

Modelización de las curvas características de dispositivos fotovoltaicos de uso espacial. Simulación de los efectos de los cambios de temperatura e irradiancia.

Luque López, Rafael
Mataix Caballero, Diego
Vega Mateos, Javier
Zapatero Montaña, Pablo

Abstract

Las curvas características de corriente frente a potencial dan una idea del comportamiento en operación de los paneles solares, por lo que se hace patente la necesidad de modelos de ajuste que permitan una fina predicción de sus actuaciones. No obstante, esto no representa fielmente las condiciones de operación de un panel, dado que este se encuentra en un ambiente hostil que altera, por lo general desfavorablemente, la operatividad del panel. En este estudio se tendrán en cuenta, principalmente, dos factores ambientales: la variación de la irradiancia percibida debida al cambio de actitud del satélite, y la variación de temperatura debida a la variación de radiación recibida. Esto va a provocar un funcionamiento del panel por debajo de sus condiciones nominales, por lo que supone un factor determinante a tener en cuenta en el diseño de los mismos.

Palabras clave: Paneles solares; Efectos ambientales; Células solares; Karmalkar & Haneefa; 1D2R; Temperatura; Irradiancia;

Índice

1. Introducción	4
2. Metodología	5
2.1. Obtención de datos	6
2.2. Modelización del panel fotovoltaico	7
2.2.1. Modelo de Karmalkar & Hannefa	7
2.2.2. Modelo de 1D2R	8
2.2.3. Cálculo de errores	9
2.3. Simulación numérica	9
3. Resultados	11
3.1. Modelización del dispositivo fotovoltaico	11
3.1.1. Modelo de Karmalkar & Hannefa	11
3.1.2. Modelo de 1D2R	12
3.1.3. Error de los modelos	12
3.1.4. Efecto de la degradación del dispositivo fotovoltaico	13
3.2. Simulación numérica	14
3.2.1. Simulación de la variación de la temperatura e irradiancia	14
3.2.2. Efecto de la variación de irradiancia	15
3.2.3. Efecto de la variación de temperatura	16
3.2.4. Resultados de la simulación	17
4. Conclusiones	18

Índice de Figuras

1. Alteración de las curvas $I-V$ debido a efectos de irradiancia [1].	4
2. Alteración de las curvas $I-V$ debido a efectos de temperatura [1].	5
3. Intensidad frente a voltaje obtenida de datos experimentales y del modelo de Karmalkar & Hannefa.	11
4. Intensidad frente a voltaje obtenida de datos experimentales y del modelo de 1D2R.	12
5. Error adimensionalizado medido en cada punto de la curva $I-V$ por los modelos propuestos.	13
6. Intensidad frente a potencial para diferentes estados de desgaste.	13
7. Distribución de la irradiancia recibida por el dispositivo fotovoltaico a lo largo de dos periodos. Las zonas donde la irradiancia es nula se deben a que los ángulos de incidencia solar son mayores a 75°	14
8. Distribución de la temperatura del dispositivo fotovoltaico a lo largo de dos periodos. Los puntos donde la temperatura es máxima están desfasados 15 s respecto al máximo de la irradiancia recibida.	14
9. Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa a una temperatura de 27.2°C y para distintos valores de irradiancia.	15
10. Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de 1360 W/m^2 y para distintos valores de temperatura.	16
11. Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de 1360 W/m^2 y para distintos valores de temperatura.	17

12. Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de 1360W/m^2 y para distintos valores de temperatura.	18
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Índice de Tablas

1. Información relativa al dispositivo fotovoltaico estudiado y sus respectivos puntos característicos obtenidos de manera experimental, así como los proporcionados por el fabricante, a una temperatura de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$	6
2. Información relativa al dispositivo fotovoltaico estudiado y sus respectivos puntos característicos proporcionados por el fabricante para diferentes estados de desgaste, a una temperatura de $28\text{ }^{\circ}\text{C}$ y para una célula.	7
3. Coeficientes de variación de los puntos característicos con la temperatura.	7
4. Valores de irradiancia y temperatura empleados en el estudio del efecto de la temperatura en el comportamiento del dispositivo Azur Space 3G28C.	15
5. Valores de irradiancia y temperatura empleados en el estudio del efecto de la temperatura en el comportamiento del dispositivo Azur Space 3G28C.	16

1. Introducción

En este documento se realiza un estudio del funcionamiento del dispositivo fotovoltaico Azur Space 3G28C. Este estudio se divide en dos tareas principales, una modelización de la curva $I-V$ y una simulación de su funcionamiento teniendo en cuenta la variación de la irradiancia y la temperatura.

Primeramente se realiza un ajuste de la curva $I-V$ del dispositivo fotovoltaico 3G28C mediante un modelo explícito (Karmalkar & Hannefa [2]) y un modelo implícito (modelo de 1 Diodo - 2 Resistencias, en adelante, 1D2R, [3]). La extracción de puntos característicos viene dada por la ficha técnica dada por el fabricante [4] por un lado, y de datos experimentales [5], por el otro. Se ajusta, en primer lugar, con los datos del fabricante y se compara con la curva experimental, a tenor de la implementación de errores para medir el buen ajuste de ambos modelos. Seguidamente, los puntos característicos se obtienen de los datos experimentales y se repite el proceso de ajuste y comparativa con el error. Para esta sección se deben tener dos factores en consideración: por un lado, los datos de la ficha del fabricante se dan respecto a una única célula del panel, por lo que se deberá determinar de forma coherente el número de células, tanto en serie como en paralelo, de las que consta el panel estudiado. Por el otro, la curva de comportamiento se proporciona a distintas temperaturas, por lo que se trasladará uno de los dos conjunto de datos a la otra temperatura de medida para proporcionar una buena comparativa. El problema, en definitiva, radica en encajar el conjunto de datos extraídos de dos fuentes diferentes para establecer una comparativa robusta y coherente.

Este primer paso sirve para sentar las bases de cómo influyen distintos factores ambientales en las curvas características que definen un panel solar. Se estudian, esencialmente dos perturbaciones: la influencia de la irradiancia debida al cambio de actitud del satélite, según muestra la Figura 1, y la variación de temperatura debida al calentamiento o enfriamiento a lo largo de la órbita del satélite, según se puede ver en la Figura 2.

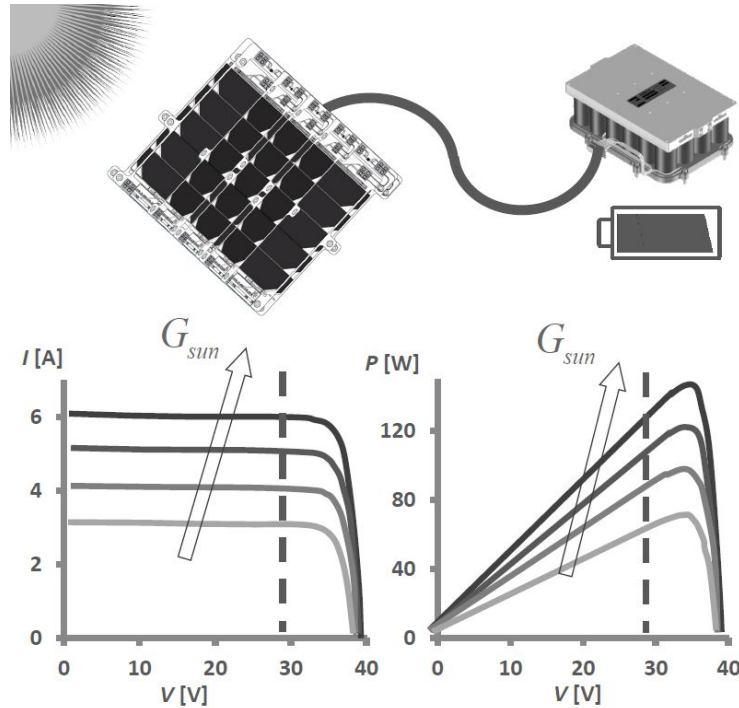


Figura 1: Alteración de las curvas $I-V$ debido a efectos de irradiancia [1].

