

## ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN GENERADOR DE SILICIO CRISTALINO DE 7 kW TRAS 16 AÑOS DE OPERACIÓN EN MADRID

**Moretón R.\*, Lorenzo E.\*, Zilles R.\*\*, Gómez T.\*\*\*, Martínez de Olcoz A.\*\*\*\***

\*Instituto de Energía Solar - Departamento de Electrónica Física, Universidad Politécnica de Madrid, Ciudad Universitaria s/n, Madrid, 28040, (Madrid) España, fono/fax +34-914533558/+34-915446341, [rodrigomoreton@ies-def.upm.es](mailto:rodrigomoreton@ies-def.upm.es)

\*\*Instituto de Electrotécnica e Energía, Universidad de Sao Paulo, Sao Paulo, Brasil

\*\*\*Instituto Nacional de Tecnología Aeroespacial (INTA), Madrid, España

\*\*\*\*INTA Asistente externo (Ingeniería y Servicios Aeroespaciales, INSA), Madrid, España

### RESUMEN

Este artículo presenta la degradación observada en un generador de x-Si 7 kW de potencia tras 16 años de exposición en la terraza del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid. La caída de la potencia pico ha sido del 9% durante dicho periodo o, lo que es equivalente, una degradación anual del 0,56%; mientras que la desviación típica se ha mantenido básicamente constante. Los principales defectos visuales observados han sido delaminaciones en la superficie PET/PVF de la cara posterior de los módulos y roturas en las cajas de conexión y en la unión entre marco y vidrio. Todos los módulos analizados han pasado con suficiencia las pruebas de aislamiento eléctrico dispuestas en la norma IEC 61215, tanto en seco como en mojado.

**PALABRAS CLAVE:** degradación; funcionamiento de módulos FV a largo plazo; cajas de conexión; delaminación.

### ABSTRACT

The degradation observed on a 7 kWp Si-x PV array after 16 years of exposure on the roof of the Solar Energy Institute of the Polytechnic University of Madrid is presented. The mean peak power degradation has been 9% over this time, or an equivalent to 0.56% per year, while peak power standard deviation has remained constant. The main visual defects are back-sheet delamination at the PET/PVF outer interface, and cracks in the terminal boxes and at the joint between the frame and the laminate. Insulation resistance complies well with the requirements of the IEC 61215 tests.

**KEYWORDS:** degradation; long-term PV module performance; terminal box; delamination.

## INTRODUCCIÓN

Cada vez es más habitual encontrar información en la literatura sobre el funcionamiento de módulos fotovoltaicos de x-Si después de largos periodos de funcionamiento. Estas publicaciones suelen provenir de pruebas realizadas en laboratorio, como las de degradación acelerada (Skoczek, 2009), así como de análisis sobre pequeños sistemas fotovoltaicos en manos de grupos de investigación (Sánchez-Friera, 2011). Unidos a estudios concretos sobre alguna característica particular de los módulos (Jorgensen, 2008), constituyen una información muy útil que ayuda a entender los mecanismos de degradación por exposición exterior y, por tanto, a mejorar la fiabilidad a largo plazo de los módulos fotovoltaicos. En general, las pruebas muestran que el cumplimiento de los estándares establecidos por la norma IEC-61215 (IEC, 2006), a pesar de no estar específicamente diseñada para la medida de la degradación sino para asegurar una cierta robustez en módulos y procesos de fabricación, se ve acompañado por tasas de degradación en la potencia pico equivalentes al 0,6-1,0% anual para casos de entre 10 y 20 años de exposición. Los principales defectos observados son: amarillamiento del etilen-vinil-acetato (EVA), oxidación de las mallas metálicas, delaminación, degradación por suciedad,... Más en detalle, un reciente informe sobre tasas de degradación muestra una media de 0,7% al año y una mediana del 0,5% (Jordan, 2010). El descenso en la potencia máxima parece depender principalmente de la exposición a luz ultravioleta que ayuda a explicar las diferencias en las tasas de degradación anual entre distintos proyectos.

