



Análisis de paneles fotovoltaicos en entornos de operación reales para determinar su eficiencia

Analysis of photovoltaic panels in real operating environments to determine their efficiency

Mendoza, José L.¹; Aquino, Aquiles¹; Lindo, César J.¹

¹Facultad de Ingeniería Química,
Universidad Nacional del Centro del Perú,
Ciudad Universitaria, Huancayo, Perú



Cómo referenciar.

Mendoza, J. L.; Aquino, A.; Lindo, C. J. (2022). Análisis de paneles fotovoltaicos en entornos de operación reales para determinar su eficiencia. *Prospectiva Universitaria*, 19(1), 66-74.

<https://doi.org/10.26490/uncp.prospectivauniversitaria.2022.19.1956>

Resumen

Un conocimiento fiable sobre el rendimiento de diferentes generadores fotovoltaicos (como células individuales, módulos, arreglos, etc.) en condiciones de funcionamiento reales es esencial para la correcta selección del producto y la predicción precisa de su producción de electricidad. Se ha utilizado el método de Durisch et al. (2007) para el cálculo del rendimiento anual de módulos fotovoltaicos (PV) en lugares seleccionados, utilizando datos meteorológicos específicos del lugar. Conocer el rendimiento de los módulos fotovoltaicos es fundamental para determinar el importe requerido en la generación de electricidad para dichos módulos, lo que posibilita la selección del tipo de módulo teniendo en cuenta el nexo rendimiento-costo mayor para un determinado lugar de la instalación fotovoltaica. Las tres variables independientes de temperatura de la celda, irradiancia solar y masa de aire relativa son tomadas en cuenta en el modelo de eficiencia desarrollado que es utilizado para calcular los rendimientos de los módulos fotovoltaicos. Las características de corriente/voltaje (I/V) del módulo seleccionado son base para la obtención de los parámetros abiertos del modelo, éstas son medidas al aire libre en las instalaciones de prueba en situaciones reales de funcionamiento. Mediante el modelo, se pueden determinar las eficiencias de la celda y el módulo en todas las situaciones operativas relevantes. Se presentan los cálculos realizados de rendimiento para cinco módulos comerciales (LA361K54S de Kyocera, BP 585 F de BP Solar, UPM-US-30 de Uni -Solar, CIS ST40 de Siemens y WS11003 de Wuerth) para un lugar (Al Qawairah) de buena irradiación de Jordania donde se midieron datos meteorológicos confiables disponibles. Estos representan a módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, monocristalino y amorfo, así como módulos fotovoltaicos de cobre-indio-diselenuro, CuInSe₂. Se presenta los resultados del rendimiento anual de estos módulos.

Palabras clave: concreto, aditivo, azúcar, trabajabilidad, tiempo de fraguado, construcción.

Abstract

Productivity in construction has concrete admixture as one of its important materials. Due to the complex problems of the project and climatological aspects, the use of sugar can be an alternative to commercial admixtures that represent certain difficulties in their acquisition for large batches. The study has used four doses of white sugar in order to evaluate the workability of the concrete without affecting its compressive strength. Consistency and setting time tests were performed to

determine the workability of the concrete. The results revealed that, compared to a slump of 4 ½" of the standard sample, when sugar doses were added, the slump increased to 7" with 0.01%, to 7" with 0.07%, to 7 ¾" with 0.14% and to 9 ¼" with 0.20% sugar. With respect to the initial and final setting time, the standard sample reached 83 and 238 minutes, respectively, while when sugar was added, these values increased to 129 and 291 minutes with 0.01%, to 161 and 351 minutes with 0.07%, to 188 and 400 minutes with 0.14% and finally to 210 and 471 minutes with 0.20% sugar. On the other hand, the compressive strength of the concrete at 28 days also experienced increases whenever the sugar dosage was not higher than 0.14% of the weight of the concrete. It is concluded that sugar as an admixture in the preparation of concrete mixes improves its workability without affecting its strength.

Keywords: concrete, admixture, admixture, sugar, workability, setting time, construction.

