

REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS PANELES SOLARES DESPUÉS DE 20 AÑOS DE OPERACIÓN EN LAS PROPIAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS MEDIANTE TÉCNICAS IN-SITU

Terrados C.^{*,}, de Castro C.^{**}, Sulca K.P.^{**}, González-Francés D.^{**}, González-Peña D.^{*}, García-Fuente M.^{*}, González M.A.^{**}, Martínez O.^{**},**

* Solar and Wind Feasibility Technologies (SWIFT). Escuela Politécnica Superior, Universidad de Burgos. Avda. Cantabria s/n 09006 Burgos (Spain).

ctlopez@ubu.es

** GdS-Optronlab group, Dpto. Física de la Materia Condensada, Universidad de Valladolid, Edificio LUCIA, Paseo de Belén 19, 47011 Valladolid (Spain).

RESUMEN/RESUMO

En este trabajo se analiza el estado actual de una de las instalaciones fotovoltaicas (FV) más antiguas de España, del año 2006, con una tecnología de paneles y componentes eléctricos/eléctronicos que ha variado mucho en los últimos años. La instalación, de 100 kW_p, consta de paneles de Si monocristalino de 185 W_p, y está conectada a un único inversor, con un único tracker del punto de máxima potencia. La inspección visual de los distintos componentes de la instalación (paneles, estructuras, cableado) se ha complementado con la inspección de los paneles FV mediante técnicas complementarias (curva I-V, termografías y electroluminiscencias diurnas), y se ha chequeado así mismo el estado actual del inversor a través de la medida de su rendimiento y su rango de operación. Se ha observado que la estructura y cableado están en buen estado. Los paneles FV analizados tiene una pérdida media del 23% respecto a la potencia nominal, aunque algunos presentan una degradación mucho más elevada, debido a roturas por impactos. El inversor sigue teniendo un rendimiento muy próximo a su valor inicial para valores de tensión dentro de su rango.

PALABRAS CLAVE/PALAVRAS-CHAVE: Energía Solar, Inspección, Instalaciones, Defectos, Resiliencia

ABSTRACT

This paper analyzes the current status of one of the oldest photovoltaic (PV) installations in Spain, dating back to 2006, with a panel technology and electrical/electronic components that has changed a lot in recent years. The 100 kW_p installation consists of 185 W_p monocrystalline Si panels and is connected to a single inverter, with a single maximum power point tracker. The visual inspection of the different components of the installation (panels, structures, wiring) was complemented with the inspection of the PV panels by means of complementary techniques (I-V curve, thermography and daylight electroluminescence), and the current status of the inverter was also checked by measuring its performance and its current operating range. It has been observed that the structure and wiring are in good condition. The analyzed PV panels have an average loss of 23% with respect to the nominal power, although some of them show a much higher degradation due to breakage from impacts. The inverter continues to perform very close to its initial value, but only for voltages values within its range of operation.

KEYWORDS: Solar Energy, Inspection, Installations, Defects, Resilience

INTRODUCCIÓN/INTRODUÇÃO

La energía solar fotovoltaica (FV) en España ha pasado por distintas épocas de altibajos. Hasta 2005 la potencia total instalada era de apenas decenas de MW, mientras que sólo en el 2008 se instalaron 2700 MW debido a cambios legislativos en primas y tarifas, introducidos entre 2004 y 2007. Posteriormente, tras varios años de estancamiento, el ritmo de las instalaciones vuelve a crecer de manera muy notable. Así, y según los datos oficiales de Red Eléctrica Española, la potencia solar fotovoltaica en España ha pasado de 4.767 MW a principios de 2019 a 15.190 MW a finales del 2021. El parque FV español es pues, bastante moderno, exceptuando aquellas primeras instalaciones.

Resulta, en este sentido, muy interesante realizar una inspección detallada del estado de las primeras instalaciones, analizando los principales elementos: los paneles FV, las estructuras sobre las que van sujetos, los inversores que transforman la corriente continua en alterna y el cableado que une los elementos eléctricos. La finalidad última es chequear la posible degradación de estos elementos, tratando de asegurar el mantenimiento de la instalación [Aghaei 2022, Koester 2022]. Esto permitirá, además, sacar conclusiones en términos de resiliencia y eficiencia de las plantas FV, que pueden resultar de interés para aplicar a las instalaciones más modernas.

