

# **Solución del modelo de un generador fotovoltaico utilizando los algoritmos de optimización Trust Region Dogleg y PSO**

## **Solution of series-parallel photovoltaic generator model using optimization algorithms Trust Region Dogleg and PSO**

Luis Miguel Pérez-Archila<sup>1a</sup>, Juan David Bastidas Rodríguez<sup>2</sup>, Rodrigo Correa<sup>1b</sup>

<sup>1</sup>Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Colombia. Orcid: <sup>b</sup> 0000-0002-6507-1809. Correos electrónicos: <sup>a</sup> luis2188752@correo.uis.edu.co, <sup>b</sup> crcorrea@saber.uis.edu.co

<sup>2</sup>Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia. Correo electrónico: jubastidasr@unal.edu.co

Recibido: 30 abril, 2019. Aceptado: 28 agosto, 2019. Versión final: 31 octubre, 2019.

### Resumen

El modelo matemático de un generador fotovoltaico en conexión Serie-Paralelo representado mediante el modelo de diodo simple, tiene asociado a él un sistema de ecuaciones no lineales. En este trabajo se propone la solución de estos sistemas empleando los métodos de optimización *Trust Region Dogleg* y *Optimización por Enjambre de Partículas*, para resolver el modelo de un generador fotovoltaico operando en condiciones homogéneas y no homogéneas, variando el número de submódulos y el patrón de sombreado que incide sobre el generador. Se realizó la simulación de los modelos para generadores compuestos por 3 y 15 submódulos en serie, bajo diferentes condiciones de sombreado. De los métodos implementados, *Trust Region Dogleg* mostró un mejor desempeño con tiempos de cómputo 2 y 14 veces menores que el método de referencia y *Optimización por Enjambre de Partículas*, respectivamente. Y un error medio cuadrático igual o un 50 % inferior a los otros métodos.

**Palabras clave:** optimización; modelo; generador fotovoltaico; sombreado parcial; condición no-homogénea.

### Abstract

Mathematical Model of a Series-Parallel (SP) photovoltaic (PV) generator represents each module through an equivalent electrical circuit denominated single diode model, this model has associated a nonlinear equation system that describes the electrical behavior of SP generator. This paper presents a solution of this system using optimization methods widely using: Trust Region Dogleg and Particle swarm optimization (PSO) for solving the electrical model of PV generator operating under homogeneous or non-homogeneous conditions, changing the number of submodules and shading pattern. It has been made simulations about generators composed by 3 and 15 series submodules, operating under different partial shading conditions. Between the implemented methods, Trust Region Dogleg show a better performance than other methods, with 2 and 14 times less computation time than the reference method and PSO, respectively, and a RMSE equal or 50 % lower than PSO.

**Keywords:** optimization; model; photovoltaic generator; partial shadow; non-homogeneous condition.

## 1. Introducción

En la actualidad, diferentes entidades gubernamentales están tratando de incentivar el uso de energías renovables para evitar el uso de fuentes de energía convencionales, las cuales emplean combustibles fósiles y contribuyen a la contaminación del medio ambiente [1]. Una de las tecnologías que está tomando más auge dentro de las energías renovables, es la generación de energía eléctrica con módulos fotovoltaicos (FV), esto debido a algunas características de los módulos FV como: la reducción de costos, mejoramiento en la eficiencia, el poco mantenimiento que requiere y su larga vida útil [2].

En un sistema fotovoltaico, una de las partes más importantes es el generador fotovoltaico, en cuyo funcionamiento intervienen diversos factores como la temperatura ambiente, el nivel de radiación solar, la configuración de los módulos y los objetos cercanos que puedan generar sombras parciales sobre los generadores FV como árboles o edificios cercanos. Estas condiciones de sombreados parciales pueden afectar significativamente el desempeño de un generador causando: reducción de potencia, mayores pérdidas en las celdas sombreadas, puntos calientes, envejecimiento de los módulos, entre otros [3, 4].

Un generador FV está formado por la interconexión de módulos en diferentes configuraciones. La configuración más utilizada es la Serie-Paralelo (SP), donde los módulos se conectan en series para formar cadenas y alcanzar el nivel de tensión requerido por la carga. Luego, dos o más cadenas se pueden conectar en paralelo para alcanzar el nivel de potencia deseado [5]. A su vez, cada módulo está formado por uno, dos o tres submódulos conectados en serie y cada submódulo está formado por un grupo de celdas FV conectadas en serie. Por lo tanto, un generador FV en SP se puede modelar con un conjunto de submódulos conectados en serie y paralelo [6].

Cada submódulo se puede representar por un modelo circuital que incluye el conjunto de celdas que forman el módulo y un diodo de protección (diodo en derivación). En consecuencia, un generador FV se puede modelar por medio de un circuito equivalente que puede ser resuelto utilizando diferentes aproximaciones [7, 6, 5]. Dichas aproximaciones dependen del modelo circuital del submódulo, de la metodología utilizada para general los sistemas de ecuaciones no lineales asociados al generador, y el método de solución de dichos sistemas de ecuaciones.

Existen múltiples trabajos que modelan el generador FV y los efectos de los sombreados parciales mediante el

modelo de diodo simple, en ellos se proponen diferentes procedimientos para obtener las ecuaciones y los parámetros del modelo [8, 6, 9, 10, 11, 12], pero no se realiza un análisis o exploración de los distintos métodos numéricos que pueden ser usados para resolver el sistema de ecuaciones asociado al modelo.

La solución de estos modelos ha sido abordada desde varios enfoques, algunos autores han propuesto la solución mediante el método de Newton-Raphson [13, 8], o variantes de este método como Newton-Raphson amortiguado [6]. Sin embargo, la utilización de este tipo de métodos requiere un punto inicial cercano a la solución y la inversión de matrices  $N \times N$  en cada una de las iteraciones, donde  $N$  es el número de submódulos que forman la cadena, lo que significa un gran esfuerzo computacional.

Otros autores utilizan programas para simulación de circuitos eléctricos para obtener la solución del modelo mediante la implementación del circuito equivalente de cada uno de los submódulos y su interconexión [7, 2], pero su implementación para generadores a gran escala puede ser difícil y también, implicar un esfuerzo computacional elevado. En [9], Karatepe *et al.* plantean un sistema de ecuaciones no lineales para modelar un generador fotovoltaico en configuración SP, y sugiere la solución de este sistema mediante el método de optimización *Trust Region*; sin embargo, no plantea el problema de optimización para resolver el modelo y no justifica la selección del método o analiza otros posibles métodos de optimización que puedan ser empleados.

En este artículo se propone una solución de los sistemas de ecuaciones no lineales, de un generador FV en configuración SP, mediante los métodos de optimización *Trust Region Dogleg* y PSO. Cada submódulo se representa por el modelo de un diodo [6], el cual incluye el modelo exponencial del diodo en derivación. Luego, por cada cadena del arreglo se genera un sistema de ecuaciones no lineales donde las incógnitas son las tensiones de los submódulos de la cadena. A partir de las tensiones de los submódulos se calcula la corriente de la cadena y finalmente la corriente del generador se calcula sumando las corrientes de las cadenas. El artículo incluye la evaluación del desempeño de los dos algoritmos de optimización utilizados para resolver el modelo para generadores con diferente número de submódulos y condiciones de sombreados parciales. La efectividad de estos métodos para resolver el problema se evalúa mediante dos indicadores: el tiempo de cómputo y el valor del error medio cuadrático (RMSE por sus siglas en inglés) tomando como referencia la simulación del circuito equivalente del generador.

