

## **DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE TRABAJO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED: METODO SIMPLIFICADO DE TRASLACION PUNTO A PUNTO A CONDICIONES ESTANDAR DE MEDIDA**

**A. Firman<sup>1</sup>, V. Toranzos<sup>2</sup>, A. Busso<sup>3</sup>, C. Cadena<sup>4</sup>, L. Vera<sup>3</sup>**

GER – Grupo en Energías Renovables - FaCENA – UNNE.

Av. Libertad 5470 – 3400 Corrientes. Argentina.

Tel./Fax: (03783) 473931 int 129, e-mail: afirman@ger-unne.com.ar

**RESUMEN:** Con el fin de implementar un sistema de monitoreo continuo en SFCR, partiendo de la premisa de no interferir en el proceso de generación, este artículo presenta una metodología, de fácil implementación para sistemas de monitoreo, que permite realizar una traslación lineal a condiciones estándar para normalizar los puntos de máxima potencia y corroborar la capacidad de generación del sistema. Esta metodología utiliza parámetros correspondientes al modelo equivalente eléctrico, y permite evaluar los desvíos en comparación con curvas *I-V* simuladas en el entorno del punto de máxima y por medio de curvas reales. Estos desvíos son analizados y se presentan los resultados obtenidos. Se concluye que la traslación lineal puede ser usada para la verificación del correcto funcionamiento de arreglos fotovoltaicos, cuando el punto de máxima potencia presente un desvío mayor al 10%.

**Palabras clave:** energía solar, fotovoltaica, monitoreo, traslación, condiciones estándar de medida.

### **INTRODUCCIÓN**

En el Grupo en Energías Renovables (GER) de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura de la UNNE, se encuentra en desarrollo un dispositivo capaz de monitorear sistemas fotovoltaicos conectados a red (SFCR). Estos son sistemas de generación fotovoltaica (FV) en los cuales la potencia generada es controlada por un inversor encargado de inyectar la energía obtenida directamente a la red de suministro eléctrico sin la necesidad de ser acumulada previamente, como es el caso de las instalaciones autónomas donde se almacena esta en bancos de baterías y luego desde ahí distribuida.

El equipo de monitoreo de generación para SFCR proyectado, debe ser capaz de determinar instantáneamente la potencia del arreglo fotovoltaico FV en el cual se encuentra instalado, y trasladar dicha potencia a condiciones estándar de medida (CEM) las cuales son irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de celda de 25°C y masa de aire *AM*=1,5. De esta manera se puede comparar y analizar las potencias obtenidas, para lograr detectar fallas en los sistemas de generación.

En este dispositivo se proyecta la consigna de no intervenir en el proceso de conversión de energía en el momento del análisis, para evitar estados de operación que disminuyan su capacidad de generación. Es por esto, que surge una dificultad para realizar el monitoreo de los generadores en SFCR, dificultad que radica en el hecho de que los puntos de operación, es decir los puntos donde se encuentra polarizado el arreglo FV están determinados por el inversor de conexión a red exclusivamente, el cual cuenta con una lógica de seguimiento del punto de máxima potencia, esto significa que el inversor intenta extraer en todo momento la potencia máxima que el arreglo es capaz de entregar en las condiciones de operación que se encuentre. Por lo tanto el análisis que el sistema de monitoreo debe realizar es llevado a cabo solamente en base de la información que puede extraerse en esas condiciones, lo que limita la posibilidad de hallar todos los parámetros necesarios para aplicar la norma ASTM E-1036 de traslación a CEM.

En general los equipos de monitoreo existentes utilizan información previa del arreglo FV bajo estudio, ya sea obtenida experimentalmente o proveniente del catálogo del fabricante, luego por medio de simulación de un modelo que representa dicho arreglo, más la medición de parámetros externos, como ser temperatura e irradiancia, se comparan los resultados reales con lo que la simulación realizada en una PC, por medio de herramientas virtuales, muchas veces de muy alto costo. Tales sistemas de monitoreo son aptos para determinar pérdidas en la potencia generada e incluso algunos son capaces de precisar el causante de la falla (Cavallaro et al. 2002, Forero. 2006, Cristaldi et al. 2010, Othman et al. 2010). Pero a diferencia del equipo de monitoreo propuesto, ninguno se plantea el análisis de los generadores FV, sin más información de partida que su potencia pico nominal.

Por ello se plantean ecuaciones que son capaces de realizar una traslación lineal (TL) a CEM, solo en función de los parámetros que efectivamente pueden medirse de la excursión del inversor de conexión a red sobre la denominada curva de corriente vs tensión (curva *I-V*) del arreglo FV. Estas ecuaciones serán evaluadas para determinar la desviación que producen con respecto a la metodología empleada para traslación a CEM bajo normas, para así cotejar si la TL mencionada se encuentra dentro de límites aceptables de funcionamiento, además se mostrarán los primeros ensayos experimentales de la aplicación del método propuesto.

