios analizan la homogeneidad de la irradiancia posterior, que puede ser muy distinta en diferentes puntos de un mismo módulo (Lindsay *et al.* 2015; Deline *et al.* 2016; Baumann *et al.* 2017; Hansen *et al.* 2017). Desafortunadamente, muchos de ellos se limitan a analizar módulos individuales o filas de módulos (Marzoli *et al.* 2015; Emtsev *et al.* 2017; Hansen *et al.* 2017). Estos diseños distan de los que habitualmente se instalan en grandes centrales, con estructuras que suelen alojar varios módulos a distintas alturas y cuyos factores de visión en la parte trasera son bastante diferentes (Di Stefano *et al.* 2017).

En este artículo se muestran los resultados obtenidos de la monitorización de un generador de  $38\text{ m}^2$  con módulos bifaciales a diferentes alturas que lleva inyectando energía en la red más de un año en Madrid. En la estructura de este generador se han incluido varios sensores en su parte trasera para estudiar la no uniformidad de la irradiancia posterior y analizar cómo obtener el valor más representativo de esta variable que permita evaluar correctamente el funcionamiento real del generador bifacial.

## DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO BIFACIAL

El Grupo de Sistemas Fotovoltaicos del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM) ha instalado en una de las azoteas del Campus Sur un generador fotovoltaico con módulos bifaciales (40.3877 N, -3.6298 O). Este generador, que lleva funcionando desde mediados de 2019, está constituido por 19 módulos bifaciales TRINA DUOMAX TWIN TSM de 345 Wp con un factor de bifacialidad del 70%. El generador inyecta potencia a la red interna del edificio a través de un inversor trifásico. Justo a la salida del inversor hay un contador de energía trifásico que registra cada hora la energía producida por el sistema.

Los módulos del generador están colocados de manera apaisada en tres alturas dentro de una estructura de soporte orientada al sur (desviada  $8^{\circ}$  hacia el este), inclinada  $20^{\circ}$  y elevada respecto al suelo 0.9 m en su parte inferior (Fig. 1a). La estructura de soporte se ha diseñado para minimizar las sombras en la parte trasera de los módulos y el suelo se ha blanqueado para aumentar la reflectividad, bien por medio de bordillos blancos (que además actúan como lastre de la estructura), bien con el empleo de cal en el suelo hasta 4 metros por detrás del generador (Fig. 1b).

En el centro del generador (Fig. 2a) se ha incluido un módulo de referencia calibrado (Carrillo *et al.* 2017) que ha sido modificado para actuar simultáneamente como sensor de irradiancia frontal,  $G_{\text{FRONT}}$ , irradiancia trasera,  $G_{\text{REAR}}$ , y temperatura de célula bifacial,  $T_C$  (Ledesma *et al.* 2020). En los primeros días de octubre de 2019 se han incluido además 3 células calibradas en diferentes posiciones de una diagonal del generador para evaluar la no uniformidad de la irradiancia trasera (Fig. 2b, Fig. 2c y Fig. 2d). Los huecos libres de la estructura se han completado con módulos iguales (sin conectar) para reducir los efectos de borde en uno de los extremos del generador (Fig. 2a). Estas 6 señales

de los sensores se han monitorizado continuamente junto con la corriente (medida a través de un shunt de precisión 0.5) y la tensión de operación del generador en corriente continua para estudiar el comportamiento del sistema, almacenando datos cada 5 minutos.



Fig. 1. Generador fotovoltaico bifacial instalado: a) Vista frontal. b) Vista trasera.

X	11	10	7	6	5	2	1 (+) <b>d</b>
X	X	9	8	Referencia <b>c</b>	4	3	19 (-)
X	12	13 <b>b</b>	14	15	16	17	18

a



b



c



d

Fig. 2. a) Esquema de la vista trasera del generador (el número indica la posición de cada módulo respecto al terminal positivo), ubicación del módulo de referencia (sombreado), de las células calibradas en la parte posterior (cuadrados azules) y de los módulos no activos (indicados con “X”). b) Célula calibrada ubicada en la parte inferior izquierda del generador. c) Módulo de referencia y célula calibrada ubicada en el centro del generador. d) Célula calibrada ubicada en la esquina superior derecha del generador.