Entre las técnicas de inspección de los paneles FV, las técnicas de inspección habituales vienen siendo la inspección visual, la caracterización I-V, la termografía infrarroja (TIR) y la electroluminiscencia (EL) [Gallardo-Saavedra 2020, Hoiaas 2022]. La inspección visual permite detectar módulos bastante dañados (vidrios rotos, decoloración o amarilleamiento, etc.), pero en muchas ocasiones no permite localizar algunos daños muy importantes de las células. La caracterización I-V permite obtener información muy interesante del estado del panel, ya que permite estimar con certeza la pérdida de potencia del panel o string, pero es una técnica lenta si se hace panel a panel, mientras que si se realiza por strings puede detectar algunos defectos importantes, pero es difícil asignar las causas. La TIR es una técnica bastante utilizada para la inspección rutinaria de toda una planta, ya que se realiza con los paneles en operación y se viene haciendo desde drones, aunque en este caso el nivel de información que da está bastante restringido, ya que detecta sólo puntos calientes, con una resolución baja si se hace desde un dron, y no permite en muchos casos determinar el origen del defecto. La TIR se puede realizar también panel a panel, pero sigue detectando sólo puntos calientes, sin permitir extraer información más detallada del origen de los defectos. Por su parte, la EL es una técnica cada vez más usada para la inspección de plantas FV por el alto nivel de detección de defectos que ofrece [IEA-PVPS 2021]. Permite visualizar los defectos de las células solares que componen el módulo FV, logrando conocer de forma objetiva el estado del mismo. Sin embargo, la realización de las medidas de EL se ve dificultada por la necesidad de inyectar corriente a los módulos, para lo que se necesita una fuente de alimentación adecuada, y al hecho de que se ha venido haciendo con cámaras de Si de muy alta resolución, que requieren de completa oscuridad. En los últimos años, sin embargo, se han implementado la técnica de EL diurna (dEL), entre otros por nuestro grupo [Stoicescu 2014, Adams 2015, Guada 2020], que permite realizar las medidas de EL in-situ en las plantas FV, lo que puede suponer un importante paso hacia la inspección masiva de las plantas FV. En este sentido, la caracterización complementaria de los paneles FV mediante inspección visual, caracterización I-V, TIR, y dEL, realizadas in-situ, permitiría obtener información más precisa del estado de los paneles FV.

Haciendo uso de esta caracterización complementaria, se ha planteado este trabajo para realizar una revisión del estado de los paneles de una instalación FV de 100 kW_p puesta en marcha en 2006 en la provincia de Palencia, España, que 20 años después de su instalación sigue en funcionamiento.

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y ELEMENTOS INSPECCIONADOS

Características de la instalación FV

La instalación fotovoltaica analizada está constituida por paneles BP-7185S de Silicio monocristalino (m-Si), con V_{mpp} de 36,5 V, I_{mpp} de 5,1 A y una potencia pico de 185 W. El número total de paneles es de 546, distribuidos en 39 strings en paralelo de 14 paneles cada uno, sumando una potencia total de 101,01 kW. El inversor instalado es un modelo Ingecom Sun 100 de 100 kW, con un único tracker para determinar el punto de máxima potencia (MPPT), con un rango de tensiones en el MPPT entre 405 y 750 V, con una intensidad máxima de 286 A y con un rendimiento mayor al 96% [Díez-Mediavilla 2012]. La estructura que sujeta los paneles es muy robusta, de aluminio de 100 mm, clavada al suelo. La unión de los perfiles es de aluminio y usa tuercas cuadradas y tornillos hexagonales de acero inoxidable con arandelas de seguridad M10. Los perfiles de la estructura van soldados, y los paneles van atornillados a la misma. Cada una de las estructuras alberga 7 paneles, colocados uno a continuación del otro en una fila, formando grupos, haciendo un total de 42 paneles por fila, salvo la primera (la que está más al norte de la finca), que dispone sólo de dos estructuras, con 14 paneles. Las estructuras disponen de un sistema mecánico manual que permite modificar la inclinación de los paneles a lo largo del año. Las cajas de protecciones usan un fusible y un magnetotermico de 1.000 V. El cableado al inversor va por un bus en cascada soterrado hasta la entrada MPPT del inversor.

METODOLOGÍA DE LAS INSPECCIONES REALIZADAS

Metodología de inspección de los paneles fotovoltaicos

La posibilidad actual de poder realizar las medidas de EL in-situ en las plantas FV, mediante la técnica de EL diurna (dEL), implementadas entre otros por nuestro grupo [Guada 2020], supone un importante paso hacia la inspección masiva de las plantas FV. La caracterización complementaria de los paneles FV mediante inspección visual, curva I-V, termografía IR (TIR) y dEL, realizadas todas ellas in-situ, permite obtener información más precisa del estado de los paneles FV.

Como ejemplo de esta caracterización complementaria, la Fig. 1 muestra la inspección realizada sobre los paneles FV instalados en el año 2019 en el tejado del Edificio de Investigación LUCIA de la Universidad de Valladolid. Si bien la inspección visual no permite detectar ningún defecto en el panel mostrado, de la caracterización I-V se deduce que el panel ha sufrido una pérdida de potencia nominal de 3,8% (sobre 330 W). La imagen TIR parece mostrar algunas células defectuosas, pero los contrastes de la imagen no permiten sacar mayores conclusiones. Por contra, la imagen dEL obtenida in-situ aporta información mucho más precisa sobre los defectos presentes en las células del panel. La gran ventaja que aporta la dEL frente a la EL convencional es que la inspección se puede realizar in-situ bajo cualquier nivel de irradiación, sin necesidad de desmontar los paneles y volverlos a montar de nuevo, suministrando información visual casi idéntica a la EL obtenida en oscuridad.