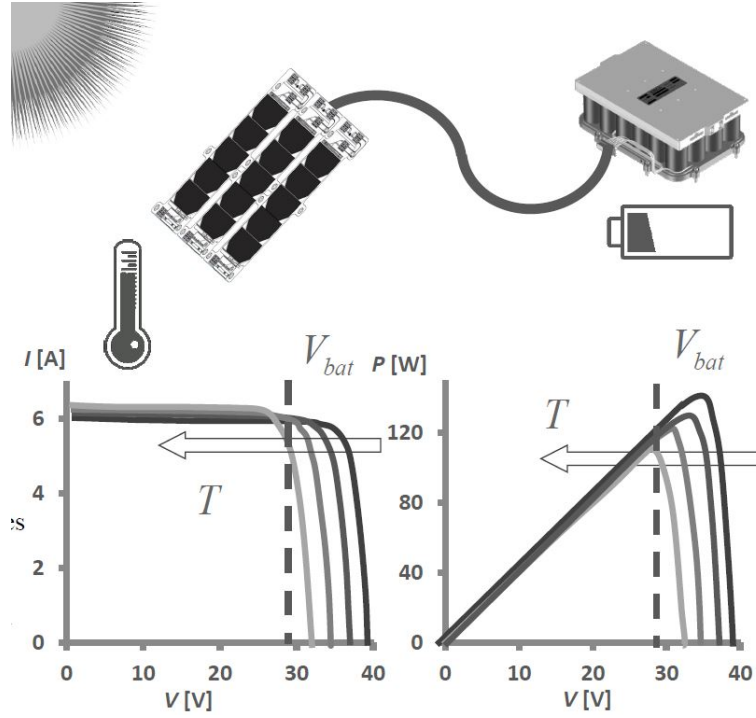


Figura 2: Alteración de las curvas I - V debido a efectos de temperatura [1].

En este estudio, se fija el punto de operación del panel conectándolo a una resistencia de tres posibles valores y se comprueba, mediante los modelos ya comentados, cómo varía la corriente de ese punto cuando se somete al panel a variaciones de las perturbaciones consideradas.

Ampliamente variados son los estudios que remarcen la influencia de agentes externos sobre las actuaciones de paneles solares: desde los aquí considerados (temperatura e irradiancia) [6] [7] [8], hasta la influencia de la lluvia [9] o el polvo [10] [11].

2. Metodología

Tal y como se ha indicado en la introducción, los procesos que se siguen en este estudio pasan por dos fases, una modelización de la curva I - V y una simulación del funcionamiento del dispositivo teniendo en cuenta la variación de irradiancia y temperatura.

Primero se realiza la extracción de puntos característicos, tanto de la ficha técnica del fabricante, como de los datos obtenidos en laboratorio, según se explica en la sección 2.1. Es necesario un pequeño ajuste de los datos de ambas fuentes para poder continuar con el estudio. Primero se determinan la cantidad de células, tanto en serie como en paralelo, de las que consta el panel para poder ajustar los datos de la ficha técnica del fabricante. Por último, se transforma la temperatura de referencia del conjunto de datos del fabricante de 28 °C a 20 °C para asegurar que ambos se han obtenido en las mismas condiciones.

Se sigue con el ajuste de las curvas mediante los métodos de Karmalkar & Hannefa, y 1D2R, imponiendo los puntos característicos tanto del fabricante como del laboratorio, tal como viene detallado en la sección 2.2. En este punto se comparan ambos ajustes mediante la implementación del error.

Por último, se introducen las condiciones ambientales: el cambio de actitud del satélite con una velocidad de rotación para representar las variaciones de irradiancia, y variaciones de temperatura con un desfase respecto a la irradiancia para simular el calentamiento/enfriamiento del panel según el ángulo de incidencia y con el debido retardo. Se conecta el panel a una resistencia de tres posibles valores para fijar el punto de operación y poder realizar la simulación en la que se obtiene el cambio de corriente de ese punto con las condiciones ambientales, según muestra la sección 2.3. Como extra, se trasladan las matrices de variación de los puntos característicos al ajuste de curvas mediante los dos modelos ya comentados, para ofrecer una visualización del cambio que sufren las curvas del panel cuando varían las condiciones de operación.

2.1. Obtención de datos

En primer lugar, es necesario obtener los datos experimentales del dispositivo fotovoltaico Azur Space 3G28C. Además, para poder calcular los coeficientes de los modelos de Karmalkar & Hannefa y del circuito equivalente 1D2R que se estudian, es necesario obtener los puntos característicos de las curvas I - V , es decir:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito.
- I_{mp} : Corriente de en el punto de máxima potencia.
- V_{mp} : Potencial en el punto de máxima potencia.
- V_{oc} : Potencial de circuito abierto.

Primero determinamos la cantidad de células en serie en el panel del que se tienen datos experimentales, sabiendo que el voltaje en esta configuración se suma, según muestra la expresión:

$$V_{total} = nV_{célula}, \quad (1)$$

donde n es el número de células en serie. Tomando un voltaje de referencia del panel, el de circuito abierto por ejemplo, dado por los datos experimentales y dividiendo por el voltaje del circuito abierto de la célula, dado por los datos del fabricante se llega a un número de células en serie de 7. Para el número de células en paralelo se sigue el mismo procedimiento, pero esta vez con una intensidad de referencia, la de cortocircuito por ejemplo. Para este caso, la intensidad de cortocircuito del panel y de la célula coinciden por lo que no hay células en paralelo. En resumen sólo hay una línea de 7 células en serie.

Los puntos característicos experimentales y los proporcionados por el fabricante, para el dispositivo fotovoltaico que se considera para este estudio (para el panel completo), se muestran en la Tabla 1. Los puntos característicos de los datos proporcionados por el fabricante ya han sido ajustados de manera que la temperatura nominal de los paneles sea la misma en todos los casos (20 °C).

Tabla 1: Información relativa al dispositivo fotovoltaico estudiado y sus respectivos puntos característicos obtenidos de manera experimental, así como los proporcionados por el fabricante, a una temperatura de 20 °C.

