

## ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE POTENCIA DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS A SOL REAL EN MADRID (ESPAÑA)

Solís A.E.M.\*, Adrada G.T.\*\*, Amador G.J.\*\*

\* Departamento de Ingeniería, Ric Energy Group, Paseo de la Castellana 91, 28046, Madrid (España), [esolis@ric.energy](mailto:esolis@ric.energy)

\*\* Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) Universidad Politécnica de Madrid (UPM) Ronda de Valencia 3. 28012 Madrid (España) [t.adrada@upm.es](mailto:t.adrada@upm.es) (Tel.: +34-913366843) [julio.amador@upm.es](mailto:julio.amador@upm.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2038>

### RESUMEN

Este artículo analiza la degradación de potencia, respecto a condiciones estándar de medida, de seis generadores fotovoltaicos de diferentes tecnologías de célula: silicio cristalino y capa fina, instalados en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid durante un periodo de tres años y medio mediante la determinación de la tasa de degradación de dos parámetros: potencia en "Condiciones Estándar de Medida" y Performance Ratio de corriente continua con diferentes métricas para reducir los efectos debidos a la temperatura, irradiancia solar y distribución espectral, este último factor muy importante para las tecnologías de lámina delgada. Para determinar estas tasas de degradación se utilizan métodos estadísticos de análisis de tendencia de series temporales. Los resultados muestran el método estadístico que suministra mayor precisión y contribuyen a un mayor conocimiento del comportamiento energético de los generadores fotovoltaicos de diferentes tecnologías bajo condiciones de operación a sol real bajo un clima continental como el de Madrid (España).

PALABRAS CLAVE: energía solar fotovoltaica, degradación de potencia, performance ratio, capa fina.

### ABSTRACT

This article analyses the power degradation of six photovoltaic generators of different cell technologies: crystalline silicon and thin film, installed on the terrace of the School of Industrial Engineering and Design of the Polytechnic University of Madrid over a period of three and a half years by determining the degradation rate of two parameters: power in "Standard Test Conditions" and Performance Ratio of direct current with different metrics to reduce the effects due to temperature, solar irradiance and spectral distribution, this last factor being very important for thin film technologies. Statistical methods of time series trend analysis are used to determine these degradation rates. The results show the statistical method that provides the highest precision and contributes to a greater knowledge of the energy behaviour of photovoltaic generators of different technologies under operating conditions in real sunshine in the continental climate of Madrid (Spain).

KEYWORDS: photovoltaic solar energy, power degradation, performance ratio, thin film.

## INTRODUCCIÓN

Los avances tecnológicos y de costes de la energía solar fotovoltaica han situado a esta energía renovable como una de las más relevantes en la transformación de la matriz energética mundial. Esto conlleva un mayor interés en la caracterización energética de las diferentes tecnologías fotovoltaicas existentes en el mercado. La predominante continúa siendo la basada en silicio cristalino (c-Si). Las tecnologías de lámina delgada representan un porcentaje menor del mercado, con un 4% de la potencia instalada mundial en 2019, pero su presencia sigue siendo significativa con una producción mundial de 4,5 GWp (ISE Fraunhofer, 2019).

Existe actualmente un menor conocimiento del comportamiento eléctrico bajo condiciones de sol real de las tecnologías de lámina delgada que las de c-Si pero, en ambos casos, los valores de tasas de degradación publicados difieren considerablemente.

La determinación de la degradación sufrida por los sistemas fotovoltaicos es compleja porque depende de una gran cantidad de factores: el tipo de tecnología fotovoltaica (Belluardo et al. 2015), el emplazamiento, la meteorología, las condiciones de fabricación (Ye et al. 2014), el transporte, la instalación y las características suministradas por el fabricante (Skoczek et al. 2009). Debido a esta diversidad de factores, las tasas de degradación sufridas por los sistemas fotovoltaicos presentan gran variabilidad según el estudio concreto realizado: Lam et al. (2004), Jordan y Kurtz, (2013); Jordan et al. (2016); Belluardo et al. (2015), Makrides et al. (2010).

Por otra parte, la incertidumbre de la tasa de degradación anual puede ser alta dependiendo de los métodos utilizados para su determinación (Makrides et al. 2010), de los criterios de filtrado de los datos monitorizados (Radue y Van Dyk, 2009; Jordan y Kurtz, 2014) que son fundamentales para eliminar valores atípicos (Davis et al. 2012; Jordan y Kurtz, 2014; Jordan et al. 2010; Makrides et al. 2010), de las técnicas de análisis (Makrides et al. 2010) y del periodo de estudio que debe ser como mínimo de tres años (Jordan y Kurtz, 2010) (Osterwald et al. 2006).

