

## EVALUACIÓN DEL PERFORMANCE DE UN SISTEMA DE RIEGO FV DE ALTA POTENCIA TRAS 2 AÑOS DE OPERACIÓN

**Herraiz J.I.\***, Almeida R.H.\***,** Narvarte L.\***,** Fernández-Ramos J.\*\***,** Castillo-Cagigal M.\*\*\*

\* Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, 28031, Madrid, España,  
[ji.herraiz@alumnos.upm.es](mailto:ji.herraiz@alumnos.upm.es) (J.I.H.), [rita.hogan@upm.es](mailto:rita.hogan@upm.es) (R.H.A.), [luis.narvarte@upm.es](mailto:luis.narvarte@upm.es) (L.N.)

\*\* Universidad de Málaga, 29071, Málaga, España, [josefer@ctima.uma.es](mailto:josefer@ctima.uma.es)

\*\*\*Qualifying PhotoVoltaics, Centro de Empresas la Arboleda, Calle Alan Turing 1, 28031, Madrid, España,  
[m.castillo@qpv.es](mailto:m.castillo@qpv.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.2.3141>

### RESUMEN

Los sistemas de riego de alta potencia alimentados a través de la red eléctrica o generadores diésel van dando paso a sistemas fotovoltaicos (FV) de alta potencia que reducen el coste de la energía hasta en un 80%. Se trata de una tecnología nueva de la que se desconocen los datos de performance esperables y su comportamiento frente a la variabilidad de la potencia FV provocada por el paso de nube. Este artículo recupera la definición de unos nuevos índices de performance y presenta sus valores experimentales para un sistema de riego FV de 360 kWp a balsa, aislado de la red y sin baterías, así como los valores del índice de resistencia al paso de nube. El rendimiento del sistema ha sido analizado a lo largo de dos años de operación real del mismo. Por ejemplo, el performance ratio de la parte FV,  $PR_{PV}$ , fue de un 79,6% y 80,3% en el primer y segundo año de operación, respectivamente, y el índice de resistencia al paso de nube fue del 95,6%.

**PALABRAS CLAVE:** Riego Fotovoltaico, Bombeo de Agua, Sistema Fotovoltaico, Índices de Performance

### ABSTRACT

High-power diesel-based or grid-connected irrigation systems are giving way to high-power photovoltaic (PV) systems that reduce the energy costs by up to 80%. This is a new technology for which the expected performance data and its behavior against the variability of PV power caused by passing clouds are unknown. This paper incorporates the existing definition of new performance ratios and presents their experimental values for a stand-alone and battery-free 360 kWp irrigation system, pumping to a water pool, as well as the values for the passing cloud resistance ratio. The system's performance has been analyzed over two years of real operation. For example, the performance ratio of the PV part,  $PR_{PV}$ , was 79,6% and 80,3% in the first and second year of operation, respectively, and the passing cloud resistance ratio was 95,6%.

**KEYWORDS:** Photovoltaic Irrigation, Water Pumping, Photovoltaic System, Performance Indices

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de riego de alta potencia alimentados a través de la red eléctrica o mediante el uso de generadores diésel, pese a ser una mayoría en la actualidad (Aliyu et al. 2018), van dando paso a sistemas fotovoltaicos (FV) de alta potencia (Almeida et al. 2017a, b; Carrêlo et al. 2017a, b) por su fiabilidad y por la reducción en los costes de la energía, que pueden llegar hasta el 80% (Carrêlo et al. 2020). Se trata de una tecnología reciente e innovadora (Li et al. 2017) de la que se desconocen los datos de performance esperables y que resuelve los problemas derivados de la variabilidad de la potencia FV provocada por el paso de nube (Fernández-Ramos et al. 2018; Narvarte et al. 2018). Sin embargo, la adecuación del comportamiento de estos sistemas a las expectativas establecidas en la fase de diseño de los proyectos es crítica para mantener la confianza de las comunidades de regantes y de los asesores técnicos de las entidades financieras. A diferencia de los sistemas FV conectados a la red, de los que se dispone de gran experiencia en la estimación y conocimiento experimental de los valores de performance esperables, en los sistemas de riego FV de alta potencia hay factores externos a la calidad del sistema que influyen en los tradicionales índices de performance, como el *PR* (Performance Ratio), y que impiden que conozcamos el performance que podemos esperar de este tipo de sistemas. Estos factores externos han sido identificados por Almeida et al. (2018), que propone distinguir las pérdidas de *PR* que se producen por las características intrínsecas al diseño del sistema de riego FV, por el periodo de riego en el que se activa el sistema y que está asociado al tipo de cultivo o al tipo de sistema de bombeo (a balsa o bombeo directo) y por otras circunstancias externas como la voluntad del regante o la distinta pluviosidad a lo largo del tiempo. No existen, sin embargo, datos experimentales que nos permitan tener un conocimiento de los valores esperables para estos índices.