## 2. Modelado y metodología

En esta sección se presenta el modelado del generador FV en configuración SP incluyendo el modelo de submódulo usado, el sistema de ecuaciones no lineales asociado a cada cadena y el cálculo de la corriente del generador. También se incluye la función objetivo propuesta resolver cada sistema de ecuaciones, así como una descripción básica de los métodos de optimización empleados. Finalmente, se presenta la metodología para obtener los resultados presentados en la siguiente sección. Las variables y parámetros de los modelos implementados tienen unidades según el SIU.

### 2.1. Modelo de un submódulo fotovoltaico

En este artículo se utiliza el modelo de diodo simple (ver figura 1) por ser uno de los más empleados en la literatura para representar un submódulo FV. Este modelo brinda un balance entre precisión y complejidad para simular la operación del generador en estas condiciones [14, 15].

En el modelo de un diodo la fuente de corriente ( $I_{ph}$ ) modela la corriente generada por el efecto fotovoltaico, el diodo  $D$  simboliza la no-linealidad de las  $N_s$  celdas conectadas en serie, las resistencias  $R_p$  y  $R_s$  representan las corrientes de fuga y las pérdidas óhmicas dentro del submódulo, respectivamente. El modelo de un diodo también incluye un diodo conectado en derivación ( $DD$ ) a los terminales del módulo, denominado diodo en derivación, el cual evita que se disipe potencia en las celdas del submódulo cuando este opera bajo condiciones de sombreados parciales [2].

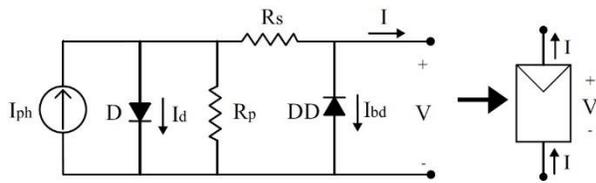


Figura 1. Modelo de diodo simple para un submódulo. Fuente: elaboración propia.

Aplicando la Ley de corrientes de Kirchhoff a la salida del submódulo, se obtiene (1), donde  $I$  y  $V$  son la corriente y la tensión en los terminales del submódulo,  $I_{sat}$  y  $V_{t,d}$  corresponden a la corriente de saturación inversa y al voltaje térmico de  $D$ , respectivamente, e  $I_{dd}$  es la corriente de  $DD$ . A su vez,  $V_{t,d}$  se define en (2) donde  $k$  es la constante de Boltzmann,  $q$  es la carga del electrón,  $\eta$  es el factor de idealidad de  $D$ , y  $T$  es la temperatura de las celdas en  $K$ .

Por su parte,  $I_{dd}$  se define en (3), donde  $I_{sat, dd}$  y  $V_{t,dd}$  son la corriente de saturación inversa y el voltaje térmico del diodo  $DD$ , respectivamente. La definición de  $V_{t,dd}$  se muestra en (4), donde  $\eta_{dd}$  y  $T_{dd}$  corresponden al factor de idealidad y la temperatura en  $K$  de  $DD$ , respectivamente.

$$I = I_{ph} - I_{sat} \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + (I - I_{dd}) \cdot R_s}{\eta V_{t,d}}\right) - \frac{V + (I - I_{dd}) \cdot R_s}{R_p} + I_{dd} \right] \quad (1)$$

$$V_{t,d} = \frac{N_s k T}{q} \quad (2)$$

$$I_{dd} = I_{sat,dd} \cdot \left[ \exp\left(\frac{-V}{\eta_{dd} V_{t,dd}} - 1\right) \right] \quad (3)$$

$$V_{t,dd} = \frac{k T_{dd}}{q} \quad (4)$$

Al reemplazar (2), (3) y (4) en (1), se obtiene una expresión de la corriente  $I$  como función de  $I$  y  $V$ , por lo tanto, es una función implícita y no lineal que depende de siete parámetros. Cinco de estos parámetros ( $I_{ph}$ ,  $I_{sat}$ ,  $\eta$ ,  $R_s$ ,  $R_p$ ) representan el comportamiento de las celdas FV, en consecuencia, dependen de la temperatura y el nivel de irradiancia a las que se encuentren expuestas las celdas que componen el submódulo. Estos parámetros a condiciones estándar pueden ser calculados de los datos en la hoja del fabricante, siguiendo el procedimiento presentado en [12], para posteriormente ajustarlos a las condiciones de temperatura e irradiancia de operación como se muestra en [16] para los parámetros  $I_{ph}$ ,  $\eta$ ,  $R_p$  y siguiendo los procedimientos de [17] y [18] para  $I_{sat}$  y  $R_s$ , respectivamente. Los últimos dos parámetros ( $\eta_{dd}$ ,  $I_{sat,dd}$ ) corresponden al diodo en derivación y pueden ser obtenidos de la hoja de datos del fabricante [19].

Al aplicar el procedimiento descrito en [13] a la ecuación (1), se obtiene la ecuación (5), en la que se expresa la corriente  $I$  del submódulo como una función explícita de  $V$ , usando la función LambertW.

$$I(V) = \frac{R_p \cdot (I_{ph} - I_{sat} - V)}{R_s + R_p} - \frac{\eta V_{t,d}}{R_s} \cdot W(\theta) + I_{dd} \quad (5)$$

$$\theta = \frac{R_s + R_p}{\eta V_{t,d} \cdot (R_s + R_p)} \cdot I_{sat} \cdot \left[ \exp\left(\frac{(R_s \cdot R_p \cdot (I_{ph} - I_{sat}) + V)}{\eta V_{t,d} \cdot (R_s + R_p)}\right) \right]$$

## 2.2. Modelo de un generador en SP

Un generador FV en SP está compuesto por dos o más cadenas conectadas en paralelo. Cada cadena está compuesta por un determinado número de módulos conectados en serie con un diodo de bloqueo (*DBL*). A su vez, cada módulo lo componen dos o más submódulos conectados en serie. A modo de ejemplo, la figura 2 muestra el modelo de un generador con  $M$  cadenas en paralelo, donde cada cadena está formada por  $N/2$  módulos y cada módulo contiene dos submódulos.

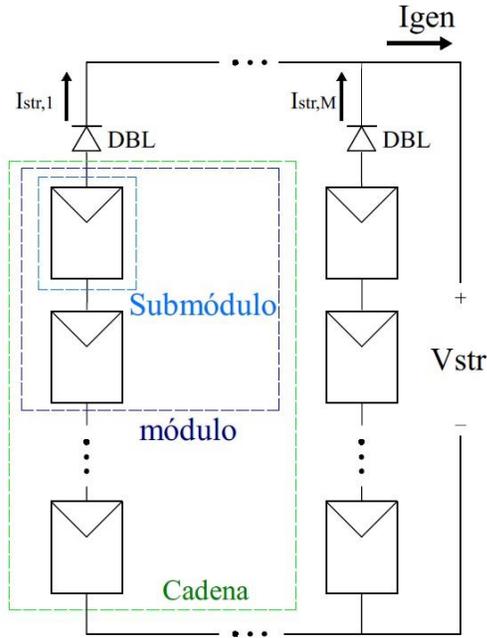


Figura 2. Composición de un generador fotovoltaico en configuración SP. Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 2, todas las cadenas comparten una misma tensión del generador ( $V_{str}$ ). Por lo tanto, cada cadena forma un lazo con la  $V_{str}$ , lo que permite analizarla de forma independiente para encontrar las tensiones de los submódulos y luego calcular la corriente de la cadena. Finalmente, las corrientes de las cadenas se suman para calcular la corriente del generador ( $I_{gen}$ ).