En este artículo se presenta la degradación observada en un generador fotovoltaico de x-Si y 7 kW de potencia tras 16 años de exposición al Sol. Está situado en la terraza del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (40,45 N, 3,72 W, 667 m de altitud). El año meteorológico típico del lugar es: irradiación solar global horizontal,  $G_Y(0) = 1.640 \text{ kWh/m}^2$ ; irradiación solar sobre el plano del generador,  $G_Y(20) = 1.830 \text{ kWh/m}^2$ ; temperatura ambiente media,  $T_Y = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ ; humedad relativa,  $HR = 57\%$ . El generador está constituido por 90 módulos fabricados por Isofotón S.A. en 1992. Cada módulo está compuesto de 60 células solares de silicio monocristalino tipo-p, texturizado con una capa antirreflexiva de  $\text{TiO}_x$ . Las células están encapsuladas con EVA entre un vidrio templado de alta transmitividad y un compuesto de Tedlar® (PVF) y poliéster (PET), con una configuración PVF/PET/PVF que hace las veces de capa posterior. El laminado está rodeado por un marco de aluminio anodinado, al que está unido mediante silicona. El generador fotovoltaico se conectó por primera vez a la red el 13 de noviembre de 1993 por medio de un inversor con aislamiento galvánico entre los circuitos de DC y de AC; y se ha mantenido en funcionamiento durante más del 75% del tiempo, mientras que durante el restante 25% ha sido usado para diferentes propósitos de investigación, principalmente pruebas de bombeo con sistemas fotovoltaicos. La figura 1 muestra: (a) una vista general de la instalación y (b) un detalle de uno de los módulos. Conviene destacar la separación de 2 cm existente entre el marco y las células en la parte inferior del mismo, pues ha evitado que la suciedad acumulada en esa zona incida tanto sobre la producción energética como generando posibles fallos de seguridad eléctrica.

De hecho, a pesar de la significativa degradación tanto de la parte posterior de los módulos como de la unión con el marco, los módulos han pasado satisfactoriamente los dos test de aislamiento (aislamiento dieléctrico y prueba de fugas en mojado) establecidos por la norma IEC-61215 (IEC, 2006). Hasta la fecha, por lo que sabemos, no se han publicado resultados de pruebas de fugas en mojado en módulos envejecidos. Por tanto, el buen

aislamiento eléctrico de los módulos ensayados puede entenderse como una de las buenas noticias de este artículo. Este hecho es particularmente interesante ya que las pruebas de degradación acelerada (ciclado térmico y rampas de calor) recogidas en la norma IEC-61215 no dan lugar a delaminaciones en los módulos, de modo que el posible riesgo eléctrico asociado a las mismas no puede ser analizado en módulos sometidos a envejecimiento acelerado, sino solamente en aquellos que han envejecido de manera natural, tras muchos años de exposición a los elementos.



Figura 1. (a) Vista general de la instalación. (b) Vista en detalle de uno de los módulos. La separación de 2 cm entre el marco y las células en la parte inferior del mismo ha evitado que la suciedad afecte al rendimiento energético y a la seguridad eléctrica.

Además, la caída en la potencia eléctrica ha sido, en promedio, de 0,56% por año, lo que concuerda con lo descrito por otros autores. A pesar de no ser un resultado nuevo, consideramos que sigue siendo valioso, ya que conseguir tasas de degradación razonablemente precisas requiere el paso de varios años entre las medidas iniciales y finales, y esta dificultad hace que dichas medidas sean relativamente escasas.

## DEFECTOS VISUALES

Durante los primeros 13 años de exposición al Sol, el único síntoma de degradación observable apareció en las cajas de conexión. De hecho, aunque dichas cajas son del tipo IP65, no fueron específicamente diseñadas para módulos fotovoltaicos, sino para instalaciones eléctricas en general, e incluyen agujeros laterales con sus correspondientes pasamuros. La degradación se dio en forma de roturas en dichos pasamuros (figura 2a). En cualquier caso, hay que señalar, por una parte, que este tipo de cajas de terminales son fácilmente sustituibles por otras nuevas y, por otra, que no han sido usadas posteriormente por la industria fotovoltaica; de modo que no merecen aquí mayor comentario.

En los últimos 3 años, han aparecido notables delaminaciones en la capa externa PET/PVF de la cara posterior de los módulos (figura 2b y 2c). Este fenómeno afecta áreas de 62 módulos, el 68% del total. Esto parece indicar un problema de estabilidad relativo al adhesivo usado por el suministrador del compuesto (Sánchez-Friera, 2011). Conviene recordar que la interacción entre la capa de polímero (PVF) y la cubierta inorgánica (PET) ha sido subrayado como uno de los puntos críticos de esta tecnología. Por otra parte, también aparecieron síntomas de degradación en la unión entre el marco y el laminado (figura 3). A diferencia de lo observado por otros autores, no hemos observado otros

defectos visuales, como laminaciones en la cara frontal (el llamado “milky pattern”) u oxidaciones en los contactos. Esto último sugiere que, a pesar de las delaminaciones en la cara posterior, la capa PVF/PET restante ha sido capaz de evitar la entrada de humedad en los módulos. La sequedad del clima de Madrid puede ayuda a explicar este resultado.

