

# Modelling and Experimental Validation of Aging Factors of Photovoltaic Solar Cells

A. Guisández and M. Santos

**Abstract**—Photovoltaic solar energy has evolved to be a viable and popular alternative for the generation of electricity. To analyze the profitability of these renewable energy systems, computer modelling of the solar devices has become a necessary and widespread practice in the academic and industrial world. The modelling not only allows the estimation of the electric productivity but also the estimation of the amortization of a solar installation. However, aging and deterioration of photovoltaic modules have been little studied yet and when these aging effects can be an important source of power degradation on solar cells and fault generation, and thus a cause of mismatching on amortization deadlines. In this work, based on a proposed long-term behavioral generator model, the most common aging mechanisms of solar panels have been modelled and simulated. The results have been validated against a real solar medium-high power generator designed for grid connection in Spain. Results allow to measure the efficiency of these photovoltaics energy systems, get better accuracy of their amortization and estimate the power degradation range of photovoltaic modules.

**Index Terms**—Aging, degradation, energy, fault detection, modelling, photovoltaics, solar.

## I. INTRODUCCIÓN

Motivados por la escasez de petróleo, el calentamiento global, el daño medioambiental y la sostenibilidad, la sociedad ha experimentado en las últimas décadas un aumento del interés por las energías renovables en general [1, 2].

Entre ellas, la energía solar fotovoltaica ha demostrado un gran potencial debido a su abaratamiento progresivo y a su escalabilidad. Como consecuencia, se han realizado numerosos esfuerzos tecnológicos y económicos en este campo para, entre otros objetivos, mejorar la precisión en las predicciones de producción energética de las instalaciones solares [3].

El modelado y la simulación de este tipo de sistemas se han convertido en una práctica muy extendida en el mundo académico e industrial [4]. Son herramientas imprescindibles para el diseño e instalación de una planta solar, y para la estimación de su productividad.

Sin embargo, los fenómenos y mecanismos que provocan la degradación y el envejecimiento de los módulos fotovoltaicos han sido muy poco estudiados. Este es un aspecto fundamental para estimar el tiempo de amortización de una instalación, algo de gran interés para las empresas del sector y los inversores.

Artículos enviados el 25/05/2020.

A. Guisández is with the Computer Architecture and Automatic Control Department, Universidad Complutense de Madrid, 28040-Madrid (e-mail: caught1992@gmail.com).

M. Santos is with the Computer Architecture and Automatic Control Department, Universidad Complutense de Madrid, 28040-Madrid, España (e-mail: msantos@ucm.es).

El análisis y predicción de estos efectos repercute en la rentabilidad de la instalación solar, en las condiciones de las compañías aseguradoras y en los programas de mantenimiento, lo que tiene un gran impacto económico que se debe evaluar.

Por ello, aunque la eficiencia energética de estos sistemas se ve fuertemente influida por las condiciones meteorológicas [5], con periodos cortos de predicción [6], resulta de gran interés la modelización a largo plazo del comportamiento real de una instalación solar para el pronóstico de generación de energía y mantenimiento considerando otros factores.

En este trabajo se ha simulado una instalación solar para analizar la influencia de factores de degradación y envejecimiento en su producción energética. Se ha desarrollado un modelo conductual del generador fotovoltaico a largo plazo, en el que se han incorporado modelos de los factores de envejecimiento y se ha hecho una estimación de los fallos. Los resultados del modelo se han validado satisfactoriamente con datos reales de la planta solar de Saelices (Cuenca, España).

El trabajo se estructura como sigue. En la sección 2 se presenta una breve revisión del estado del arte. En la sección 3 se describe el modelo base del panel solar, así como el del generador fotovoltaico. En la sección 4 se proponen modelos para distintos factores de envejecimiento. Los resultados se discuten en la sección 5. El artículo termina con las conclusiones y trabajos futuros.

## II. TRABAJOS RELACIONADOS

El interés por conocer y estimar lo mejor posible la productividad energética ha hecho que se desarrollen y utilicen modelos computacionales de los distintos componentes de una de una instalación solar [7, 8]. Esta modelización puede llevarse a cabo mediante la simulación analítica del comportamiento de la celda solar o mediante la modelización conductual del comportamiento del panel. La primera requiere conocer una gran cantidad de propiedades físicas del material, muchas veces difíciles de encontrar. La segunda permite modelizar el comportamiento de un panel, considerado como unidad básica de generación de potencia, y hacerlo con los datos de los catálogos o “datasheet” proporcionados por los fabricantes [9].

En la literatura actual existen modelos genéricos para predecir la producción eléctrica o centrados en un correcto dimensionamiento de la instalación [10, 11]. Estos modelos tratan la variabilidad climática de forma estadística [12], con un enfoque cortoplacista que hace que no resulten válidos para calcular la amortización a largo plazo. Estos modelos desprecian los efectos de desgaste y envejecimiento que en un plazo de 20 años (vida media aproximada de las instalaciones

fotovoltaicas) pueden resultar críticos.

Hay pocos artículos que intenten representar estos efectos, aunque algunos autores hacen hincapié en la necesidad de estudiar el comienzo y la progresión de los fallos de los paneles y de su degradación de forma sistemática [13, 14, 15, 16].

La mayoría se centran en aspectos particulares de una celda solar o tecnología concreta, sin implementar los efectos de envejecimiento. Por ejemplo, en [16] se afirma que la degradación de los módulos fotovoltaicos depende de factores difíciles de simular computacionalmente y se limitan a describir el deterioro de los materiales de embalaje, del semiconductor, de las interconexiones, la pérdida de adherencia, y el efecto de la humedad. En [17], se monitoriza la velocidad a la que se reemplazaron los módulos en tres climas distintos debido a fallo en diodos o conexiones, delaminación, pérdida de aislamiento, celdas fracturadas, y los puntos calientes seguidos de decoloración de los materiales del panel, lo que parece ser la mayor preocupación de los sistemas instalados en los últimos 10 años. Otros, como [18], sólo se centran en los efectos de la temperatura o en un aspecto particular [19, 20, 21, 22, 23], pero ninguno modela todos los fenómenos descritos en este trabajo.