Cada cadena está formada por  $N$  submódulos y un diodo de bloqueo (*DBL*) que es posible analizar como un circuito equivalente con  $N+1$  incógnitas:  $N$  tensiones de los submódulos y la tensión del diodo de bloqueo ( $V_{blk}$ ), tal como se observa en la figura 3. Empleando la ecuación (5) es posible aplicar la ley de corrientes de Kirchhoff en cada nodo de la cadena ( $N$  ecuaciones) y la ley de tensiones de Kirchhoff para el lazo que se forma

con  $V_{str}$ , para obtener el sistema de  $N + 1$  ecuaciones no lineales ( $F(\vec{V})$ ) que se presenta en la ecuación (6).

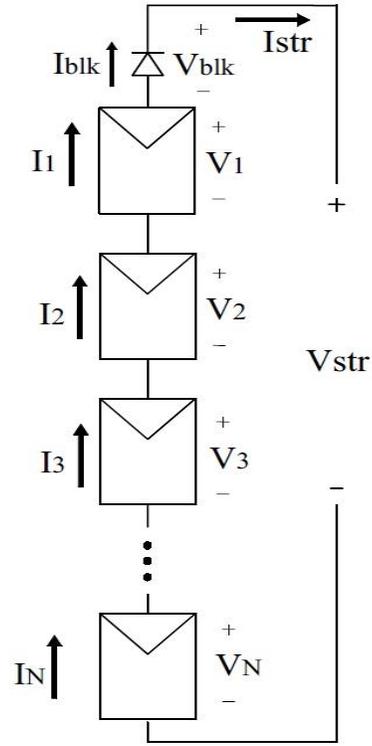


Figura 3. Cadena formada por  $N$  submódulos. Fuente: elaboración propia.

$$F(\mathbf{V}) = \begin{bmatrix} f_1 = I(V_1) - I(V_2) = 0 \\ f_2 = I(V_2) - I(V_3) = 0 \\ \vdots \\ f_{N-1} = I_1(V_1) - I_N(V_N) = 0 \\ f_N = I_1(V_1) - I_{blk}(V_{blk}) = 0 \\ f_{N+1} = V_1 + \dots + V_N + V_{blk} + V_{str} \end{bmatrix} \quad (6)$$

En (6),  $\mathbf{v}$  representa el vector de los voltajes desconocidos, correspondientes a los submódulos y el diodo de bloqueo (i.e.  $\mathbf{v} = [V_1 V_2 \dots V_N V_{blk}]$ ),  $I_i(V_i)$  es la corriente del  $i$ -ésimo submódulo en función de su respectivo voltaje, e  $I_{blk}(V_{blk})$  es la corriente del diodo de bloqueo en función de su tensión. La relación entre  $I_{blk}$  y  $V_{blk}$  se muestra en (7), donde  $I_{sat,blk}$  y  $V_{t,blk}$  corresponden a la corriente de saturación inversa y la tensión térmica de *DBL*. A su vez  $V_{t,blk} = \eta_{blk} \cdot k \cdot T_{blk}/q$ , donde  $\eta_{blk}$  y  $T_{blk}$  corresponden al factor de idealidad y la temperatura de *DBL*.

$$I_{blk} = I_{sat,blk} \cdot \left( \exp\left(\frac{V_{blk}}{V_{t,blk}}\right) - 1 \right) \quad (7)$$

En este artículo, la solución del sistema de ecuaciones  $F(\mathbf{v})$  se convierte en un problema de optimización, de manera similar a como se presenta en [20]. De esta forma se obtiene la función objetivo mostrada en (8), donde el vector  $\mathbf{v}$  que minimiza esta función, también es solución del sistema de ecuaciones  $F(\mathbf{v})$  presentado en 6.

$$F_{obj} = \sum_{i=1}^{N+1} f_i^2(\mathbf{v}) \quad (8)$$

Cuando se encuentra la solución de  $F(\mathbf{v})$ , se conocen las tensiones de los submódulos y del diodo de bloqueo. Luego, a partir la tensión de cualquier submódulo, es fácil calcular la corriente de la cadena  $I_{str}$  utilizando (5), ya que  $I_{str}$  es igual a la corriente de cualquier submódulo  $I_i(V_i)$ . Repitiendo este proceso para cada cadena que conforma el generador, se puede obtener la corriente del generador como se muestra en la ecuación (9), donde,  $I_{gen}$  es la corriente total del generador,  $I_{str,k}$  es la corriente de la  $k$ -ésima cadena del generador y  $M$  es el número de cadenas que componen el generador .

$$I_{gen} = \sum_{K=1}^M I_{str,k} \quad (9)$$

### 2.3. Métodos de optimización

En este artículo se utilizan los algoritmos de optimización *Trust Region Dogleg* y Optimización por Enjambre de Partículas para minimizar  $F_{obj}$ . En esta sección se presentan los principios de operación de los algoritmos de optimización utilizados.

#### 2.3.1. Optimización por Enjambre de Partículas

Este método es conocido como PSO (por sus siglas en inglés) y es una técnica de computación evolutiva inspirada en el comportamiento social de un grupo de aves en busca de comida. Cada individuo o partícula ajusta su recorrido basado en la información compartida entre el grupo y su propia experiencia, con el fin de encontrar la mejor posición o alimento. En el caso de un problema de minimización, la mejor posición de un individuo representa la solución con el menor valor de la función objetivo [21]. El método PSO fue propuesto originalmente por Kennedy y Eberhart en 1995. Una modificación importante es realizada en 1998 por Shi y Eberhart [21], en donde se presenta “a modified particle swarm optimizer (MPSO)”, el cual introduce el termino de peso de inercia  $w$ . Sin embargo, esta modificación fue aceptada en la literatura con el mismo nombre de PSO, por lo que en la mayoría de literatura actual se incluye el término de inercia, pero se continúa haciendo referencia

al método como PSO, como se muestra en las referencias [22, 23].

PSO es un algoritmo metaheurístico basado en partículas, en el que cada partícula es un punto multidimensional dentro de la región solución. Debido a esto, el algoritmo realiza exploración dentro de toda la región solución evitando quedar atrapado en un óptimo local, por lo que puede ser considerado de optimización global. En el proceso iterativo de PSO,  $(x_m) = (x_1, x_2, \dots, x_D)$  es la  $m$ -ésima partícula y su posición en la siguiente iteración está dada por las ecuaciones (10) y (11).

$$\mathbf{X}_m^{k+1} = \mathbf{X}_m^k + \mathbf{v}_m^{k+1} \quad (10)$$

$$\mathbf{v}_m^{k+1} = w \mathbf{V}_m^k + C_1 r_1 \cdot (\mathbf{x}_{b,m}^k - \mathbf{x}_m^k) + C_2 r_2 \cdot (\mathbf{x}_b^k - \mathbf{x}_m^k) \quad (11)$$

En (11)  $w \in [0.1 - 1.1]$  es el factor de inercia;  $c_1$  es el factor de cognición;  $c_2$  es el factor social; los escalares  $r_1$  y  $r_2$  son variables aleatorias en el rango  $[0,1]$ ;  $\mathbf{x}_{b,m}^k$  es la mejor posición encontrada por la  $m$ -ésima partícula;  $\mathbf{x}_b^k$  es la mejor posición entre todas las partículas.