### MODELO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO BIFACIAL

En trabajos recientes el IES-UPM ha propuesto un modelo eléctrico para describir el funcionamiento de un sistema fotovoltaico bifacial (Ledesma *et al.* 2020). Al igual que en las instalaciones monofaciales tradicionales el modelo seleccionado está basado en el cálculo del punto de máxima potencia (Fuentes *et al.* 2007; De La Parra *et al.* 2017), pero adaptado a los nuevos requerimientos de los sistemas bifaciales. La adaptación consiste añadir el efecto de la irradiancia que alcanza al generador por su parte posterior y que contribuye a la producción eléctrica junto con la ya obtenida a partir de la parte frontal:

$$P_{MPP} = P^* \cdot \frac{G}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_C - T_C^*)] \cdot \left[ a_1 + a_2 \cdot \frac{G}{G^*} + a_3 \cdot \ln \frac{G}{G^*} \right] \quad (1)$$

En la Ec. (1)  $P$  es la potencia (el subíndice  $MPP$  indica que está en el punto de máxima generación para unas condiciones de operación genéricas de irradiancia,  $G$ , y de temperatura de célula,  $T_C$ ); el superíndice  $*$  indica que la variable en cuestión está en las denominadas Condiciones Estándar de Medida (CEM:  $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_C^* = 25^\circ\text{C}$ ,  $AM = 1.5$ );  $\gamma$  es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura; y  $a_1$ ,  $a_2$ , y  $a_3$  son parámetros empíricamente ajustados para considerar la dependencia de la eficiencia del módulo con la irradiancia (De La Parra *et al.* 2017). En centrales fotovoltaicas convencionales con módulos monofaciales sólo se ha de considerar la irradiancia que alcanza a la superficie frontal:

$$G = G_{FRONT} \quad (2)$$

Ahora, en el caso de instalaciones bifaciales se ha de considerar también la irradiancia que alcanza a los módulos por la parte trasera, valor que se debe ponderar por el factor de bifacialidad,  $\varphi_P$ , que se define como la relación entre la potencia trasera y la potencia frontal en CEM:

$$G = G_{FRONT} + \varphi_P \cdot G_{REAR} \tag{3}$$

$$\varphi_P = \frac{P_{REAR}^*}{P_{FRONT}^*} \tag{4}$$

El factor de bifacialidad es un parámetro ofrecido por el fabricante en su hoja de características (en los módulos actuales alcanza un valor del 70% (JA 2018)) y que se puede caracterizar rápidamente en un simulador (Schmid *et al.*, 2017; IEC 2019). En cuanto a la irradiancia trasera, al igual que la irradiancia frontal y la temperatura de célula, se debe medir continuamente para poder estimar el funcionamiento del sistema fotovoltaico bajo estudio.

### DESUNIFORMIDAD DE LA IRRADIANCIA POSTERIOR EN UN GENERADOR BIFACIAL

A la vista del modelo propuesto, cuanto más representativa sea la medida de la irradiancia trasera más precisas serán las estimaciones procedentes del modelo. Por ello, uno de los aspectos a los que se ha prestado particular atención es a la irradiancia que se recibe en diferentes puntos de la parte trasera. Los resultados experimentales de este primer año de funcionamiento muestran que existen diferencias notables en función de la posición en la que se encuentra el sensor de irradiancia trasera, tal y como avanzan algunos estudios previos (Lindsay *et al.*, 2015; Deline *et al.*, 2016; Baumann *et al.*, 2017). En el caso que nos ocupa se ha analizado la no uniformidad de estos valores de irradiancia,  $GNU$  (Deline *et al.*, 2016)

$$GNU = \frac{\max(G_{REAR}) - \min(G_{REAR})}{\max(G_{REAR}) + \min(G_{REAR})} \tag{5}$$

La no uniformidad de la irradiancia posterior que se ha medido en este generador en días soleados llega a alcanzar valores próximos al 50%, tal y como muestran las gráficas de la Fig.3.