### III. MODELO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

#### A. Modelo del Panel

El comportamiento de un panel se rige por la ecuación de un diodo desplazado al cuarto cuadrante con el añadido de una corriente fotogenerada,  $I_{FV}$  (A).

$$I_{cell} = I_{FV} - I_0 \left[ e^{\frac{qV}{nk_B T}} - 1 \right] \quad (1)$$

Donde  $I_{cell}$  (A) es la corriente entregada por la celda,  $q$  es la carga del electrón (C),  $V$  el voltaje de la celda (V),  $I_0$  (A) es la corriente inversa de saturación,  $n$  el factor de idealidad de la celda como diodo,  $n = 1$ ;  $k_B$  la constante de Boltzmann y  $T$  la temperatura de operación (°C).

El circuito equivalente de la celda solar consiste en una fuente de corriente que simboliza la corriente fotogenerada,  $I_{FV}$ , y un diodo en sentido inverso que reproduce su comportamiento no lineal. La carga  $R$  conectada a la celda determina el punto de operación de la misma dentro de la curva I-V. Además se añade una resistencia en serie ( $R_s$ ), que simboliza la propia resistencia de los materiales al paso de la corriente, y una resistencia en paralelo ( $R_{sh}$ ), que modela las posibles fugas de corriente (2):

$$I_{cell} = I_{FV} - I_0 \left[ e^{\frac{q(V+IR_s)}{nk_B T}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (2)$$

Considerando que el panel consiste en la unión de  $N$  celdas en serie y  $M$  en paralelo, la ecuación para un módulo es:

$$I_M = M \cdot I_{FV} - M \cdot I_0 \left[ e^{\frac{qVM}{Nnk_B T}} - 1 \right] \quad (3)$$

Donde  $I_M$  es la corriente total y  $V_M$  la tensión total del módulo fotovoltaico. El comportamiento de un panel solar es [24]:

$$M \cdot I = M \cdot I_{FV} - M \cdot I_0 \left[ e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4)$$

Por simplicidad se ha introducido el término de voltaje

$$\text{término: } V_T = \frac{nk_B T}{q}.$$

La siguiente expresión relaciona la corriente, tensión y resistencia de la celda con las del módulo [9]:

$$V_M = N \cdot V_{cell}; \quad I_M = M \cdot I_{cell}; \quad R_{s,M} = \frac{N}{M} R_{s,cell} \quad (5)$$

Finalmente resulta posible escribir (4) como:

$$I_M = I_{FV,M} - I_{0,M} \left[ e^{\frac{(V_M+I_MR_{s,M})}{N \cdot V_T}} - 1 \right] - \frac{V_M+I_MR_{s,M}}{R_{sh,M}} \quad (6)$$

Donde ahora los parámetros  $R_{s,M}$  y  $R_{sh,M}$  están referidos a las resistencias en serie y paralelo del módulo fotovoltaico en su conjunto. Los efectos de envejecimiento se implementarán mediante la modificación progresiva de estos dos parámetros.

#### B. Obtención de los Parámetros

Para obtener los parámetros iniciales del módulo se usa el modelo propuesto en [9], que utiliza únicamente datos de la ficha técnica de los fabricantes.

Dada la temperatura nominal de operación de la celda (NOCT), suponiendo conocidas la temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , y la irradiación en la superficie, la temperatura de la celda es:

$$T_{cell} = \frac{G}{800W/m^2} \cdot (NOCT - 20^\circ C) + T_{amb} \quad (7)$$

Donde  $G(W/m^2)$  es la irradiancia sobre el plano del generador. La ecuación (7) permite calcular  $V_T$ .

Se puede suponer que la corriente fotogenerada por el panel ( $I_{FV}$ ) coincide con su corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) [9]. Para calcular esta última se usan los valores de  $I_{sc}$  en condiciones de medida STC (*Standard Test Condition*) proporcionados por los fabricantes ( $I_{sc,STC}$ ), y el coeficiente de variación de la corriente con la temperatura ( $\alpha_{I_{sc}}$ ).

$$I_{sc} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot (I_{sc,STC} + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_{cell} - T_{STC})) \quad (8)$$

Donde  $G_{STC}$  y  $T_{STC}$  son  $1000 W/m^2$  y  $25^\circ C$  respectivamente. Como es de esperar, la fotocorriente y la corriente en cortocircuito son proporcionales a la irradiancia y dependen linealmente de la temperatura. Con el valor de fotocorriente se obtiene la tensión en circuito abierto  $V_{oc}$ :

$$V_{oc} = \left( V_{oc,STC} + \alpha_{V_{sc}} \cdot (T_{cell} - T_{STC}) + V_T \cdot \ln \frac{I_{sc}}{I_{sc,STC}} \right) \quad (9)$$

Con  $V_{oc,STC}$  y  $\alpha_{V_{sc}}$  valores de tensión en STC y coeficiente de variación con la temperatura dados por los fabricantes.

Con los valores de tensión en circuito abierto y corriente de cortocircuito para una temperatura e irradiancia arbitrarias se calcula la corriente inversa de saturación como:

$$I_0 = I_{sc} / \left( e^{\frac{V_{oc}}{N \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (10)$$

La resistencia en serie del panel fotovoltaico se obtiene a partir del factor de forma (FF) o "fill factor" de la curva (11):

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{v_{oc} + 1} \quad \text{con } v_{oc} = \frac{V_{oc,STC}}{N \cdot V_T} \quad (11)$$

La resistencia en serie del panel es entonces:

$$R_s = V_{oc,STC} / I_{sc,STC} - P_{max,STC} / (I_{sc,STC}^2 \cdot FF_0) \quad (12)$$

Donde  $P_{max,STC}$  es la potencia máxima del módulo en condiciones STC. El único parámetro que falta es la resistencia en paralelo del panel, que el modelo de [9] no considera. Se le asigna un valor alto para obtener un comportamiento cercano al ideal,  $R_{sh} = 10^4 \Omega$ .

Una vez calculados todos los parámetros del modelo del panel fotovoltaico se resuelve (6) igualándola a 0 en un intervalo de tensiones entre  $V_M \in [0, V_{oc}]$ , obteniendo así las curvas características ideales del módulo.

### C. Modelo de Generador

El modelo de panel fotovoltaico se considera la unidad básica de generación de potencia; a partir del mismo se genera el comportamiento típico de una cadena o “string” de módulos conectados entre sí. En este caso el parque solar se ha estructurado en strings de módulos conectados en serie. De este modo se obtienen altas tensiones de inyección hacia los convertidores DC/AC y a la red. Cada cadena de módulos en serie posee su propio inversor, por lo que la potencia final del parque será la suma de potencias de cada inversor. Las cadenas o strings se conectan entre sí en paralelo. Es decir, el generador presenta un diseño de alta tensión y baja corriente.