Los criterios de filtrado tienen especial importancia para la irradiancia solar sobre el plano de captación (Jordan y Kurtz, 2014) con límites inferiores de  $250 \text{ W/m}^2$  para eliminar los efectos de baja irradiancia y ángulos de incidencia superiores a  $60^\circ$ , sombreados, etc. (Shrestha y Tamizhmani, 2015; Fuentes et al. 2007; Fuentes, 2009; Nofuentes et al. 2009; Torres et al. 2014; Torres 2015; Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b) que en otros casos se eleva hasta  $700 \text{ W/m}^2$  para minimizar aún más los efectos espectrales y de ángulo de incidencia (Whitaker et al. 1997).

Un amplio número de estudios realizados en condiciones climáticas diferentes muestran que la tasa de degradación es mayor en las tecnologías de lámina delgada, para la potencia (Jordan et al. 2016) y el Performance Ratio (PR) (Belluardo et al. 2015). Otros autores como Ye et al. (2014) analizan la degradación comparando medidas curvas I-V bajo sol real, estableciendo que la baja tasa de degradación de los módulos de c-Si es debida principalmente a una ligera disminución de su intensidad de cortocircuito, mientras que la mayor tasa de degradación de los módulos de lámina delgada se debe principalmente a disminuciones significativas de tensión de circuito abierto y factor de forma, por aumento de la resistencia serie. Skoczek et al. (2009) muestra que no hay diferencias significativas en la degradación de silicio monocristalino y policristalino, pero si influye el tipo de encapsulante y la capa posterior, presentando mayor degradación los módulos de vidrio-vidrio que los de vidrio-polímero.

El método estadístico más utilizado para la estimación de la tasa de degradación de potencia es el método de regresión lineal (RL) (Kyprianou et al. 2014; Makrides et al. 2010; Belluardo et al. 2015). Los métodos de descomposición estadística son más robustos que RL ya que permiten separar la estacionalidad y la tendencia de una serie temporal (Jordan y Kurtz, 2010; Ye et al. 2014; Phinikarides et al. 2014a; Sharma et al. 2014; Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b; Silvestre et al. 2016). Hay métodos que requieren la especificación de un modelo de serie de tiempo estocástico como la Descomposición Estacional Clásica (Makrides et al. 2014), el alisamiento exponencial de Holt-Winters (Phinikarides et al. 2014b) y la Media Móvil Integrada Autorregresiva (Jordan y Kurtz, 2010). En cambio, los métodos estadísticos no paramétricos, como Locally Estimate Scatterplot Smoothing, no requieren la especificación de un modelo y son más simples (Phinikarides et al. 2014a).

A pesar de todas las investigaciones realizadas existen algunas discrepancias por parte de la comunidad científica sobre el parámetro y método más adecuados para cuantificar la degradación de los módulos fotovoltaicos debido al elevado número de factores que intervienen.

La presente investigación establece la tasa de degradación de potencia en Condiciones Estándar de Medida (CEM) y del PR en el lado de corriente continua (DC) de seis tecnologías fotovoltaicas: Teluro de Cadmio/Sulfuro de Cadmio (CdTe/CdS), micromorfo (a-Si:H/ $\mu\text{c-Si}$ ), Cobre-Indio-Selenio (CIS), silicio monocristalino (sc-Si), silicio monocristalino de doble contacto posterior (sc-dc-Si) y silicio policristalino (pc-Si); aplicando los métodos estadísticos más utilizados.

## DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BAJO ESTUDIO

Los generadores fotovoltaicos (GFV) bajo estudio se ubican en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial de la Universidad Politécnica de Madrid (ETSIDI-UPM), en la ciudad de Madrid, España, con coordenadas: latitud Norte 40,4°, longitud Oeste 3,7° y altitud 657 m sobre el nivel del mar, ver figura 1. Las principales características de los módulos fotovoltaicos se indican en la tabla 1 y de los GFV en la tabla 2. Cada GFV cuenta con un inversor monofásico SMA Sunny Boy 1200. Las variables eléctricas y meteorológicas son muestreadas cada 1 s y registradas cada 5 minutos. Para más información de los GFV y del sistema de monitorización consultar Adrada et al. 2017.



Fig. 1. GFV objeto de estudio, de izquierda a derecha: sc-Si, pc-Si, CdTe (fila superior) a-Si:H/ $\mu$ c-Si (fila inferior), CIS y sc-dc-Si.

Tabla 1. Principales características de los módulos fotovoltaicos.