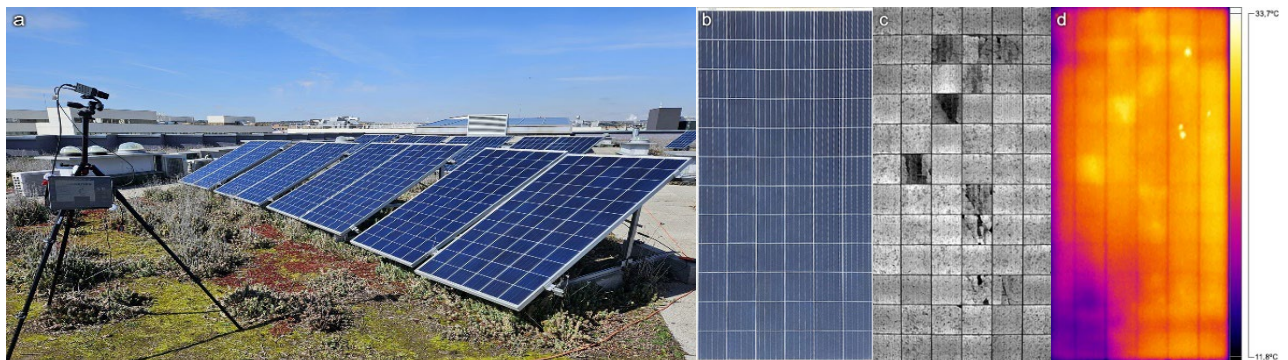


Fig. 1. a) Instalación FV en el tejado del Edificio LUCIA (Universidad de Valladolid) y realización in-situ de una inspección dEL; b) imagen visual de uno de los paneles; c) imagen dEL; d) imagen TIR.

Metodología de inspección de las estructuras, el cableado y los inversores

La inspección del cableado se ha realizado de forma visual, observando si los cables tenían algún tipo de defecto, analizando también la colocación de los cables en las estructuras y en los cuadros de conexiones. La inspección de las estructuras también ha sido visual, en busca de desperfectos y buscando si hubiera algún tipo de óxido, así como inspección mecánica, comprobando que el desplazamiento manual del eje funciona correctamente.

Para la inspección de los inversores, se ha analizado, por una parte, los elementos de refrigeración, observando si los ventiladores funcionan correctamente, y que no hubiera taponamientos que impidan la correcta circulación del aire. También se han tomado los datos en tiempo real de potencia DC respecto a la radiación que le llega a los paneles y la temperatura de los mismos, así como la potencia AC de salida, calculando de esta forma el rendimiento. Por otra parte, se ha hecho un análisis para determinar en qué punto del MPPT de tensión y corriente trabaja el inversor.

RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES REALIZADAS

Inspección del estado de los paneles fotovoltaicos

Para determinar con mayor precisión el estado de los paneles FV se ha realizado una inspección detallada con las técnicas complementarias mencionadas, con la ventaja de poderlas realizar todas ellas *in-situ*. Por el momento sólo se ha inspeccionado una muestra pequeña de paneles, por lo que no podemos extraer conclusiones globales de la instalación en su conjunto, aunque el estudio ya nos permite sacar algunas conclusiones interesantes sobre el estado de los paneles tras casi 20 años instalados. La pretensión es la de poder hacer una inspección de un número elevado (20%) de paneles de la instalación.

La inspección visual de los paneles ha permitido observar que un buen número de ellos presenta importantes defectos a simple vista, con roturas en zonas muy concretas del vidrio protector delantero. Cabe mencionar que este tipo de desperfectos no se observan de forma generalizada, sino puntual, de forma que un panel con este tipo de roturas está rodeado en muchas ocasiones por paneles sin ningún tipo de defecto visual. Se muestran en esta comunicación los resultados obtenidos de la inspección de varios paneles muy defectuosos, junto con otros paneles que a simple vista no presentan ningún tipo de defecto, tales como los paneles que se encuentran justo al lado de paneles defectuosos.