#### 2.3.2. Trust Region Dogleg

El método *Trust Region* parte de un punto inicial  $\mathbf{x}_0$  que pertenece al dominio de la función  $f(\mathbf{x})$ , y busca encontrar el punto  $\mathbf{x}^*$  que minimiza la función  $f$  mediante el proceso iterativo de la ecuación (12), donde,  $\mathbf{P}_k$  es el paso o incremento de la  $k$ -ésima iteración [24].

$$\mathbf{X}_{k+1} = \mathbf{X}_k + \mathbf{P}_k \quad (12)$$

Para encontrar un  $\mathbf{P}_k$  que me aproxime rápidamente al punto  $\mathbf{x}^*$ , se convierte el problema de optimización en un subproblema más simple consistente en encontrar  $\mathbf{P}_k^*$ , y se encuentra planteado en (13).

$$\mathbf{P}_k^* = \underset{\mathbf{P}}{\operatorname{argmin}} \{m_k(\mathbf{P}), \mathbf{P} \in Q_k\} \quad (13)$$

Siendo  $m_k(\mathbf{P})$  una función aproximada de  $f(\mathbf{x})$  por los dos primeros términos de la serie de Taylor, en una región  $Q_k$ , cercana al punto  $\mathbf{x}_k$ . Si  $m_k(\mathbf{P})$  es una buena aproximación en la región  $Q_k$ , entonces a  $Q_k$  se le conoce como la región de confianza y está definida como  $Q_k = \{\mathbf{p} \mid \|\mathbf{p}\| < \Delta_k\}$ , donde  $\Delta_k$  es el radio de la región de confianza en la  $k$ -ésima iteración [25]. Una vez se ha encontrado el punto  $\mathbf{P}_k^*$  que es solución de la ecuación (13), se verifica que se cumpla la condición expresada en la ecuación (14).

$$f(\mathbf{X}_k + \mathbf{P}_k^*) < f(\mathbf{X}_k) \quad (14)$$

Si la ecuación (14) se cumple, se actualiza el punto actual mediante  $\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \mathbf{P}_k^*$  y se calcula un nuevo modelo  $m_{k+1}$  y una nueva región de confianza  $Q_{k+1}$  a partir del nuevo punto  $\mathbf{x}_{k+1}$ . Si, por el contrario, la condición no se cumple, entonces  $\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k$  y la región de confianza se comprime reduciendo  $\Delta$ .

En la literatura existen múltiples variantes de este método y sus principales diferencias se centran en cómo obtener el incremento  $\mathbf{p}^*$  que conduzca rápidamente y con menos esfuerzo computacional al punto mínimo de  $f(\mathbf{x})$  [25]. Para las simulaciones realizadas, el método que se utilizó fue la variante conocida como *Trust Region Dogleg*, que se diferencia del método estándar en el procedimiento para obtener el incremento  $\mathbf{p}^*$ . En la variante *Trust Region Dogleg* se tiene en cuenta dos elementos para el cálculo de  $\mathbf{p}^*$ , uno es el incremento de Cauchy, que se presenta en la ecuación (15) [25], donde,  $\mathbf{g} = \nabla f(\mathbf{x})$ ,  $\mathbf{B} = \nabla^2 f(\mathbf{x})$ .

$$\mathbf{PC} = \frac{\mathbf{g}^T \mathbf{g}}{\mathbf{g}^T \mathbf{B} \mathbf{g}}, \quad (15)$$

El segundo elemento es inspirado en el incremento de Gauss-Newton, como se muestra en la ecuación (16).

$$\mathbf{PN} = -\mathbf{B}^{-1} \mathbf{g} \quad (16)$$

Las ecuaciones (15) y (16) se combinan para calcular el incremento  $\mathbf{P}_k^*$  como muestra la ecuación (17).

$$\mathbf{P}^* = \mathbf{PC} + \alpha(\mathbf{PN} - \mathbf{PC}) \quad (17)$$

Una vez hallado  $\mathbf{P}^*$ , se verifica la condición expresa da en la ecuación (14) y se continua el proceso iterativo hasta alcanzar la convergencia del método. Es importante aclarar que *Trust Region Dogleg* tiene un único agente de búsqueda por ser un método determinista. Por lo tanto, en algunos problemas es capaz de encontrar el máximo global y en otros casos puede quedar atrapado en un óptimo local.

## 2.4. Metodología

En este trabajo las simulaciones fueron realizadas en un equipo Lenovo Thinkstation con un procesador Intel Xeon E3-1225 de 3.3 GHz, memoria RAM de 24-GB y en el entorno de programación Matlab R2017b. Para todas las simulaciones el módulo fotovoltaico considerado fue el Trina Solar TMS-PD05 de 270 W, formado por 60 celdas que se agrupan en tres submódulos conectados en serie, cada uno con su respectivo diodo en derivación. A este módulo se le realizó la extracción de parámetros a condiciones estándar a partir de los parámetros de la hoja del fabricante [26], siguiendo el

procedimiento indicado en [12]. Posteriormente, se realizó el ajuste de los parámetros a una temperatura de operación de 44 °C y a una irradiación de  $G_{stc} = 1000 \text{ W/m}^2$ , como se muestra en [27]. El resultado de los cinco parámetros obtenidos es:  $I_{ph} = 9.311 \text{ A}$ ,  $I_{sat} = 0.238 \text{ nA}$ ,  $\eta = 1.097$ ,  $R_s = 0.089 \text{ } \Omega$ ,  $R_p = 246.671 \text{ } \Omega$ . Estos parámetros serán usados para representar cada submódulo que componen los generadores simulados en la siguiente sección.

Para extraer los parámetros del diodo en derivación y el diodo de bloqueo se ha tomado como referencia el diodo GF3045T y se asume que los diodos se encuentran a la misma temperatura que las celdas. De la hoja del fabricante presentada en [28], se tomaron dos puntos de la curva Corriente-Voltaje a 25 °C y se obtuvieron los parámetros:  $I_{sat,dd} = 851.54 \text{ } \mu\text{A}$  y  $\eta_{dd} = 1.635$ . Para representar todos los submódulos por medio del modelo de diodo simple, se asumen los mismos parámetros incluyendo los del diodo en derivación, la única excepción es la corriente fotovoltaica  $I_{ph}$  ya que depende del nivel de irradiancia que incide sobre cada submódulo. Por esta razón, la corriente fotovoltaica se usará para introducir al modelo el efecto de los sombreados parciales, definiendo para cada submódulo un valor de  $I_{ph}$  y almacenando estos valores en el vector  $\mathbf{i}_{ph}$ , tal como se muestra en la ecuación (18),

$$\mathbf{i}_{ph} \begin{bmatrix} I_{ph, 1} \\ I_{ph, 2} \\ \vdots \\ I_{ph, N+1} \end{bmatrix} = I_{ph} \begin{bmatrix} P_{g, 1} \\ P_{g, 2} \\ \vdots \\ P_{g, N+1} \end{bmatrix}, \quad (18)$$

donde,  $I_{ph,i}$  es la corriente fotovoltaica del  $i$ -ésimo submódulo,  $P_{g,i}$  es la proporción de irradiancia del  $i$ -ésimo submódulo con respecto al nivel de irradiancia a condiciones estándar ( $G_{stc}$ ) e  $I_{ph}$  es la corriente fotovoltaica que se calculó a un nivel de irradiancia ( $G_{stc}$ ) y a la temperatura de operación de las celdas.