Característica	sc-Si	pc-Si	CdTe/CdS	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CIS	sc-dc-Si
Potencia máxima CEM (W)	250	220	77,5	115	80	333
Eficiencia CEM (%)	15,5	14,4	10,4	8,5	10,9	20,4
Coefficiente temperatura de la potencia $\gamma$ (%/°C)	-0,469	-0,45	-0,25	-0,24	-0,36	-0,38
Año de fabricación	2012	2009	2010	2009	2008	2012

Tabla 2. Principales características de los GFV objeto de estudio.

Parámetros	sc-Si	pc-Si	CdTe/CdS	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CIS	sc-dc-Si
Potencia máxima CEM (W)	1250	1100	775	1150	1280	1332
Asociación $N_p \times N_s$	1 x 5	1 x 5	2 x 5	10 x 1	2 x 8	1 x 4
Área ( $m^2$ )	8	8,2	7,2	14,2	11,7	6,5
Orientación GFV	19 ° Este					
Inclinación GFV (°)	30					

## MÉTODOLOGÍA GENERAL

Los generadores fotovoltaicos en estudio se instalaron en agosto de 2012 y la campaña experimental ha tenido una duración de 3,5 años, desde febrero de 2013 a junio de 2016. Los datos disponibles han sido filtrados cuidadosamente para evitar entradas erróneas en el análisis, tales como posibles desconexiones en los sistemas, mal funcionamiento, etc. Para el límite inferior de irradiancia en el plano de captación de los módulos fotovoltaicos se considera 250 W/m<sup>2</sup>.

Para calcular las tasas de degradación de cada uno de los GFV, en primer lugar, se determina su potencia máxima en CEM para cada medida registrada, empleando una variante del método de Evans (Evans, 1981) Ec. (1) que ha sido ampliamente utilizada en tecnologías de c-Si (Osterwald, 1986; Rosell e Ibañes, 2006; Fuentes et al. 2007; Almonacid et al. 2011; Torres et al. 2014; Mulcué y Mora, 2014) y también de lámina delgada (Torres, 2015).

$$P_{M\_GFV,t} = P_{M\_GFV}^* \cdot \frac{G_t}{G^*} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{C,t} - T_C^*)] \quad (1)$$

$P_{M\_GFV,t}$	Potencia máxima del GFV en el periodo de registro t (W)
$P_{M\_GFV}^*$	Potencia máxima del GFV en CEM (W)
$G_t$	Irradiancia solar global incidente en el plano del GFV en el periodo t ( $W/m^2$ )
$G^*$	Irradiancia solar en CEM ( $1000 W/m^2$ )
$\gamma$	Coefficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura de la célula ( $^{\circ}C^{-1}$ )
$T_{C,t}$	Temperatura de la célula en el periodo t ( $^{\circ}C$ )
$T_C^*$	Temperatura de la célula en CEM ( $25^{\circ}C$ )

La temperatura de célula es calculada a partir de la irradiancia incidente y la temperatura medida en la cubierta posterior de los módulos según Ec. 2, donde  $\Delta T$  se considera  $3^{\circ}C$  para los módulos con cubierta posterior de cristal y  $2^{\circ}C$  para Tedlar o polímero (King et al. 2004).

$$T_{C,t} = T_{MOD\_MED,t} + \frac{G_t}{G^*} \cdot \Delta T \quad (2)$$

$T_{MOD\_MED,t}$	Temperatura medida en la cubierta posterior del módulo en el periodo t ( $^{\circ}C$ )
$\Delta T$	Diferencia de temperatura entre la célula y la cubierta posterior del módulo ( $2 - 3^{\circ}C$ )

Además de la potencia en CEM se calculan diferentes métricas del PR, para cada periodo de registro de medidas, con el objetivo de obtener un PR corregido que evalúe de forma más específica el comportamiento del GFV.

#### Performance Ratio del GFV en DC ( $PR_{DC}$ )

El  $PR_{DC}$  expresa el rendimiento global de la parte de corriente continua del GFV, eliminando la influencia de las pérdidas de energía en el inversor y en la parte de corriente alterna. Se calcula según las Ecs. (3) (4) (5) y (6):

$$Y_R = \frac{T_r \cdot \sum T_r \cdot G_t}{G^*} \quad (3)$$

$Y_R$	Índice de producción de referencia
$T_r$	Periodo de tiempo en que se realiza el análisis, un mes en este caso

$$E_{DC} = \sum T_r P_{DC,t} \cdot t \quad (4)$$

$E_{DC}$	Energía en DC en el periodo de tiempo $T_r$
$P_{DC,t}$	Potencia dc en el periodo de registro t

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{M\_GFV}^*} \quad (5)$$

$Y_A$	Índice de producción del GFV
-------	------------------------------

$$PR_{DC} = \frac{Y_A}{Y_R} \cdot 100 \quad (6)$$

$PR_{DC}$	Performance ratio en corriente continua del GFV
-----------	-------------------------------------------------