1 Introducción

Cada vez hay más aplicaciones de los sistemas de suministro de energía fotovoltaica, para las que son la mejor solución. El uso más juicioso de los mismos es uno de los factores que influyen significativamente en su competitividad. Con respecto al componente más importante del sistema, es decir, el generador fotovoltaico (compuesto por módulos), la pregunta es: ¿Qué producción de energía anual en KWh/m^2 se puede esperar de diferentes generadores en condiciones de operación reales en lugares climatológicamente diferentes? Para responder a esta pregunta, es necesario conocer el comportamiento físico de los módulos bajo iluminación solar variable y condiciones climáticas cambiantes. Estos datos no suelen ser facilitados por los fabricantes y proveedores de productos fotovoltaicos. Además, los datos proporcionados en Condiciones de Prueba Estándar (STC) se toman en condiciones que nunca ocurren en la práctica. Para proporcionar datos sobre el comportamiento de los módulos en condiciones reales de funcionamiento, se harán los cálculos de rendimiento para cinco módulos comerciales.

El propósito de los datos proporcionados es respaldar el diseño adecuado y la utilización óptima de los sistemas de suministro de energía fotovoltaica y, por lo tanto, mejorar su atractivo económico. Esto se logra mediante el uso de datos exteriores, junto con fechas meteorológicas resueltas en el tiempo específicas del lugar, como entrada para los modelos de simulación utilizados para calcular la producción específica diaria, mensual y anual de diferentes generadores fotovoltaicos. El uso de datos exteriores conduce a resultados fiables y permite la selección del tipo de mó-

dulo más adecuado para una aplicación específica.

Sabiendo que las simulaciones basadas en datos de condiciones de prueba estándar pueden conducir a una sobreestimación de la producción hasta en un 40%, es importante que los datos de prueba al aire libre se utilicen para proporcionar una evaluación realista de la productividad de los generadores fotovoltaicos. Por otro lado, los datos de las pruebas al aire libre son útiles para derivar recomendaciones para mejorar los generadores fotovoltaicos y ayudar a los fabricantes, diseñadores, proveedores, instaladores y operadores en sus esfuerzos por realizar sistemas fotovoltaicos exitosos.

El objetivo principal fue proporcionar correlaciones semiempíricas derivadas de datos exteriores y comprender los diversos factores climatológicos que influyen en el rendimiento de los generadores fotovoltaicos. A partir de las correlaciones mencionadas, los datos de Condiciones de Prueba Estándar se encuentran por interpolación y, si es necesario, por extrapolación. Las correlaciones también se utilizan para determinar coeficientes con respecto a la sensibilidad de los módulos a diferentes impactos climáticos.

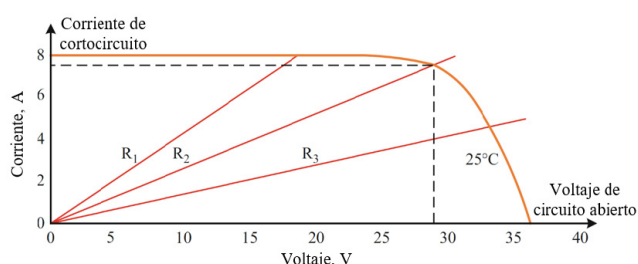
1.1 Curva de intensidad-voltaje

La curva característica corriente-tensión, también conocida como curva I-V, es una característica esencial de las células solares, que se utiliza para ilustrar la relación entre la tensión y la corriente producida por el módulo solar en las condiciones de prueba estándar (STC). Bajo estas condiciones, el módulo solar considera una fuente de corriente controlada por voltaje, lo que significa que la

curva I-V tendrá un valor de corriente constante mientras que el valor de voltaje puede cambiar según la carga conectada. Como se ilustra en la figura 1, diferentes cargas resistivas están conectadas al mismo módulo solar; el punto de intersección entre la curva I-V y la carga resistiva lineal determina el punto de potencia de funcionamiento. El comportamiento eléctrico del módulo solar se representa en esta curva, donde el eje x representa el voltaje y el eje y representa la corriente. Hay que señalar tres puntos importantes de este gráfico, que son los siguientes: (a) Voltaje de circuito abierto, (b) Corriente de cortocircuito, (c) Punto de máxima potencia

Figura 1

Curva Característica I-V de un Módulo Solar con Diferentes Cargas Resistivas



Nota. $R_3 > R_2 > R_1$

1.1.1 Voltaje de circuito abierto

El voltaje de circuito abierto, V_{oc} , como se indica en la figura 1, es el valor medido del voltaje entre los terminales del módulo solar cuando se aplica una carga de resistencia infinita. Este voltaje es el voltaje más alto posible que el módulo puede producir. El V_{oc} se puede medir utilizando un multímetro digital conectado en paralelo con los terminales del módulo solar, mostrando un valor positivo como salida.

El valor del voltaje de salida se puede encontrar en la hoja de datos de cada módulo o se puede determinar a partir de la intersección de la curva I-V entre el eje x y la curva. En la figura 1, se encuentra que el valor del voltaje de circuito abierto aproximado de 36 V.