La tabla 1 muestra los resultados de la caracterización I-V realizada sobre 5 paneles muy defectuosos a simple vista (sombreados en gris en la tabla), y otros 7 paneles sin ningún defecto por inspección visual, 5 de ellos vecinos de los defectuosos. Puede observarse que la pérdida de potencia de los paneles con importantes defectos visuales excede en todos los casos el 29% respecto a la potencia nominal, llegando a pérdidas de hasta el 74%. Por su parte, los resultados muestran que los paneles no defectuosos a simple vista tienen también una reducción importante de potencia respecto a la nominal, del orden del 20-25%. Esto supone una pérdida media de más del 1% de potencia por año en los casi 20 años que tiene la instalación. Cabe mencionar que los paneles se compraron con una garantía de potencia de salida del 90% durante 12 años y del 80% durante 25 años, que como vemos no se está cumpliendo en muchos de los casos.

Tabla 1. Valores de V_{MPP} e I_{MPP} , así como de la potencia máxima, obtenidos a partir de la caracterización I-V de los paneles analizados, y pérdida respecto de los valores nominales

Denominación del panel	V_{MPP} (V)	Pérdida V_{MPP} (en %)	I_{MPP} (A)	Pérdida I_{MPP} (en %)	Potencia (W)	Pérdida potencia (en %)
#1	30,32	15,78	4,47	12,35	135,47	-26,77
#2	33,77	6,19	4,67	8,43	148,49	-19,74
#3	33,14	7,94	4,45	12,75	147,41	-20,32
#4	21,80	39,44	4,41	13,53	96,01	-48,10
#5	33,33	7,42	4,40	13,73	146,69	-20,71
#6	22,59	37,25	2,14	58,04	48,39	-73,84
#7	32,77	8,97	4,68	8,23	137,67	-25,29
#8	26,92	25,20	3,57	30,00	96,07	-48,07
#9	32,92	8,56	3,99	21,76	131,32	-29,02
#10	32,29	10,31	4,33	15,10	139,82	-24,42
#11	30,53	15,19	3,59	29,61	109,70	-40,70
#12	32,53	9,64	4,13	19,02	134,35	-27,38

Para tener una idea más clara del estado de los paneles y su degradación actual, la inspección visual junto con la caracterización I-V se ha complementado con inspecciones TIR y dEL. Las Figuras 2 y 3 muestran sólo algunos ejemplos ilustrativos, correspondientes a los paneles #2, #3, #4, #6, #7 y #11. Cabe mencionar que la emisión de electroluminiscencia de los paneles es muy baja, al tratarse de una tecnología de células/módulos bastante antigua, por lo que las inspecciones mediante dEL, en las condiciones en las que se hicieron (800-1100 W/m²), dan lugar a imágenes de baja calidad. A pesar de ello, la información es suficiente para poder determinar células defectuosas, si bien el tipo de defecto concreto puede no quedar claro. Los paneles seleccionados se corresponden con tres paneles sin defectos visuales grandes (#2, #3 y #7) y tres con importantes defectos visuales (vidrio roto) (#4, #6 y #11).

La Figura 2 (a – c) muestra las imágenes correspondientes el panel #2, y la Fig. 3a) su curva I-V. No se observan defectos por inspección visual, y por TIR tampoco se observa ninguna célula afectada (puntos calientes). Se trata de un panel con una pérdida de potencia respecto al valor nominal del 19,74%, que es la menor pérdida de los paneles incluidos en este estudio (tabla 1). Como puede observarse, la imagen de dEL, a pesar de su baja calidad, solo muestra una célula ligeramente defectuosa. En este caso, la información suministrada por las cuatro técnicas coincide en gran medida, y estaríamos ante un panel cuya pérdida de potencia sería atribuible a la degradación normal, aunque se trata de una degradación algo elevada de acuerdo al dato de garantía ofrecido por el fabricante. La Fig. 2 (d – f) se corresponde con el panel #3, y la Fig. 3b) con su curva I-V. La inspección visual sólo muestra amarillamiento. La inspección TIR no muestra tampoco ninguna célula dañada. El dato de pérdida de potencia respecto a la nominal es del 20,32%. Cabe destacar, sin embargo, que la imagen dEL muestra varias células afectadas, que debe tener relación con el amarilleamiento del panel. Este amarilleamiento y los defectos observados por dEL podrían indicar que es un panel que puede degradarse bastante en el futuro cercano, aunque de momento no muestra puntos calientes.