Para simular correctamente el comportamiento de la cadena de módulos es necesario considerar el fenómeno de sombreado o “shading” [24]. Cuando la irradiancia no es homogénea en todas las celdas, alguno de los módulos puede verse forzado a conducir en inversa, lo que da lugar al consumo de potencia por parte del módulo y la disipación de energía en forma de calor. En este caso se han considerado distintas irradiancias para los módulos, pero que todas las celdas de cada módulo reciben una radiación homogénea. Además, existen diodos de bypass entre los distintos módulos para evitar ese consumo de potencia por parte de alguno de ellos. Esto permite resolver las características de cada panel perteneciente a la cadena con el valor de irradiancia que le corresponde a cada uno.

Se impone la condición de que la corriente generada será la corriente del panel más iluminado. Tomando esa corriente de la cadena como referencia se resuelve (6) a la inversa, es decir, se busca para cada módulo menos iluminado que el de referencia los valores de  $V$  que satisfagan la corriente tomada como referencia. Con esos valores de tensión se aplica la siguiente regla: si la tensión de cualquiera de los módulos para la corriente impuesta resulta menor la tensión del diodo de bypass,  $V < V_{bypass} = -0,7 V$ , entonces el diodo entra en conducción y ese panel no aporta tensión al string. Así se obtiene la curva I-V y los parámetros en máxima potencia  $V_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$  y  $P_{MPP}$  del string. De este modo se genera el fenómeno de sombreado en la curva característica de la cadena de paneles [24].

### D. Obtención de Irradiancia y Temperatura Ambiente

Para generar los datos de irradiancia sobre el plano de los paneles fotovoltaicos se utiliza el modelo desarrollado por [25], que proporciona valores de irradiancia en intervalos diez minutos para doce días característicos del año, representativos de cada mes, contemplando tanto la propia variación de la irradiancia a lo largo del año como los efectos de absorción sufridos en la atmósfera. Para comparar las curvas I-V obtenidas del generador y la potencia generada se usarán como referencia días totalmente soleados.

Los datos de irradiancia son generados para una latitud de  $\phi = 40^\circ N$  y una inclinación de los paneles fotovoltaicos de  $\beta = \phi = 40^\circ$ , paneles orientados hacia el sur y una altura de

600 m (aproximadamente la localización de Madrid, España).

Las temperaturas correspondientes a dicha localidad se han obtenido de [26]. Para evaluar la curva característica de cada string en la hora de máxima insolación se toman como referencia las temperaturas máximas medias de cada mes y para evaluar la energía generada a lo largo de dichos días característicos se usa el valor medio entre las temperaturas máximas y mínimas.

## IV. SIMULACIÓN DE FACTORES DE ENVEJECIMIENTO

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por láminas u obleas muy finas de material metálico semiconductor, encapsuladas entre dos capas que actúan de aislante eléctrico, por lo que resultan elementos extraordinariamente frágiles. Cada tipo de tecnología fotovoltaica, en función de su diseño y materiales, sufre ciertos defectos propios. No obstante, también existen multitud de fallos o averías comunes a todos los tipos de módulos.

En este trabajo se modelan los principales efectos de envejecimiento y deterioro que presentan los paneles de silicio multicristalino, cuya tecnología es la más dominante en el mercado actual.

Conviene hacer la distinción entre fallo y defecto [13, 17, 27]. Un fallo se define por cumplir dos condiciones: conlleva siempre un problema de seguridad, es decir, pone en riesgo la operatividad normal tanto del personal como de los propios dispositivos fotovoltaicos, y además trae consigo una degradación no reversible de las condiciones de operación del panel. En consecuencia, mientras no se produzca un problema que comprometa la seguridad de operación, se considera dicha avería o deterioro como un defecto y no un fallo.

### A. Resistencia en Serie

Hay una serie de fenómenos que pueden aumentar la resistencia interna de las celdas fotovoltaicas y, en consecuencia, la del panel. Los más comunes son los siguientes:

- Aumento de la resistencia entre los conectores (“Quick connector failure”) [13, 14, 17, 22, 23]. Estos defectos se producen por la oxidación o corrosión de los terminales de conexión entre los módulos, aunque es frecuente que este tipo de problemas se deriven de un mal acoplamiento entre los mismos. En este grupo se engloban los fallos de conexión con los inversores y demás aparataje electrónico.
- Aumento de la resistencia entre las conexiones de las celdas (“ribbons”) [13, 22, 23]. Este tipo de defectos se dan en los buses que conectan las celdas de un panel entre sí. Se produce debido al estrés térmico residual que se genera en la soldadura de dichos cableados con la propia celda, que puede dar lugar a la separación de los cables, lo que hace aumentar la resistencia al disminuir el área efectiva colectora de corriente.
- Defectos en la caja de uniones (“junction box”). Una mala conexión de los cables, fallos en la impermeabilidad de la caja o cables colgantes son los típicos errores que se suelen encontrar en la práctica [13, 16, 17].

Los defectos expuestos hacen aumentar la resistencia en serie del panel fotovoltaico y, en consecuencia, disminuir la

pendiente de la curva característica en el entorno de  $V_{oc}$ .

En este trabajo se propone modelar el aumento de la resistencia en serie de la siguiente forma (Tabla I): Para cada mes se aplica un factor estocástico, Prob, que será acumulativo, que multiplica a la resistencia en serie del panel. El porcentaje de aumento de la resistencia,  $\Delta R_s$ , se toma siempre respecto al valor inicial de la resistencia  $R_s$ .

TABLA I  
COEFICIENTES DE VARIACIÓN DE LA RESISTENCIA EN SERIE DEL MÓDULO.

$\Delta R_s$	Prob.
0%	98%
2%	1,5%
10%	0,4%
20%	0,1%

Los valores de la Tabla I se han obtenido mediante la simulación y después se han ajustado con los datos reales de validación. Con esos valores se obtiene que entre el 10% y el 15% de los paneles del generador deben ser sustituidos a lo largo del periodo de operación, lo que concuerda con resultados experimentales reportados en la literatura [13, 20].

Además, se introduce un aumento paulatino y constante sobre la resistencia en serie que representa la propia degradación de los materiales, cables, etc. Este coeficiente de aumento abarca desde un factor x1 a un factor x3 respecto a la resistencia inicial a lo largo de toda la vida útil del panel, aproximadamente 20 años. Finalmente, si la resistencia del panel fotovoltaico supera 7 veces su valor inicial por esta degradación, dicho módulo deberá ser sustituido ya que supondría una pérdida de potencia o *derating* del 40%.