---

<sup>1</sup> Becario ANPCyT-UNNE

<sup>2</sup> Becario CONICET-UNNE

<sup>3</sup> GER-UNNE

<sup>4</sup> INENCO – UNSa – CONICET

### Traslación lineal a condiciones estándar de medida

Para analizar e inferir cómo se comporta el sistema de generación de una instalación FV en operación, se deben comparar diversos puntos de polarización en diferentes condiciones, para ello se deben trasladar estos puntos a CEM. Para realizar este procedimiento existe una dificultad, inherente a la forma de trabajar de los SFCR, ya que en el instante de conexión, se barre la curva  $I-V$  desde la tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ) hacia punto de máxima potencia y lo mantiene polarizado idealmente en este punto. Este proceso impide analizar lo que sucede en el resto de la curva  $I-V$ , es decir desde el punto de máxima potencia hacia el punto de corto circuito, lo que en consecuencia impide la determinación de la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ) y los puntos en la región próxima a esta, región de influencia de la resistencia paralelo sobre el comportamiento eléctrico.

De esta forma deben plantearse ecuaciones de traslación a CEM que no dependan de la  $I_{cc}$ , y realizar el análisis de la desviación asociada a este procedimiento con respecto al punto de máxima potencia, con el fin de determinar si se encuentra dentro de límites aceptables y que puedan ser usadas en conjunto con la mayoría de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia actualmente desarrollados (Esrám y Chapman. 2007).

*Aproximación a primer orden del modelo equivalente eléctrico de una celda fotovoltaica.*

El modelo elemental de celda FV de un solo diodo, sin resistencias asociadas, puede escribirse, ec. 1 (Goetzberger et al. 1998, Luque y Hegedus. 2003):

$$I = I_{cc} \left( 1 - e^{-\frac{V-V_{ca}}{NmVt}} \right) \quad (1)$$

En la Ec. 1, la corriente ( $I$ ) está en función de la tensión ( $V$ ) y los factores representan, el factor de idealidad del diodo ( $m$ ), la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ), la tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ), el número de celdas conectadas eléctricamente en serie ( $N$ ) y el potencial térmico ( $Vt$ ), esta ecuación también puede escribirse como la ec. 2.

$$V = (NmVt) \ln \left( 1 - \frac{I}{I_{cc}} \right) + V_{ca} \quad (2)$$

La corriente que entrega un módulo FV depende de la irradiancia ( $G$ ), la tensión de trabajo ( $V$ ) y la temperatura ( $T$ ), ec 3.

$$I = f(V, T, G) \quad (3)$$

Puede considerarse que la  $I_{cc}$  resulta poco sensible con la temperatura y varía de forma lineal con la radiación (King et al. 1997) ec. 4.

$$I_{cc} = c.G \quad (4)$$

donde  $c$  es una constante de proporcionalidad.

Mediante el desarrollo en serie de Taylor para determinar el valor de la corriente en cualquier punto de característica  $I-V$  de un módulo para una variación de irradiancia  $\Delta G$  dada, se obtiene la ec 5.

$$I(G) = I(G_0) + \left. \frac{\delta I(G_0)}{\delta G} \right|_{T,V} (G - G_0) + \left. \frac{\delta^2 I(G_0)}{\delta G^2} \right|_{T,V} (G - G_0)^2 + \dots \quad (5)$$

Si se eliminan los términos de orden superior y se mantiene solo hasta el término lineal, se generaliza la ec. 4 para cualquier corriente, con el fundamento de que al observar la ec. 1, se aprecia que la corriente  $I$  depende linealmente de  $I_{cc}$  y de suponer que la  $V_{ca}$  no resulta afectada por la radiación, ec 6.

$$I(G) = I(G_0) + c(G - G_0) = I(G_0) + \frac{I(G_0)}{G_0} (G - G_0) = \frac{I(G_0)}{G_0} G \quad (6)$$

La tensión de circuito abierto de un módulo FV depende de la radiación ( $G$ ), la corriente de trabajo ( $V$ ) y la temperatura ( $T$ ), ec 7.

$$V = f(I, T, G) \quad (7)$$

Un caso particular es que la tensión de circuito abierto  $V_{ca}$  resulta poco sensible con la radiación, empíricamente se halla ec. 8.

$$\frac{\Delta V_{ca}}{\Delta T} = \beta N \quad (8)$$

donde  $N$  es el número de celdas conectadas eléctricamente en serie del módulo FV y  $\beta$  una constante de proporcionalidad cuya unidad es  $V/^\circ C$ . Si desarrollamos en serie de Taylor en cualquier punto de la característica  $I-V$  de un módulo FV para una variación de temperatura  $\Delta T$ , ec. 9.

$$V(T) = V(T_0) + \left. \frac{\delta V(T_0)}{\delta T} \right|_{G,I} (T - T_0) + \left. \frac{\delta^2 V(T_0)}{\delta T^2} \right|_{G,I} (T - T_0)^2 + \dots \quad (9)$$

Por lo que la derivada de la ec. 2 queda (si se considera que la temperatura no afecta la corriente) ec. 10.

$$\frac{\delta V}{\delta T} = (NmVt) \ln\left(1 - \frac{I}{I_{cc}}\right) + \frac{\delta V_{ca}}{\delta T} \quad (10)$$

El primer término de la ec. 10, es menor a  $V_{ca}/T$  y resulta pequeño frente a este, por ello despreciable en la mayoría de los casos. Eliminando el primer término y reemplazando la ec.8 en el segundo término, se obtiene la ec. 11.

$$\frac{\delta V}{\delta T} \cong \beta N \quad (11)$$

Si se desprecian los términos de orden superior de la serie de Taylor y se utiliza la ec. 11, puede escribirse, ec. 12.

$$V(T) = V(T_0) + \beta N(T - T_0) \quad (12)$$

Las correcciones lineales que se muestran en las ec. 6 y 12, pueden utilizarse de manera práctica para realizar la traslación punto a punto de curvas I-V a condición estándar de medida.