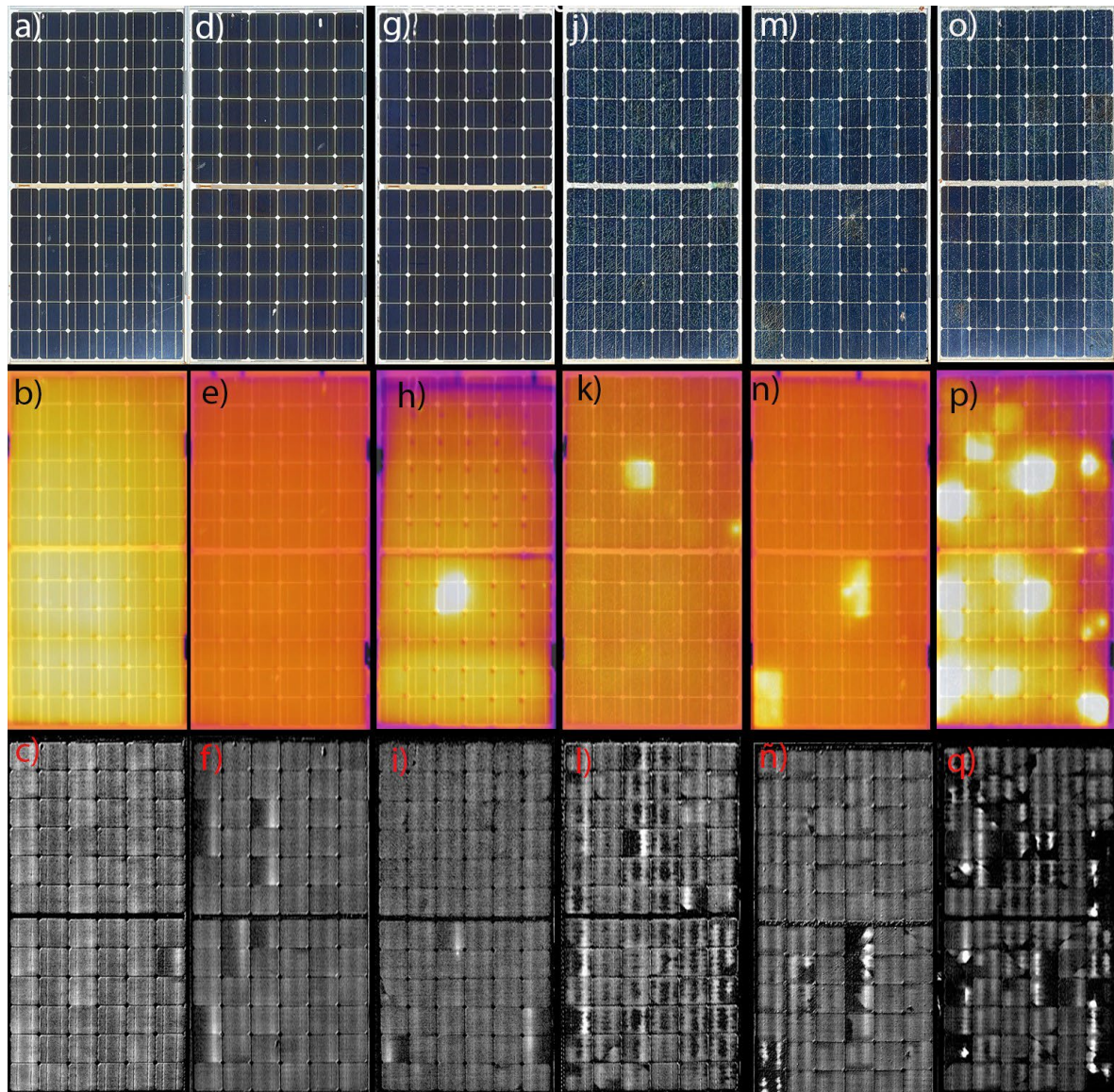


Fig. 2. Imágenes obtenidas por inspección visual (1ª fila), TIR (2ª fila) y dEL (3ª fila) de diferentes módulos: (a-c): #2; (d-f): #3; (g-i): #7; (j-l): #11; (m-ñ): #4; (o-q): #6

La Fig. 2(g-i) se corresponde con el panel #7, y la Fig. 3c) con su curva I-V. Por inspección visual de nuevo sólo se observa cierto amarillamiento. En este caso, por el contrario, la inspección TIR muestra una célula muy afectada. Este panel presenta una pérdida de potencia respecto a la nominal del 25,29%. y una curva I-V que refleja el mal funcionamiento de dos filas de células (conectadas a uno de los tres diodos de protección del panel). La imagen dEL muestra varias células afectadas. Curiosamente, la célula muy afectada observada por TIR no parece coincidir con las células defectuosas observadas por dEL. Sólo la información complementaria suministrada por las cuatro técnicas permite entender mejor el estado actual del panel.