1.1.2 Corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito I_{sc} , como se muestra en la 1, es la corriente máxima que puede

producir el módulo y se mide cuando los dos terminales están conectados sin carga. Este valor se puede obtener de la ficha técnica de cada módulo solar o de la curva I-V, donde la intersección entre el eje y y la curva representa el valor de I_{sc} .

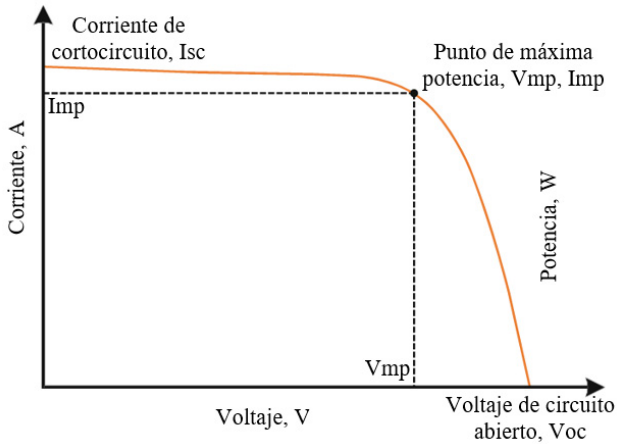
1.1.3 Punto de máxima potencia

La potencia extraída de las fuentes de energía de corriente directa se obtiene del producto de la corriente y el voltaje ($P=V.I$). Por lo tanto, no se suministrará potencia útil a la carga cuando el circuito esté operando en condiciones de cortocircuito o circuito abierto porque uno de los factores será igual a cero. La carga regula el punto de funcionamiento, donde el módulo solar entrega tanto corriente como tensión en función de la carga resistiva conectada a sus terminales. Por lo tanto, cuando se aplica una resistencia variable (potenciómetro) al módulo solar con un valor creciente, el módulo solar sigue aumentando la potencia entregada hasta que alcanza el valor máximo y luego comienza a disminuir.

El punto crítico en el que el módulo entrega la mayor potencia posible se denomina punto de máxima potencia (MPP), y sus coordenadas en el eje x y el eje y se conocen como voltaje en el MPP (V_{mp}) y corriente en el MPP (I_{mp}), respectivamente. En el ejemplo dado en la 1, R_2 es el valor de carga resistiva en el que el módulo puede operar en su MPP, donde los valores de I_{mp} y V_{mp} son 7,5 A y 28 V, respectivamente. La curva característica I-V con tensión de circuito abierto, corriente de cortocircuito y punto de máxima potencia se ilustra en la figura 2.

Figura 2

Corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y punto de máxima potencia

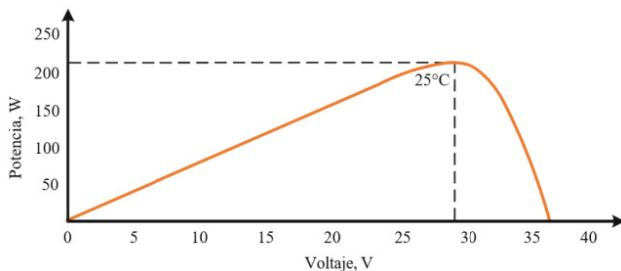


1.2 Curva de potencia-voltaje

La curva potencia-voltaje o P-V (figura 3) la proporciona el fabricante en la hoja de datos del módulo, donde la corriente se multiplica por el voltaje para dar la potencia de salida esperada en cada caída de voltaje en la carga.

Figura 3

Curva Potencia-Voltaje del Módulo Solar



De esta forma, las especificaciones del módulo solar son: $V_{oc} = 36v$, $I_{sc} = 7.9amp$, $I_{mp} = 7.5amp$, $V_{mp} = 28v$, $Mpp = 210w$

1.3 Efecto de la temperatura

La temperatura del módulo solar es mucho más cálida que la temperatura ambiente. Todas las especificaciones y curvas se toman bajo una temperatura de celda de $25^{\circ}C$ como parte de las condiciones de prueba estándar (STC). Sin embargo, las condiciones de funcionamiento del módulo solar no coinciden necesariamente con el

STC, especialmente en su temperatura, donde los módulos pueden instalarse en climas extremadamente fríos o cálidos. Por lo tanto, es importante definir algunos factores para definir la relación entre la temperatura y las características del módulo solar, como la corriente, el voltaje y la potencia. Los coeficientes de voltaje, corriente y temperatura de potencia discutidos en las próximas tres secciones denotan la relación de estos parámetros con la temperatura.