El objetivo de este artículo es poner a disposición de la comunidad fotovoltaica valores experimentales de performance de dos años de operación de un sistema de riego FV de alta potencia, así como de otros factores técnicos que afectan a su fiabilidad a largo plazo, como la robustez del sistema ante las fluctuaciones de potencia FV producidas principalmente por el paso de nubes sobre el generador.

## METODOLOGÍA

### El Sistema de Riego FV

El sistema analizado pertenece a la Comunidad de Regantes del Alto Vinalopó y se ubica en el pozo San Cristobal en Villena, España (38°41'16''N, 0°50'33''W), de 400 m de profundidad. Se trata de un sistema de bombeo a balsa que está en funcionamiento todo el año y alimenta una balsa de 173000 m<sup>3</sup> elevada 12 metros sobre el nivel del suelo. La conexión a la red eléctrica del sistema preexistente, que alimentaba a una bomba centrífuga sumergible de 250 kW (Caprari – E12S55FUS/10A+ MAC 12340/1C/DF/V-8), ha sido sustituida totalmente por un generador FV de 360 kWp. Este generador FV está formado por 1440 módulos FV (M Prime 3R PLUS de 250 Wp) conectados en 72 series de 20 módulos cada una y montados sobre seguidores de eje horizontal norte-sur: dos seguidores multifila de eje único STI-H1250 con 8 filas cada uno y dos seguidores de fila única STI-H160. El sistema alimenta un variador de frecuencia variable de 355 kW (OMRON A1000 CIMR-AC4A0675AAA) que permite que la bomba funcione a distintas frecuencias dependiendo de la potencia FV disponible.

La bomba sumergible está instalada a 300 m de profundidad y proporciona un caudal nominal ( $Q_{\max}$ ) de 226 m<sup>3</sup>/h. El nivel dinámico del agua en el pozo a  $Q_{\max}$  se encuentra a 257 m, lo que lleva a una altura manométrica total (*HMT*) de 269 m.

El sistema está controlado por un PLC (Programmable Logic Controller) externo (OMRON CP1L-M40D), que proporciona la lógica necesaria para el control de la puesta en marcha y parada del variador e incluye algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y de control para resistir el paso de nube, y dispone de un sistema de gestión de datos que recoge, muestra en una pantalla táctil y envía a través de internet el estado de las distintas variables del sistema.

El PLC estima la potencia FV disponible a partir de los datos de irradiancia y temperatura que obtiene de una célula calibrada (ATERSA MU-68-D) que se ha instalado en uno de los seguidores. Cuando la potencia disponible estimada es superior al umbral de arranque (165 kW), envía una señal al variador de frecuencia para que se ponga en marcha. Esta señal permanece activa mientras la potencia disponible estimada no sea inferior al umbral de parada (90 kW). Si la potencia estimada es menor, el PLC espera un intervalo de tiempo (60 s) y envía una señal al variador de frecuencia para que se pare. El intervalo de espera tiene la finalidad de evitar una parada del sistema en el caso de una caída puntual de la potencia (la potencia adquiere valores superiores al umbral de parada antes del final del intervalo).

La potencia real proporcionada por el generador FV puede ser distinta a la potencia estimada por el PLC debido a distintas circunstancias como el sombreado por nubes de parte del generador FV o de la célula calibrada. Por este motivo, en el momento en que el PLC envía la orden de arranque al variador, es posible que no exista suficiente potencia disponible para el correcto funcionamiento de la bomba. Si el PLC detecta que el variador no alcanza la frecuencia de trabajo umbral (38 Hz) en el intervalo de tiempo de arranque (60 s), envía la señal de parada al variador. Lo mismo sucede si, estando el variador en marcha, la frecuencia de trabajo del mismo desciende por debajo del umbral o la potencia entregada por el variador es inferior a la potencia umbral de parada durante ese mismo intervalo de tiempo (60 s). El PLC también controla la temperatura del motor, las corrientes de fugas y el aislamiento del generador FV y ordena la parada del variador cuando es necesario.