#### Performance Ratio con corrección de temperatura ( $PR_{DC\_T}$ )

Para eliminar el efecto de la temperatura sobre el PR se corrige la potencia generada en DC para cada periodo de registro según la Ec. (7) que considera la potencia DC en condiciones estándar respecto a la temperatura. Una vez calculada  $E_{DC\_T}$ , se determina el  $PR_{DC\_T}$  aplicando las Ecs. (4), (5) y (6).

$$E_{DC\_T} = \sum T_r \frac{P_{DC,t} \cdot t}{1 - \gamma \cdot (T_{C,t} - 25)} \quad (7)$$

#### Performance Ratio del GFV en DC con corrección de temperatura e irradiancia ( $PR_{DC\_TG}$ )

De forma similar al caso anterior se procede a determinar el PR con corrección de temperatura y los efectos de la irradiancia, utilizando la Ec. (8):

$$E_{DC} = \sum_{Tr} \frac{P_{DC,t} \cdot t}{[1-\gamma \cdot (T_C-25)] \cdot [1+c_c \cdot \ln \frac{G_t}{G^*}]} \quad (8)$$

$c_c$  Coeficiente que tiene en cuenta que, a temperatura constante, la eficiencia disminuye con la irradiancia

Performance Ratio del GFV en DC con corrección espectral y temperatura ( $PR_{DC,ESP,T}$ ).

Para determinar el PR con corrección espectral y temperatura en el lado de DC para los sistemas FV se utiliza la Ecs. (9) y (10) en el que el factor de desacoplo espectral (MM) es calculado a partir de un modelo desarrollado por Lee y Panchula, (2016) dependiendo de la masa de aire, las precipitaciones (calculadas como función dependiente de la humedad relativa y la temperatura ambiente) y el tipo de tecnología fotovoltaica de los GFV.

$$E_{DC} = \sum_{Tr} \frac{P_{DC,t} \cdot t}{G_{EFF} \cdot (1-\gamma \cdot (T_{C,t}-25))} \quad (9)$$

$$G_{EFF} = G \cdot MM \quad (10)$$

GEFF Irradiancia solar efectiva  
MM Factor de desacoplo espectral

### MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DEGRADACIÓN

Para determinar las tasas de degradación de la potencia en CEM se aplican los métodos estadísticos siguientes a las series temporales de potencia. A las series temporales de las métricas del PR se les aplica el método de regresión lineal.

#### Método de Regresión Lineal (RL)

Para obtener la tasa de degradación de potencia anual se ajusta la tendencia seguida por la potencia máxima mensual en CEM con un modelo de regresión lineal según Ec. (11).

$$y = m \cdot x + c \quad (11)$$

y Potencia máxima en CEM mensual (W)  
m Pendiente de la recta de regresión lineal (W/mes)  
x Mes analizado  
c Término constante de la recta de regresión lineal

Determinado estos coeficientes por ajuste lineal, la tasa de degradación que cuantifica la disminución o pérdida de potencia que ha sufrido un módulo o generador fotovoltaico durante un cierto tiempo se determina utilizando la Ec. (12) (Kichou et al. 2016a; Kichou et al. 2016b; y Silvestre et al. 2016).

$$DR = \frac{12 \cdot m}{c} \cdot 100 \quad (12)$$

DR Tasa de degradación (%/mes)

El método de regresión lineal RL es aplicado a la serie temporal original, por lo que no es adecuado para tecnologías que presenten una variabilidad estacional significativa. Para estos casos, son más convenientes los métodos siguientes que permiten eliminar de la serie temporal original ( $Y_t$ ) la componente estacional ( $St$ ) y los errores, valores extremos, etc. que se denominan residuales ( $R_t$ ) lo que permite obtener la verdadera tendencia de la serie ( $T_t$ ). A la tendencia libre de la estacionalidad y de errores, se le aplica el método de regresión lineal Ecs. (11) y (12) para obtener DR.

#### Método de Descomposición Estacional Clásica (CSD)

La tendencia de la serie temporal  $T_t$  es obtenida empleando el modelo aditivo de este método, ecuación 3.5, que calcula una media móvil centrada en dos pasos, con un valor de  $2 \cdot k$ , siendo  $k$  el orden de la media móvil, que en este caso es 12, el número de meses del año. Como resultado se obtiene una nueva serie de tiempo con un mayor suavizado, en la cual ha sido eliminada la estacionalidad ( $St$ ) y los “residuales” ( $R_t$ ). El modelo matemático puede consultarse en Makridakis et al. (2008) o en Wang (2017)

#### Método de Alisamiento exponencial (HW Holt-Winters)

Es un procedimiento de suavizado exponencial de series temporales continua. es conocido también como método de suavizado exponencial triple (Triple Exponential Smoothing Method) ya que aplica una exponencial triple que tiene en cuenta los cambios estacionales, así como la tendencia, minimizando el error cuadrático de la predicción. Los modelos matemáticos en los que se basa este método se pueden consultar en Makridakis et al. (2008).