Una vez se ha establecido el modelo de una cadena FV y las condiciones de irradiancia, se tiene un sistema como el mostrado en la ecuación (6), que representa el comportamiento eléctrico de la cadena. Este sistema de ecuaciones puede convertirse en un problema de optimización como se expone a continuación:

**Teorema 1:** Suponga que un sistema de ecuaciones no lineales  $F(\mathbf{v})$  como el presentado en la ecuación (6), tiene solución en la región  $\mathbf{L} \in \mathbb{R}^{N+1}$ . Existe un  $\vec{a} \in \mathbf{L}$ , que es solución para el sistema  $F(\mathbf{v})$  si y solo si,  $\vec{a}$  minimiza la función  $F_{obj}$  planteada en la ecuación (8).

Prueba: Queda establecido por la definición de la función objetivo, que  $F_{obj}(\vec{x}) \geq 0$  para todo  $\vec{x} \in \mathbf{L}$ . Si  $\vec{a}$  es solución a el sistema de ecuaciones en (6), entonces  $fk(\vec{a}) = 0$  para  $k = 1, 2, \dots, N + 1$ , por lo que  $F_{obj}(\vec{a}) = \sum_{i=1}^{N+1} 0^2 = 0$ . Debido a esto,  $F_{obj}(\vec{a}) \leq F_{obj}(\vec{x})$  para todo  $\vec{x} \in \mathbf{L}$ , como consecuencia  $\vec{a}$  es un mínimo de  $F_{obj}$ .

Con el sistema de ecuaciones planteado como un problema de optimización, es necesario establecer las fronteras para las variables eléctricas que componen el sistema. En nuestro caso, las variables eléctricas son los voltajes de los submódulos y el diodo de bloqueo que componen la cadena FV y sus fronteras son definidas en la tabla 1.

Al igual, se definen los parámetros para la configuración de los algoritmos de optimización que se usaran para resolver los modelos del generador FV. Estos parámetros son presentados en la tabla 2.

### 3. Resultados y análisis

En esta sección se presentan los resultados de simulación para los modelos de dos generadores FV en SP, compuestos por una cadena de 3 y 15 submódulos, operando bajo condiciones variadas de sombreados. En cada caso, los modelos son resueltos mediante tres métodos: Trust Region Dogleg, PSO y la solución del circuito equivalente del generador, el cual se toma como referencia.

Las figuras 4 y 5 muestran las curvas Corriente-Voltaje (I-V) y Potencia-Voltaje (P-V), respectivamente, para un generador compuesto de 3 submódulos en serie, bajo diferentes condiciones de irradiancia mostradas en la tabla 3.

Los resultados en estas gráficas para Trust Region Dogleg y PSO tienen un alto grado de traslape o ajuste entre sí y con el método de referencia, lo que se ve reflejado en los valores de RMSE presentados en la tabla 4.

Tabla 1. Fronteras definidas para el problema de optimización

Tipo de variable	Frontera inferior	Frontera superior
Voltaje en terminales del submódulo $V_i$	Máxima caída de voltaje a través del diodo de baipás $V_{d,sc} = -0.45V$	Voltaje de circuito abierto a condiciones estándar $V_{oc,sc} = 12.63V$
Voltaje del diodo de bloqueo $V_{blk}$	Máxima caída de voltaje a través del diodo de bloqueo $V_{d,sc} = -0.45V$	0 V

Tabla 2. Parámetros de los métodos de optimización implementados

Trust Region Dogleg		PSO	
Criterios de parada		Criterios de parada	
Número máximo de evaluaciones de la función objetivo	$1 \cdot 10^3$	Tolerancia en las variaciones de la función objetivo	$1 \cdot 10^{-9}$
Número máximo de iteraciones	$1 \cdot 10^3$	Número máximo de iteraciones	$350 \cdot 2 \cdot N$
Tolerancia en las variaciones de $x$	$1 \cdot 10^{-3}$		
Parámetros de control como se describen en [24]		Parámetros de configuración	
$\delta_{max}$	$1 \cdot 10^{10}$	Tamaño de la población inicial	$\min(100, 10 \cdot N)$
$\eta_s$	0.05	$w$	[0.1 – 1.1]
$\eta_v$	0.9	$c_1$	1.49
$\sigma_i$	2.5	$c_2$	1.49
$\sigma_d$	0.25	Población inicial	$\vec{0}$

Tabla 3. Condiciones de irradiancia para el generador de 3 submódulos

Condición	Vector $i_{ph}^{\rightarrow T}$
Homogénea	$I_{ph} [1.0 \ 1.0 \ 1.0]$
No homogénea	$I_{ph} [0.9 \ 0.6 \ 0.3]$

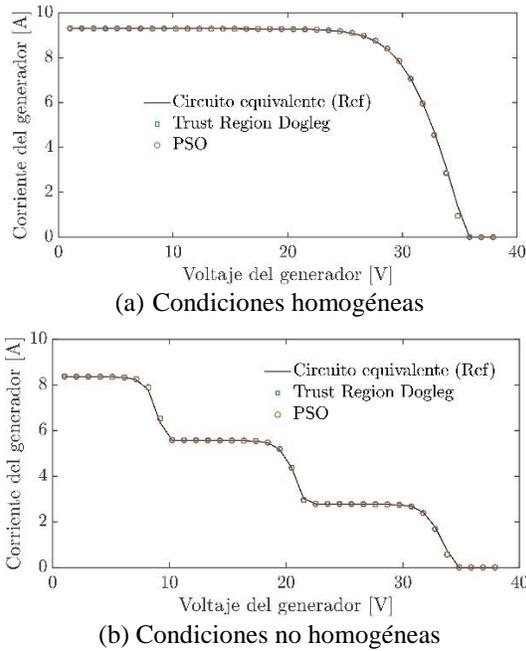


Figura 4. Curvas de Corriente vs. Voltaje de un generador fotovoltaico formado por 3 submódulos para (a) condiciones homogéneas (b) condiciones no homogéneas. Fuente: elaboración propia.

Cuando todos los submódulos que componen el arreglo se encuentran bajo un mismo nivel de irradiancia se conoce como condiciones de irradiancia homogénea. En este caso, se observa que las curvas I-V de la figura 4a presentan una sola rodilla, lo que se refleja en un único punto de máxima potencia en las curvas P-V de la figura 5a. Por el contrario, las condiciones de sombreado parcial en los submódulos que componen una cadena son las responsables de originar los múltiples máximos locales en las curvas P-V al igual que múltiples puntos de rodilla en la curva I-V. Es decir, el número de puntos de máxima potencia es igual al número de puntos de rodillas y dependen de cuantos distintos niveles de irradiancia se presenten en los submódulos. Este efecto se ilustra, si observamos las figuras 4b y 5b, donde se observan tres puntos de rodillas y tres puntos de máxima potencia, correspondientes a los tres diferentes niveles de irradiancia que se presentan en el vector  $\vec{i}_{ph}^T = I_{ph} \cdot [0.9 \ 0.6 \ 0.3]^T$ .