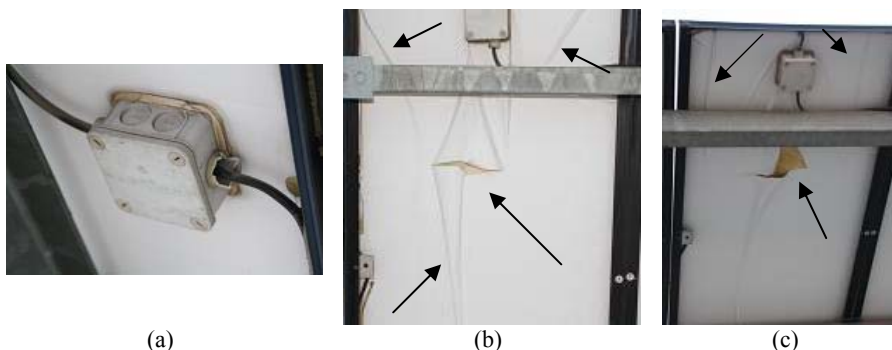


Figura 2. (a) Roturas en los pasamuros de las cajas de terminales que aparecieron en los 13 primeros años de funcionamiento. (b) y (c) Defectos visuales aparecidos en los últimos 3 años de funcionamiento: delaminación en la capa PVF/PET externa de la cara posterior.



Figura 3. Defectos visuales aparecidos en los módulos tras 16 años de funcionamiento: (a) roturas y (b) musgo en la unión entre el marco metálico y el laminado.

## COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO

Tres días después de su instalación en noviembre de 1993, cada uno de los 90 módulos que componen el generador fueron medidos en el exterior por medio de una carga capacitiva y dos módulos fotovoltaicos de referencia, del mismo tipo que los instalados pero calibrados previamente por el CIEMAT, y que sirvieron para medir la radiación incidente y la temperatura de operación de las células. Este mismo proceso fue repetido en julio de 2009, tras la recalibración de los módulos de referencia, hecha nuevamente por el CIEMAT. Teniendo en cuenta los tres días iniciales de exposición, consideramos que la posible degradación inicial de los paneles, típica de la contaminación por oxígeno en células solares tipo p de Si cristalino dopadas con boro, ya se había dado en el momento de la medida. Por tanto, consideramos que los valores iniciales corresponden a la llamada potencia

estabilizada. La tabla 1 presenta los resultados en términos de promedio y desviación típica de las principales características de los módulos en Condiciones Estándar de Medida.

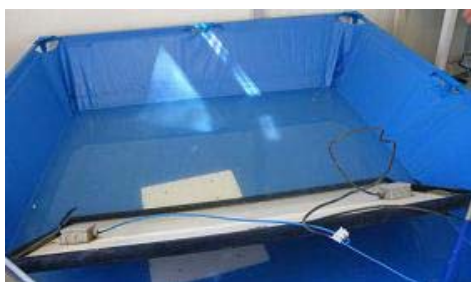
Tabla 1. Características en CEM de los Módulos Fotovoltaicos.

Características en CEM	1993		2009	
	Promedio	Desviación típica	Promedio	Desviación típica
Potencia máxima (W)	81,1	1,1	73,8	1,5
Corriente de cortocircuito (A)	16,14	0,30	14,85	0,14
Tensión de circuito abierto (V)	7,23	0,06	7,14	0,07
Factor de forma	0,696	0,01	0,696	0,01