	Datos del fabricante	Datos experimentales
I_{sc} [A]	0,5086	0,5029
I_{mp} [A]	0,4802	0,4783
V_{oc} [V]	18,33	19,04
V_{mp} [V]	16,26	17,37

También se estudia este dispositivo para diferentes escenarios de desgaste a lo largo de su vida útil. Para ello se obtienen del fabricante [4] datos sobre estos puntos característicos en diferentes estados de desgaste, recogidos en la Tabla 2. Se define el caso de inicio de vida (de aquí en adelante, BOL) y tras una ser sometidos a una radiación de 1 MeV electrones a fluencias de $2.5 \cdot 10^{14}$, $5 \cdot 10^{14}$ y $1 \cdot 10^{15}$ e/cm² [12].

Tabla 2: Información relativa al dispositivo fotovoltaico estudiado y sus respectivos puntos característicos proporcionados por el fabricante para diferentes estados de desgaste, a una temperatura de 28 °C y para una célula.

	BOL	$2.5 \cdot 10^{14}$ [e/cm ²]	$5 \cdot 10^{14}$ [e/cm ²]	$1 \cdot 10^{15}$ [e/cm ²]
V_{oc} [V]	2,667	2,560	2,534	2,480
I_{sc} [A]	0,5060	0,5009	0,5009	0,4858
V_{mp} [V]	2,371	2,276	2,229	2,205
I_{mp} [A]	0,4870	0,4821	0,4724	0,4578

Del fabricante [4] se obtienen, además, los coeficientes de variación de estos puntos con la temperatura ($\Delta/\Delta T$) para cada uno de los estados de desgaste, según muestra la Tabla 3.

Tabla 3: Coeficientes de variación de los puntos característicos con la temperatura.

	BOL	$2.5 \cdot 10^{14}$ [e/cm ²]	$5 \cdot 10^{14}$ [e/cm ²]	$1 \cdot 10^{15}$ [e/cm ²]
$\alpha_{V_{oc}} \left[\frac{\text{mV}}{\text{°C}} \right]$	-6,0	-6,4	-6,2	-6,3
$\alpha_{I_{sc}} \left[\frac{\text{mA}}{\text{°C}} \right]$	0,32	0,33	0,31	0,39
$\alpha_{V_{mp}} \left[\frac{\text{mV}}{\text{°C}} \right]$	-6,1	-6,8	-6,3	-6,4
$\alpha_{I_{mp}} \left[\frac{\text{mA}}{\text{°C}} \right]$	0,28	0,36	0,20	0,29

2.2. Modelización del panel fotovoltaico

Conocidos los puntos característicos de la curva I - V , se modeliza en esta sección la curva completa mediante la resolución analítica de los modelos de Karmalkar & Hannefa y de 1D2R.

2.2.1. Modelo de Karmalkar & Hannefa

El modelo de Karmalkar & Hannefa modeliza la curva I - V mediante la siguiente relación:

$$\frac{I}{I_{sc}} = 1 - (1 - \gamma) \left(\frac{V}{V_{oc}} \right) - \gamma \left(\frac{V}{V_{oc}} \right)^m, \quad (2)$$

donde γ y m son los parámetros que se tienen que ajustar para este modelo. Es posible obtener estos parámetros de forma analítica a través de las siguientes expresiones:

$$\gamma = \frac{2 \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) - 1}{(m - 1) \left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right)^m}, \quad (3)$$

$$m = \frac{W_{-1} \left(- \left(\frac{V_{oc}}{V_{mp}} \right)^{-\frac{1}{K}} \left(\frac{1}{K} \right) \ln \left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right) \right)}{\ln \left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right)} + \frac{1}{K} + 1, \quad (4)$$

donde:

$$K = \frac{1 - \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) - \left(\frac{V_{mp}}{V_{oc}} \right)}{2 \left(\frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) - 1}. \quad (5)$$

Los puntos característicos utilizados en la obtención de los parámetros del modelo son presentados en la Tabla 1, una vez ajustado el número de células en los datos del fabricante e imponiendo la misma temperatura de referencia para todos.

2.2.2. Modelo de 1D2R

En este caso se trata de una modelización mediante un circuito equivalente, que consta de un generador de corriente, un diodo, una resistencia en serie y una en paralelo [3]. Para llegar a la ecuación de la curva I - V , se parte del balance de corrientes, según la expresión:

$$I = I_{pv} - I_D - I_R, \quad (6)$$

donde I_{pv} es la corriente que produce el generador, I_D la corriente que circula por el diodo e I_R la corriente que atraviesa la resistencia. Sabiendo que esta última corriente se puede expresar como:

$$I_R = \frac{V + IR_s}{R_{sh}}, \quad (7)$$

y considerando la expresión del diodo de Shockley, finalmente se llega a la siguiente expresión que define el circuito equivalente de 1D2R:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}, \quad (8)$$

donde I es la corriente, I_{pv} es la corriente del generador, I_0 la corriente de ajuste de la ecuación de Shockley, V es el potencial, V_T es el potencial térmico, a es el factor de idealidad del diodo, y R_s y R_{sh} son la resistencia en serie y en paralelo respectivamente.

Los parámetros que se busca ajustar son los siguientes:

- I_{pv} : Corriente que proporciona el generador,
- I_0 : Parámetro de la ecuación de Shockley,
- R_s : Resistencia en serie,
- R_{sh} : Resistencia en paralelo,
- a : Factor de idealidad del diodo.

Para hallarlos, se introducen en la expresión del modelo, los puntos característicos dados por el fabricante. Esto es:

- Punto de cortocircuito $[0, I_{sc}]$.
- Punto de circuito abierto $[V_{oc}, 0]$.
- Punto de máxima potencia $[V_{mp}, I_{mp}]$.

Con la condición de contorno adicional de derivada en potencia nula para el punto de máxima potencia. Esto nos deja con un sistema de 4 ecuaciones y 5 incógnitas. Para transformarlo en un sistema determinado, estimamos el valor del parámetro menos influyente en los resultados (a). Así, damos un valor inicial al parámetro a entre 1 y 2 y resolvemos el sistema resultante, dado por las expresiones siguientes:

$$I_{sc} = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{I_{sc}R_s}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}}, \quad (9)$$

$$0 = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}, \quad (10)$$

$$I_{mp} = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T}, \quad (11)$$

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{I_0}{aV_T} \left(1 - \frac{I_{mp}}{V_{mp}} R_s \right) \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{aV_T} \right) \right] + \frac{1}{R_{sh}} \left(1 - \frac{I_{mp}}{V_{mp}} R_s \right). \quad (12)$$

Los puntos característicos utilizados en la obtención de los parámetros del modelo son los ofrecidos por la Tabla 1, una vez ajustado el número de células en los datos del fabricante e imponiendo la misma temperatura de referencia para todos.

2.2.3. Cálculo de errores

Con el fin de determinar la eficacia de los métodos empleados al ajustar las curvas características de los distintos dispositivos fotovoltaicos estudiados, es necesario determinar el error en cada caso. A lo largo de este informe se emplean 3 tipos de error distintos, el RMSE, el RMSE adimensionalizado con la corriente en cortocircuito, designado por ξ , y el error adimensional, designado por ε y calculado haciendo uso de la expresión:

$$\xi = \frac{|I_{modelo} - I_{exp}|}{I_{sc}}. \quad (13)$$

Calcular el valor de ξ permite discernir en que zonas de operación se ajusta más cada modelo en cada panel.