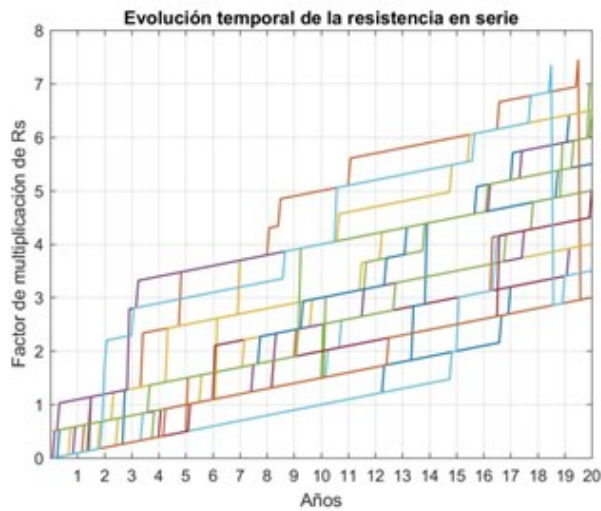


Fig. 1. Evolución de la resistencia en serie con el tiempo.

La Fig. 1 muestra la evolución de la resistencia en serie a lo largo del periodo de operación del parque para un generador de 20 módulos. Se observa un aumento lineal con el tiempo y un incremento probabilístico mensual.

**B. Resistencia en Paralelo**

La resistencia en paralelo simula las corrientes de fuga existentes en el generador fotovoltaico, que pueden ser de muy diversa índole: rotura de los diodos de bypass, cortocircuito de cables, pérdida del aislamiento eléctrico del interior del módulo

(arcos voltaicos), entrada de humedad, etc [13, 16, 22].

Pese a ser fenómenos poco frecuentes, su ocurrencia genera una gran pérdida de potencia y su probabilidad aumenta conforme pasa el tiempo y los módulos se ven expuestos a distintos agentes de degradación [13, 17].

Este efecto se implementa mediante una función estocástica que selecciona, para cada módulo y cada mes, la probabilidad de presentar una resistencia en paralelo muy baja,  $R_{SH} = 50 \Omega$ . Esta probabilidad aumenta de forma lineal con el paso del tiempo según la ecuación  $P = 10^{-6} * meses$ . Los valores se han obtenido mediante simulaciones de forma que entre el 10% y el 15 % de los paneles requiera ser sustituido por una avería de este tipo, de acuerdo con los valores históricos disponibles [13]. Después de cada fallo se considera que el módulo será sustituido.

**C. Tensión en Circuito Abierto, Voc y Corriente de Cortocircuito Isc**

El principal mecanismo de degradación de estas variables es el “*light-induced degradation*” (LID). Su efecto no es bien conocido, pero se tienen evidencias experimentales de que se debe a fenómenos de absorción de la luz en las impurezas del material semiconductor [28]. Se sabe que su efecto no es superior a la pérdida del 4% de la potencia nominal y que dicho efecto satura a las pocas horas de exposición a la luz [29].

Nuestro modelo trata el efecto LID como un factor constante que se aplica desde el comienzo de vida útil del panel según los siguientes valores de los coeficientes de variación de la tensión y la corriente,  $Coef_{Voc} = 0,93$  y  $Coef_{Isc} = 0,96$  respectivamente [17, 25, 28].

**D. “Clamping”**

Se denomina “clamping” a la rotura del cristal de los módulos fotovoltaicos debido a una mala configuración del amarre del módulo al armazón o estructura de sujeción. Es un defecto frecuente en las instalaciones reales que se produce fundamentalmente en el momento de la instalación o por el deterioro progresivo de la cubierta de cristal al verse sometida a grandes cargas mecánicas [13, 16].

El efecto de la rotura del cristal, además de favorecer la entrada de elementos corrosivos, es la pérdida parcial de irradiancia sobre algunas de las celdas del módulo. En la literatura se considera, con bastante seguridad, que el fenómeno de clamping no provoca una disminución de la irradiancia recibida mayor del 10%, incluyendo en este porcentaje ciertos problemas derivados de la rotura, como la penetración de humedad a la celda [13, 16].

Teniendo esto en cuenta se ha simulado el efecto de *clamping* como una probabilidad inicial basada en una distribución binomial, de forma que los módulos afectados manifestarán a lo largo del tiempo una pérdida de irradiancia progresiva desde el 0% al 10%. El aumento del área afectada por la rotura seguirá la forma de una función sigmoidea (13), que representa el aumento de la fractura debido a la exposición prolongada a cargas mecánicas externas como el viento en función de los años transcurridos en su vida útil,  $x$ .

$$y(x) = 10 / (1 + e^{10-x}) \tag{13}$$

### E. Corrosión, Oxidación, Humedad y Amarilleamiento

Existen gran cantidad mecanismos de degradación menores que afectan con frecuencia a las celdas solares. Experimentalmente estos efectos de deterioro menores están limitados a valores de pérdidas pequeños, en torno al 3% o 4% [13]. Se producen por laminación del encapsulado, mal aislamiento o materiales poco adecuados para una larga exposición a la intemperie, puntos calientes en la celda que pueden provocar el amarilleamiento de la plancha posterior o del vidrio delantero, etc. [16].

En nuestro modelo todos estos efectos menores de degradación del módulo se representan en un único término, llamado “de corrosión”, que afectará a la irradiancia recibida con una función sigmoidea que alcanza la saturación en el 4% de las pérdidas, dada por la ecuación:

$$y(x) = 4/(1 + e^{10-x}) \quad (14)$$

El aumento de esta función viene dado por una probabilidad asignada a cada mes, que será creciente con el tiempo de vida del panel,  $x$ , según la expresión:  $P = 0.001 \cdot \text{meses}$ .

### F. Rotura de Celdas o “Crack Cells”

Es uno de los defectos más frecuentes en las instalaciones fotovoltaicas reales debido a que las obleas de silicio son extremadamente frágiles. Un excesivo estrés mecánico durante el transporte, un pequeño impacto por caída, un pisotón o, en general, esfuerzos mecánicos puntuales sobre el módulo pueden generar la rotura de algunas de sus celdas o incluso salir defectuosos de fábrica [24].

La probabilidad de que una de las celdas perteneciente a un módulo se encuentre rota o fracturada sigue una distribución binomial de la forma:

$$p_k = \binom{p}{k} \cdot (1 - p)^{n-k} \quad (15)$$

Según [15], la probabilidad de que una celda esté rota de fábrica es del 5%, por lo que se aplica  $p_1 = 5\%$ .