En la tabla 4, se presentan los resultados de 10 ensayos de simulación para cada condición de irradiancia, con el propósito de evaluar el desempeño de los métodos teniendo en cuenta los indicadores de tiempo de cómputo y RMSE. En cuanto al valor del RMSE, ambos métodos tienen valores cercanos y del orden de 0.08 A y 0.04 A para condiciones homogéneas y de sombreados parciales,

respectivamente; por lo tanto, no se evidencian diferencias significativas entre los errores de los métodos comparados. Sin embargo, si se observa la tabla 4, el método *Trust Region Dogleg* es el que mejores tiempos de computo presenta para las dos condiciones de operación, superando incluso el método de referencia.

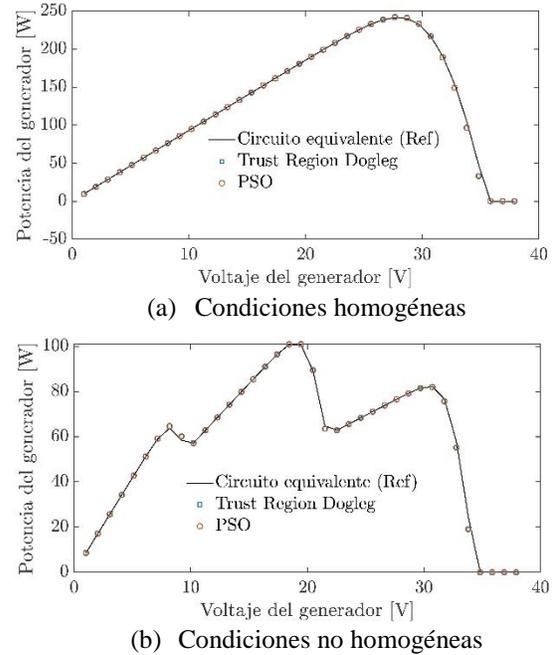


Figura 5. Curvas de Potencia vs. Voltaje de un generador fotovoltaico formado por 3 submódulos para (a) condiciones homogéneas (b) condiciones no homogéneas. Fuente: elaboración propia.

Adicionalmente, la figura 6 introduce el error en el cálculo de la corriente de los dos métodos implementados. Los resultados de la tabla 4 y la figura 6 muestran que los dos métodos implementados reproducen la curva I-V, con valores cercanos de RMSE de corriente para condiciones homogéneas y de sombreado parcial.

En las figuras 7 y 8 se presentan las curvas (I-V) y (P-V), respectivamente, para el generador compuesto de 15 submódulos conectados en serie y los resultados de simulación bajo diferentes condiciones de irradiancia descritas en la tabla 5. Al igual que para el generador de 3 submódulos, los resultados en las gráficas (I-V) y (P-V) de los métodos de optimización tiene un alto grado de ajuste o empalme lo que dificulta su visualización.

De manera similar a como se realizó para un generador de 3 submódulos, se evalúa el desempeño de los métodos de optimización para un generador de 15 submódulos, y sus resultados se presentan en la tabla 6.

Tabla 4. Resultados de la simulación para el generador compuesto de 3 submódulos

Condición	Método	Tiempo [s]		RMSE	
		$\bar{X}$	$\sigma$	$\bar{X}$	$\sigma$
Homogéneas	1 Circuito equivalente	2.38	0.11	N/A	N/A
	2 Trust Region Dogleg	0.25	0.01	0.0861	0.0000
	3 PSO	6.31	0.62	0.0861	0.0000
No homogéneas	1 Circuito equivalente	2.24	0.0464	N/A	N/A
	2 Trust Region Dogleg	0.28	0.0147	0.0482	0.0000
	3 PSO	4.12	0.1043	0.0482	0.0000

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5. Condiciones de irradiancia para el generador conformado por 15 módulos.

Condiciones	Vector $i_{ph}^T$
C-1	$I_{ph}[1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0 \ 1.0]$
C-2	$I_{ph}[0.9 \ 0.9 \ 0.9 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.3]$
C-3	$I_{ph}[1.0 \ 0.9 \ 0.9 \ 0.7 \ 0.7 \ 0.7 \ 0.6 \ 0.6 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.3 \ 0.1 \ 0.1]$

Fuente: elaboración propia.

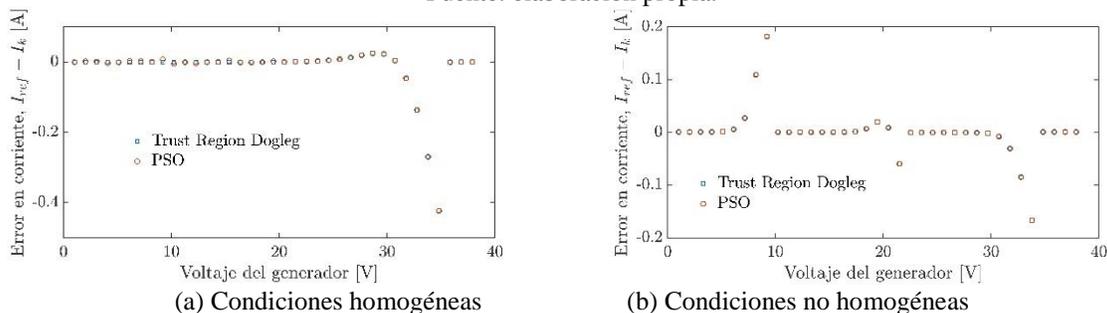


Figura 6. Error en corriente vs. Voltaje para un generador fotovoltaico formado por 3 submódulos en serie para (a) condiciones homogéneas (b) condiciones no homogéneas. Fuente: elaboración propia.

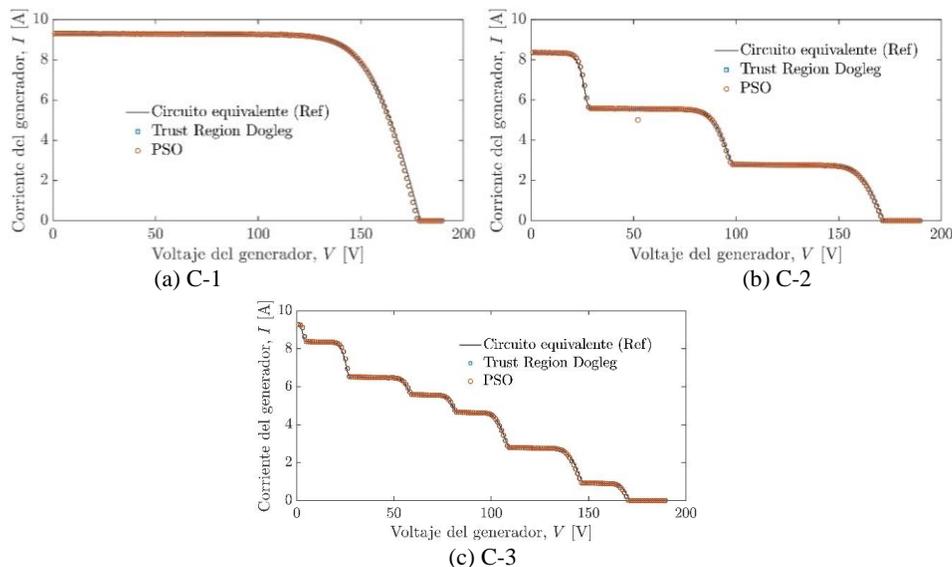


Figura 7. Curvas de Corriente vs Voltaje de un generador fotovoltaico formado por 15 submódulos, bajo las condiciones de irradiancia dadas en (a) C-1 (b) C-2 (c) C-3. Fuente: elaboración propia.