En la aplicación de los métodos CSD y HW se desestiman seis valores al inicio y final de la serie temporal a la cual se le extrae la tendencia, la estacionalidad y los residuales, con lo cual, en el caso de este estudio, con duración de la campaña experimental de 3,5 años y medio, resulta un número reducido de datos para determinar la tasa de degradación, lo que hace perder fiabilidad a los resultados. Estos métodos resultan más adecuados para periodos de estudio superiores a 5 años.

#### Método de la Media Móvil Integrada Autorregresiva (ARIMA).

El método ARIMA es uno de los métodos de descomposición de series temporales más sofisticados. Tiene la ventaja frente a métodos clásicos de tratar de forma más efectiva las variaciones estacionales, los errores aleatorios, los valores atípicos y los cambios de nivel, así como, de eliminar las autocorrelaciones en los residuos del modelo. Se expresa como ARIMA (p, d, q) (P, D, Q)<sub>s</sub> donde el primer término agrupa el sub-modelo no estacional y mientras que el último incluye el sub-modelo relacionado a la estacionalidad. El subíndice "S" es el lapso de tiempo de la repetición del patrón estacional, cuyos valores típicos son 3 (trimestrales), 6 (semestrales) y 12 (anual). Los símbolos p, d, q o (P, D, Q) son el orden autorregresivo (AR) no estacional (o estacional), el orden de diferenciación (I) y el orden de media móvil (MA), respectivamente. El modelo matemático de ARIMA se obtiene de Makridakis et al. 2008; Phinikarides et al. 2015 o Wang, 2017.

#### Método de Regresión (LOESS Locally Estimate Scatterplot Smoothing)

Este método extrae la tendencia realizando un ajuste polinomial ponderado (Makridakis et al. 2008, Wang, 2017) con cierta protección contra observaciones extremas o valores atípicos gracias al proceso iterativo (Kyprianou et al. 2014). Se calcula una regresión local inicial para extraer la tendencia de la serie de tiempo original. Para ello determina para cada observación  $Y_t$ , la diferencia  $D_t$  respecto a la curva lineal ajustada  $T_t$ ,  $D_t = Y_t - T_t$ . A continuación, la regresión local se recalcula con las ponderaciones ajustadas para garantizar que las observaciones con un valor de  $D_t$  grande se les asignen ponderaciones más pequeñas que las establecidas en el proceso de cálculo inicial de  $T_t$ . Posteriormente, es recalculado  $D_t$  por diferencia de  $T_t$  de  $Y_t$  obteniéndose una nueva estimación. Este procedimiento continúa a través de varias iteraciones, suavizando repetidamente los datos hasta que  $T_t$  converge. Una vez determinado  $T_t$  se aplica el mismo procedimiento que utiliza el método CSD para averiguar la estacionalidad ( $S_t$ ) y los residuales ( $R_t$ ).

#### Incertidumbre del cálculo de la tasa de degradación

Teniendo en cuenta que el objetivo del estudio es determinar el modelo que mejor estima la tasa de degradación anual, para el cálculo de la incertidumbre no se tiene en cuenta la propagación de los errores de las mediciones en las distintas variables utilizadas, tanto meteorológicas como eléctricas, únicamente se considera el ajuste del modelo que estima la tasa de degradación tanto para la potencia en CEM como de las diferentes variantes del PR consideradas. La incertidumbre en la determinación de la tasa de degradación anual es calculada siguiendo el procedimiento que propone la "Guía para la expresión de la incertidumbre de medida" (GUM-JCGM, 2008) teniendo en cuenta que el error relativo presenta una distribución normal (Montgomery et al. 2012), el número total de meses analizados durante la campaña experimental y un valor de 0,95 del parámetro  $\alpha$  para la t-Student dado que los cálculos son realizados para un nivel de confianza del 95%.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Tasa de degradación de potencia en CEM

En la tabla 3 se aportan los resultados obtenidos para DR (%/año) para los GFV estudiados. De la observación de dicha tabla 3 se deduce que la tasa de degradación anual de potencia en CEM se encuentra en el orden de un 2 %/año para la tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-S, desde 2,6 %/año a 4,5 %/año CdTe/CdS, un 2,7 %/año para CIS, un 0,5 %/año para mc-dc-Si, un 0,3 %/año para sc-Si y desde 0,20 a 0,45 %/año para pc-Si. Valores del mismo orden de magnitud que los obtenidos en trabajos similares. El método más adecuado para la obtención de la tasa de degradación de potencia resulta ser el LOESS, seguido de ARIMA. Los métodos CSD y HW necesitan una mayor duración del periodo de estudio.