Las Fig. 2(j - l), 2(m - ñ) y 2(o - q) corresponden con módulos con el vidrio roto (#11, #4 y #6), y las Fig. 3(d - f) con sus curvas I-V. El panel #11, Figs. 2(j - l) y 3d), muestra sólo una célula muy caliente en la imagen TIR; sin embargo, presenta varias células defectuosas en la imagen dEL. La pérdida de potencia de este panel respecto al valor nominal, del 40,70%, y la forma de la curva I-V, que muestra deficiencias tanto en la resistencia serie como paralelo, cuadra mejor con los numerosos defectos observados por dEL. Por su parte, el panel #4, Figs. 2(m - ñ) y 3e), con una pérdida de potencia respecto al valor nominal del 48,10% y una curva I-V muy afectada, presenta varias células afectadas según la imagen TIR, aunque es la imagen dEL la que permite ver con mucho más detalle la afectación de dichas células, y muestra algunas otras células también defectuosas, que la imagen TIR no revela. Por último, el panel #6, Figs. 2(o - q) y 3f), presenta una imagen TIR con numerosas células con temperaturas elevadas, que la imagen dEL también localiza, aunque la dEL muestra muchas más células defectuosas y con daños elevados, que la imagen

TIR de nuevo no revela. La pérdida de potencia respecto del valor nominal, del 73,84%, y la forma de la curva I-V, corroboran la enorme afectación de este panel.

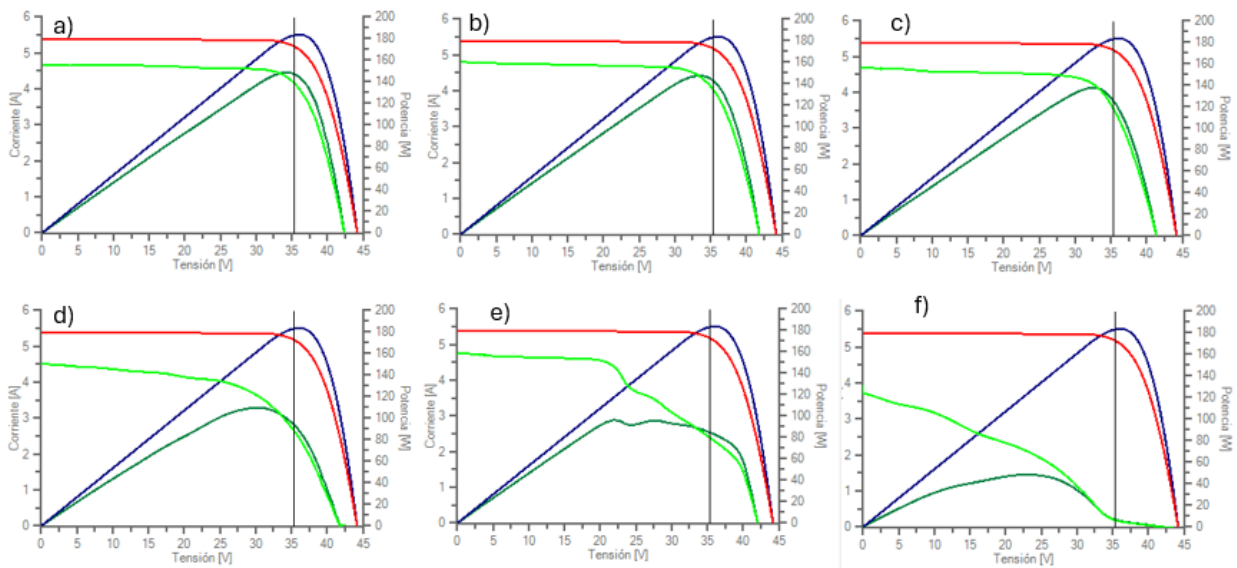


Fig. 3. Curvas I-V de los paneles cuyas imágenes se muestran en la Fig. 2: a) módulo #2; b) módulo #3; c) módulo #7; d) módulo #11; e) módulo #4; f) módulo #6. (En rojo: curva I-V nominal. En azul: curva P-V nominal. En verde claro: curva I-V actual. En verde oscuro: curva P-V actual).

La tabla 2 resume, para los 12 paneles analizados en esta comunicación, los defectos detectados por cada una de las cuatro técnicas empleadas. Cabe destacar que si bien la curva I-V y el dato de potencia actual (y la consiguiente pérdida de potencia respecto del valor nominal) aporta bastante información del estado actual del panel, las técnicas TIR y dEL aportan información complementaria muy valiosa para determinar qué células concretas están más dañadas. Claramente la información obtenida mediante dEL aporta una información mucho más precisa y completa del estado de las diferentes células que conforman el panel.