Una vez instalados, los módulos sufren gran cantidad de esfuerzos mecánicos provocados por agentes naturales como las rachas de viento fuerte o la caída de granizo. Para representar este efecto se utiliza de nuevo una distribución binomial con un valor de probabilidad  $p_2 = 1,6\%$ , la probabilidad de que una celda de un panel ya instalado se fracture. Además, se impone la condición de que el área dañada de la celda sólo puede aumentar en un pequeño factor de 0.1% o mantenerse constante cada mes transcurrido a lo largo de la vida útil del módulo, para reflejar el deterioro paulatino de las fracturas ya formadas.

Finalmente, la relación no lineal entre el área dañada y la pérdida de potencia que experimenta el módulo fotovoltaico se obtiene de datos experimentales recogidos en [13].

### G. Pérdida de Irradiancia por Acumulación de Polvo

El último efecto modelado es la acumulación de polvo sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos. Este factor depende fuertemente de la región geográfica y sus condiciones climáticas particulares [30, 31].

Se han definido 4 tipos de velocidad de acumulación de polvo ( $\text{gr}/\text{cm}^2$ ) en 3 meses (tiempo de limpieza), que son [0, 0.5, 1.5, 5]; corresponden a “sin polvo”, “poco polvo”, “polvo” y “mucho polvo”, respectivamente, para las distintas regiones.

Para obtener un coeficiente de pérdida de potencia por acumulación de polvo según los distintos climas se ha utilizado la relación propuesta por [32] para paneles inclinados  $30^\circ$ , que se aproxima a la inclinación de la instalación real (Tabla II).

TABLA II  
RELACIÓN EXPERIMENTAL ENTRE DENSIDAD DE POLVO Y PÉRDIDA DE IRRADIANCIA.

Perdidas (%)	0	9	28.6	59.6
Acumulación ( $\text{gr}/\text{cm}^2$ )	0	1.2	4.25	14

## V. RESULTADOS

Se han analizado resultados de simulación de la potencia del parque solar para un plazo largo de tiempo, 20 años, que corresponde a la vida media típica de los módulos fotovoltaicos y, por tanto, del orden del tiempo de garantía que poseen la mayoría de paneles. Los resultados cualitativos que se presentan se han obtenido del cálculo de la media de múltiples simulaciones.

Se ha simulado, para cada año y para cada día representativo de los 12 meses, el comportamiento del generador fotovoltaico en la hora de máxima irradiación, con esa única irradiancia por día para disminuir el tiempo de computación.

El huerto solar consiste en un generador fotovoltaico compuesto por 5 cadenas conectadas en paralelo con un total de 20 módulos conectados en serie por cada cadena. Los paneles elegidos para el generador fotovoltaico son SunPower® X-Series X21-345, cuyos datos técnicos relevantes en condiciones STC se presentan en la Tabla III.

TABLA III  
PANEL FOTOVOLTAICO X-SERIES X21-345 (SUNPOWER®).

Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ )	6,39 A
Tensión en circuito abierto ( $V_{OC}$ )	68,2 V
Corriente en el punto máximo ( $I_{mr}$ )	6,02 A
Tensión en el punto máximo ( $V_{mr}$ )	57,3 V
Coef. térmico de la corriente ( $\alpha_I$ )	$2,3 \cdot 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$
Coef. térmico de la tensión ( $\alpha_V$ )	$-0,1674 \text{ V}/^\circ\text{C}$
Potencia máxima nominal ( $P_{max}$ )	345 W
Temp. nominal de operación (NOCT)	$41,6 \text{ }^\circ\text{C}$
Celdas en serie de cada panel (ns)	96
Área de cada panel	$1046 \cdot 1558 \text{ mm}^2$

La simulación proporciona la curva característica de cada cadena del parque a la hora de máxima irradiancia para cada día. En la Fig. 2 se muestran las curvas de corriente y potencia para una de las cadenas; las demás son similares.

Cada cadena presenta un deterioro particular debido a la naturaleza estocástica de las funciones que modelan el envejecimiento de los módulos fotovoltaicos, pero alcanzan un derating similar, acorde con la saturación de muchos de los términos de degradación. No obstante, lo hacen en tiempos distintos provocando un comportamiento no homogéneo en la pérdida de potencia que presentan [22].

En Fig. 2 es posible apreciar, tanto en la curva de corriente como en la potencia, algunos efectos introducidos en el modelo, como algún escalón debido a la pérdida de irradiancia en alguno de los módulos. También el aumento de la resistencia en serie se manifiesta en la disminución de la pendiente de las curvas características en torno a la tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ . Este

deterioro de las características del parque no se observaría en un modelo ideal sin envejecimiento, donde todas las curvas serían como la mostrada para el año 1 de funcionamiento.

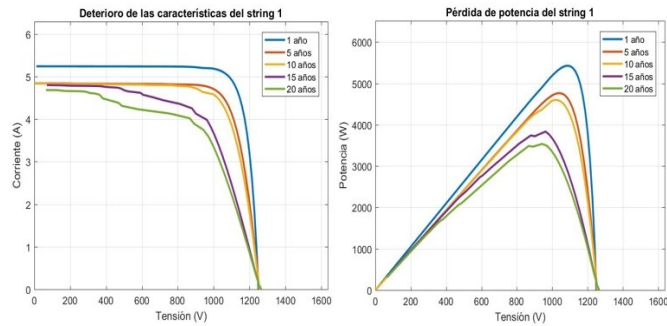


Fig. 2. Curva I-V (izquierda) y curva de potencia (derecha) del string 1, en intervalos de 5 años, correspondientes a los meses de enero.

Otros resultados interesantes de la simulación son la evolución de la tensión, corriente y potencia, en el punto máximo de operación. En la Fig. 3 se muestra la corriente del punto máximo de operación de cada uno de los strings a lo largo de los 20 años de la simulación, donde se aprecia una disminución de tendencia lineal. Esta variación debida a los efectos de envejecimiento hará que las pérdidas en corriente para los 5 string simulados alcancen un valor aproximado del 35% a los 20 años.