Una vez que el variador está en marcha, el PLC ejecuta un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) mediante un control PI (proporcional-integral) en el que se controla la tensión del generador fotovoltaico para maximizar la frecuencia de salida del variador. Este seguimiento puede verse alterado por el paso de nubes sobre el generador FV que provoca una reducción de la irradiancia y, por tanto, de la potencia. El control PI disminuye la tensión del generador para intentar mantener la frecuencia pero, si aquella excede los rangos permitidos, provoca una parada abrupta por alarma del variador. Para evitar esto, el PLC implementa también un algoritmo de paso de nube que detecta las caídas abruptas de la tensión e intenta compensarlas.

### Base de Datos Disponible

El sistema de gestión de datos ha recopilado datos de operación real cada 20 segundos desde mayo de 2017. Los principales parámetros que registra son la fecha y hora en que se realiza cada medida, la irradiancia sobre el plano del generador FV y temperatura de célula, la potencia FV disponible estimada por el PLC, la tensión y corriente a la entrada del variador, la tensión, corriente, potencia y frecuencia a la salida del variador, la temperatura del variador, alarmas del sistema (pozo vacío, sobrecorriente, baja tensión, alarma por funcionamiento por debajo de la frecuencia mínima o por debajo del umbral de potencia durante un tiempo superior al determinado, corriente de fuga, alarma por fallo de aislamiento y temperatura de motor), orden de arranque del PLC, nivel del pozo, volumen de agua bombeada (valor acumulado) y el caudal.

Al realizar el análisis del comportamiento del sistema frente al paso de nube se observa que una frecuencia de tres trazas de datos por minuto no es suficiente para determinar si la caída abrupta del variador ha sido causada por una nube o por alguna otra razón, lo que lleva a aumentar la frecuencia de muestreo de los siguientes parámetros cada segundo a partir de diciembre de 2019: fecha y hora en que se realiza la medida, tensión y corriente a la entrada del variador, irradiancia sobre el plano del generador FV y temperatura de célula (medidas por la célula calibrada), potencia disponible estimada por el PLC y frecuencia de trabajo del variador.

### Los Índices de Performance y Paso de Nube

Con el objetivo de evaluar la calidad del sistema de riego FV se utiliza no sólo el *PR* del sistema sino también una factorización de su valor. Almeida et al. (2018) subrayan la conveniencia de distinguir las pérdidas de performance que se producen por las características intrínsecas al diseño del sistema de riego FV, por el periodo de riego en el que se activa el sistema, asociado al tipo de cultivo o al tipo de sistema de bombeo (a balsa o bombeo directo), y por otras circunstancias externas como la voluntad del regante o la distinta pluviosidad a lo largo del tiempo, y hacen una propuesta de factorización del *PR* aplicable a un sistema de riego FV de alta potencia. Reescriben la ecuación del *PR* multiplicando y dividiendo por los mismos factores (Ec. (1)):

$$PR = \frac{E_{PV}}{P^*/G^*} \times \frac{1}{\int G dt} \times \frac{\int_{IP} G dt}{\int_{IP} G dt} \times \frac{\int G_{useful} dt}{\int G_{useful} dt} \times \frac{\int G_{used} dt}{\int G_{used} dt} \quad (1)$$

donde IP (Irrigation Period) es el periodo de riego determinado por el tipo de cultivo o por la relación entre el tamaño de la balsa y el consumo de agua;  $G_{useful}$  es la irradiancia útil disponible durante el periodo de riego, determinada por la relación existente entre la potencia nominal del generador FV ( $P^*$ ), la estructura sobre la que está montado y el tipo de sistema de riego al que alimenta; y  $G_{used}$ , porción de  $G_{useful}$ , es la irradiancia efectivamente utilizada por el sistema y que depende de las paradas abruptas del variador por mal funcionamiento del sistema y de si el regante activa o no el sistema durante el IP.