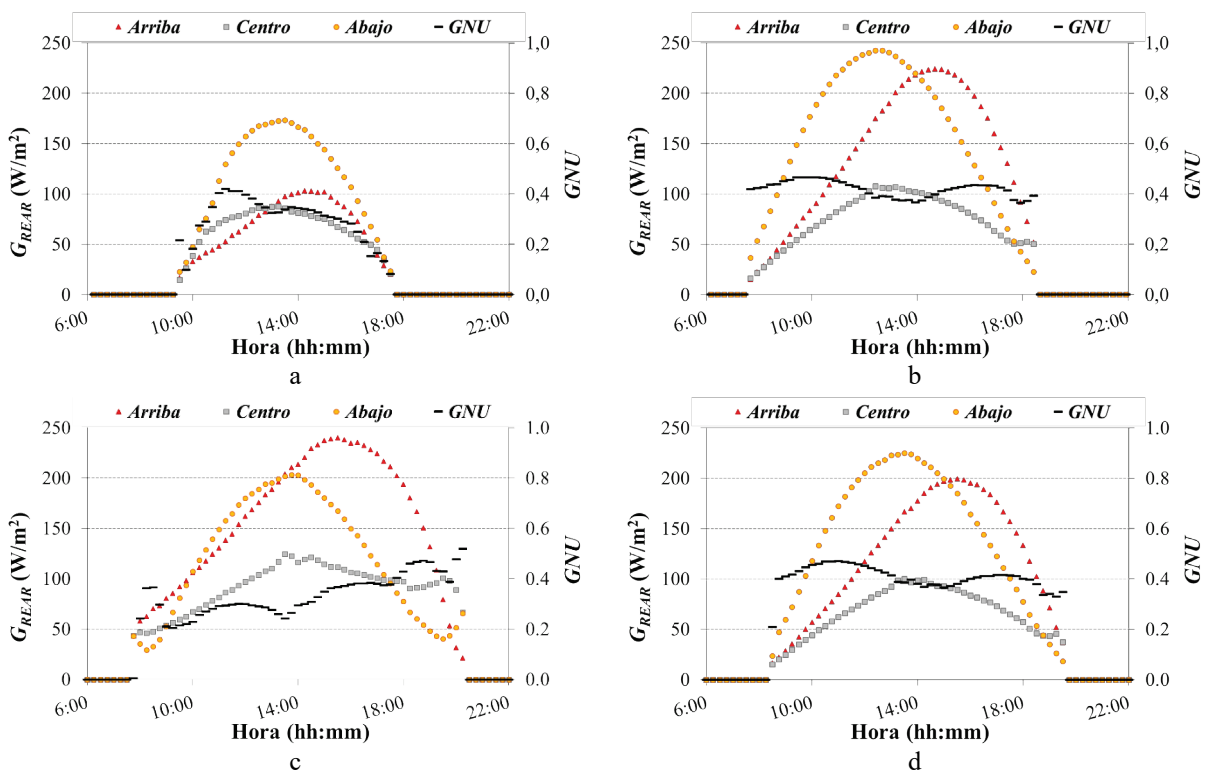


Fig. 3. Irradiancia posterior medida por las 3 células de referencia y no uniformidad entre ellas en un día soleado cercano al: a) Solsticio de invierno; b) Equinoccio de primavera; c) Solsticio de verano; d) Equinoccio de otoño