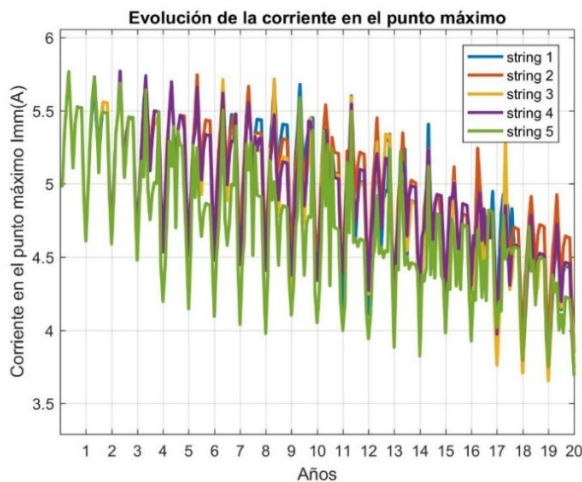


Fig. 3. Evolución mensual de la corriente en el punto máximo  $I_{mm}$  para todos los string del parque.

Además, sobre esta disminución lineal de la corriente se superponen otros dos efectos. Por un lado, la variación estacional provoca una clara disminución de la intensidad en los meses de invierno debido a que la radiación recibida sobre el plano de los módulos es menor. Por otro lado, la disminución de la corriente durante los meses centrales del verano es debida a que los paneles se encuentran inclinados hacia el sur con un ángulo igual a su latitud, por lo que reciben el máximo de insolación en los meses cercanos a los equinoccios, penalizando así la irradiancia de los meses más centrales del estío.

La disminución mensual de la potencia máxima extraída de los strings del generador sigue la misma tendencia que la corriente, aunque con un comportamiento más homogéneo entre los diferentes strings. La pérdida de potencia al final de la vida útil de los módulos resulta ser aproximadamente de un

45%, algo superior a la de la corriente. La pérdida lineal de corriente y potencia del parque no se observa en modelos ideales sin envejecimiento, que serían constantes más allá de los ciclos estacionales.

En la Fig. 4 se puede observar como la tensión en el punto de máxima potencia presenta una variación estacional menos acusada que para la corriente, lo que confirma que está menos influida por la irradiancia, de acuerdo a las predicciones teóricas. Pese a todo sigue una tendencia lineal negativa a lo largo de la simulación que refleja los efectos de envejecimiento y degradación introducidos, sobre todo el aumento lineal de la resistencia en serie con el paso de los meses.

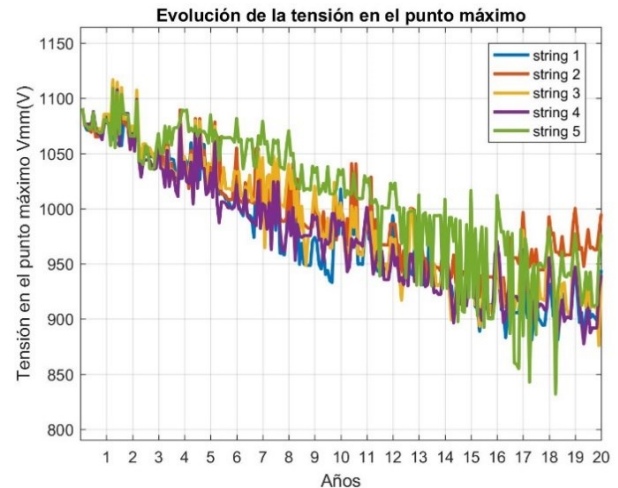


Fig. 4. Evolución mensual de la tensión en el punto máximo  $V_{mm}$  para todos los string del parque.

## VI. VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DEL MODELO

Para validar el modelo de envejecimiento propuesto se disponen de datos reales pertenecientes a una instalación fotovoltaica de 60 kW. Dicha planta solar está diseñada para la inyección en red de la energía generada y se encuentra situada en la localidad de Saelices (Cuenca), con una latitud de 39.9°N. Los paneles están inclinados a 10° y orientados hacia el Sur. Son de silicio policristalino, modelo KD210GH-2P de la compañía Kyocera®. Los datos técnicos de dichos módulos en condiciones STC se exponen en la Tabla IV.

TABLA IV  
FICHA TÉCNICA DEL MODELO KD210GH-2P DE KYOCERA®.

Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ )	8,58 A
Tensión en circuito abierto ( $V_{OC}$ )	33,2 V
Corriente en el punto máximo ( $I_{mr}$ )	7,90 A
Tensión en el punto máximo ( $V_{mr}$ )	26,6 V
Coef. térmico de la corriente ( $\alpha_I$ )	$5,15 \cdot 10^{-3} \text{ A}/^\circ\text{C}$
Coef. térmico de la tensión ( $\alpha_V$ )	$-0,12 \text{ V}/^\circ\text{C}$
Potencia máxima nominal ( $P_{max}$ )	210 W
Temp. nominal de operación (NOCT)	49 °C
Celdas en serie de cada panel (ns)	54
Área de cada panel	1500·990 mm <sup>2</sup>

El generador fotovoltaico se distribuye en 6 strings dispuestos en paralelo con 48 paneles conectados en serie cada uno. Como la conexión se realiza directamente a un inversor con salida trifásica, las cadenas se dividen a su vez en 3, de modo que se conectan un total de 16 paneles a cada fase del

inversor. Para la simulación, por motivos prácticos, se supone que el huerto solar se compone de 18 strings con un total de 16 módulos en serie cada uno.

Los datos proporcionados por la empresa Inycia S.L. se obtienen mediante el software Meteocontrol®, Energy & Weather services. Este software permite seleccionar de forma manual las lecturas de la potencia entregada a cada fase por parte de las distintas cadenas del generador fotovoltaico. En concreto se obtiene la potencia correspondiente a días de los meses de abril, agosto y noviembre, en momentos en los que la irradiancia es similar a la utilizada en la simulación, con una desviación máxima del 1%. Se toma la lectura de las tres fases de cada string, por cada uno de los tres meses mencionados y por cada año de operación de la planta con datos disponibles, que comprende el periodo 2010-2016.

Se calcula entonces la potencia media suministrada a cada fase por los strings o cadenas con las condiciones de irradiancia definidas en los días característicos de la simulación. Los datos experimentales de envejecimiento se muestran junto con los resultados de la simulación en la Fig. 5.