Por su parte, el parámetro ε permite realizar comparaciones entre distintos dispositivos fotovoltaicos, distintos tiempos de vida, etc., y se calcula mediante la expresión:

$$\varepsilon = \frac{RMSE}{I_{sc}} = \frac{1}{I_{sc}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (I_{modelo,i} - I_{exp,i})^2}, \quad (14)$$

2.3. Simulación numérica

Se quiere realizar una simulación de la variación de la intensidad proporcionada por el dispositivo fotovoltaico considerando que el ángulo de incidencia solar así como la temperatura son variables, estando el máximo de la temperatura desfasado 15 segundos con respecto al punto de máxima irradiancia solar. Para ello se emplean el modelo de Karmalkar & Hannefa y de 1D2R.

En primer lugar, se considera que el ángulo de incidencia solar es variable con el tiempo según la relación 15:

$$\theta = \omega t, \quad (15)$$

donde θ es el ángulo de incidencia solar y ω es la velocidad angular del panel.

De esta forma es posible determinar la variación de la irradiancia con el tiempo, que sigue la relación:

$$G = G_0 \cos(\theta), \quad (16)$$

donde G es la irradiancia solar y G_0 es la irradiancia solar máxima. Como primera aproximación se define la temperatura como:

$$T = \left(\frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \right) \cos(\theta - \theta_{T_{\max}}) + T_{\min} + \left(\frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \right), \quad (17)$$

donde T es la temperatura del panel, T_{\max} es la temperatura máxima a la que se encuentra el panel, T_{\min} es la temperatura mínima a la que llega el panel y $\theta_{T_{\max}}$ es el ángulo de incidencia solar en el que se encuentra el punto de temperatura máxima, al estar este desfasado 15 segundos con respecto a la irradiancia. Este modelo, si bien ajustaba perfectamente una variación periódica de la temperatura, ofrecía tramos sin sentido real, en los que el panel se calentaba cuando la incidencia solar daba sobre la zona trasera. Finalmente, la temperatura se decidió expresar en dos tramos a través de dos parábolas, de manera que el punto de temperatura máxima se sitúa 15 segundos después del de irradiancia máxima, y que la temperatura mínima ocurra justo antes de que el panel solar vuelva a suministrar corriente, según muestran las siguientes expresiones:

$$T_{tramo1} = -0,001731\theta^2 + 0,1547\theta + 349,7 \quad (18)$$

$$T_{tramo2} = -0,007843\theta^2 + 6,348\theta - 919,1 \quad (19)$$

Conocidas las magnitudes de la temperatura y la irradiancia para todo un periodo, es posible determinar cual sería el valor de los puntos característicos de la curva I - V en cada punto temporal, empleando las relaciones:

$$I_{sc} = \frac{G}{G_0} [I_{sc0} + \alpha_{I_{sc}} (T - T_0)], \quad (20)$$

$$I_{mp} = \frac{G}{G_0} [I_{mp0} + \alpha_{I_{mp}} (T - T_0)], \quad (21)$$

$$V_{oc} = V_{oc0} + aV_T \ln \frac{G}{G_0} + \alpha_{V_{oc}} (T - T_0), \quad (22)$$

$$V_{mp} = V_{mp0} + aV_T \ln \frac{G}{G_0} + \alpha_{V_{mp}} (T - T_0). \quad (23)$$

Finalmente, se emplean los puntos característicos obtenidos con las Ecuaciones 20, 21, 22 y 23 para determinar los coeficientes de los modelos de Karmalkar & Hannefa y de 1D2R. Como el panel solar está conectado a una resistencia, una vez obtenidos estos coeficientes, se emplean las ecuaciones que definen la corriente para cada modelo, sustituyendo el potencial por el producto de la corriente y la resistencia. De este modo se estudian 3 posibles valores de resistencia con cada modelo.

Para el caso de Karmalkar & Hannefa:

$$\frac{I}{I_{sc}} = 1 - (1 - \gamma) \left(\frac{IR}{V_{oc}} \right) - \gamma \left(\frac{IR}{V_{oc}} \right)^m. \quad (24)$$

Para el caso de 1D2R:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp \left(\frac{IR + IR_s}{aV_T} \right) - 1 \right] - \frac{IR + IR_s}{R_{sh}}. \quad (25)$$

Resolviendo las Ecuaciones implícitas 24 y 25 para la corriente, se obtiene la variación con el tiempo de la corriente proporcionada por el dispositivo fotovoltaico.

Finalmente y, a modo de extra, se pintan las curvas I - V , separando las perturbaciones de irradiancia por un lado y las de temperatura por el otro, con los parámetros calculados para cada modelo e introducidos los puntos característicos en las condiciones ambientales que se pinten.

3. Resultados

A lo largo de esta sección se recogen los resultados obtenidos para cada uno de los estudios propuestos. Del mismo modo, se comentan brevemente algunos de estos resultados. Se comienza modelando el funcionamiento del dispositivo Azur Space 3G28C mediante un modelo explícito, Karmalkar & Hannefa, y mediante el modelo 1D2R. Posteriormente se estudia el comportamiento del mismo dispositivo fotovoltaico en función del ángulo de incidencia solar, que provoca variaciones en la temperatura del panel y en la irradiancia recibida por el mismo.

3.1. Modelización del dispositivo fotovoltaico

En primer lugar, se presenta el resultado obtenido del ajuste por diferentes modelos para las curvas I - V , a una temperatura e irradiancia fijas. Se estudia también la evolución de esta curva para diferentes estados de desgaste del panel, en base a los datos proporcionados por el fabricante (ver sección 2.1).

3.1.1. Modelo de Karmalkar & Hannefa

El primer modelo empleado es el de Karmalkar & Hannefa, que se resuelve de forma analítica, empleando los puntos característicos de la curva I - V como datos, tal y como se expone en la sección de Metodología. En la Figura 3 se demuestra el funcionamiento de este modelo frente a los datos experimentales.

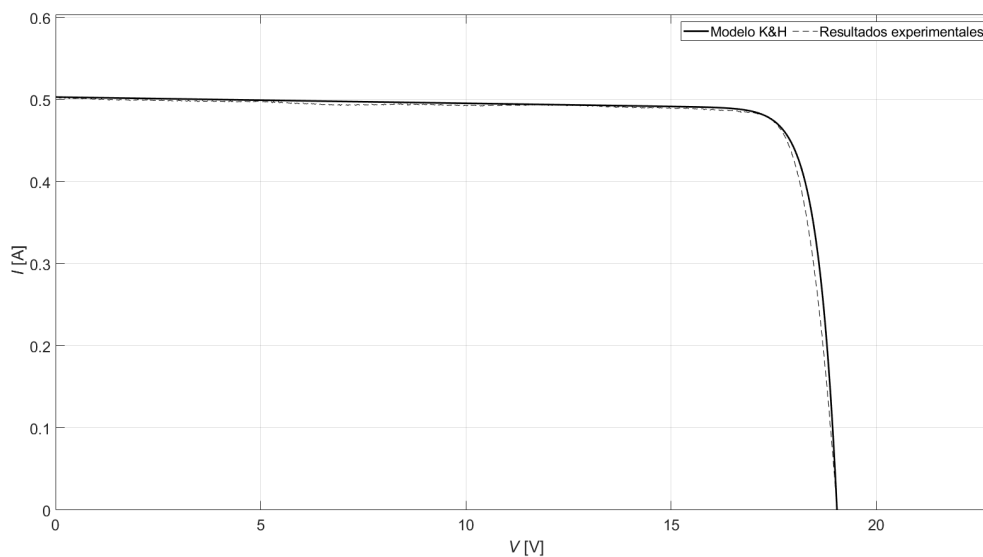


Figura 3: Intensidad frente a voltaje obtenida de datos experimentales y del modelo de Karmalkar & Hannefa.