Para mejorar el modelo de las ec. 1 y 2, puede agregarse una resistencia serie ( $R_s$ ) que contemple la caída óhmica de tensión en las celdas y en los conductores de conexión. La inclusión de esta resistencia producirá una caída de tensión  $I.R_s$ , que afecta la traslación cuando se modifica la corriente entre ambas condiciones. Esto puede ser tenido en cuenta por medio del agregado de un término a la ec. 12, lo que conduce a la ec 13.

$$V(T) = V(T_0) + \beta N(T - T_0) + R_s(I(G) - I(G_0)) \quad (13)$$

Si en la ec. 6 se considera una corrección por temperatura ( $\alpha$ ) y se reescribe junto con la ec. 13, se deducen la ec. 14 y 15. Estas últimas ecuaciones realizan una traslación lineal punto a punto a CEM, en ellas no se considera la  $I_{cc}$ , y pueden emplearse como una aproximación de primer orden como la mencionada en normas tal como la (ASTM E1036, 1985).

$$I_{cem} = I \frac{G_{cem}}{G} + \alpha(T_{cem} - T) \quad (14)$$

$$V_{cem} = V + \beta N(T_{cem} - T) - R_s(I_{cem} - I) \quad (15)$$

En estas ecuaciones  $I$  y  $V$  son la corriente y la tensión medidas en el mismo instante a la irradiancia  $G$ , que a su vez es medida en el plano de los módulos FV,  $\beta$  es la variación de la tensión con la temperatura,  $\alpha$  es el coeficiente de variación de la corriente con la temperatura e  $I_{cem}$  y  $V_{cem}$  es la corriente y la tensión trasladadas a CEM por el método de TL donde  $G_{cem}$  y  $T_{cem}$ , es la irradiancia y la temperatura destino normalizadas, es decir  $G_{cem} = 1000 \text{ W/m}^2$  y  $T_{cem} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Con la aplicación de la ec. 14 y si se prescinde del factor  $\alpha$ , puede notarse como la corriente es trasladada de forma "vertical" solo por la multiplicación por coeficiente  $G_{cem}/G$ , ecuación estrictamente exacta para el caso de la  $I_{cc}$ . Este coeficiente es descartado por considerarlo muy pequeño y enmascarable en la práctica por los errores inherentes a la medición de la corriente. Por su parte la tensión trasladada por el método de la TL es el resultado de la suma de la tensión medida más la variación de tensión por la variación de temperatura, menos la caída que sufre debido a la  $R_s$  por la variación de corriente comprendida por la corriente trasladada y la medida.

La curva que representa el comportamiento eléctrico, de un dispositivo fotovoltaico es la que se muestra en la curva I-V de Figura 1a, en ella se destacan los puntos principales que la caracterizan como ser la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ), la tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ) y la potencia máxima ( $P_m$ ), este último punto a su vez queda definido por la tensión y corriente máxima, ( $V_m$ ) e ( $I_m$ ) respectivamente (Firman et al, 2010).

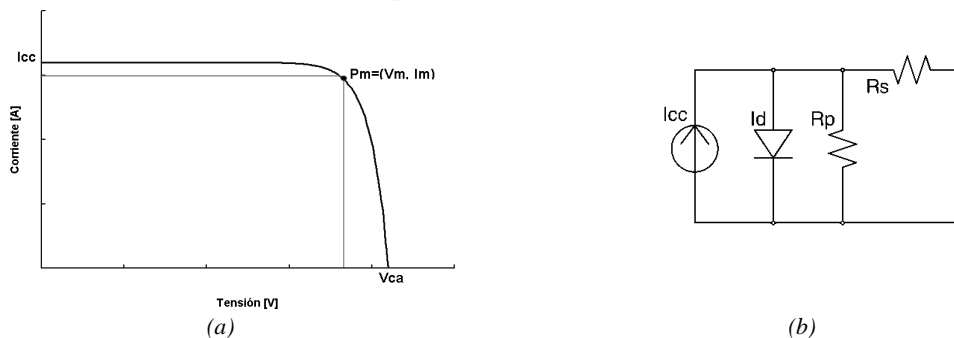


Figura a: Forma característica de la Curva I-V ideal de un módulo fotovoltaico. (b) Modelo eléctrico equivalente de 5 parámetros de una celda fotovoltaica.