Estas diferencias están relacionadas con el factor de visión de cada punto de la parte posterior. En el centro existe un pozo de radiación donde las células fotovoltaicas reciben una irradiancia que llega a ser bastante inferior a la que reciben otras situadas más próximas al perímetro, sobre todo a medida que nos alejamos del solsticio de invierno. Esto es así pues las células más separadas del perímetro del generador ven principalmente un suelo sombreado, mientras que las células más cercanas al perímetro también ven una buena porción de suelo iluminado donde se refleja la luz solar. Por tanto, la irradiancia trasera que mide el módulo de referencia incluido en el centro del generador es representativa de módulos situados a su misma altura y alejados de los bordes, por lo que no parece resultar adecuada para hacer una evaluación de la operación de un generador fotovoltaico bifacial en su conjunto. En ese caso se está subestimando la capacidad de producción del generador, de manera que es probable que la instalación supere con holgura los requisitos de producción estimados.

Un razonamiento similar es aplicable si el módulo de referencia se coloca en alguna parte del perímetro del generador fotovoltaico (práctica que suele ser habitual cuando se utiliza este tipo de dispositivos como sensores de irradiancia), pues al medir los valores de irradiancia más altos que se alcanzan en la parte trasera se está sobreestimado la capacidad de generación del sistema. En esta ocasión la instalación difícilmente puede alcanzar los requisitos de producción estimados.

Además, se da la circunstancia de que dependiendo del lugar seleccionado en el perímetro (o en el centro), la calificación que obtiene el generador es diferente. Es más, dicha calificación varía en función de la época del año en la que se lleve a cabo el control de calidad, ya que la diferencia relativa de las irradiancias posteriores en distintos puntos del generador no es constante a lo largo del año, como se desprende de las gráficas de la Fig. 3, que presentan las diferencias medidas en días soleados cercanos a los solsticios y los equinoccios. Parece razonable considerar como representativa de todo el generador en su parte trasera una irradiancia que esté entre los valores extremos obtenidos en el perímetro y en el centro del generador.

Una primera aproximación puede ser la seleccionada en este estudio, con una medida en tres puntos: uno justo en el centro del generador, alejado de los efectos de borde (Fig. 2c); y otros dos situados en el perímetro, uno en la parte superior y otro en la parte inferior, estando uno de ellos totalmente afectado por los efectos de borde (Fig. 2d) y el otro sólo de manera parcial (Fig. 2c, con módulos vecinos tanto por encima como a ambos lados).

### PREDICCIÓN ENERGÉTICA EN UN GENERADOR BIFACIAL

Para analizar la precisión de la estimación de potencia con el modelo propuesto se ha calculado la energía diaria en corriente alterna haciendo uso de la eficiencia en potencia del inversor  $\eta_{INV}$  (Jantsch *et al.*, 1992) (eficiencia que ha sido caracterizada previamente mediante el empleo de un vatímetro de alta precisión (Muñoz *et al.*, 2010)):

$$E_{AC,MODELO} = \int_{\text{día}} P_{MPP} \cdot \eta_{INV} \cdot dt \quad (5)$$

La Fig. 4a muestra la relación entre la energía diaria obtenida a partir del modelo propuesto y la energía diaria real registrada por el contador de la instalación desde octubre de 2019. En círculos azules se representa la relación cuando se emplea la irradiancia trasera a partir de la medida del módulo de referencia situado en el centro del generador. En triángulos amarillos esta misma relación se corresponde con el uso de la irradiancia trasera promedio de las tres células instaladas. En general se aprecia una dispersión elevada de los puntos representados para ambos casos. Esto puede ser consecuencia del predominio de tiempo variable y lluvioso en Madrid entre los meses de septiembre de 2019 y abril de 2020 (AEMET 2020). Además, el intervalo de almacenamiento de datos instantáneos (cada 5 minutos) puede haber amplificado la dispersión inherente a la climatología. Se puede observar que la predicción obtenida a partir de la medida de la irradiancia trasera con el módulo de referencia situado en el centro del generador es en general pesimista (está por debajo de la unidad). Justo lo contrario ocurre cuando se utiliza el promedio de la irradiancia medida por las tres células situadas en los tres puntos seleccionados, obteniendo en general una predicción optimista. Esto es así pues los puntos seleccionados llevan a sobreestimar la irradiancia efectiva que realmente contribuye a la generación energética por haber considerado dos puntos de la periferia y sólo uno del interior. Así que los tres puntos seleccionados en este caso particular no se pueden considerar en su conjunto como representantes absolutos de la irradiancia equivalente en la parte trasera de este generador.