Tabla 3. Resultados de la tasa de degradación de potencia en CEM, DR (%/año) e incertidumbres asociadas

Método	a-Si:H/ $\mu$ c-Si	CdTe/CdS	CIS	sc-dc-Si	sc-Si	pc-Si
RL	2,05 $\pm$ 1,07	4,48 $\pm$ 1.25	2,68 $\pm$ 0,29	0,40 $\pm$ 0,16	0,31 $\pm$ 0,11	0,28 $\pm$ 0,12
CSD	1,82 $\pm$ 0,20	2,82 $\pm$ 0.73	2,79 $\pm$ 0,19	0,50 $\pm$ 0,09	0,39 $\pm$ 0,06	0,45 $\pm$ 0,07
HW	1,98 $\pm$ 0,32	2,84 $\pm$ 0.68	2,91 $\pm$ 0,46	0,46 $\pm$ 0,17	0,39 $\pm$ 0,12	0,42 $\pm$ 0,14
ARIMA	2,70 $\pm$ 0,24	2,98 $\pm$ 0.44	2,73 $\pm$ 0,22	0,40 $\pm$ 0,09	0,33 $\pm$ 0,04	0,27 $\pm$ 0,05
LOESS	2,24 $\pm$ 0,14	2,83 $\pm$ 0.36	2,74 $\pm$ 0,09	0,48 $\pm$ 0,03	0,38 $\pm$ 0,01	0,38 $\pm$ 0,03

Tasa de degradación de las métricas del PR

Para cada GFV se ha determinado la tasa de degradación de cada métrica considerada para el PR en todo el periodo de estudio por el método RL, junto con su incertidumbres U(%) asociada, ver como ejemplo la tabla 4; y su evolución durante el mismo, que se presenta de forma gráfica incluyendo la temperatura ambiente media mensual para poder observar su influencia en la variabilidad estacional del parámetro, ver como ejemplo la figura 2.

Tabla 4. Tasa de degradación de métricas del PR para el GFV de tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si.

PR	m	c	R <sup>2</sup>	DR (%/año)	U (%)
PR <sub>DC</sub>	-0,1396	86,933	0,59	1,93	$\pm$ 0,43
PR <sub>DC_T</sub>	-0,1522	91,204	0,74	2,00	$\pm$ 0,88
PR <sub>DC_TG</sub>	-0,1895	98,618	0,87	2,31	$\pm$ 0,26
PR <sub>DC_ESP_T</sub>	-0,2097	98,33	0,85	2,56	$\pm$ 0,36

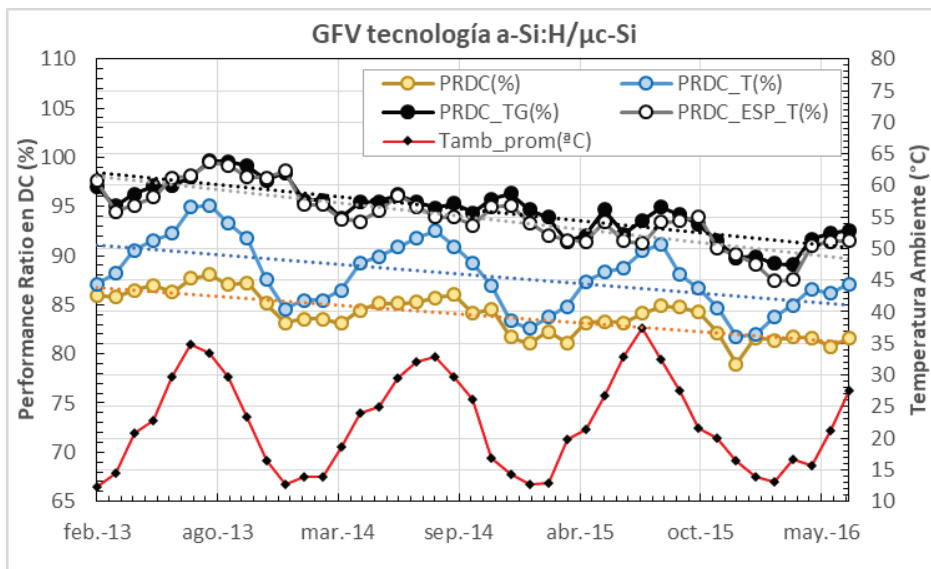


Figura 2. Evolución de las métricas del PR para el GFV de tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si y de la temperatura ambiente media mensual, en el periodo de estudio.