Para entender estos conceptos es importante tener en cuenta que el PLC ordena el arranque al variador cuando la potencia disponible estimada es superior al umbral de arranque. Si, estando dentro del IP con el variador parado, la irradiancia existente ( $G$ ) no es suficiente para que la potencia generada esté por encima del umbral de arranque, esa  $G$  no será considerada  $G_{useful}$ . Lo mismo sucede cuando el variador está en marcha y la  $G$  baja por debajo del umbral que permite generar la potencia que marca el umbral de parada del variador: a partir de ese momento, si el variador

se para, y hasta que la  $G$  suba por encima de la necesaria para el umbral de arranque, la  $G$  no será considerada útil ( $G_{\text{useful}}$ ). Por otro lado, si la  $G$  es superior a la irradiancia que genera la potencia máxima que puede consumir la bomba a una determinada temperatura de célula ( $G_{\text{max}}$ ), la diferencia  $G - G_{\text{max}}$  no será considerada  $G_{\text{useful}}$ . En este caso sólo se considerará  $G_{\text{useful}}$  la  $G_{\text{max}}$ . De toda la  $G_{\text{useful}}$  habrá parte que no sea  $G_{\text{used}}$ . Esto sucede, por ejemplo, cuando el regante para de forma intencionada el sistema de bombeo.

Reordenando sus factores, es posible reescribir la Ec. (1) como:

$$PR = PR_{PV} \times UR_{IP} \times UR_{PVIS} \times UR_{EF} \quad (2)$$

donde:

$$PR_{PV} = \frac{E_{PV}}{P^*/G^*} \times \frac{1}{\int G_{\text{used}} dt} \quad (3)$$

$PR_{PV}$  es el  $PR$  considerando sólo las pérdidas estrictamente asociadas al sistema fotovoltaico en sí mismo, es decir, potencia pico nominal versus la real, pérdidas térmicas y por suciedad, pérdidas por conversión DC/AC y pérdidas por mal funcionamiento del control del PLC o por las paradas abruptas del variador. Es intrínseco a la calidad técnica del componente FV y de su mantenimiento.

$$UR_{IP} = \frac{\int_{IP} G dt}{\int G dt} \quad (4)$$

$UR_{IP}$  es la ratio de la irradiancia total a lo largo del periodo de riego respecto a la irradiancia total anual. Depende del periodo de riego y, por tanto, del tipo de cultivo. Si el análisis de índices se hace en un mes dentro del periodo de riego su valor es 1. Lo mismo sucede si el IP dura todo el año. Este es el caso del sistema de riego FV en estudio.

$$UR_{PVIS} = \frac{\int G_{\text{useful}} dt}{\int_{IP} G dt} \quad (5)$$

$UR_{PVIS}$  es la ratio de la irradiancia estrictamente necesaria para hacer funcionar la bomba, de acuerdo a los condicionantes que impone la red de riego, respecto de la irradiancia total a lo largo del periodo de riego. Es intrínseca al diseño del sistema de riego FV: tipo de sistema de riego (bombeo directo o bombeo a balsa), ratio entre la potencia pico y la potencia necesaria para el riego y geometría de seguimiento. Tiene una gran dependencia de la climatología.

$$UR_{EF} = \frac{\int G_{\text{used}} dt}{\int G_{\text{useful}} dt} \quad (6)$$

$UR_{EF}$  es la ratio de la irradiancia realmente utilizada por el sistema durante el programa de riego elegido por el usuario respecto de la irradiancia estrictamente necesaria para hacer funcionar la bomba, de acuerdo a los condicionantes que impone la red de riego, durante el periodo de riego. Considera las decisiones que toma el regante.

Finalmente, de acuerdo con las especificaciones técnicas propuestas para el sistema de riego FV, el variador de frecuencia debe ser capaz de soportar una caída brusca de potencia del generador FV originada por el paso de nubes. Concretamente, la parada súbita del variador está prohibida para cualquier rampa de potencia FV de duración.

$$\Delta t(s) = \frac{l(m)}{20(m/s)} \quad (7)$$

donde  $l$  es la menor dimensión del perímetro del generador FV y está expresada en metros. En este sistema, esta dimensión es de 89 metros y corresponde a dos filas del seguidor (cada una de ellas contiene 40 módulos de 1 m de ancho y entre cada serie de 20 módulos hay un metro de separación) más la anchura del pasillo situado entre ellas (6 m). Por lo tanto,  $\Delta t(s)$  es mayor o igual que 4.45 segundos. Como el sistema proporciona trazas cada segundo redondeamos la duración de la rampa a 4 segundos.