De este ajuste se obtiene una buena precisión, logrando un RMSE 0,0128 de y un ε de 0,0254, quedando validada esta modelización.

Este mismo ajuste se emplea en los análisis de diferentes estados de desgaste, sometidos a diferentes irradiancias y temperaturas, que llevan a unos datos de puntos característicos diferentes, en condiciones de funcionamiento donde no se cuenta con una curva experimental completa.

3.1.2. Modelo de 1D2R

El segundo modelo a emplear es el de 1D2R, al igual que en el caso anterior, este se ajustará de forma analítica empleando los puntos característicos de la curva I - V , según se expone en el apartado de Metodología. En la Figura 4 se exponen los resultados de este modelo frente a los datos experimentales.

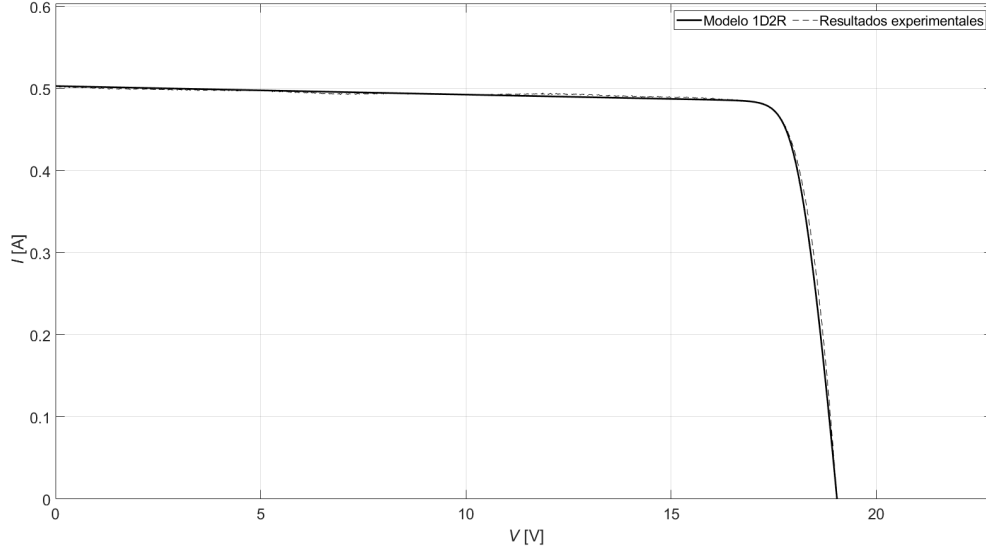


Figura 4: Intensidad frente a voltaje obtenida de datos experimentales y del modelo de 1D2R.

En este caso el ajuste logra un RMSE 0,0068 y un ϵ de 0,0134, logrando por tanto un error de la mitad de el conseguido por el modelo de Karmalkar & Hannefa. Esto puede justificar la mayor complejidad y el mayor número de parámetros del modelo.

3.1.3. Error de los modelos

A continuación se realiza una comparativa del error cometido por estos modelos en las condiciones en las que se cuenta con datos experimentales para su validación. Como puede verse en la Figura 5 ambos errores son muy bajos, y del mismo orden de magnitud, tal y como se desprendía de los resultados de RMSE y ϵ . No obstante, al considerar ξ puede verse que la diferencia del error es aún menor en la zona de mayor interés, antes del punto de máxima potencia.

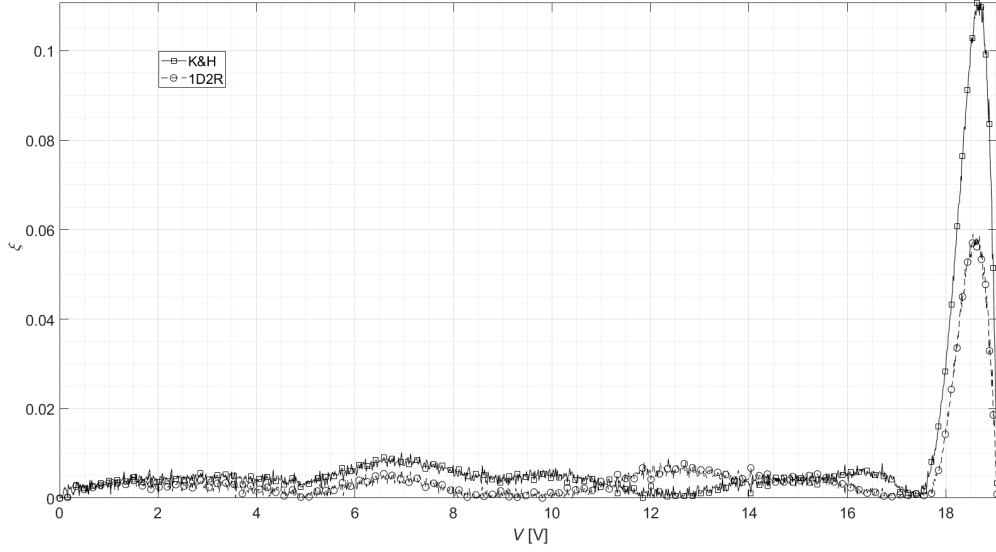


Figura 5: Error adimensionalizado medido en cada punto de la curva I - V por los modelos propuestos.

3.1.4. Efecto de la degradación del dispositivo fotovoltaico

Una vez comprobada la validez de estos modelos, se procede en este apartado a obtener la curva I - V para diferentes escenarios de desgaste del dispositivo, donde solamente conocemos los valores de los puntos característicos de estas curvas, aportados por el fabricante.

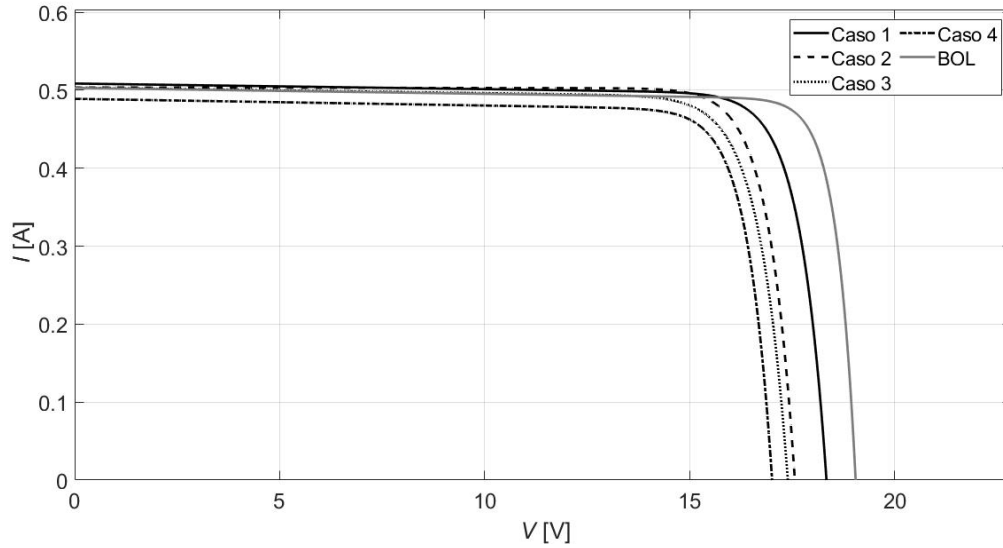


Figura 6: Intensidad frente a potencial para diferentes estados de desgaste.