Se observa en la figura 2 el marcado efecto de la estacionalidad para las métricas PR<sub>DC</sub> y PR<sub>DC\_T</sub>, mientras que las métricas PR<sub>DC\_TG</sub> y PR<sub>DC\_ESP\_T</sub> están menos influidas por los efectos estacionales, por lo que representan mejor el comportamiento de la tecnología fotovoltaica teniendo, además, menor incertidumbre asociada. Los valores de degradación del PR son similares a los de la potencia en CEM.

Se han obtenido las mismas tablas y gráficos para el resto de GFV en estudio, con comportamientos similares a los indicados para la tecnología a-Si:H/ $\mu$ c-Si, excepto en los siguientes casos:

- La tasa de degradación del PR es del orden de 10 % para la tecnología CdTe/CdS, de 0,3 % para mc-dc-Si y un 0,1 % para sc-Si y pc-Si.
- Para las tecnologías de c-Si el efecto de la estacionalidad desaparece ya para la métrica PR<sub>DC\_T</sub> presentando una gran independencia de la temperatura especialmente en los casos de sc-Si y pc-Si.

## CONCLUSIONES

- El método estadístico de LOESS ha resultado ser el más adecuado para obtener la tasa de degradación de potencia de todas las tecnologías fotovoltaicas estudiadas, seguido del método ARIMA.
- Los métodos de CSD y HW necesitan mayor duración de la campaña experimental.
- El método estadístico de regresión lineal no ha resultado adecuado para determinar la tasa de degradación de potencia en CEM de las diferentes tecnologías fotovoltaicas analizadas.
- Las variaciones estacionales que sufre la potencia máxima debido a la estacionalidad, es más acusada en las tecnologías, a-Si:H/ $\mu$ c-Si, CdTe/CdS y CIS, por dicho orden.
- Los valores obtenidos para las tasas de degradación de potencia en CEM están en línea con el resto de estudios publicados hasta la fecha.
- Las tasas de degradación del PR son similares a las de la potencia en CEM, excepto en el caso del CdTe/CdS que resultan mucho mayores.
- Las métricas de corrección del PR con la temperatura y, especialmente con temperatura e irradiancia, y con la temperatura y corrección espectral, permiten eliminar los efectos estacionales sobre el PR y poder representar con mayor fidelidad el comportamiento de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

## REFERENCIAS

- Adrada, T., Amador, J., Orfao, B., & De la Cruz, G. (2017). Comparative Energy Performance Analysis of Six Primary Photovoltaic Technologies in Madrid (Spain). *Energies*, MDPI, Open Access Journal, 10(6), 1-23, June.
- Almonacid, F., Rus, C., Pérez-Higueras, P., & Hontoria, L. (2011). Calculation of the energy provided by a PV generator. Comparative study: Conventional methods vs. artificial neural networks. *Energy*, 36(1), 375-384. doi:
- Belluardo, G., Ingenhoven, P., Sparber, W., Wagner, J., Weihs, P., & Moser, D. (2015). Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods. *Solar Energy*, 117, 139-152. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2015.04.030>
- Davis, K. O., Kurtz, S. R., Jordan, D. C., Wohlgemuth, J. H., & Sorloaica-Hickman, N. (2013). Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(4), 702-712. doi: [doi:10.1002/pip.2154](https://doi.org/10.1002/pip.2154)
- Evans, D. L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*, 27(6), 555-560. doi: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90051-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90051-7)
- Fraunhofer ISE. (2019). Photovoltaics Report: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.
- Fuentes, M. (2009). Contribución al modelado del comportamiento eléctrico a sol real de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino y CIS. (Tesis Doctoral), Universidad de Jaén, España.
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D. L., & Castro, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11), 1396-1408.
- GUM – JCGM 100:2008, 2008. Evaluation of Measurement Data Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement.
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2010). Analytical improvements in PV degradation rate determination. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). *Progress in photovoltaics: Research and Applications* 21(1), 12-29. doi: [10.1002/pip.1182](https://doi.org/10.1002/pip.1182)
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2014). The Dark Horse of Evaluating Long-Term Field Performance—Data Filtering. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(1), 317-323.
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., & Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7), 978-989.

Jordan, D. C., Smith, R. M., Osterwald, C. R., Gelak, E., & Kurtz, S. R. (2010). Outdoor PV degradation comparison. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

Kichou, S., Abaslioglu, E., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., & Chouder, A. (2016a). Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain. *Energy Conversion and Management*, 120, 109-119.

Kichou, S., Silvestre, S., Nofuentes, G., Torres-Ramírez, M., Chouder, A., & Guasch, D. (2016b). Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure. *Energy*, 96, 231-241. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.054>

King, D. L., Boyson W. E., Kratochvil, J. A. (2004) Photovoltaic Array Performance Model. Sandia Report N°. SAND2004-3535. Sandia Nacional Laboratorios. August.