Para evaluar si el sistema resiste o no los pasos de nube, se consideran los pasos de nube que producen una caída de irradiancia de más del 50% en un tiempo de 4 segundos y se define el parámetro  $\sigma_{\text{nube}}$  como la ratio del número de nubes soportadas entre el número total de nubes (Ec. (8)). El valor de  $\sigma_{\text{nube}}$  deberá ser al menos del 95%. Nubes soportadas son aquellas que no provocan una parada brusca del variador de frecuencia.

$$\sigma_{nube} = \# \text{ nubes resistidas} / \# \text{ nubes} \quad (8)$$

## RESULTADOS

### Índices de Performance

Los índices de performance obtenidos tras el estudio de los datos desde mayo de 2017 hasta agosto de 2019 se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Índices de Performance Reales Mensuales (%)

Año	Mes	$PR_{PV}$	$UR_{IP}$	$UR_{PVIS}$	$UR_{EF}$	$PR$
2017	05	82,9	100,0	79,7	97,9	64,6
	06	80,7	100,0	82,7	90,4	60,3
	07	78,5	100,0	79,7	99,7	62,4
	08	76,8	100,0	81,9	99,3	62,4
	09	80,4	100,0	83,5	99,7	66,9
	10	78,7	100,0	87,8	99,2	68,6
	11	79,2	100,0	85,6	99,6	67,5
	12	83,3	100,0	73,4	81,3	49,7
2018	01	86,4	100,0	37,8	29,1	9,5
	02	84,7	100,0	77,5	100,0	65,7
	03	75,6	100,0	64,7	100,0	48,9
	04	81,3	100,0	71,9	100,0	58,4
	05	79,6	100,0	69,7	100,0	55,5
	06	79,7	100,0	77,1	99,7	61,3
	07	78,2	100,0	85,0	100,0	66,4
	08	78,0	100,0	79,4	100,0	61,9
	09	79,3	100,0	78,3	99,9	61,9
	10	81,4	100,0	80,6	100,0	65,6
	11	79,0	100,0	71,0	100,0	56,1
	12	82,4	100,0	84,9	100,0	70,0
2019	01	82,3	100,0	83,1	100,0	68,4
	02	84,3	100,0	89,4	100,0	75,3
	03	83,7	100,0	78,9	99,6	65,8
	04	80,9	100,0	76,6	100,0	62,0
	05	78,7	100,0	81,3	100,0	63,9
	06	72,3	100,0	86,3	99,1	61,8
	07	73,8	100,0	88,2	99,8	64,9
	08	73,5	100,0	87,4	100,0	64,2

En relación al  $PR_{PV}$  se puede observar una ligera oscilación de sus valores con mínimos en los meses de julio/agosto y máximos en enero/febrero, debido a las pérdidas térmicas pero, en todo caso, son valores muy parecidos a los esperables en un sistema FV conectado a la red.

Los valores de  $UR_{EF}$  son todos muy próximos al 100% salvo los meses de diciembre de 2017 y enero de 2018 en que se detecta una avería en el ventilador del armario del variador y se decide parar el sistema para prevenir daños en los equipos.

En los valores de  $UR_{PVIS}$ , que es el índice que mayor incidencia tiene sobre el  $PR$  final, se observa una clara mejora a partir de finales de marzo de 2019 que se debe a un aumento de la frecuencia máxima de trabajo de 45,5 Hz a 46,8 Hz. Este cambio posibilita que la potencia máxima entregada por el variador sea mayor, aumentándose también la  $G_{max}$  y haciendo que se desaproveche menos energía por saturación de la bomba ( $G - G_{max}$  es menor). El resto de variaciones en los valores de  $UR_{PVIS}$  están condicionadas por la climatología y el número de paradas ordenadas del variador. Los días claros en que la  $G$  no es mayor que  $G_{max}$ , que suelen ser los del invierno, provocan un aumento de este índice. Los días claros con valores de  $G$  mayores que  $G_{max}$  y los días con nubes, su disminución. La Figura 1. presenta la evolución en el tiempo de la irradiación perdida por saturación y de la desperdiciada por no alcanzar el umbral de arranque del variador o por el intervalo de tiempo que debe estar parado el variador antes de un nuevo intento de arranque. La irradiación perdida por saturación es mínima o inexistente entre los meses de octubre y febrero

y alcanza su máximo en los meses de mayo y junio. No se observa, sin embargo, un patrón claro en la evolución de la irradiación desperdiciada por el umbral de arranque debido a su alto grado de dependencia del número de nubes.