A pesar de ello, cuando se considera el promedio de la irradiancia trasera en estos tres puntos el ajuste es más invariante. Esto se aprecia con claridad en la Fig. 4b, cuando se restringe el análisis a días soleados y estables (a partir del 25 de abril de 2020 y habiendo eliminado los datos atípicos): la pendiente que informa de la variación de esta relación desde primavera hasta el comienzo del otoño es la mitad que cuando se considera únicamente la irradiancia

medida en el centro del generador. Por tanto, parece que el mero hecho de medir en varios puntos donde se miden irradiancias diferentes mejora considerablemente la estabilidad de la estimación energética del sistema.

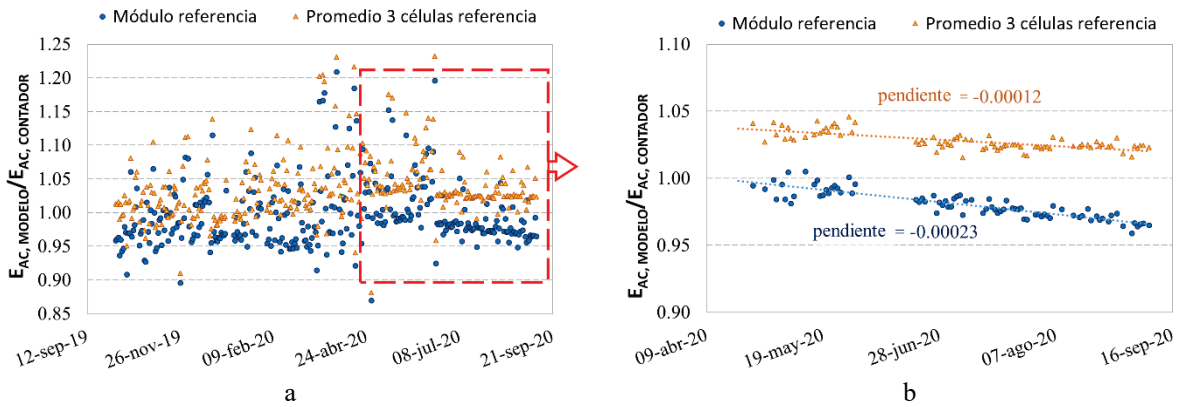


Fig. 4. Relación entre la energía diaria simulada con el modelo propuesto y la energía real que entrega el sistema según el contador presente en el sistema: a) Durante un año. b) Entre el 25 de abril y el 11 de septiembre de 2020.

Una opción mucho más precisa consiste en instalar numerosos sensores de irradiancia trasera a lo largo de todo el perímetro y en diferentes puntos intermedios del interior del generador (tanto en dirección longitudinal como transversal), tal y como proponen otros autores (Riley *et al.*, 2017). Sin embargo, esto aumenta la complejidad de la instalación y de los cálculos, además de que puede afectar negativamente a la producción energética trasera: a mayor número de células instaladas en la parte trasera menor irradiancia llega a los módulos por su parte posterior debido al área que pueden llegar a ocupar los propios sensores.

En este sentido está redactada la normativa internacional para la medida de la característica I-V de módulos fotovoltaicos (IEC 2019) en la que se indica que para calcular la no uniformidad de la irradiancia trasera se debe de medir en al menos 5 puntos del módulo de entre 9 posibles, sólo habiendo uno en el centro (todos los demás están en el perímetro). No obstante, esta selección es para determinar el nivel de no uniformidad máximo, que debe de estar por debajo del 10%. Tal y como se ha mostrado en las figuras anteriores, esta selección no sería representativa de la irradiancia trasera, ya que el valor resultante suele ser superior al valor efectivo que contribuya a la generación energética.