Kyprianou, A., Phinikarides, A., Makrides, G., & Georghiou, G.E. (2014). Robust principal component analysis for computing the degradation rates of different photovoltaic systems. Paper presented at the Proceedings of the 29th EU-PVSEC Conference, Amsterdam.

Lam, K. H., Close, J., & Durisch, W. (2004). Modelling and degradation study on a copper indium diselenide module. *Solar Energy*, 77(1), 121-127. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2004.03.007>

Lee, M., & Panchula, A. (2016). Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. Paper presented at the 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 1351-1356. doi:10.1109/PVSC.2016.7749836

Makridakis, S., Wheelwright, S.C., Hyndman, R.J., 2008. Forecasting: methods and applications. John Wiley & Sons.

Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2010). Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. Paper presented at the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*, 43, 407-417. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.046>

Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2014). Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. *Solar Energy*, 103, 28-42. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.011>

Molenbroek, E., Waddington, D. W., & Emery, K. A. (1991). Hot spot susceptibility and testing of PV modules. Paper presented at the The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1991.

Montgomery, D.C., Peck, E.A., Vining, G.G., 2012. Introduction to Linear Regression Analysis. John Wiley & Sons.

Mulcué-Nieto, L. F., & Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, 107, 423-442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>

Nofuentes, G., de la Casa, J., Solís, E. M., & Fernández, E. F. (2017). Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results. *Energy*, 141, 1857-1868. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>

Nofuentes, G., Fuentes, M., Aguilera, J., & Muñoz, J. V. (2009). An Assessment on Simple Modeling Approaches to the Electric Behavior of Two CIS PV Modules in a Sunny Climate. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131(3), 031013-031013. doi: 10.1115/1.3142800

Osterwald, C. R., Adelstein, J., Cueto, J. A. d., Kroposki, B., Trudell, D., & Moriarty, T. (2006). Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power. Paper presented at the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference.

- Phinikarides, A., Kindyni, N., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2014a). Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 143-152. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>
- Phinikarides, A., Makrides, G., Kindyni, N., & Georghiou, G. E. (2014b). Comparison of trend extraction methods for calculating performance loss rates of different photovoltaic technologies. Paper presented at the 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).
- Phinikarides, A., Makrides, G., Zinsser, B., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2015). Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy*, 77, 51-63. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.091>
- Radue, C., & van Dyk, E. E. (2009). Degradation analysis of thin film photovoltaic modules. *Physica B: Condensed Matter*, 404(22), 4449-4451. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.physb.2009.09.011>
- Rosell, J. I., & Ibáñez, M. (2006). Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions. *Energy Conversion and Management*, 47(15), 2424-2430. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.11.004>
- Sharma, V., Sastry, O. S., Kumar, A., Bora, B., & Chandel, S. S. (2014). Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions. *Energy*, 72, 536-546. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.078>
- Silvestre, S., Kichou, S., Guglielminotti, L., Nofuentes, G., & Alonso-Abella, M. (2016). Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions. *Solar Energy*, 139, 599-607. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.10.030>
- Skoczek, A., Sample, T., & Dunlop, E. D. (2009). The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 17(4), 227-240. doi: [doi:10.1002/pip.874](https://doi.org/10.1002/pip.874)
- Torres, M. (2015). Contribución al modelado del comportamiento eléctrico en exterior de módulos fotovoltaicos de capa delgada. (Tesis Doctoral), Universidad de Jaén, España.
- Torres, M., Nofuentes, G., Silva, J. P., Silvestre, S., & Muñoz, J. V. (2014). Study on analytical modelling approaches to the performance of thin film PV modules in sunny inland climates. *Energy*, 73, 731-740. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.077>
- Wang, H. (2017). Análisis comparativo del funcionamiento de distintas tecnologías de paneles solares operando en las mismas condiciones. (Tesis Doctoral), Universidad Politécnica de Madrid, España.
- Wang, Huaxin, Muñoz-García, M. A., Moreda, G. P., & Alonso-García, M. C. (2017). Seasonal performance comparison of three grid connected photovoltaic systems based on different technologies operating under the same conditions. *Solar Energy*, 144, 798-807. doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.006>
- Whitaker, C. M., Townsend, T. U., Newmiller, J. D., King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A., & Osborn, D. E. (1997). Application and validation of a new PV performance characterization method. Paper presented at the Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- Ye, J. Y., Reindl, T., Aberle, A. G., & Walsh, T. M. (2014). Performance Degradation of Various PV Module Technologies in Tropical Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(5), 1288-1294. doi: [10.1109/JPHOTOV.2014.2338051](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2338051)