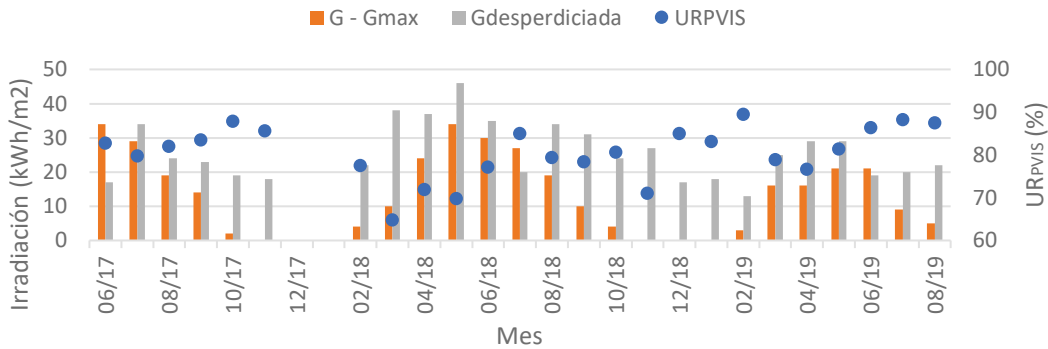


Fig. 1. Evolución de la Irradiación Perdida por Saturación y la Desperdiciada por no Alcanzar el Umbral de Arranque y Comparación con el valor del Factor  $UR_{PVIS}$ .

La Tabla 2. presenta los datos anuales de los índices.

Tabla 2. Índices de Performance Reales Anuales (%)

Año de Operación	$PR_{PV}$	$UR_{IP}$	$UR_{PVIS}$	$UR_{EF}$	$PR$
06/2017 a 05/2018	79,6	100,0	76,9	96,4	59,0
06/2018 a 05/2019	80,3	100,0	80,6	99,9	64,7

Los datos muestran un mejor rendimiento del sistema en el segundo año de operación observable, de forma especial, en el  $UR_{PVIS}$ . Esto se debe, en primer lugar, a los problemas de ventilación detectados en los meses de diciembre y enero del primer año que disminuyen su  $UR_{PVIS}$  y  $UR_{EF}$  y, en segundo lugar, al aumento en la frecuencia máxima de trabajo que produce una mejora en el  $UR_{PVIS}$  del segundo año. Esto nos lleva a afirmar que es razonable esperar unos valores de  $PR_{PV}$  y  $UR_{PVIS}$  superiores al 80% que llevarían a un  $PR$  por encima del 65%.

Índice de Paso de Nube

Para validar si los requerimientos de las especificaciones técnicas relativos al índice de paso de nube son adecuados, se hace un estudio de las características de las nubes existentes a lo largo de los meses de marzo, abril y mayo de 2020. El estudio se centra en la caída de potencia del generador FV provocada por el paso de nube. Puesto que los datos de irradiancia proporcionados por la célula calibrada siempre están disponibles, se estudia, en primer lugar, la caída de irradiancia provocada por la nube. Como una caída en la irradiancia vista por el sensor no se corresponde necesariamente con una caída en la potencia producida por el generador FV porque la nube puede cubrir el sensor pero no la totalidad del generador FV, se filtran las caídas de irradiancia y sólo se consideran las que provocan una caída equivalente en la potencia generada. Con este condicionante se calcula el porcentaje de nubes que, a lo largo de los tres meses, provocan caídas de irradiancia desde un 10% hasta un 90% en un intervalo de tiempo menor o igual a 9 segundos. Los valores acumulados se representan en la Fig. 2.

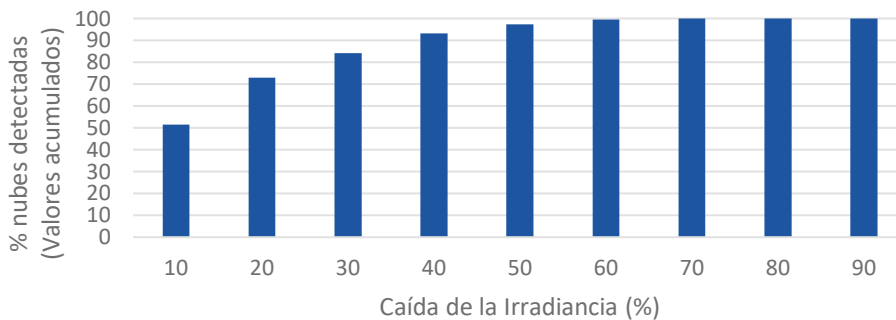


Fig. 2. Distribución Acumulada de Nubes Detectadas según el Porcentaje de Caída de la Irradiancia

El 97.4% de las nubes que producen una disminución equivalente de la irradiancia recibida por la célula calibrada y la potencia generada, se asocian a caídas de irradiancia de un 50% o inferior. Sólo un 2.6% de las nubes provocan

caídas de irradiancia de un 60% y no se identifican nubes que provoquen caídas superiores. Bajo el supuesto de que si el sistema soporta el paso de las nubes que provocan caídas del 50% de la irradiancia soportará también el paso de aquellas nubes que provocan caídas inferiores, concluimos que es razonable centrar el estudio en este tipo de nubes.