En la Figura 6 se recogen los resultados obtenidos para cada uno de los casos de desgaste planteados (ver sección 2.1). Aquí puede observarse con claridad como las variaciones en los parámetros característicos de la curva se traducen mediante los modelos (en este caso el de Karmalkar & Hannefa) en diferentes curvas I - V .

3.2. Simulación numérica

3.2.1. Simulación de la variación de la temperatura e irradiancia

En primer lugar, se requiere simular la variación de la temperatura e irradiancia a lo largo de un periodo, considerando que el dispositivo fotovoltaico gira a una velocidad angular dada, lo que hace variar la irradiancia recibida así como la temperatura del mismo. Con la metodología que se describe en la sección 2.3, se llega a las distribuciones de irradiancia y temperatura en función del tiempo que se muestran en las Figuras 7 y 8 respectivamente.

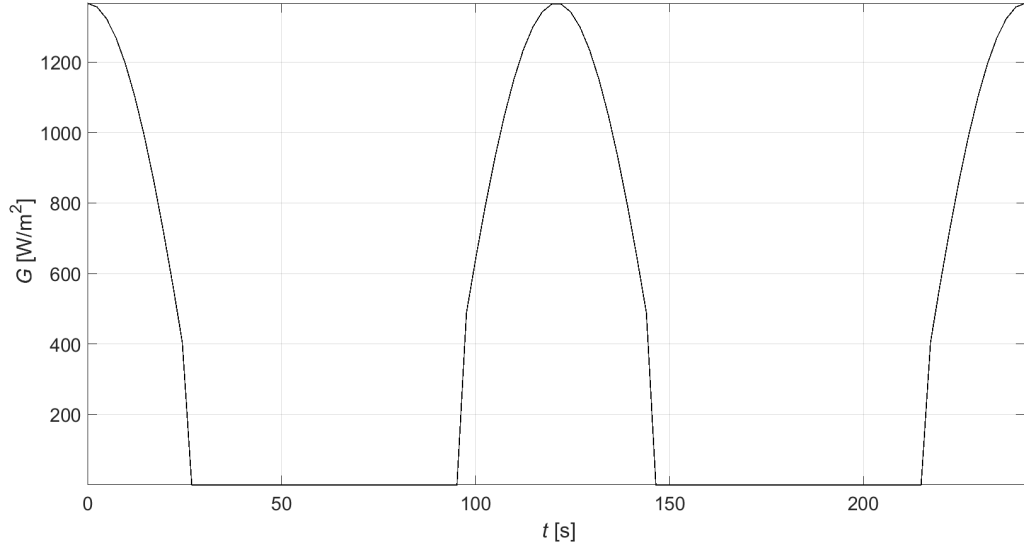


Figura 7: Distribución de la irradiancia recibida por el dispositivo fotovoltaico a lo largo de dos periodos. Las zonas donde la irradiancia es nula se deben a que los ángulos de incidencia solar son mayores a 75° .

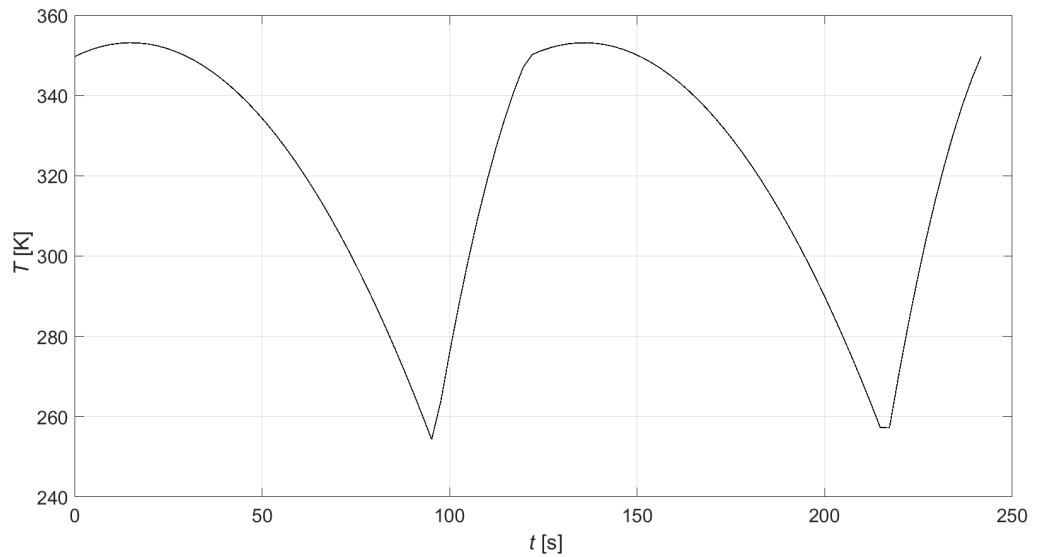


Figura 8: Distribución de la temperatura del dispositivo fotovoltaico a lo largo de dos periodos. Los puntos donde la temperatura es máxima están desfasados 15 s respecto al máximo de la irradiancia recibida.

3.2.2. Efecto de la variación de irradiancia

En este apartado se realiza un estudio de la influencia de la irradiancia recibida por el panel, que será máxima cuando los rayos de sol incidan perpendicularmente en el panel. A este fin se toman 4 valores distintos de irradiancia obtenidos en la simulación numérica del apartado anterior y correspondientes a distintos ángulos de incidencia de los rayos solares sobre el panel. Para poder comparar los resultados se toma una temperatura de panel igual en todos los casos, y de este modo se desacopla la influencia de la irradiancia y la temperatura. Los distintos valores de irradiancia y la temperatura de referencia empleada se muestran en la Tabla 4, donde se aprecia como la temperatura seleccionada ha sido de 27.2 °C.

Tabla 4: Valores de irradiancia y temperatura empleados en el estudio del efecto de la temperatura en el comportamiento del dispositivo Azur Space 3G28C.

	G [W/m ²]	T [°C]
Caso G_1 (G_{\max})	1360	27.2
Caso G_2	1320	27,2
Caso G_3	1205	27,2
Caso G_4	1021	27,2
Caso G_5	777,0	27,2

El efecto de la irradiancia se materializa en su efecto sobre los puntos característicos de la curva I - V . Estas variaciones de los puntos característicos se determinan mediante el empleo de las expresiones 20, 21, 22 y 23 recogidas en la sección 2. En la Figura 9 se recogen los resultados obtenidos para los 5 casos de irradiancia estudiados. La obtención de las gráficas recogidas en la citada figura se ha realizado empleando el método explícito de Kalmalkar & Hannefa. Se puede ver como la intensidad disminuye a medida que disminuye la irradiancia sobre el panel, disminuyendo el valor de I_{sc} .