Una selección más representativa es probablemente la indicada en la Fig. 5, en la que el número de sensores en zonas periféricas es igual al número de sensores en zonas interiores. De esta manera se evita dar un mayor peso a la irradiancia captada en el perímetro. En los próximos meses se pretende ampliar el número de sensores en la parte trasera del generador según esta propuesta para analizar los resultados. Pero, como ya se ha comentado previamente, esta propuesta complica notablemente la instalación de sensores e implica muchos más recursos para su monitorización. Por ello, a partir de un conjunto tan numeroso de células se podrán analizar los resultados obtenidos al considerar diferentes subconjuntos más pequeños. Este nuevo montaje nos permitirá indicar con mayor acierto al número mínimo de sensores (que ha de ser mayor de 3) y su ubicación para obtener predicciones más representativas e invariables en el tiempo. En caso de optar por un esquema de este tipo recomendamos colocar células de menor área que las presentadas en este trabajo, de manera que tapen lo menos posible la parte trasera del generador (véase la Fig. 2b).

X	■	11	10	7	6	5	2	1 (+)
X	■	X	9	8	Referencia	4	3	19 (-)
X	■	12	13	14	15	16	17	18

Fig. 5. Esquema de la vista trasera del generador bajo estudio con la propuesta del número y ubicación de las células de referencia a instalar en su parte posterior (cuadrados rojos) para obtener una irradiancia trasera equivalente más representativa de todo el generador.

### CONCLUSIONES

En este estudio se han presentado los resultados obtenidos de la monitorización de un generador bifacial de 6.6 kWp (38 m<sup>2</sup>) que lleva inyectando potencia a la red en Madrid durante más de un año. Se ha analizado la no uniformidad

de la irradiancia trasera para intentar determinar el número de sensores que es recomendable instalar en la parte trasera de un generador de estas características.

El empleo de un único sensor de irradiancia en la parte trasera es insuficiente para una correcta evaluación del funcionamiento del sistema bifacial. Debido a la no uniformidad de la irradiancia en esta parte posterior, relacionada con el factor de visión de cada uno de sus puntos, el resultado de la evaluación es optimista o pesimista en función de la ubicación seleccionada. Esta evaluación también varía en función del periodo del año en que se realice el análisis pues la porción del suelo sombreada o iluminada que ve cada punto va cambiando en las diferentes épocas del año.

Aumentar hasta tres el número de sensores y colocarlos en una diagonal del generador (dos junto al perímetro y uno en el centro) parece que contribuye a reducir la variación de los resultados en diferentes momentos del año. Sin embargo, siguen siendo insuficientes para obtener un valor representativo de la irradiancia posterior equivalente: el predominio de sensores en el perímetro lleva a sobreestimar el valor de irradiancia.

Se recomienda añadir el mismo número de sensores en la parte perimetral y en la parte interior del generador, distribuyéndolos de forma simétrica en diferentes posiciones del área que ocupa para evitar resultados sesgados. Se debe de tener presente que si bien la representatividad de la irradiancia obtenida será mayor cuanto mayor sea el número de sensores empleados también aumentará la complejidad en el sistema de monitorización.

Los trabajos de investigación sobre este generador fotovoltaico van a continuar con el objetivo de determinar el mínimo número necesario de sensores de irradiancia posterior y su ubicación en el generador para que los resultados de una evaluación del sistema sean independientes de la época del año en que se realicen los ensayos.

#### AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado por el programa de investigación e innovación del Horizonte2020 de la Unión Europea a través del proyecto Fostering a Next Generation of European Photovoltaic SoCiety (GRECO), bajo el acuerdo de concesión nº 787289. Este trabajo es parte del proyecto MADRID-PV2 (P2018/EMT-4308), financiado por la Comunidad de Madrid con el apoyo de FEDER.