El modelo eléctrico equivalente (Figura 1b), es conocido como modelo equivalente eléctrico de cinco parámetros (Celik y Acikgoz, 2007, Rosell y Ibáñez, 2005, Ishaque et al. 2010), de este modelo se puede obtener la ec. 16 (Goetzberger et al. 1998, Luque y Hegedus. 2003), el cual depende de la resistencia serie ( $R_s$ ), la resistencia paralelo ( $R_p$ ), el factor de idealidad del diodo ( $m$ ), la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ), el número de celdas conectadas eléctricamente en serie ( $N$ ) y el potencial térmico ( $V_t$ ), este último dependiente de la temperatura de celda ( $T_c$ ) de la constante de Boltzmann ( $k$ ) y de la carga del electrón ( $q$ ), ec. 17.

$$I = I_{cc} \left( 1 - e^{-\frac{V - V_{ca} + I.R_s}{m.N.V_t}} \right) - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (16)$$

$$V_t = \frac{k.T_c}{q} \quad (17)$$

## METODOLOGÍA

Para la aplicación de las fórmulas de TL, (ec. 14 y 15), es necesario conocer el valor de  $\beta$  y de  $R_s$ .

### Determinación de $\beta$ .

La determinación del parámetro  $\beta$ , que estrictamente es la variación de  $V_{ca}$  con la temperatura, como se mostró en la ec. 11, es fundamental para realizar la TL propuesta, si bien este parámetro no es constante, es decir no es el mismo tanto para  $V_{ca}$  como para  $V$  medido en el punto de máxima potencia (King et al. 1997), puede realizarse tal aproximación. Es posible entonces determinar  $\beta$ , mediante la  $V_{ca}$  cuando el arreglo FV se encuentre polarizado en este punto (inversor sin inyección), a dos temperaturas diferentes, y aplicar la ecuación 18.

$$\beta = \frac{V_1 - V_2}{N(T_1 - T_2)} \quad (18)$$

### Medición de la resistencia serie.

La metodología de cálculo propuesta para el cálculo de  $R_s$  varía ligeramente de la expresada en normas, método de Wolf-Rauschenbach. (Singh y Singh, 1982), en el hecho de que se considera la pendiente de la recta que une los puntos de máxima potencia sobre curvas  $I-V$  del mismo arreglo FV a distintas irradiancias e igual temperatura, con el signo cambiado, ec 19.

$$R_s = -\frac{(V_1 - V_2)}{(I_1 - I_2)} \quad (19)$$

Como el inversor de conexión a red polariza al generador FV en el punto de máxima potencia puede aplicarse la ec. 19. La Figura 2 muestra como los puntos de máxima potencia se alinean a diferentes irradiancias.

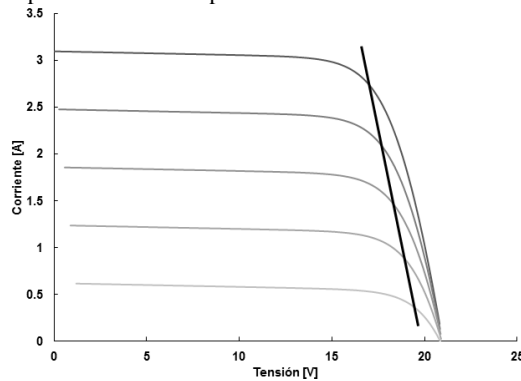


Figura 2: Curvas  $I-V$  de un dispositivo FV en distintas condiciones de irradiancia. Sobre las cuales se observa una recta que une los puntos de máxima potencia, de cuya pendiente inversa cambiada de signo puede obtenerse la resistencia serie.

En la metodología propuesta para el cálculo experimental de  $R_s$ , puede considerarse conveniente utilizar dos valores de irradiancia bien definidos, como pueden ser  $500 \text{ W/m}^2$  y otro en  $700 \text{ W/m}^2$ , y recalculer  $R_s$  cada vez que se posea un par de puntos nuevos. Pocas veces, en el caso de un monitoreo continuo, tales puntos de máxima potencia en radiaciones diferentes se encontrarán en la misma temperatura, por lo que la diferencia es tomada en cuenta, mediante la corrección de la tensión de una de ellas mediante la ec. 20, donde  $V_2$  es la tensión obtenida como resultado de trasladar la tensión  $V_1$  hallada a la temperatura  $T_1$  a la temperatura destino  $T_2$ .

$$V_2 = V_1 + \beta N(T_2 - T_1) \quad (20)$$

### Evaluación teórica del método de traslación.

La TL se puede evaluar, mediante el uso de curvas  $I-V$  de un módulo FV en forma discreta, es decir se construyen dos curvas  $I-V$  punto a punto, de las cuales se pueden simular condiciones de operación diferentes y trasladar una a la condición de la otra para analizar sus desvíos.