1.4 Coeficiente de temperatura de voltaje

El valor promedio del coeficiente de temperatura de voltaje ($\%/^{\circ}C$) varía de -0.27 a -0.35 $\%/^{\circ}C$. El signo negativo refleja el impacto negativo en el voltaje de circuito abierto a medida que aumenta la temperatura. Esto significa que, por $1^{\circ}C$ de aumento de temperatura, el voltaje de circuito abierto disminuirá en un cierto porcentaje en el rango mencionado. Este factor es crucial debido a la naturaleza de los dispositivos electrónicos de potencia que siempre están conectados a los módulos fotovoltaicos, como los inversores. Cada inversor tiene un valor de voltaje de umbral por debajo del cual el inversor no puede funcionar.

Por lo tanto, la matriz solar debe estar bien diseñada para compensar las caídas de voltaje que resultan de las altas temperaturas para mantener los dispositivos electrónicos de potencia en sus rangos de operación normales. Para este propósito, el voltaje más bajo posible de los dispositivos electrónicos de potencia o el más alto posible se considera la temperatura donde el voltaje está en su valor mínimo.

El porcentaje de ganancia o pérdida del voltaje se puede calcular usando las siguientes ecuaciones:

$$V_{op} = V_T - coeficiente(T_{celda} - 25) + 100 \quad (1)$$

Donde V_{op} es el voltaje de operación en porcentaje. Por lo tanto, el voltaje de operación real es:

$$V_{Iesp.} = V_{op}(V_{STC}) \quad (2)$$

1.5 Coeficiente de temperatura de corriente

El coeficiente de temperatura actual siempre tiene un valor positivo que oscila entre 0.047 y 0.055 %/°C en los modelos policristalinos modernos. Esto significa que, por 1°C de aumento de temperatura, la corriente de cortocircuito aumentará en un porcentaje específico en el rango mencionado. Sin embargo, el efecto positivo del aumento de temperatura sobre la corriente puede despreciarse en comparación con el efecto negativo del voltaje. El porcentaje de ganancia o pérdida de la corriente se puede calcular utilizando las siguientes ecuaciones:

$$I_{op} = I_{T-coeficiente}(T_{celda}-25) + 100 \quad (3)$$

Donde I_{op} es la corriente de operación en porcentaje. Por lo tanto, el voltaje de operación real es:

$$I_{tesp.} = I_{op}(I_{STC}) \quad (4)$$

1.6 Coeficiente de temperatura de potencia

El impacto del coeficiente de temperatura de potencia se ilustra en el panel B de la figura 4. La potencia de salida es inversamente proporcional a la temperatura. El valor del coeficiente varía de -0.45 a -0.3 %/°C, donde el valor del coeficiente define la calidad del módulo basado en silicio. El signo negativo implica que, con un aumento de temperatura de 1°C, la potencia de salida de la celda solar disminuye en un cierto porcentaje dentro del rango mencionado. El porcentaje de ganancia o pérdida de potencia se puede determinar usando la ecuación.

$$P_{op} = P_{T-coeficiente}(T_{celda}-25) + 100 \quad (5)$$

Donde P_{op} es la potencia de operación en porcentaje. En las hojas de datos estándar de celdas solares, es posible encontrar los valores de los coeficientes de voltaje, corriente y potencia en términos de %/K, donde K es la temperatura en Kelvin. Sin embargo, la diferencia en cada grado de temperatura es la misma en la escala Celsius y en la escala Kelvin. Por lo tanto, se puede utilizar el mismo valor independientemente de los valores expresados en términos de %/K o %/°C.

Los paneles de la figura 4 ilustran la diferencia entre las curvas características en STC I-V y P-V que los fabricantes dan en la hoja de datos y las curvas reales en las que trabaja el módulo; Basándose en la temperatura de funcionamiento de la celda, la irradiación se fija en 1000 W/m^2 .