#### REFERENCIAS

AEMET. (2020) Agencia Española de Meteorología. Gráfica y datos de precipitaciones para la Estación de Madrid (Retiro). Disponible en <https://datosclima.es/Aemet2013/Precipitastad2013.php> (último acceso 14-09-2020).

Ayala P., Muñoz C., Osorio N., Hernández C., Zurita F., Gutierrez V., Ramirez G., Mancilla F., Valdivia P., Cuevas F., Ferrada P. (2018) Bifacial technology performance compared with three commercial monofacial PV technologies under outdoor high irradiance conditions at the Atacama desert. IEEE 7<sup>th</sup> World conference on photovoltaic energy conversion (WCPEC) pp. 672-675. doi: 10.1109/PVSC.2018.8547345

Baumann T., Klenk M., Keller N., Nussbaumer H., Baumgartner F. (2017) Illumination homogeneity of bifacial systems – outdoor measurements with systematically varied installations conditions. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1605-1609. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.28

Carrillo J.M., Martínez-Moreno F., Lorenzo C., Lorenzo E. (2017) Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. Solar Energy 155, pp. 880-892. doi: 10.1016/j.solener.2017.07.028

Cuevas A., Luque A., Eguren J., Del Alamo J. (1982) 50 per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. Solar Energy 29 (5), 419-420. doi: 10.1016/0038-092X(82)90078-0

De La Parra I., Muñoz M., Lorenzo E., García M., Marcos J., Martínez-Moreno F. (2017) PV performance modelling: a review in the light of quality assurance for large PV plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 78, 780-797. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.080

Deline C., MacAlpine S., Marion B., Toor F., Asgharzadeh A., Stein J.S. (2016) Evaluation and field assesment of bifacial photovoltaic module power rating methodologies. IEEE 43<sup>rd</sup> PVSC (Portland). pp. 3698-3703, doi: 10.1109/PVSC.2016.7750367.