Tabla 2. Tipos de defectos detectados en los paneles FV analizados a partir de las técnicas de inspección (inspección visual, TIR, dEL y caracterización I-V)

Denominación del panel	Inspección visual	TIR	dEL	Caracterización I-V
#1	Panel con suciedad	No se detecta	No se detecta	Fallo leve en la resistencia serie
#2	Panel limpio	No se detecta	No se detecta	No se detecta
#3	Amarillento	No se detecta	No se detecta	No se detecta
#4	Vidrio roto, 2 impactos	4 puntos calientes	7 células rotas	Rotura de células en 1 o 2 string de células
#5	Panel limpio	No se detecta	No se detecta	No se detecta.
#6	Vidrio roto	12 puntos calientes	18 células rotas	Fallo en todos los strings
#7	Amarillento	1 punto calientes	No se detecta	No se detecta fallo
#8	Vidrio roto	10 puntos calientes	12 células rotas	Fallo en todos los strings
#9	Vidrio roto	1 punto calientes	No se detecta	Fallo resistencia serie
#10	Amarillento	No se detecta	1 célula rota	No se detecta.
#11	Vidrio roto	2 puntos calientes	Se detecta PID	Fallo resistencia serie y resistencia paralelo: seguramente 1 o 2 células actúan de carga
#12	Amarillento	No se detecta	No se detecta	No se detecta

El mal estado de muchos de los paneles FV debe ser tenido muy en cuenta en esta instalación, ya que al contar con un sólo inversor centralizado el deterioro de algunos strings va a provocar desequilibrios entre ellos, que van a producir corrientes inversas, provocando zonas calientes y un mayor deterioro de la instalación.

Inspección del estado de las estructuras, el cableado y los inversores

La inspección visual de la estructura no ha mostrado defectos, tales como oxidaciones. Por su parte, el cableado no ha mostrado tampoco ningún tipo de defectos. Estos dos elementos de la instalación se mantienen pues en un estado adecuado, a pesar de haber transcurrido casi 20 años desde la construcción de la planta FV.

Para analizar el estado del inversor se ha analizado su rendimiento actual, así como los márgenes en los que opera, para determinar si la tensión V_{PPT} máxima y mínima sigue estando dentro de los márgenes del MPPT del inversor.

En cuanto al rendimiento, se ha hecho una estimación comparando la potencia AC frente a la potencia DC en un punto real de funcionamiento. Así, se ha observado que en un momento dado el inversor da una potencia AC de salida de 81,99 kW, para una potencia de entrada de los paneles DC de 85,89 kW, dando como resultado en ese punto un rendimiento del 95,45%. Comparándolo con su hoja de características, que indicaba un rendimiento máximo del 96,8%, y un rendimiento europeo del 95,7%, se puede concluir que el rendimiento del inversor sigue siendo óptimo.

Para hacer una estimación de los márgenes de tensión en los que opera actualmente el inversor hemos procedido a realizar un cálculo estimativo sencillo. A partir de los valores nominales de la instalación (strings de 14 paneles, V_{MPP} de cada panel igual a 36,5 V, para STC), tenemos un valor de V_{MPP} por string de 511 V (STC). A partir de los resultados obtenidos para los paneles analizados (tabla 1), tenemos una pérdida media de tensión respecto al MPPT del 14%.

Haciendo uso del valor nominal de corrección en temperatura de los paneles ($\beta = -0,16$ V/K), los voltajes de operación de los paneles para la tensión correspondiente al valor nominal MPP ($V_{MPP_{25}} = 36,5$ V) para temperaturas extremas (consideramos 20°C en invierno y 60°C en verano) se pueden determinar aplicando la expresión dada por la normativa IEC 60891:

$$V_T = V_{25} + \beta * (T - 25) \quad (1)$$

siendo T la temperatura del módulo.

Los valores V_{MMP_MIN} y V_{MMP_MAX} por panel, considerando los valores nominales del V_{MPP} , serían:

$$V_{MPP_MIN} = 36,5 - 0,16 * (60 - 25) = 30,9 \text{ V}$$

$$V_{MPP_MAX} = 36,5 - 0,16 * (20 - 25) = 37,5 \text{ V}$$

de forma que para todo el string de 14 paneles, tenemos valores $V_{MPP_MIN} = 432,6$ V y $V_{MPP_MAX} = 524$ V, lo que en efecto queda dentro del rango de tensiones de operación del inversor que se adquirió para esta instalación (405 – 750 V).

Sin embargo, teniendo en cuenta ahora la pérdida media de tensión de los paneles, del 14%, las tensiones V_{MPP_MAX} y V_{MMP_MIN} habrán cambiado, dando como resultado.

$$V_{MPP_MIN_actual} = V_{MPP_MIN_nominal} * eficiencia_{actual} = 432,6 * 0,86 = 372 \text{ V}$$

$$V_{MPP_MAX_actual} = V_{MPP_MAX_nominal} * eficiencia_{actual} = 524 * 0,86 = 450,64 \text{ V}$$

de forma que las tensiones mínima y máxima que le estarían proporcionando los paneles al inversor, en el MPP, estarían en el rango 372 – 450,6 V. Dado que la tensión mínima de operación del inversor es de 405 V, esto significa que el inversor no está trabajando en el punto MPP para tensiones bajas de los paneles, y por tanto se están generando pérdidas en esas situaciones.