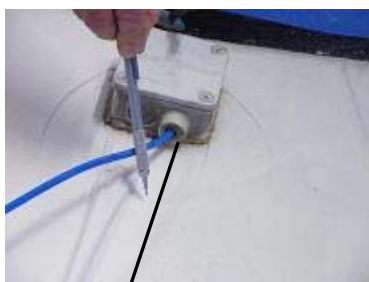
Conviene resaltar que el envejecimiento ha reducido la potencia pico pero no ha incrementado los valores de desviación estándar. Esto sugiere procesos homogéneos de fabricación y puede ser entendido como una buena noticia, ya que implica que las pérdidas por dispersión de parámetros en grandes generadores fotovoltaicos no aumentan significativamente con el tiempo. Otros autores mencionan resultados similares (Skoczek, 2009; Sánchez-Friera, 2011). La reducción de la potencia pico a lo largo de estos 16 años ha sido, en promedio, del 9,0%, o tal y como se considera habitualmente, del 0,56% al año. No obstante, es necesario ser cautos con esta última afirmación: debido a la falta de medidas intermedias, no se puede asegurar que la degradación haya sido homogénea a lo largo del tiempo, tal y como se deriva de un dato constante por año. De cualquier manera, otros autores han sugerido que la degradación en la potencia entregada por un módulo fotovoltaico tiende a ser lineal con el tiempo, especialmente para periodos de muchos años.

## AISLAMIENTO ELÉCTRICO

Con el objetivo de conocer hasta que punto los señalados defectos podían afectar a la seguridad eléctrica de la instalación, se desmontaron 6 módulos seleccionados aleatoriamente y se sometieron a las pruebas de aislamiento dieléctrico y de fugas en mojado descritos en la norma IEC-61215.



(a)



(b)

Figura 4. Prueba de fugas en mojado. (a) El módulo se sumerge hasta las cajas de terminales en una solución acuosa de  $656 \Omega\text{cm}$  de resistividad y se aplica el voltaje entre los polos cortocircuitados y el marco. (b) Detalle de la inmersión: la línea indica el nivel del líquido. La parte no sumergida se rocía con un spray con la misma solución acuosa.

Los voltajes aplicados fueron 1.216V y 500V, respectivamente. Para ambas pruebas, el criterio de aceptación es que el producto de la resistencia de aislamiento resultante,  $R_{ISO}$ , por la superficie del módulo,  $S$ , debe ser igual o mayor que  $40 \text{ M}\Omega\text{m}^2$ . Al ser  $S=0,7965 \text{ m}^2$ , resulta que  $R_{ISO}$  debe ser igual o mayor que  $50,2 \text{ M}\Omega$ . La figura 4 muestra los detalles de la prueba de fugas en mojado mientras la tabla 2 presenta los resultados para ambas pruebas. Todos los módulos cumplieron sobradamente con los requerimientos establecidos.

Tabla 2. Resultados de las pruebas de aislamiento dieléctrico y de fugas en mojado para los 6 módulos aleatoriamente seleccionados.

<b>IEC 61215 test result, <math>R_{ISO}(\text{M}\Omega)</math></b>		
Número de serie	Aislamiento dieléctrico	Fugas en mojado
000030	2590	327
000066	3120	379
000058	2530	303
000077	2830	439
000088	2480	427
000039	2210	316

## CONCLUSIONES

Este artículo ha presentado el rendimiento a largo plazo de un sistema fotovoltaico de 7 kWp, compuesto por 90 módulos fotovoltaicos de x-Si, después de 16 años de exposición en Madrid. Los principales defectos visuales han sido delaminaciones en la capa PVF/PET externa de la parte posterior de los módulos, así como roturas en las cajas de terminales y en la unión entre el marco y el laminado. En cualquier caso, el impacto de estos defectos en el funcionamiento de los módulos ha sido más bien bajo: la reducción de la potencia pico ha sido, en promedio, del 9%, manteniéndose dentro de los límites de garantía ofrecidos por el fabricante; la desviación típica en la potencia se ha mantenido básicamente constante; y la resistencia de aislamiento es varias veces más grande que lo requerido para pasar satisfactoriamente las pruebas establecidas por la norma IEC-61215. Por tanto, se puede concluir que el generador fotovoltaico sigue entregando potencia en condiciones seguras.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al CIEMAT la calibración de los módulos de referencia.

## REFERENCIAS

- International Electrotechnical Commission. (2006). Standard IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic module design qualification and type approval. Secciones 10.3 y 10.15
- Jordan DC et al (2010). Outdoor PV Degradation Comparison. *Proceedings of the 35<sup>th</sup> IEEE PV Specialists Conference*.
- Jorgensen GJ, McMahon TJ. (2008). Accelerated and outdoor aging effects on photovoltaic module interfacial adhesion properties. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16 (6), 519-527.
- Sánchez-Friera P et al (2011). Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.
- Skoczek A. et al. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 17, 227-240.