En segundo lugar, se analiza la pendiente de la caída de la irradiancia provocada por el paso de nube. En este caso se analizan todas las nubes que provocan caídas de irradiancia del 40% y 50% en un tiempo inferior o igual a 9 segundos y se clasifican en función del tiempo en que se produce la caída de irradiancia (Fig. 3.).

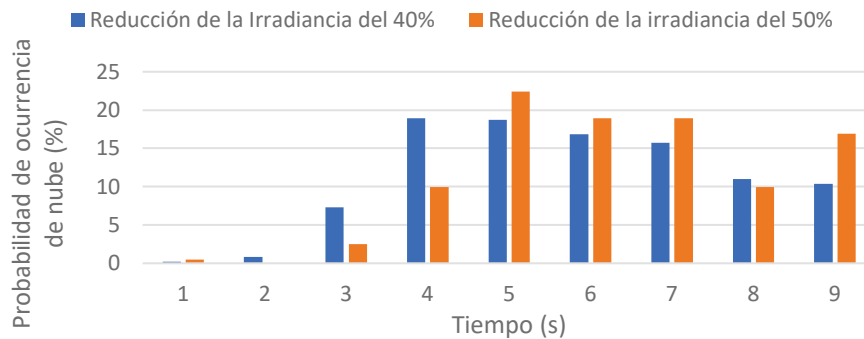


Fig. 3. Función Densidad de Probabilidad del Número de Nubes que Provocan Caídas de Irradiancia del 40% (azul) y 50% (naranja) en Función del Tiempo de Caída de la Irradiancia.

En el caso de caídas de irradiancia del 40% la probabilidad de ocurrencia comienza a crecer con nubes que duran 3 segundos y obtiene su máximo con nubes de 4 segundos. En el caso de caídas de irradiancia del 50%, la probabilidad de ocurrencia se desplaza un segundo a la derecha, produciéndose el máximo a los 5 segundos. Bajo el supuesto de que si el sistema resiste una nube con una rampa de duración menor soportará también las nubes con pendientes de duración mayor, realizamos el estudio sobre el conjunto de las nubes que disminuyen la irradiancia un 50% y la potencia generada un 40% en un intervalo de 4 y 3 segundos. Se estudian caídas del 40% de la potencia generada y no del 50% porque estas últimas apenas se producen debido a las dimensiones del generador.

La Tabla 3. presenta los índices de resistencia a paso de nube de diciembre de 2019 a septiembre de 2020 para nubes que provocan caídas de irradiancia de un 50% y potencia generada de un 40% en 4 y 3 segundos, y el índice acumulado en 3 segundos (considera las nubes de 9 a 3 segundos).

Tabla 3. Índices de Resistencia al Paso de Nube Mensuales y Totales (%)

Año	Mes	$\sigma_{\text{nube}}(4\text{ s})$	$\sigma_{\text{nube}}(3\text{ s})$	$\sigma_{\text{nube}}(3\text{ s acum.})$
2019	12	60,0	100,0	82,4
2020	01	50,0	50,0	72,7
	02	83,3	75,0	68,4
	03	58,7	34,8	61,7
	04	83,3	75,0	94,2
	05	94,2	84,7	94,5
	06	98,6	94,1	98,3
	07	96,2	100,0	99,1
	08	97,2	95,5	98,6
	09	96,2	90,9	98,7
Total		88,5	82,8	91,5
Subtotal 04 a 09		95,6	91,6	97,2

Se observa que los índices disminuyen cuando aumenta la velocidad de la nube y que el índice acumulado es mejor que los de 3 y 4 segundos, como era lógico esperar ya que el índice acumulado incluye los datos de las nubes de velocidades menores (de 9 a 5 segundos) que son resistidas de forma más eficiente por el sistema. También se puede observar que hay una mejora en los datos a partir del mes de abril de 2020 que se debe a una resintonización del sistema llevada a cabo entre los meses de febrero y marzo. Por último, se debe considerar que debido al diseño del generador FV y a las condiciones climáticas de la zona, las nubes de cualquier duración contabilizadas a lo largo de los meses de diciembre, enero y febrero fueron muy escasas, siendo este un elemento que puede condicionar los datos obtenidos. Teniendo en cuenta los datos de los meses a partir de la resintonización del sistema se obtiene un índice de resistencia a paso de nube para nubes de 4 segundos del 95,6% y acumulado a 3 segundos del 97,2%. Ambos valores estarían por encima de los requisitos de la especificación técnica de la planta.