Las posibles soluciones a este problema son varias, entre ellas cambiar el cableado de la instalación y poner más paneles en serie, aunque cablear de nuevo toda la instalación no es fácil. Otra posible solución es buscar otro inversor adecuado para el nuevo rango de tensiones, aunque se trata de una solución también difícil, ya que los inversores que se fabrican actualmente cuentan con múltiples MPPTs de bajas corrientes, en lugar de uno solo de alta corriente como es el que se instaló.

Este problema debe ser tenido en cuenta a la hora de realizar la instalación, por lo que este estudio resulta interesante de cara al diseño de las nuevas instalaciones FV. La solución más sencilla para evitar esta situación es tener en cuenta que la tensión de los paneles va a ir disminuyendo progresivamente, junto con los cambios debidos a invierno y verano, lo que se debe tener en cuenta a la hora de fijar los límites de las tensiones superior e inferior del inversor.

CONCLUSIONES/COMENTÁRIOS FINAIS

Se ha analizado con detalle el estado actual de una de las primeras instalaciones FV de España, que data del año 2006, inspeccionando tanto la estructura que soporta los paneles, el cableado eléctrico, el estado del inversor y el estado de los propios paneles FV. Los paneles se han inspeccionado con técnicas complementarias in-situ: inspección visual, caracterización I-V, TIR y dEL. La estructura y el cableado siguen en buen estado. El inversor sigue teniendo un rendimiento muy próximo a su valor inicial, pero solo para valores de tensión dentro de su rango de operación, por lo que para temperaturas altas de los paneles el inversor no trabaja de forma óptima. La parte de la instalación que más ha sufrido el deterioro son los paneles FV, con una pérdida media de aproximadamente el 23% respecto a la potencia nominal, aunque algunos presentan una degradación mucho más elevada, debido a roturas por impactos. Este trabajo demuestra la importancia de una inspección detallada de los distintos elementos de la instalación FV. Los resultados deben ser tenidos en cuenta para optimizar la producción con el paso de los años y para que la instalación pueda soportar mejor el deterioro de sus elementos, y reemplazara algunos si fuese necesario. Además, se pueden sacar conclusiones de cara a nuevas instalaciones, como ampliar el rango de tensiones de operación del inversor, para tener en cuenta la pérdida de potencia de los paneles con los años. Aunque no deja de ser un estudio preliminar de esta instalación, los resultados obtenidos son bastante robustos.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la financiación obtenida a través del proyecto *PID2020-113533RB-C33*, del Ministerio de Ciencia e Innovación, y del proyecto de la Junta de Castilla y León, el Ministerio de Ciencia e Innovación y la Unión Europea (NextGenerationEU / PRTR) “*Programa Complementario de Materiales Avanzados*”. C. de Castro agradece la financiación recibida a través del Programa Investigo del Ministerio de Trabajo del Gobierno de España. K.P. Sulca agradece la financiación recibida a través del programa de contratos predoctorales de la Univ. de Valladolid.

REFERENCIAS/REFERÊNCIAS

- Adams J., Doll B., Buerhop C., Pickel T., Teubner J., Camus C. and Brabec C.J. (2015). Non-Stationary Outdoor EL-Measurements with a Fast and Highly Sensitive InGaAs Camera. *Proceedings of the 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pp. 1837-1841.
- Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K., Oreski G., Reinders A., Schmitz J., Theelen M., Yilmaz P. and Kettle J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 159, 112160.
- Díez-Mediavilla M, Alonso-Tristán C, Rodríguez-Amigo M.C., García-Calderón T. and Dieste-Velasco M.I. (2012). Performance analysis of PV plants: Optimization for improving profitability. *Energy Conversion and Management* 54, 17-23
- Gallardo-Saavedra S., Hernández-Callejo L., Alonso-García M.C., Santos J.D., Morales-Aragones J.I., Alonso-Gómez V., Moretón-Fernández A., González-Rebollo M.A. and Martínez O. (2020). Nondestructive characterization of solar PV cells defects by means of electroluminescence, infrared thermography, I-V curves and visual tests: Experimental study and comparison. *Energy* 205, 117930.
- Guada M., Moretón A., Rodríguez-Conde S., Sánchez L.A., Martínez M., González M.A., Jiménez J., Pérez L., Parra V. and Martínez O. (2020). Daylight luminescence system for silicon solar panels based on a bias switching method *Energy Science & Engineering* 8, 3839-3853.
- Hoias I., Grujic K., Gerd A., Burud I., Olsen E. and Belbachir N. (2022). Inspection and condition monitoring of large-scale photovoltaic power plants: A review of imaging technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 161, 112353.
- IEA-PVPS. (2021). Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems - Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment.
- Koester L., Lindig S., Louwen A., Astigarraga A., Manzolini G. and Moser D. (2022). Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 165, 112616.
- Stoicescu L., Reuter M. and Werner J.H. (2014). Days: luminescence imaging of PV modules in daylight. *Proceedings of the 29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pag. 2553.