- Di Stefano A., Leotta G., Bizzarri F. (2017) La Silla PV plant as a utility-scale side-by-side test for innovative modules technologies. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1978-1982. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-6CO.14.1
- Egido M. and Lorenzo E. (1986) Bifacial photovoltaic panels with suntracking. International Journal of Solar Energy. 4 (2) pp97-107. doi: 10.1080/01425918608909842.
- Emtsev K., Malevskiy D., Andronikov D., Abramov A., Yakovlev S., Titov A., Terukov E., Orekhov D., Bulygin B., Dubrovskiy A. (2017) Outdoor performance analysis of the Si-heterojunction modules with different cell and module design. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp. 1628-1631. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.33
- Fuentes M., Nofuentes G., Aguilera J., Talavera D.L., Castro M. (2007) Application and validation of algebraic method to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. Solar Energy 81 (11), pp 1396-1408. doi: 10.1016/j.solener.2006.12.008
- Hansen C.W., Gooding R., Guay N., Riley D.M., Kallickal J., Ellibe D., Asgharzadeh A., Marion B., Toor F., Stein J.S. (2017) A detailed model of rear-side irradiance for bifacial PV modules. IEEE 44<sup>th</sup> PVSC (Washington, DC). pp. 1543-1548, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366707
- Hiroshi, M. (1966) Patent: Radiation energy transducing devices. United States.
- IEC. (2017). IEC 61724-1:2017. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring
- IEC. (2019) IEC TS 60904-1-2:2019. Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices.
- JA Solar. (2018) Bifacial Mono PERG double glass module JAM 72D00 350-370/BP datasheet. Disponible en <https://www.jasolar.com.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=357&id=3> (último acceso 14-09-2020).
- Jantsch M., Schmidt H., Schmid J. (1992) Results of the concerted action on power conditioning and control. 11<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 1589-1592.
- Kenning T. (2015) World's largest bifacial PV plant nears completion in Chile. [https://www.pv-tech.org/news/worlds\\_largest\\_bifacial\\_pv\\_plant\\_nears\\_completion\\_in\\_chile](https://www.pv-tech.org/news/worlds_largest_bifacial_pv_plant_nears_completion_in_chile) (último acceso 14-09-2020).
- Kreuzinger A. and Lorenzo E. (1986) Estimation of radiation incident on bifacial albedo-collecting panels. International Journal of Solar Energy 4 (2), pp. 297-319.
- Ledesma J.R., Almeida R.H., Martínez-Moreno F., Rossa C., Martín-Rueda J., Narvarte L., Lorenzo E. (2020) A simulation of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants. Solar Energy 206. pp. 522-538. doi:10.1016/j.solener.2020.05.108
- Liang T.S., Pravettoni M., Deline C., Stein J.S., Kopecek R., Singh J.P., Luo W., Wang Y., Aberlea A.G., Khoo Y.S. (2019) A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation. Energy & Environmental Science, 12, pp. 116-148. doi: 10.1039/C8EE02184H
- Lindsay A., Chiodetti M., Dupeyrat P., Binesti D., Lutun E., Radouane K. (2015) Key elements in the design of bifacial PV power plants. 31<sup>st</sup> EUPVSEC (Hamburg). pp 1764-1769. doi: 10.4229/EUPVSEC20152015-5CO.14.4
- Lorenzo E., Montero M., Egido M. (1988) Operational results of a 8.1 kWp PV installation in a Sub-Sahel Village in Senegal. 8<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. pp. 215-221
- Luque A., Ruiz J.M., Cuevas A., Eguren J., Agost M. (1977) Double sided (D.S.) solar cells to improve static concentration. 1<sup>st</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. Luxembourg, pp. 269-277.
- Martínez-Moreno F. (2012) Caracterización y modelado de grandes centrales fotovoltaicas. Tesis Doctoral. Disponible en [http://oa.upm.es/14717/1/Francisco\\_Martinez\\_Moreno.pdf](http://oa.upm.es/14717/1/Francisco_Martinez_Moreno.pdf) (último acceso 14-09-2020)
- Marzoli M., Medici V., Corbellini G., Caccivio M., Friesen G. (2015) Field performance assessment and comparison of mono & bifacial PV modules. 31<sup>st</sup> EUPVSEC (Hamburg). pp. 2042-2046. doi: 10.4229/EUPVSEC20152015-5AV.6.37

Muñoz J., Martínez-Moreno F., Lorenzo E. (2011) On site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19 (2) pp. 192-201. doi: 10.1002/pip.997

Pantoja-López A., García Martín J. (1987) Experimental Photovoltaic Solar Plant — 100 kWp. 7<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference. pp.137-141. doi:10.1007/978-94-009-3817-5\_24

Riley D., Hansen C., Stein J., Lave M., Kallickal J., Marion B., Toor F. (2017). A performance model for bifacial PV modules. *IEEE 44<sup>th</sup> PVSC* (Washington, DC). pp. 3348-3353, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366045

Schmid A, Dülger G., Baraah G., Kräling U. (2017) IV measurement of bifacial modules: bifacial vs. monofacial illumination. 33<sup>rd</sup> EUPVSEC (Amsterdam). pp:1624-1627. doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-5BV.4.32

Singh J.P. Walsh T.M. Aberle A.G. (2012) Performance investigation of bifacial PV modules in the Tropics. 27<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. pp 3262-3266. doi: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4BV.2.15

Sunpreme. (2016) Sunpreme deploys the World's Largest Bifacial PV Installation for a 12.8 MW Utility Project in Eastern US. <https://www.prnewswire.com/news-releases/sunpreme-deploys-the-worlds-largest-bifacial-pv-installation-for-a-128-mw-utility-project-in-eastern-us-300325989.html> (último acceso 14-09-2020).