## CONCLUSIONES

En los sistemas de riego FV de alta potencia hay factores externos a la calidad del sistema que influyen en los índices de performance. Estos factores están relacionados con las características del sistema de riego FV, intrínsecas a su diseño, con el periodo de riego en que se activa el sistema y con otras circunstancias como el comportamiento del regante o la distinta pluviosidad en el tiempo. Tenerlos en cuenta permite clasificar las pérdidas del  $PR$  en distintos índices:  $PR_{PV}$ ,  $UR_{IP}$ ,  $UR_{PVIS}$  y  $UR_{EF}$ . Este artículo ha puesto a disposición de la comunidad fotovoltaica valores experimentales de performance de dos años de operación de un sistema de riego FV de alta potencia y de su robustez ante las fluctuaciones de potencia FV producidas por el paso de nubes sobre el generador. Los resultados muestran que los índices que más inciden sobre el  $PR$  de esta planta son el  $PR_{PV}$ , que considera las pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico en sí mismo, y el  $UR_{PVIS}$ , que depende del diseño del sistema de riego FV y tiene una gran dependencia de la climatología. Con una adecuada sintonización del sistema estos índices pueden alcanzar valores superiores al 80% (80,3 y 80,6 respectivamente en el segundo año de operación) que implican un  $PR$  superior al 65%. De igual forma, los resultados muestran valores del índice de resistencia a paso de nube,  $\sigma_{nube}$ , superiores al 95% considerando aquellas nubes que provocan caídas de irradiancia del 50% y de la potencia del generador del 40% en un intervalo de tiempo igual o mayor a cuatro segundos, tal como exigía la especificación técnica de este sistema.

En cualquier caso, se considera necesario ampliar el estudio realizado a un plazo de tiempo mayor para poder analizar la evolución de los índices en el tiempo y a otras plantas con otros diseños para determinar la relación existente entre los distintos diseños y ubicaciones de las plantas con los índices en estudio.

## REFERENCIAS

- Aliyu M., Hassan G., Said S.A., Siddiqui M.U., Alawami A.T. and Elamin I.M. (2018). A review of solar-powered water pumping systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 87, 61-67.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Carrasco, L.M., Martínez-Moreno, F., Narvarte, L. (2017a). Large-Scale Hybrid PV-Grid Irrigation System. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2266-2269.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Narvarte, L. (2017b). A 140 kW Hybrid PV-Diesel Pumping System for Constant-Pressure Irrigation. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2270-2273.
- Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Lorenzo, E., Narvarte, L., Fernández-Ramos, J., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M. (2018). Development and Test of Solutions to Enlarge the Power of PV Irrigation and Application to a 140 kW PV-Diesel Representative Case. *Energies* 2018, 11, 3538.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Carrasco, L.M., Martínez-Moreno, F., Narvarte, L. (2017a). A 360 kWp PV Irrigation System to a Water Pool in Spain. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2259-2261.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Narvarte, L. (2017b). A 160 kWp Constant Pressure PV Irrigation System in Spain. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25-29 September, Amsterdam, Netherlands, ISBN 3-936338-47-7, 2262-2265.
- Carrêlo, I.B., Almeida, R.H., Narvarte, L., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M. (2020). Comparative Analysis of the Economic Feasibility of Five Large-Power Photovoltaic Irrigation Systems in the Mediterranean Region. *Renewable Energy* 145, 2671-2682.
- Fernández-Ramos, J., Narvarte, L., Almeida, R.H., Carrêlo, I.B., Carrasco, L.M., Lorenzo, E., J. (2018). Method and Control Device for Photovoltaic Pumping Systems. *Spain Patent* ES 2 607 253 B2, 1-3.
- Li G., Jin Y., Akram M. and Xiao C. (2017). Research and current status of the solar photovoltaic water pumping systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 440-458.
- Narvarte, L., Fernández-Ramos, J., Martínez-Moreno, F., Carrasco, L.M., Almeida, R.H., Carrêlo, I.B. (2018). Solutions for Adapting Photovoltaics to Large Power Irrigation Systems for Agriculture. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 29, 119-130