1.7 Efecto de la irradiancia

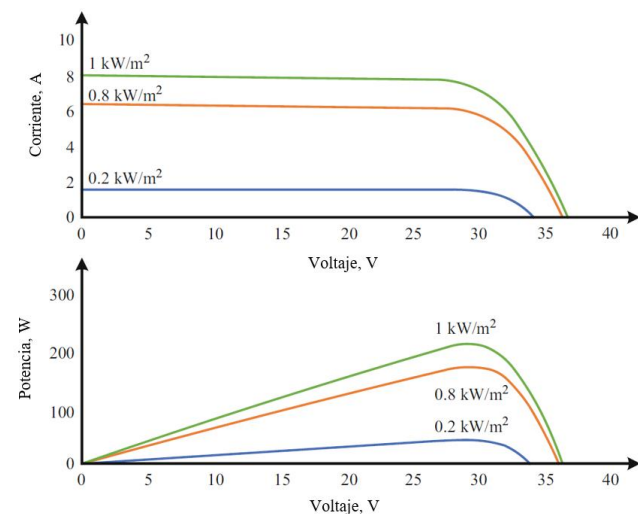
El factor de irradiancia solar (x) tiene un efecto más simple y directo en las células o módulos solares, donde tiene un efecto insignificante en V_{oc} y un efecto proporcional en I_{sc} , como se ilustra en la ecuación 6 y la figura 5.

$$I_{sc_x} = x \times I_{sc_1} \quad (6)$$

Donde I_{sc_x} se encuentra en KW/m^2 y x varía de 0 a 1.25. La corriente en esta ecuación se refiere a la corriente de cortocircuito a una irradiancia específica medida en KW/m^2 .

Figura 5

Curvas Corriente y Potencia vs. Voltaje a Diferentes irradiancias



1.8 El modelo de eficiencia

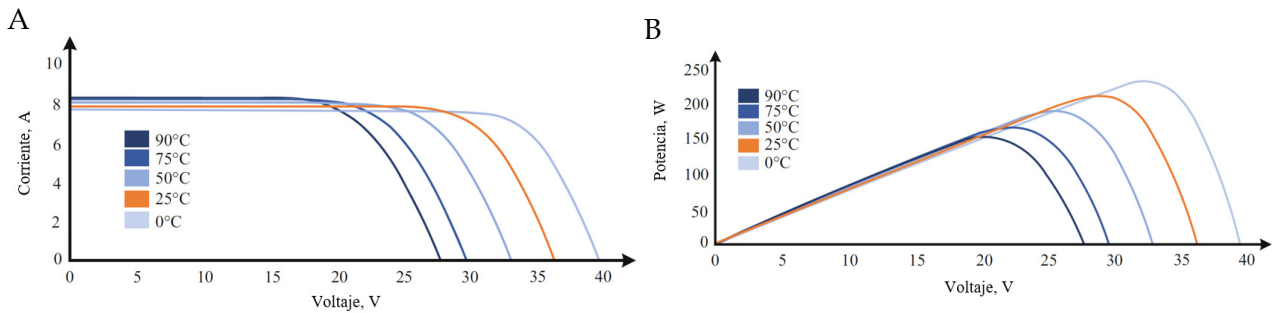
La eficiencia de la celda η_m se determina a partir de datos eléctricos medidos en el punto de máxima potencia, la irradiancia y el área de la celda.

$$\eta_m = \frac{P_{mpp}}{G_i \times A} \quad (7)$$

El modelo de eficiencia desarrollado por Durisch et al. (2000) tienen en cuenta tres variables independientes: temperatura del módulo, masa

Figura 4

Curva de Corriente y Potencia vs. Voltaje a Diferentes Temperaturas



Nota. Panel A: curva corriente-voltaje. Panel B: curva potencia-voltaje.

de aire e irradiancia solar, $\eta = f(\theta, AM, G_n)$. La siguiente ecuación muestra el modelo de eficiencia semiempírico propuesto:

$$\eta_{mod} = p \left[q \frac{G_i}{G_0} + \left(\frac{G_i}{G_0} \right)^m \right] \left[1 + r \frac{\theta}{\theta_0} + s \frac{AM}{AM_0} + \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^u \right] \quad (8)$$

Donde $G_0 = 1000W/m^2$, $\theta_0 = 25^\circ C$, $AM_0 = 1.5$. Los parámetros p , q , m , r , s y u deben determinarse para cada tipo de módulo a partir de un conjunto específico de medidas exteriores, es decir, el manejo de multitud de datos obtenidos en diversas condiciones climáticas. El requisito básico se cumple con la ecuación 8 donde la eficiencia es cero con irradiación cero. Además, la eficiencia es una función lineal de la temperatura de la celda bajo irradiación constante y masa de aire constante, como se observa repetidamente. El modelo también tiene en cuenta una dependencia no lineal de la eficiencia de la masa de aire, como se encuentra empíricamente.