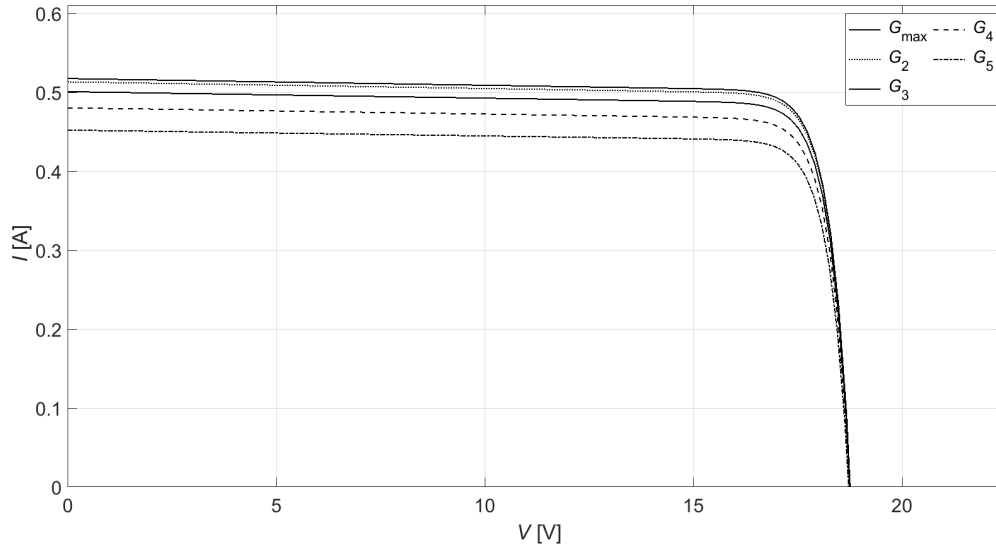


Figura 9: Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa a una temperatura de 27.2 °C y para distintos valores de irradiancia.

3.2.3. Efecto de la variación de temperatura

Al igual que en el apartado anterior se mostraban los efectos de la irradiancia, aquí se muestran los resultados obtenidos al estudiar los efectos de la temperatura para con el comportamiento del dispositivo fotovoltaico estudiado.

En este caso, a fin de desacoplar el efecto de la temperatura del panel del efecto de la irradiancia se toma una irradiancia de referencia. Se estudia, por tanto, el comportamiento del dispositivo fotovoltaico al recibir una irradiancia de 1360 W/m^2 y para 3 temperaturas de panel diferentes. En la Tabla 5 se recogen los valores de temperatura e irradiancia empleados en este estudio, donde se puede apreciar que las temperaturas seleccionadas se corresponden con: la temperatura máxima alcanzada en la simulación numérica detallada en la sección 3.2, T_{\max} , la temperatura nominal de funcionamiento del panel, T_{nom} y la temperatura mínima alcanzada en la simulación numérica, T_{\min} .

Tabla 5: Valores de irradiancia y temperatura empleados en el estudio del efecto de la temperatura en el comportamiento del dispositivo Azur Space 3G28C.

	$G \text{ [W/m}^2\text{]}$	$T \text{ [}^\circ\text{C]}$
Caso T_{\max}	1360	80
Caso T_{nom}	1360	28
Caso T_{\min}	1360	-20

Para estudiar el efecto de la temperatura se han modelizado las curvas I - V del dispositivo fotovoltaico Azur Space 3G28C empleando el método explícito de Kalmalkar & Hannefa. Los diferencias de temperatura se traducen en variaciones de los puntos característicos de la curva I - V , estas variaciones se calculan con las expresiones recogidas en la sección 2.3, a saber: 20, 21, 22 y 23.

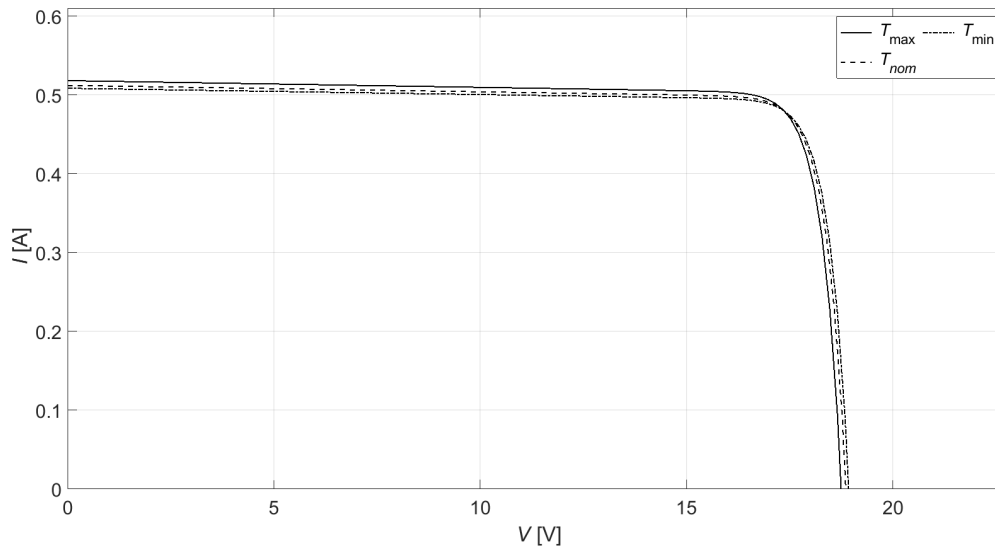


Figura 10: Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de 1360 W/m^2 y para distintos valores de temperatura.

En la Figura 10 se muestran la curva I - V obtenida para cada uno de los tres casos de estudio. Se ve como al

aumentar la temperatura el punto I_{sc} se desplaza hacia valores más elevados, y como el punto de circuito abierto, caracterizado por V_{oc} , se desplaza hacia valores inferiores de voltaje.

3.2.4. Resultados de la simulación

Los resultados de la simulación, para los tres casos de resistencias estudiados, se muestran en las Figuras 11 y 12. Cabe destacar que los resultados que se presentan equivalen al comportamiento de un panel solar con 7 células solares Azur Space 3G28C, empleándose los datos experimentales para la simulación. A su vez, la simulación se ha realizado mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa (Figura 11) y mediante el modelo de 1D2R (Figura 12).