Tabla 6. Resultados de la simulación para el generador compuesto de 15 submódulos

Condición	Método	Tiempo [s]		RMSE	
		$\bar{X}$	$\sigma$	$\bar{X}$	$\sigma$
C-1	1 Circuito equivalente	9.03	0.44	N/A	N/A
	2 Trust Region Dogleg	3.24	0.15	0.1011	0.0000
	3 PSO	197.36	10.07	0.1012	0.0000
C-2	1 Circuito equivalente	9.77	0.33	N/A	N/A
	2 Trust Region Dogleg	4.01	0.12	0.0404	0.0000
	3 PSO	540.65	17.16	0.0641	0.0266
C-3	1 Circuito equivalente	10.40	1.14	N/A	N/A
	2 Trust Region Dogleg	4.58	0.15	0.0467	0.0000
	3 PSO	634.74	15.57	0.0712	0.0202

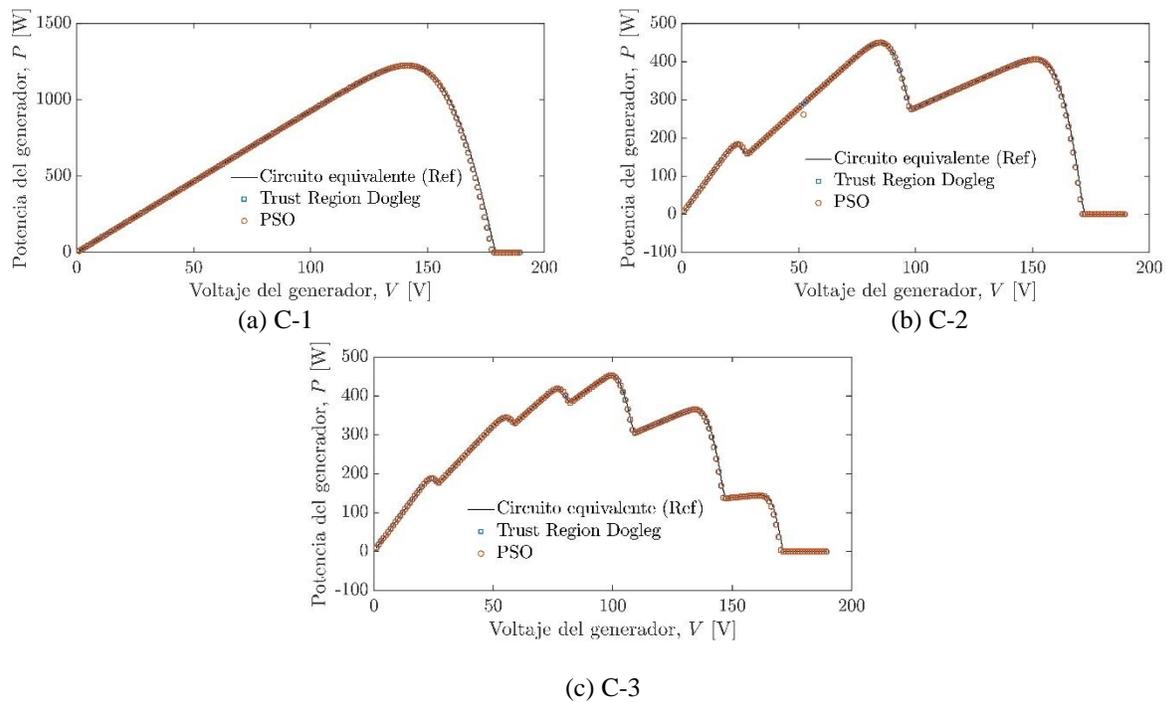


Figura 8. Curvas de Potencia vs Voltaje de un generador fotovoltaico formado por 15 submódulos, bajo las condiciones de irradiancia dadas en (a) C-1 (b) C-2 (c) C-3. Fuente: elaboración propia.

En estos resultados se puede apreciar que los tiempos de cómputo del método Trust Region Dogleg son entre dos y tres veces menores que los del método de referencia y hasta 60 veces inferiores comparados con PSO. En cuanto a los errores de los métodos, se observa que logran seguir la curva I-V y P-V de manera general, con errores en corriente menores a 0.6 A y valores de RMSE menores a 0.08, como se ilustra en la figura 9 y la tabla 6. No obstante, en ambos casos, el RMSE en corriente para condiciones homogéneas es mayor que para condiciones de sombreados parciales; sin embargo, para las condiciones no homogéneas el método de Trust Region Dogleg presenta un RMSE un 50 % más bajo que PSO,

lo que refleja un mejor ajuste o seguimiento en condiciones de sombreado parcial.

#### 4. Conclusiones

En este trabajo se describió el modelo de un generador fotovoltaico en configuración SP y el sistema de ecuaciones no lineales asociado a él. Se propuso la solución de este sistema de ecuaciones como un problema de optimización, el cual fue resuelto con dos métodos de optimización. Estos métodos de optimización se usaron para resolver los modelos para generadores formados pequeños y medianos y con diversas condiciones de sombreado para verificar su validez.

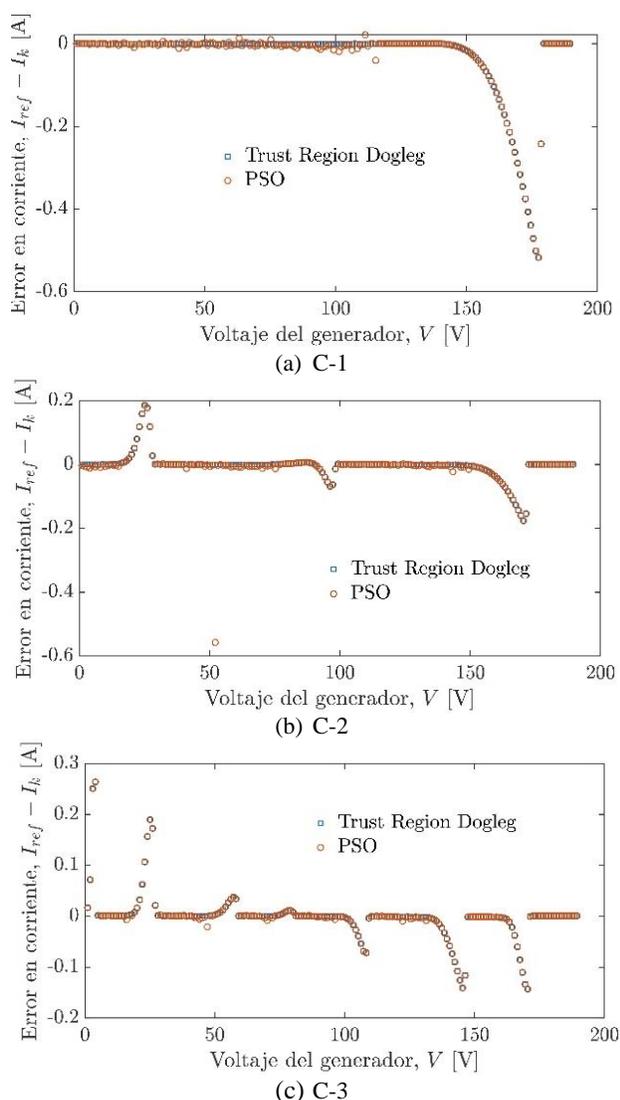


Figura 9. Error en corriente vs. Voltaje para un generador fotovoltaico formado por 15 submódulos en serie, bajo las condiciones de irradiancia dadas en (a) C-1 (b) C-2 (c) C-3. Fuente: elaboración propia.