En los cálculos de rendimiento energético, las masas de aire AM se obtienen a partir de la fecha y hora del día y de las coordenadas geográficas del lugar seleccionado para el sistema fotovoltaico. Las temperaturas de celda medidas se relacionaron con la temperatura del aire ambiente θ_a . Se confirma la relación de Ross, que se da como:

$$\theta = \theta_a + hG \quad (9)$$

Donde h es el coeficiente de Ross, dado que se miden θ , θ_a y G , se puede determinar el coeficiente h de Ross para los diferentes tipos de módulos. Dado que las bases de datos meteorológicos dan

G y θ_a , la temperatura de las celdas del módulo se obtiene con la ayuda del coeficiente de Ross.

El rendimiento del módulo E_m ahora se puede calcular fácilmente: los datos meteorológicos en el lugar específico junto con las coordenadas geográficas del lugar permiten calcular θ y AM en función del tiempo. Estos datos se introducen en la ecuación 8. La potencia entregada por un módulo se calcula como:

$$P(t) = \eta(t)AG(t) \quad (10)$$

Donde A es el área de celda activa del módulo. Si se integra durante un año, se puede predecir el rendimiento energético anual E_m . Los parámetros abiertos p , q , m , r , s y u en la ecuación 8, se determinan utilizando métodos de ajuste por mínimos cuadrados no lineales. Usando la ecuación 8 y los parámetros para el módulo, la eficiencia η_{STC} , la potencia P_{STC} y el coeficiente de temperatura α_{STC} en condiciones de prueba estándar ($STC : \theta = 25^\circ C$; $AM = 1.5$; $G = 1000W/m^2$) se pueden calcular con las ecuaciones de la 11 a la 13 y, por tanto, pueden ser comparados con los valores del fabricante.

$$\eta_{STC} = p(q + 1)(2 + r + s) \quad (11)$$

$$\alpha_{STC} = \left(\frac{\partial \eta}{\partial \theta} \right)_{STC} = \frac{p(q + 1)r}{\theta_0} \quad (12)$$

$$P_{STC} = \eta_{STC} G_{n0} A_a \quad (13)$$

2 Materiales y Métodos

En la determinación de la eficiencia del panel fotovoltaico en entornos de operación reales

se utilizaron los paneles: BP Solar BP 585 F, Kyocera LA361K54S, Uni-Solar UPM-US-30, Siemens CIS ST40 y Wuerth WS11003, estos son de silicio monocristalino, policristalino y amorfo, así como módulos fotovoltaicos de cobre-indio-diselenuro, CuInSe_2 respectivamente y se utilizaron como datos la irradiancia solar, la temperatura del panel fotovoltaico y la masa de aire.

3 Resultados

Los parámetros abiertos p, q, m, r, s y u en la ecuación 2, se determinaron para módulos con diferentes tipos de células solares utilizando métodos de ajuste de mínimos cuadrados no lineales. Los valores numéricos para cinco módulos diferentes fabricados con silicio monocristalino, policristalino y amorfo, así como con diselenuro de cobre e indio, CuInSe_2 , se enumeran en la Tabla 2. El coeficiente de Ross, h , también se incluye en la tabla 1.

Tabla 1

Parámetros Para el Modelo de Eficiencia

Modulo	Productor	p	q	m	r	s	u	h
BP 585F mono-Si	BP Solar	23.62	-0.298	0.191	-0.093	-0.980	0.987	0.028
LA361K51S poly-Si	Kyocera	15.39	-0.177	0.079	-0.097	-0.900	0.932	0.026
UPM US-30 a-Si	UniSolar	36.02	-0.758	0.660	-0.029	-1.143	1.032	0.022
CIS ST40 CuInSe_2	Siemens	18.55	-0.329	0.261	-0.100	-0.968	0.986	0.032
WS11003 CuInSe_2	Wuerth	12.33	-0.069	0.062	-0.067	-0.917	0.970	0.030

Nota. Se incluye coeficiente de Ross h ($^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^2$)

Usando la ecuación 8 y los parámetros para los distintos módulos, se calcularon la eficiencia η_{STC} , la potencia P_{STC} y el coeficiente de temperatura α_{STC} en condiciones de prueba estándar (STC: $\theta = 25^{\circ}\text{C}$, $AM = 1 : 5$, $G = 1000\text{Wm}^{-2}$ con las ecuaciones de la 11 a la 13 y, se comparan con los de los fabricantes. Los resultados se presentan en la tabla 2, los cuales demuestran desviaciones significativas de las especificaciones dadas por los fabricantes.