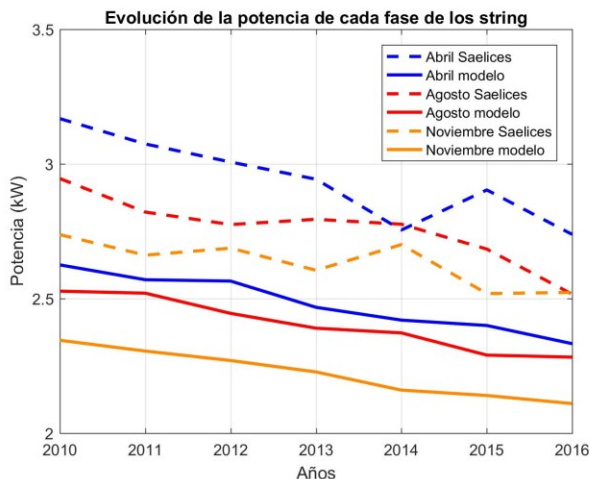


Fig. 5. Potencia media de cada fase para los 3 meses seleccionados con el modelo ajustado y los datos reales.

En las simulaciones, para reducir el esfuerzo computacional, se consideran 5 cadenas de 16 módulos cada una en lugar de las 18 cadenas del parque.

Algunos de los factores de envejecimiento del apartado IV se habían planteado inicialmente para un periodo de 20 años. Para adecuar el modelo a un nuevo periodo de simulación de aproximadamente la mitad de tiempo se llevan a cabo los siguientes ajustes. Se disminuye el factor de crecimiento constante de la resistencia en serie a un valor  $\times 1.5$ , en lugar de  $\times 3$ , y se aplica una reducción del coeficiente de corrosión hasta la saturación en un 2% de pérdidas en lugar de un 4%. Finalmente se aplica una probabilidad menor a la distribución binomial que regula la fractura de las celdas a lo largo de la simulación, que pasará del 1,6% al 1%.

Aplicando el modelo ajustado se obtiene la evolución de la potencia de cada fase de los módulos mostrada en la Fig. 5. Como se puede observar, los resultados de la simulación dan factores de pérdida de potencia cercanos al 10%, del orden de los obtenidos en la planta solar real. No obstante, la potencia inyectada a cada fase es algo menor que la experimental. Esto

puede deberse al hecho de haber concedido demasiado peso al aumento de resistencia frente a otros factores.

#### A. Comparación de Amortización

Por último, el modelo permite comparar la predicción de energía generada por un modelo que no tiene en cuenta los efectos de envejecimiento, donde las potencias iniciales (ideales) serían 3.15 kW, 2.94 kW y 2.89 kW respectivamente para los 3 meses y serían constantes a lo largo de los años, y el modelo desarrollado en este trabajo, que es más realista.

La energía se obtiene a partir de la potencia producida por el sistema en intervalos de 10 min para los días característicos de cada mes. Suponiendo que la energía generada es la correspondiente al punto de máxima potencia de cada curva, la energía de un día característico se obtiene como:

$$E_{dia} = \sum_{n=1}^{144} P_{max,n} \cdot 10min \cdot \frac{1h}{60min} \quad (15)$$

Se calcula entonces la energía mensual multiplicando la energía diaria por el número de días de cada mes y la anual considerando la suma de todos los meses.

La evolución de la energía anual proporcionada por el modelo sigue una variación aproximadamente lineal. En las simulaciones llevadas a cabo por los autores se obtiene que el parque solar de 5 cadenas de 16 módulos alcanza su periodo de amortización dos meses después de los 5 años que sugiere el modelo sin envejecimiento, lo que supone una mejora en la precisión de la predicción. Sin embargo, el modelo de envejecimiento brinda la posibilidad de considerar también los gastos derivados de reparaciones y limpiezas. Aunque en la simulación de esta instalación fotovoltaica las averías no se han manifestado debido su pequeño tamaño, para generadores más grandes el poder calcular estos gastos permitiría mejorar aún más la precisión de las amortizaciones.

## VII. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Debido a la relativamente reciente implantación de la tecnología fotovoltaica en instalaciones a gran escala, sus mecanismos de degradación no son aún bien conocidos y no están cuantificados. En este trabajo se propone un modelo realista y completo de una instalación solar que incorpora los factores de degradación y envejecimiento más frecuentes. El modelo es además general y escalable, y permite sacar conclusiones en términos de eficiencia y rentabilidad.

De la simulación de estos factores de degradación se ha concluido que la corriente producida por los módulos fotovoltaicos es de gran influencia para la potencia generada, y es una de las variables más afectadas por el deterioro propio del módulo fotovoltaico.

El modelo se ha ajustado y validado con datos reales proporcionados por una central de producción situada en Saelices (Cuenca, España).

Como trabajo futuro sería interesante extrapolar este modelo de envejecimiento a otro tipo de tecnologías fotovoltaicas, considerando sus fallos particulares y sus topologías de diseño.

AGRADECIMIENTOS

Los datos experimentales pertenecen a la empresa Inycia S.L. y han sido facilitados por el ingeniero industrial Juan Manuel Heras Palomar.

REFERENCIAS

[1] M. Tomás-Rodríguez and M. Santos, “Modelling and control of floating offshore wind turbines”, *Rev. Iberoam. Autom. Inf. Ind.* vol. 16, no. 4, pp. 381-390, Sep. 2019. doi: 10.4995/riai.2019.11648.

[2] A. A. Estévez de Bén, A. Alvarez-Diazcomas, and J. Rodríguez-Reséndiz, “Transformerless multilevel voltage-source inverter topology comparative study for PV systems”, *Energies*, vol. 13, no. 12, pp. 3261, 2020.

[3] F. R. Martins, J. F. L. Lima, R. S. Costa, A. R. Gonçalves, M. P. Pes, and E. B. Pereira, E. B. “Comparing solar data from NWP models for Brazilian territory”, *IEEE Lat. Am. Trans.* vol. 18, no. 5, pp. 899-906, 2020.

[4] K. Lobo and M. Santos, “Modeling and simulation of hydroelectric projects with reservoirs”, *IEEE Lat. Am. Trans.* vol. 17, no. 10, pp.1588-1597, Oct. 2019.

[5] E. D. Obando, S. X. Carvajal, and J. P. Agudelo, J. P. “Solar radiation prediction using machine learning techniques: A Review”, *IEEE Lat. Am. Trans.* vol. 17, no. 4, pp. 684-697, 2019.

[6] L. Alcantara and M. Campos, “Analysis of seasonal aspects of nebulosity on the project of fixed photovoltaic installations at the city of Belém, Brazil”, *IEEE Lat. Am. Trans.* vol. 17, no. 4, pp. 625-632, 2019.

[7] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica”, *Rev. Iberoam. Autom. Inf. Ind.* vol. 9, no. 3, pp. 267-281, Jul. 2012.