En la ec. 16, se puede cambiar el valor de la corriente de corto circuito por otra distinta en función de la irradiancia de forma directamente proporcional, entonces puede graficarse una nueva curva  $I-V$  teórica, que puede ser usada como curva  $I-V$  simulada, la cual corresponde al mismo modelo equivalente eléctrico, es decir que corresponde al mismo módulo FV, pero a una irradiancia distinta. Por otra parte, si se cambia el potencial térmico  $V_t$  en función de la temperatura y la  $V_{ca}$  en una proporción conocida (negativamente con la variación de temperatura según  $\beta$ ) se puede dibujar una curva  $I-V$  simulada a una temperatura distinta. De este modo se cuenta con dos curvas simuladas por medio del modelo de 5 parámetros, una a  $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y otra por ejemplo a menor irradiancia y a mayor temperatura (cercana a las condiciones que podrían esperarse en la práctica). Por lo tanto es posible aplicar a cada punto de  $I$  y  $V$  de la curva a menor irradiancia y a mayor temperatura la traslación lineal punto a punto, para así compararla con la curva simulada en CEM y establecer su incerteza en el punto de máxima potencia. Además, con la metodología propuesta, puede evaluarse cómo se comporta la TL para diferentes parámetros del modelo, es decir, pueden hacerse cambios de  $m$ ,  $R_p$  y  $R_s$ , pertenecientes al modelo de 5 parámetros, que sumados a los anteriores de irradiancia y temperatura, permiten analizar cómo se comporta dicha traslación.

El modelo equivalente eléctrico utilizado en el análisis corresponde a un módulo promedio de un lote de 36 módulos de  $50 \text{ Wp}$  que dispone el GER, (Toranzos, 2011), cuyos parámetros medios son los mostrados en la Tabla 1. Estos parámetros brindan la posibilidad de evaluar el comportamiento promedio de esta traslación.

$V_{ca} = 21,69\text{V}$	$\beta = -2,3\text{mV}/^\circ\text{C}$	$n=36$	$R_s = 0,45 \Omega$
$I_{cc} = 3,14\text{A}$	$\alpha = 0 \text{ A}/^\circ\text{C}$	$m = 1,21$	$R_p = 168,48 \Omega$

Tabla 1: Promedio de los valores correspondientes al modelo equivalente eléctrico de un lote de 36 módulos FV ensayados.

## RESULTADOS

Se evaluará a continuación el desvío cometido en la aplicación de las ecuaciones de TL a puntos pertenecientes a curvas  $I-V$  con respecto a módulos simulados y módulos reales.

Se calculará en base a las características eléctricas de un módulo FV modelado según los parámetros de la tabla 1, se variará solo el parámetro del cual se desea determinar el efecto que este produce en el perfil de la curva  $I-V$ . En las gráficas resultantes se unirán los puntos calculados con una línea de manera de mostrar solo una tendencia aproximada de la influencia del parámetro analizado.

En las figuras 3, 4 y 5, el signo positivo del desvío indica el porcentaje en defecto de la TL con respecto al punto de máxima potencia en CEM.

Los desvíos de la potencia máxima de la traslación, en función de la variación de irradiancia, son presentados en la Figura 3a. En esta figura se muestra el desvío porcentual del punto de máxima potencia hallado para diferentes irradiancias a una temperatura constante de  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ , temperatura medida en casos prácticos (Bello et al, 2009). Luego, las curvas  $I-V$  así constituidas, son trasladadas usando el método de la TL. Con los puntos de potencia máxima de un mismo módulo en las mismas condiciones de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $1000 \text{ W/m}^2$ , puede notarse que el desvío producido a partir de los  $800 \text{ W/m}^2$  es menor al 2%, por lo tanto se considera en base a este resultado de aplicar solo la traslación para irradiancias mayores a este valor, adecuado como límite de alarma de detección de fallas un rango mayor de  $-10\%$  de su potencia máxima nominal, valor tomado en base a los errores asociados en la práctica y las incertezas asociadas a la potencia pico que el módulo es capaz de entregar.

El desvío cometido, por el punto de máxima potencia en función del cambio de temperatura de celda es el mostrado en la figura 3b, en este se aprecia como se incrementa en proporción al aumento de temperatura, produciéndose un cambio de signo a una temperatura cercana a los  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ . Se considera que esta desviación es producida por causa de simplificación de las ecuaciones con respecto a parámetros de ajuste que varían en función de la temperatura.

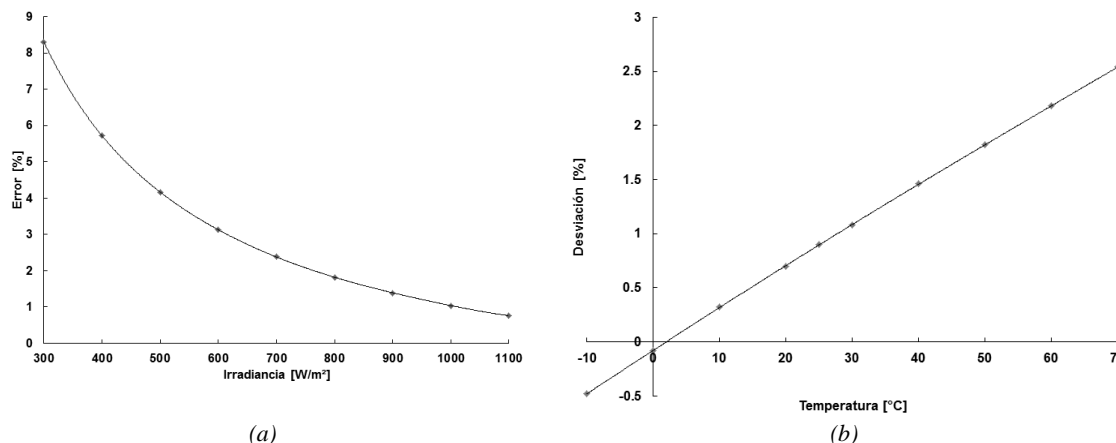


Figura 3: Desvío porcentual del punto de máxima potencia entre la curva simulada y la trasladada en función de; (a) la irradiancia en el plano del módulo FV. (b) la temperatura del módulo FV.