3.1 Verificación del modelo

El modelo de eficiencia (8) se verifica comparándolo con las eficiencias medidas. Para obtener representaciones bidimensionales, las eficiencias medidas se transforman en valores estándar de las condiciones climáticas. Las ecuaciones de

transformación generales (14) se establecieron en la (3):

$$\eta_m(x, y_{1,0}, \dots, y_{i,0}) = \eta_m(x, y_1, \dots, y_i) + \eta_c(x, y_1, \dots, y_i) - \eta_c(x, y_1, \dots, y_i) \quad (14)$$

Permiten transformar las eficiencias medidas, η_m en eficiencias η_{m,x_0,y_0} , con irradiancia constante G_0 y masa de aire AM_0 , o con irradiancia constante G_0 y temperatura de celda θ_0 , o con temperatura constante de celda θ_0 y masa de aire AM_0 . La eficiencia η_c se calcula mediante el modelo de eficiencia 8.

La eficiencia a irradiancia estándar $G = G_0$ y masa de aire estándar $AM = AM_0$, pero la temperatura de celda variable θ , se encuentra en el modelo 8 para ser:

$$\eta_{1000;1,5} = p(q+1) \left(2 + s + \frac{r\theta}{\theta_0} \right) \quad (15)$$

Se encuentran relaciones correspondientes para $\theta = \theta_0$ y $AM = AM_0$ pero variando G , así como para $G = G_0$ y $\theta = \theta_0$ pero variando AM , respectivamente:

$$\eta_{25;1,5} = p \left[\frac{qG}{G_0} + \left(\frac{G}{G_0} \right)^m \right] (2 + r + s) \quad (16)$$

$$\eta_{1000;25} = p(q+1) \left[1 + r + \frac{sAM}{AM_0} + \left(\frac{AM}{AM_0} \right)^u \right] \quad (17)$$

Combinando las eficiencias transformadas con las ecuaciones 15 a la 17 se realizaron las comparaciones que se muestran en la figura 6. Estos permiten validar el modelo con los datos medidos, también muestran el efecto de la irradiancia, la temperatura y la masa de aire sobre la eficiencia de los módulos investigados. Estos resultados sugieren que los datos experimentales y el modelo están en excelente acuerdo.

4 Discusión

Los rendimientos anuales de producción de electricidad de cinco tipos de módulos diferentes se resumen en las tablas 1 y 2. El módulo de rendimiento más alto por kW_{STC} es le Wuerth CIS. Esto es debido básicamente a su baja dependencia del rendimiento (η) con relación a la temperatura. No obstante, hay que indicar que el módulo analizado es un tanto pequeño de una serie de

Tabla 2

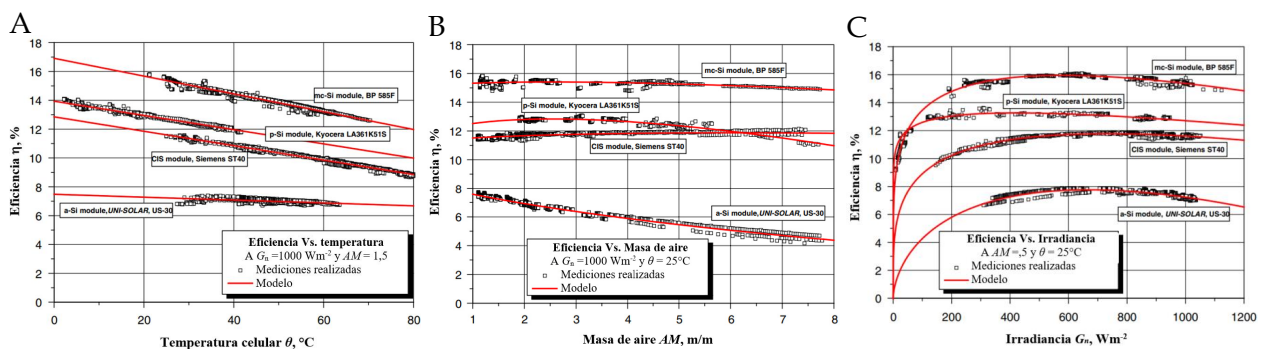
Comparaciones de parámetros entre valores calculados y del fabricante