En la solución propuesta, no se requiere de un punto inicial cercano a la solución real, ni de la inversión de matrices de gran tamaño, lo que presenta una ventaja en comparación con otros métodos convencionales como Newton-Raphson o NewtonRaphson amortiguado usados para la resolver este tipo de sistemas de ecuaciones. De los métodos de optimización implementados, el método de Trust Region Dogleg fue el que demostró mejor desempeño bajo las diferentes condiciones de sombreado, tomando como criterios el tiempo de cómputo y el RMSE con respecto al método de referencia. Para el generador de 3 submódulos obtuvo tiempos de cómputo entre 9 y 14 veces menores que el método del circuito equivalente y PSO, respectivamente,

con un RMSE igual a PSO. En el generador de 15 submódulos, Trust Region Dogleg consumió menos de la mitad del tiempo de cómputo comparado con el método de referencia, y hasta 60 veces menos tiempo que PSO y un RMSE 50 % menor que PSO para condiciones no homogéneas.

Como trabajo futuro, se propone la comparación de los resultados presentados con otras soluciones numéricas o métodos de optimización, el análisis de la complejidad algorítmica de los métodos utilizados y la implementación en generadores de mayor tamaño o con otras configuraciones.

### Referencias

- [1] L. Sánchez, S. Nesci, J. C. Gómez, and C. Reineri, "Pruebas de integración de generación distribuida en una microred en el campus de la UNRC Integration testing of distributed generation in a micro-network on the UNRC campus," *Rev. UIS Ing.*, vol. 18, no. 2, pp. 177–185, 2019.
- [2] S. R. Pendem and S. Mikkili, "Modelling and performance assessment of PV array topologies under partial shading conditions to mitigate the mismatching power losses," *Solar Energy*, vol. 160, no. October 2017, pp. 303–321, 2018.
- [3] A. Pandian, K. Bansal, D. J. Thiruvadigal, and S. Sakthivel, "Fire Hazards and Overheating Caused by Shading Faults on Photo Voltaic Solar Panel," *Fire Technology*, vol. 52, no. 2, pp. 349–364, mar 2016.
- [4] P. Manganiello, M. Balato, and M. Vitelli, "A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules : The Closed Loop," vol. 62, no. 11, pp. 7276–7286, 2015.
- [5] X. Qing, H. Sun, X. Feng, and C. Y. Chung, "Submodule-Based Modeling and Simulation of a Series-Parallel Photovoltaic Array Under Mismatch Conditions," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 7, no. 6, pp. 1731–1739, nov 2017.
- [6] M. L. Orozco-gutierrez, J. M. Ramirez-scarpetta, G. Spagnuolo, and C. A. Ramos-paja, "A technique for mismatched PV array simulation," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 417–427, 2013.
- [7] S. Gallardo-saavedra and B. Karlsson, "Simulation , validation and analysis of shading effects on a PV system," *Solar Energy*, vol. 170, no. June, pp. 828–839, 2018.

- [8] G. Petrone and C. A. Ramos-paja, "Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 1003–1013, 2011.
- [9] E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Colak, "Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells," *Solar Energy*, vol. 81, no. 8, pp. 977–992, 2007.
- [10] A. M. Humada, M. Hojabri, S. Mekhilef, and H. M. Hamada, "Solar cell parameters extraction based on single and doublediode models : A review," vol. 56, pp. 494–509, 2016.
- [11] O. W. Yin and B. C. Babu, "Simple and easy approach for mathematical analysis of photovoltaic (PV) module under normal and partial shading conditions," *Optik*, vol. 169, no. May, pp. 48–61, sep 2018
- [12] J. Accarino, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, "Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in PV module model," *4th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2013*, pp. 62–66, 2013.
- [13] G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Analytical model of mismatched photovoltaic fields by means of Lambert Wfunction," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 18, pp. 1652–1657, 2007.
- [14] D. Gonzalez Montoya, J. D. Bastidas-Rodriguez, L. A. TrejosGrisales, C. A. Ramos-Paja, G. Petrone, and G. Spagnuolo, "A procedure for modeling photovoltaic arrays under any configuration and shading conditions," *Energies*, vol. 11, no. 4, 2018.
- [15] G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, *Index*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, jan 2017, pp. 185–186.
- [16] W. De Soto, S. Klein, and W. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, jan 2006.
- [17] M. Gradella Villalva, J. Rafael Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive {A}pproach to {M}odeling and {S}imulation of {P}hotovoltaic {A}rrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [18] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang, and Y. Zhang, "Development of a new compound method to extract the five parameters of PV modules," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 294–303, 2014.
- [19] J. Vélez-Sánchez, J. D. Bastidas-Rodríguez, C. A. Ramos-Paja, D. González Montoya, and L. A. Trejos-Grisales, "A noninvasive procedure for estimating the exponential model parameters of bypass diodes in photovoltaic modules," *Energies*, vol. 12, no. 2, pp. 1–20, 2019.
- [20] C. Grosan and A. Abraham, "A New Approach for Solving Nonlinear Equations Systems," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics - Part A: Systems and Humans*, vol. 38, no. 3, pp. 698–714, may 2008.
- [21] Y. Shi and R. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer," in *1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360)*. IEEE, 2002, pp. 69–73.
- [22] A. Khare and S. Rangnekar, "A review of particle swarm optimization and its applications in Solar Photovoltaic system," *Applied Soft Computing Journal*, vol. 13, no. 5, pp. 2997–3006, 2013.
- [23] Zhi-Hui Zhan, Jun Zhang, Yun Li, and H.-H. Chung, "Adaptive Particle Swarm Optimization," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B (Cybernetics)*, vol. 39, no. 6, pp. 1362–1381, dec 2009.
- [24] V. K. Chauhan, K. Dahiya, and A. Sharma, "Trust Region Levenberg-Marquardt Method for Linear SVM," *2017 9th International Conference on Advances in Pattern Recognition, ICAPR 2017*, vol. 2, no. 2, pp. 380–385, 2018.
- [25] J. Nocedal and S. Wright, *Numerical Optimization, ser. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering*. Springer New York, 2006.
- [26] Trina-Solar, "TSM-PD05 Datasheet," Beijing, China, pp. 4–5, 2017.
- [27] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [28] Huajing Microelectronics, "GF3045T Photovoltaic Bypass Diodes Datasheet," Beijing, China, pp. 1–4, 2018.