El desvío en función de la  $R_s$  puede apreciarse en la figura 4a, donde se observa que la traslación produce un desvío muy pequeño o nulo, debido al hecho que en las ecuaciones empleadas para el realizar este estudio es utilizada como dato de partida por las ecuaciones de TL.

La Figura 4b muestra en análisis del desvío en función de la  $R_p$ , aquí puede apreciarse como este se mantiene prácticamente constante para resistencias paralelo mayores a 150  $\Omega$ , en cambio, para  $R_p$  menores el desvío comienza a incrementarse rápidamente. Mediante el análisis de la figura se observa que valores de  $R_p$  muy bajos afectarían de manera considerable la traslación.

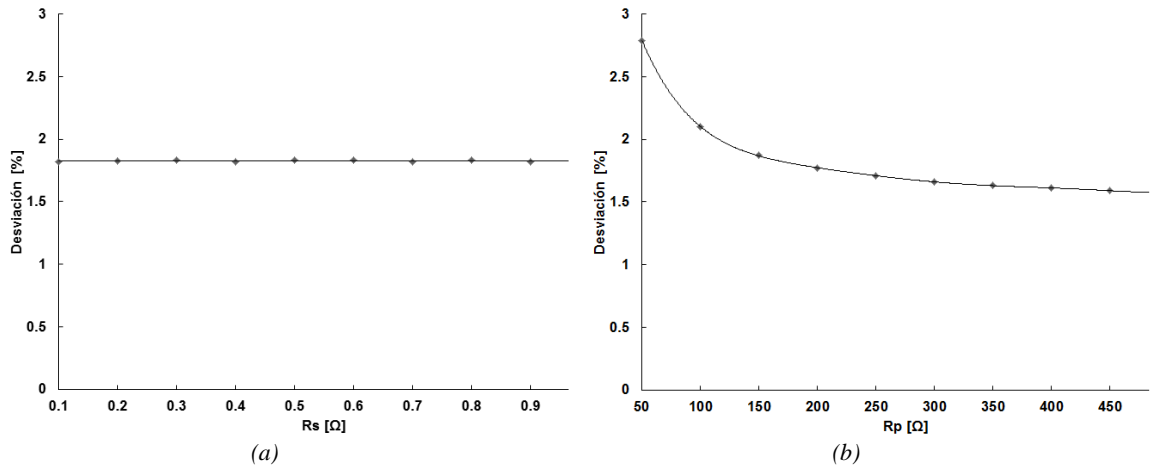


Figura 4: Desvío porcentual del punto de máxima potencia entre la curva simulada y la trasladada en función de; (a) la resistencia serie. (b) la resistencia paralelo.

Por último, la figura 5, muestra el desvío en función del cambio del factor de idealidad del diodo “ $m$ ”, cuyo valor fue analizado dentro del intervalo práctico, con un ligero aumento del error cuando el parámetro “ $m$ ” se incrementa.

Del análisis previo puede considerarse que los parámetros que mayormente aportan al desvío en la aplicación de la traslación del punto de máxima potencia por el método de la TL, es la radiación y la temperatura, donde el efecto provocado por  $m$ ,  $R_s$ , y  $R_p$  se encuentran acotados entre valores que para la realización práctica del sistema de monitoreo pueden considerarse despreciables.

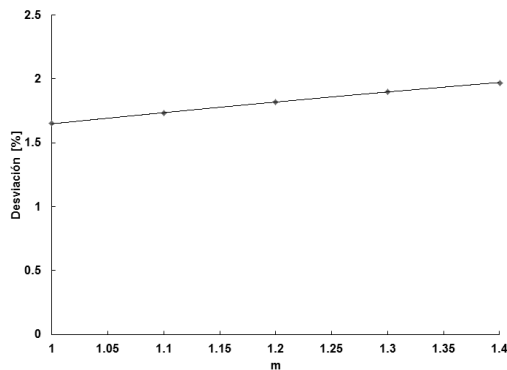


Figura 5: Desviación porcentual del punto de máxima potencia entre la curva simulada y la trasladada en función del índice de idealidad  $m$ .

En la Figura 6 pueden apreciarse las diferencias en el perfil de la curva  $I-V$  simulada en CEM (en negro), contra la trasladada por el método propuesto a partir de la curva simulada de 800  $W/m^2$  a 50  $^{\circ}C$  a CEM (gris), en estas curvas se observa que la mayor diferencia se encuentra sobre el punto de máxima potencia siempre con un desvío en defecto. Los desvíos calculados por la aplicación simulada del método de TL, se deben a la dificultad de hallar otros parámetros característicos del sistema, debido al hecho de solo de analizar los puntos de polarización de los generadores FV de los SFCR.