Modulo Productor	BP 585 F BP Solar	LA361K51S Kyocera	UPM US-30 Uni-Solar	CIS ST40 Siemens	CIS WS11003 Wuerth
Eficiencia celular h_{STC} , en este trabajo, (%)	15.4	12.7	7.23	11.6	11.7
Eficiencia celular $h_{STC,p}$, productor, (%)	16.6	14.2	7.50	10.9	9.68
α_{STC} , en este trabajo, (%/1C)	0.062	-0.049	-0.010	-0.050	-0.031
Salida P_{STC} , en este trabajo, (W)	78.9	45.7	29.0	42.6	18.1
Salida $P_{STC,p}$, productor, (W)	85	51	30	40	15
Desviación de la producción ($P_{STC} P_{STC,p}$)/ $P_{STC,p}$ (%)	-7.2	-10.4	-3.3	+6.5	+20.5
Área de celda activa A (m ²)	0.512	0.360	0.401	0.367	0.155
Área del módulo Am (m ²)	0.629	0.443	0.476	0.423	0.183

Nota. $P_{STC,p}$ es la potencia de salida especificada por el productor

Figura 6

Eficiencia en Función de Parámetros en el Módulo



Nota.

preproducción. Entre los módulos producidos industrialmente (Kyocera, BP Solar, Siemens y Uni-Solar), el módulo US-30 de UniSolar pone de manifiesto el mayor rendimiento por kW_{STC} . Esto es debido a su muy baja dependencia del η con relación a la temperatura y la masa de aire que en gran parte es baja en el lugar bajo consideración.

No obstante, alrededor del doble de la superficie del módulo (y por ese motivo el doble de material para la estructura adicional) se requiere para la misma potencia de salida, si se confronta con las tecnologías cristalinas. Queda por esclarecer si la ganancia de aproximadamente del 5-6% en rendimiento energético anual sería rentable económicamente.

La eficiencia máxima de los módulos analizados varía entre un 8% y un 16%, a una temperatura del módulo de 25°C y una masa de aire de 1.5. Asimismo, las tablas 1 y 2 muestran que las especificaciones realizadas por los fabricantes transportarían a una sobreestimación de la producción anual entre el 6 y 24%. No obstante, debe resaltarse una vez más que el módulo LA361K51S se propicia en una producción muy temprana, y que los datos para los módulos US-30, ST40 y WS11003 pertenecen al estado no degradado.

La degradación continúa siendo un fenómeno que debe investigarse más profundamente. Por lo tanto, se debe tener bastante cuidado al efectuarse la comparación. Es interesante prestar atención que los módulos con rastreador solar (Sun-tracked) entregan entre 33 y 41% más de potencia de salida que los módulos en posición fija. De todos modos, los módulos con rastreador solar están expuestos a una insolación más alta en las horas de la mañana y la noche que los módulos en posición fija. En consecuencia, la temperatura de la célula es mayor durante más tiempo con ras-

treador solar, lo que acarrea a una eficiencia anual algo menor, tablas 1 y 2.

5 Conclusiones

Se empleó el modelo general de Durisch para determinar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, éste nos proporciona un cálculo preciso de la eficiencia en circunstancias de clima variables. Se revela que el modelo puede ser ejecutado a módulos fotovoltaicos producidos con distintos materiales semiconductores.

Los parámetros del modelo se determinan mediante series mejoradas de mediciones de corriente-tensión del módulo y empleando técnicas de ajuste. En busca de estimar el rendimiento energético durante un lapso de tiempo requerido, los datos meteorológicos del lugar determinado para la instalación fotovoltaica se deben tener disponibles. Estos se ingresan en el modelo de eficiencia y, por medio de la integración, se estima el rendimiento energético durante el lapso de tiempo deseado. Esto es fundamental para los diseñadores de sistemas fotovoltaicos quienes pueden seleccionar el módulo adecuado con la mejor relación rendimiento-costos en el lugar determinado que se esté considerando para su instalación.

Aplicar el modelo propuesto de eficiencia a varios tipos de módulos fotovoltaicos, en base a los datos meteorológicos disponibles para distintos sitios, facilita calcular su rendimiento anual y comparar el rendimiento de ellos en lugares específicos en condiciones climáticas específicas. La mejor opción del módulo a utilizar durante la fase de diseño de una planta fotovoltaica se puede realizar teniendo en cuenta el rendimiento de la producción anual de electricidad y los costos.

Referencias

- Durisch, W., Bitnar, B., Mayor, J.-C., Kiess, H., Lam, K.-h., & Close, J. (2007). Efficiency Model for Photovoltaic Modules and Demonstration of Its Application to Energy Yield Estimation. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(1), 79-84. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2006.05.011>
- Durisch, W., Tille, D., Würz, A., & Plapp, W. (2000). Characterisation of Photovoltaic Generators. *Applied Energy*, 65(1), 273-284. [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(99\)00115-4](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(99)00115-4)