[8] J. R. Núñez, I. F. Benítez, R. Proenza, L. Vázquez, and D. Díaz. “Metodología de diagnóstico de fallos para sistemas fotovoltaicos de conexión a red”. *Rev. Iberoam. Autom. Inf. Ind.* vol. 17, no. 1, pp. 94-105, 2020.

[9] L. Castañer and S. Silvestre, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*. John Wiley & Sons, Inc. Chichester, England, 2002.

[10] J. L. de Souza Silva, H. S. Moreira, D. B. de Mesquita, M. V. G. dos Reis, M. V. G., and M. G. Villalva, M. G. “Study of power optimizers for grid-connected photovoltaic systems”. *IEEE Lat. Am. Trans.* vol. 17, no. 1, pp. 127-134, 2019.

[11] M. Mikati and M. Santos, “Knowledge-Based decision system for sizing grid-connected photovoltaic arrays. In *Knowl. Eng. and Manage.* Springer, Berlin, Heidelberg. Jul. 2014. pp. 463-472.

[12] M. Boussaid, A. Belghachi, K. Agroui, and N. Djarfour, “Mathematical models of photovoltaic modules degradation in desert environment”, *AIMS Energy*, vol. 7, no. 2, pp.127-140. Mar. 2019.

[13] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, and M. Van Iseghem, “Review of failures of photovoltaic modules”, Tech. Rep. IEA-PVPS T13-01, 2014.

[14] E. L. Meyer, and E. E. Van Dyk, “Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters”, *IEEE Trans. Reliab.* vol. 53, no. 1, pp. 83-92, Apr. 2004.

[15] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “Review of photovoltaic degradation rate methodologies”, *Renewable Sustainable Energy Rev.* vol. 40, pp. 143-152, Dec. 2014.

[16] M. A. Quintana, D. L. King, T. J. McMahon, and C. R. Osterwald, “Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules” In *29th IEEE Photovoltaic Specialists Conf*, New Orleans, LA, USA, 2002, pp. 1436-143.

[17] D. C. Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, and K. T. VanSant, “Photovoltaic failure and degradation modes”, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* vol. 25, no. 4, pp. 318-326, Jan. 2017.

[18] B. Nehme, N. K. M’Sirdi, T. Akiki, and B. Zeghondy, “Assessing the effect of temperature on degradation modes of PV panels”, In *Int. Conf Renewable Energ. for Developing Countries*, Mar 2020, Marrakech, Morocco. fihal-02486434f.

[19] J. D. Bastidas-Rodríguez, E. Franco, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, “Model-based degradation analysis of photovoltaic modules through series resistance estimation”, *IEEE Trans. Ind. Electron.* vol. 62, no. 11, pp. 7266-7265, Jul. 2015.

[20] R. Doumane, M. Balistrrou, P. O. Logerais, O. Riou, J. F. Durastanti, and A. Charki, “A circuit-based approach to simulate the characteristics of a

silicon photovoltaic module with aging”, *J. Sol. Energy Eng.* vol. 137, no. 2, pp. 021020, Apr. 2015.

[21] M. S. Jadin, M. A. Ibrahim, and N. Sulaiman, “Development of PV module power degradation analyzer”, in *Proc. ECCE 2019*. Springer, Singapore. Mar. 2020, pp. 681-690.

[22] P. Manganiello, M. Balato, and M. Vitelli, “A survey on mismatching and aging of PV modules: The closed loop”, *IEEE Trans. Ind. Electron.* vol. 62, no. 11, pp. 7276-7286, Apr. 2015.

[23] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. Kébé, P. A. Ndiaye, and V. Sambou, “Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review”, *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 140-151, Oct. 2013.

[24] K. Ishaque and Z. Salam, “A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model”, *Sol. Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2217-2227, Sep. 2011.

[25] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system”, *Renewable Energy*, vol. 57, pp.587-593, Sep. 2013.

[26] Agencia Estatal de Meteorología. AEMET. Datos climatológicos: Valores normales. Madrid, España, 2017 [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es>.

[27] V. S. B. Kurukuru, F. Blaabjerg, M. A. Khan, and A. Haque. “A novel fault classification approach for photovoltaic systems”. *Energies*, vol. 13 no. 2, 308, 2020.

[28] F. Kersten, P. Engelhart, H. C. Ploigt, A. Stekolnikov, T. Lindner, F. Stenzel, ... and J. W. Müller, “Degradation of multicrystalline silicon solar cells and modules after illumination at elevated temperature” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 142, pp. 83-86, Nov. 2015.

[29] B. Sopori, P. Basnyat, S. Devayajanam, S. Shet, V. Mehta, J. Binns, and J. Appel, “Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells”, In *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conf (PVSC)*, Austin, TE, USA, 2012, pp. 001115-001120.

[30] B. Braisaz, C. Duchayne, M. Van Iseghem, and K. Radoune, “PV aging model applied to several meteorological conditions”, in *Proc. UE PVSEC*, Amsterdam, The Netherlands, 2014, pp. 2303-2309.

[31] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, S. Toscani, M. Catelani, L. Ciani, and M. Lazzaroni, “Simplified method for evaluating the effects of dust and aging on photovoltaic panels”, *Meas.* vol. 54, pp. 207-214, Aug. 2014.

[32] H. Qasem, T. R. Betts, H. Müllejans, H. AIBusairi, and R. Gottschalg, “Dust-induced shading on photovoltaic modules”, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* vol. 22, no. 2, pp. 218-226, Jun. 2014.



**Andrés Guisández Hernández** Graduado en Ciencias Físicas (2016) y Máster en Energía (2017) por la Universidad Complutense de Madrid. Posee experiencia en el desarrollo de software, tratamiento de datos y simulación física dentro del ámbito de la energía. Interesado en los campos de simulación física, modelos matemáticos, energía solar fotovoltaica, transición energética y sostenibilidad energética.



**Matilde Santos Peñas** Licenciada y doctora en Ciencias Físicas por la Universidad Complutense de Madrid. Es Catedrática de Ingeniería de Sistemas y Automática en la Facultad de Informática. Ha publicado números artículos en revistas científicas indexadas, así como capítulos de libros. Ha dirigido más de 10 tesis doctorales. Participa y dirige proyectos de investigación nacionales e internacionales y europeos.

Sus principales líneas de investigación son la aplicación de la Inteligencia Artificial al control, modelado y simulación, aplicaciones de las técnicas de Soft Computing y las energías renovables, eólica y solar.