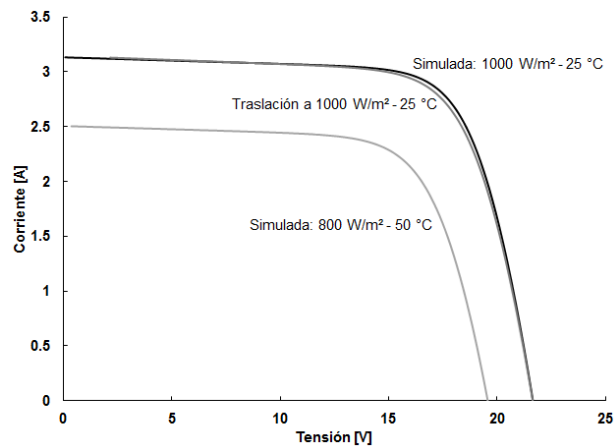


Figura 6: Curvas I-V que representan a la curva en CEM, la simulada a mayor temperatura y a menor irradiancia, y el resultado de la traslación de esta última por el método expuesto.

#### Evaluación práctica de la traslación lineal

La evaluación práctica del comportamiento de la TL se realiza utilizando curvas I-V reales. Se trazan 2 curvas experimentales que corresponden al mismo módulo FV pero a distintas irradiancias y temperaturas. A la curva de menor irradiancia se le aplican ambas traslaciones, la del método de traslación por normas y la del método de la TL, pero la condición destino es la irradiancia y la temperatura de la curva experimental a mayor irradiancia, de esta manera se cuenta con 3 curvas I-V en las mismas condiciones, en las cuales se puede evaluar sus desvíos individuales con respecto a la experimental. En otras palabras, se toma una curva I-V experimental de un módulo FV a 738 W/m<sup>2</sup> y a 46,8 °C, a esta curva se la traslada por normas y por el método de la traslación lineal a 958 W/m<sup>2</sup> y a 54,0 °C, y se analizan los desvíos con respecto a la curva experimental medida en esas condiciones como se muestra en la Figura 7. En esta Figura se muestran las curvas I-V de un módulo fotovoltaico de 50 Wp tomadas en las condiciones mencionadas anteriormente, ambas de color negro. De la curva experimental de corriente de corto circuito más pequeña, se parte para trasladarla a las condiciones de la de mayor I<sub>cc</sub>. La traslación realizada por la metodología expuesta en normas es la mostrada por medio de línea de puntos, y la realizada por medio de la TL es mostrada en trazo continuo de color gris. De esta manera puede apreciarse como se comportan los perfiles de las curvas consideradas.

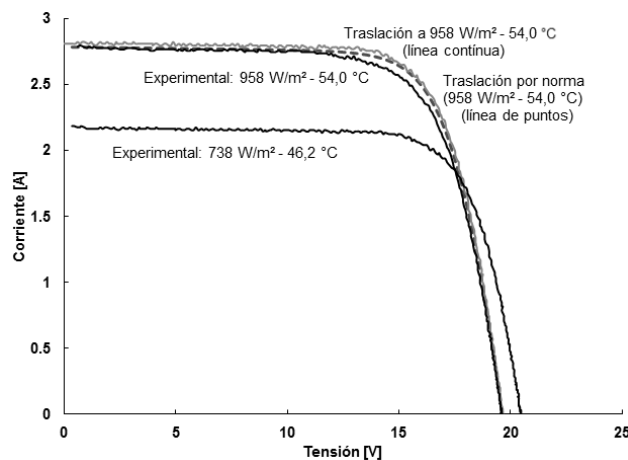


Figura 7: Curvas I-V experimentales en condiciones de irradiancia y temperatura distintas y las curvas resultantes de la traslación por el método de traslación lineal y por normas.

De las curvas experimentales se calcula el  $\beta$  y la  $R_s$  por las ec. 18, ec. 19 y ec. 20. Los valores hallados para ellos son:  $\beta = -2,9 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  y  $R_s = 0,32 \Omega$ .

Para la curva I-V trasladada según normas se obtuvieron los siguientes parámetros constituyentes del modelo equivalente eléctrico, mostrados en la Tabla 2, donde los valores de  $V_{ca}$  e  $I_{cc}$  en este caso corresponden a las condiciones de destino. Además se tuvo en cuenta la temperatura para el cálculo del potencial térmico  $V_t$  (ec. 17).

$V_{ca} = 19,65 \text{ V}$	$n=36$	$R_s = 0,41 \Omega$
$I_{cc} = 2,78 \text{ A}$	$m = 1,09$	$R_p = 462,08 \Omega$

Tabla 2: Valores de los componentes que corresponden a modelo equivalente eléctrico del módulo FV ensayado a las condiciones de 958 W/m<sup>2</sup> y a 54,0 °C.

El desvío del punto de máxima potencia de la curva real con respecto al de la curva trasladada según normas es de 3,2%, mientras que el desvío con respecto al mismo punto para la TL es de 4,7%. Estos valores incluyen los errores experimentales cometidos en la adquisición de las curvas I-V junto con los errores instrumentales.

## CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos en la evaluación del método de traslación lineal, se concluye que el método propuesto resulta útil para ser aplicado en un dispositivo de monitoreo de la potencia generada en sistemas fotovoltaicos conectados a red, con desvíos menores al 2%, para valores de irradiancias mayores a  $800 \text{ W/m}^2$  y  $R_p$  mayores a  $150 \Omega$ . Este dispositivo puede funcionar de manera autónoma y sin más información preliminar que la potencia pico estándar del arreglo. También cumple con la consigna de no interferir en el proceso de generación de energía gracias a la metodología expuesta para hallar los parámetros necesarios para la aplicación de las ecuaciones de TL.

Mediante los desvíos halladas tanto en la simulación como en la aplicación práctica del método de TL, se considera que puede resultar útil para detectar fallas de generación cuando la potencia máxima del arreglo (punto de polarización normal) se vea afectada en más del 10%. Este valor se toma en base a que en un dispositivo práctico, se tendrán las incertezas asociadas a las mediciones de corriente, tensión, irradiancia y temperatura, sumadas a la propia incerteza del fabricante en determinar la potencia que cada módulo que conforman un arreglo FV es efectivamente capaz de entregar.

La traslación propuesta podría mejorarse, por medio del empleo de técnicas para la determinación de otros componentes del modelo equivalente eléctrico o mediante el empleo de un factor de corrección de la potencia con la temperatura.

Un dispositivo de estas características podría ayudar a conformar planes más precisos para el mantenimiento de sistemas conectados a red.

El presente estudio puede continuarse con el agregado de en caso de fallas y en base a los valores medidos, intentar determinar cuál o cuáles pueden ser los causantes de las mismas.

## REFERENCIAS

- T. ESRAM y P. CHAPMAN. 2007. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 22, N° 2.
- A. LUQUE y S. HEGEDUS. 2003. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. John Wiley & Sons, ISBN 0-471-49196-9, pag: 949-953.
- C. CAVALLARO, A. RACITI, A. TORRISI. 2002. Reliability improvement of photovoltaic power conversion systems by an optimal remote-management controller. Fourth IEEE International Caracas Conference on Devices, Circuits and Systems.
- L. CRISTALDI, M. FAIFER, A. FERRERO, A. NECHIFOR. 2010. On-line monitoring of the efficiency of Photo-Voltaic panels for optimizing maintenance scheduling. IEEE, I2MTC - International Instrumentation and Measurement Technology Conference.
- N. OTHMAN, N. DAMANHURI, I. IBRAHIM, R. RADZALI, M. MOHD. 2010. Automated Monitoring System for Small Scale Dual-Tariff Solar PV plant in UiTM Pulau Pinang. Proceedings of the World Congress on Engineering 2010 Vol II.
- A. FIRMAN, V. TORANZOS, A. BUSO, C. CADENA, L. VERA. 2010. Sistema híbrido para la caracterización eléctrica de arreglos fotovoltaicos. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 14, ISSN 0329-5184. ASADES.
- A. CELIK y N. ACIKGOZ. 2007. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. Applied Energy 84, pag: 1–15.
- K. ISHAQUE N, Z. SALAM, H. TAHERI. 2011. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. Solar Energy Materials & Solar Cells 95. Pag: 586–594.
- A. GOETZBERGER, J. KNOBLOCH and B. BOB. 1998. Crystalline silicon solar cells. ISBN 0471971448. Wiley and Sons.
- J. ROSELL y M. IBÁÑEZ. 2005. Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions. Energy Conversion and Management 47. Pag: 2424–2430.
- ASTM E1036 – 85. Standard Test Methods for Electrical Performance of Nonconcentrator Terrestrial Photovoltaic Modules and Arrays Using Reference Cells, 1985. IOP.
- D. KING, J. KRATOCHVIL, W. BOYSON. 1997. Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, difficulties, and Results. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. IEEE.
- V. SINGH y R. SINGH. 1982. A method for the measurement solar cell series resistance. IOP.
- C. BELLO, V. JIMENEZ, V. TORANZOS, A. BUSO, L. VERA, C. CADENA. 2009. Relevador portátil de curvas I-V de paneles fotovoltaicos como herramienta de diagnóstico in situ de sistemas de generación fotovoltaica. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 13. ISSN 0329-5184. ASADES.
- V. TORANZOS. 2011. Medición en campo de curvas I-V de arreglos y módulos fotovoltaicos. (Tesis de maestría en evaluación) UNSa.

**ABSTRACT:** With the aim to implement a continuous monitoring system for grid connected photovoltaic systems, without generation process interfere, this paper shows a methodology easy to implement to monitoring systems, that allows make a linear translation at standard test conditions to normalize the max power points and corroborate photovoltaic systems generation capacity. This methodology uses parameters of the electrical equivalent model, and allows evaluate deviation in respect with simulated *I-V* curves in the region of the max power point and also with real *I-V* curves. These deviations are analyzed and the results are shown. Like conclusions a linear translation can be used to check the normal function of photovoltaic arrays, when a max power point shows a deviation higher of 10%.

**Keywords:** Solar energy, photovoltaic, monitoring, translation, standard test conditions.