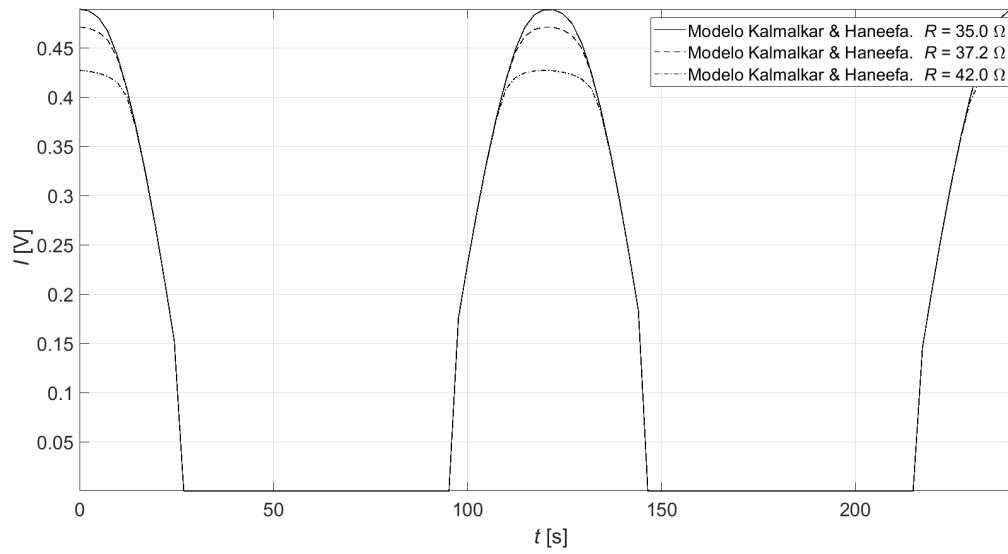


Figura 11: Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de 1360 W/m^2 y para distintos valores de temperatura.

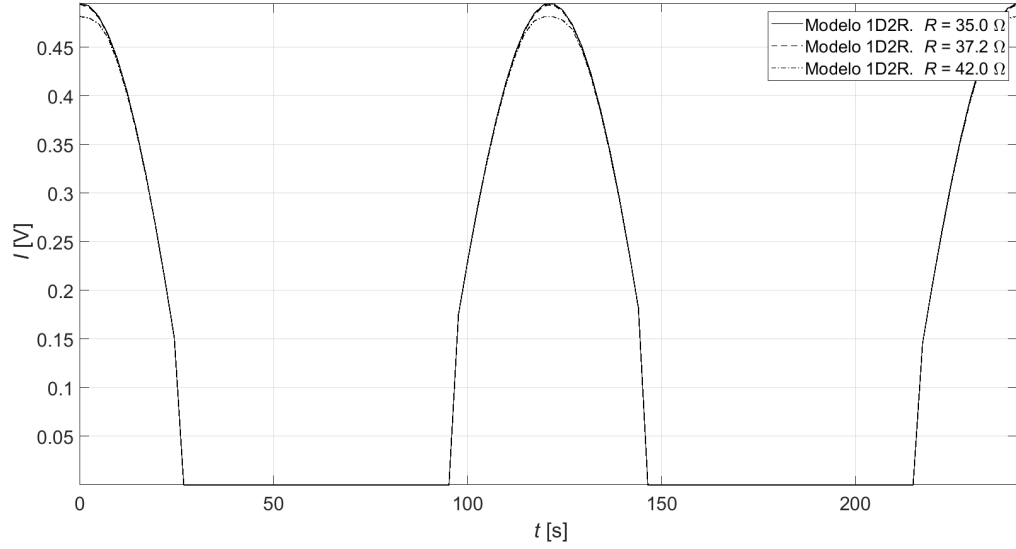


Figura 12: Intensidad frente a voltaje mediante el modelo de Karmalkar & Hannefa para una irradiancia de $1360\text{W}/\text{m}^2$ y para distintos valores de temperatura.

4. Conclusiones

Respecto a la modelización del dispositivo fotovoltaico Azur Space 3G28C, se observa que el error cometido por los modelos de Karmalkar & Hannefa y de 1D2R es muy bajo, y del mismo orden de magnitud. Cabe destacar, como las variaciones en los parámetros característicos de la curva, debidas a cada uno de los casos de desgaste planteados, se traducen mediante los modelos en diferentes curvas I - V , donde es apreciable la degradación de las características que ofrece el dispositivo.

El efecto de la irradiancia se materializa en su efecto sobre los puntos característicos de la curva I - V . Estas variaciones de los puntos característicos se determinan mediante el empleo de las expresiones 20, 21, 22 y 23 recogidas en la sección 2. En la Figura 9 se recogen los resultados obtenidos para los 5 casos de irradiancia estudiados. La obtención de las gráficas recogidas en la citada figura se ha realizado empleando el método explícito de Karmalkar & Hannefa. Se puede ver como la intensidad disminuye a medida que disminuye la irradiancia sobre el panel, disminuyendo el valor de I_{sc} .

Por otro lado, las diferencias de temperatura se traducen en variaciones de los puntos característicos de la curva I - V , estas variaciones se calculan con las expresiones recogidas en la sección 2.3, a saber: 20, 21, 22 y 23.

Finalmente, los resultados de la simulación obtenidos para los modelos de Karmalkar & Hannefa y de 1D2R, presentan una diferencia clara entre ellos, esta es el efecto de la resistencia a la cual está conectada el dispositivo fotovoltaico en la corriente generada a lo largo del tiempo. En las Figuras 11 y 12 se observa como en el caso del modelo de Karmalkar & Hannefa la caída de la corriente suministrada es mayor al aumentar la resistencia comparado con el caso del modelo de 1D2R. Aún así, ambos modelos resultan en una distribución de la corriente suministrada por el dispositivo fotovoltaico en función del tiempo muy similar, siendo las zonas donde no se suministra corriente las mismas en ambos casos.

Referencias

- [1] J. Cubas, Modelos analíticos. Paneles solares., Universidad Politécnica de Madrid (2021).
- [2] S. Pindado, J. Cubas, E. Roibás-Millán, F. Bugallo-Siegel, F. Sorribes-Palmer, Assessment of explicit models for different photovoltaic technologies, *Energies* 11 (2018).
- [3] S. Pindado, J. Cubas, F. Sorribes-Palmer, On the analytical approach to present engineering problems: Photovoltaic systems behavior, wind speed sensors performance, and high-speed train pressure wave effects in tunnels (2015).
- [4] Triple Junction GaAs Solar Cell Type: TJ Solar Cell 3G28C, Mitsubishi (2016).
URL www.azurspace.com
- [5] Datos experimentales.
- [6] W. D. Lubitz, Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels, *Applied Energy* 88 (2011) 1710–1719.
- [7] J. L. Kafka, M. A. Miller, A climatology of solar irradiance and its controls across the united states: Implications for solar panel orientation, *Renewable Energy* 135 (2019) 897–907.
- [8] D. Rani, DrMSGiridhar, M. Prasad, Effect of temperature and irradiance on solar module performance, *Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)* 13 (2018) 36–40.
- [9] B. Hailegnaw, S. Kirmayer, E. Edri, G. Hodes, D. Cahen, Rain on methylammonium lead iodide based perovskites: Possible environmental effects of perovskite solar cells, *Journal of Physical Chemistry Letters* 6 (2015) 1543–1547.
- [10] H. Imran, Z. Maqsood, A. Ullah, N. Z. Butt, Effective prediction of transmission of solar irradiance through dusty solar panels using atmospheric aerosol data for lahore, pakistan, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (2019) 2889–2893.
- [11] S. A. Sulaiman, H. H. Hussain, N. S. H. N. Leh, , M. S. I. Razali, Effects of dust on the performance of pv panels, *Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)* (2018).
- [12] H. Q. Hou, P. R. Sharps, N. S. Fatemi, N. Li, M. A. Stan, P. A. Martin, B. E. Hammons, F. Spadafora, Very high efficiency ingap/gaas dual-junction solar cell manufacturing at emcore photovoltaics, *Emcore Photovoltaics* (2000).