

Propuesta de Solución, Basada en Algoritmos de Optimización Global, de un Modelo de Arreglos  
Fotovoltaicos Operando en Condiciones de Sombreados Parciales

Luis Miguel Pérez Archila

Trabajo de investigación para optar al título de maestría en ingeniería eléctrica

Director

Juan David Bastidas Rodríguez

Doctorado en Ingeniería

Co-Director

C. Rodrigo Correa Cely

Doctorado en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

### **Dedicatoria**

Este trabajo es dedicado primeramente a Dios por todas las bendiciones otorgadas. De igual manera, para todas aquellas personas que me apoyaron en el desarrollo de este proyecto, muy especialmente a mi familia.

### **Agradecimientos**

A mis directores de proyecto, Ph.D. Juan David Bastidas Rodríguez y Ph.D. Rodrigo Correa Cely, por toda su guía y conocimiento en la realización de este trabajo de investigación.

A la Universidad Industrial de Santander que ha sido mi Alma Mater y ha permitido mi crecimiento personal y profesional.

Al Grupo de Investigación en Control, Electrónica, Modelado y Simulación (CEMOS) y al Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL), por los recursos aportados a esta investigación.

Muy especialmente a mi familia y mis amigos Peter y Michael, por todo su apoyo en todo momento.

## Tabla de Contenido

<b>Introducción</b>	<b>16</b>
<b>1. Modelado de un generador serie-paralelo</b>	<b>21</b>
1.1. El generador fotovoltaico	21
1.2. Representación de un generador fotovoltaico basado en el modelo de diodo único	24
1.2.1. Modelo de diodo único para representar un submódulo	24
1.2.2. Modelo implícito de un generador fotovoltaico	28
1.2.3. Modelo explícito de un generador fotovoltaico	29
1.3. Representación de un generador fotovoltaico basado en el modelo de doble diodo	31
1.3.1. Modelo de doble diodo para representar un submódulo	31
1.3.2. Modelo implícito del generador fotovoltaico basado en el modelo de doble diodo	33
<b>2. Solución del problema de optimización</b>	<b>34</b>
2.1. Planteamiento del problema de optimización	34
2.2. Fronteras de la región solución	35
2.3. Algoritmos de optimización	36
2.3.1. Algoritmos analíticos	36
2.3.1.1. Región de confianza	37
2.3.1.2. Algoritmo de Levenberg-Marquardt	39

2.3.2. Algoritmos Metaheurísticos	41
2.3.2.1. Optimización por enjambre de partículas	42
2.3.2.2. Evolución diferencial ponderada	43
2.3.2.3. Búsqueda por organismos simbióticos	47
<b>3. Resultados</b>	<b>50</b>
3.1. Resultados de simulación	50
3.1.1. Resultados del modelo explícito basado en el SDM	52
3.1.1.1. Generador de pequeño tamaño	52
3.1.1.2. Generador de gran tamaño	56
3.1.2. Resultados del modelo implícito basado en el SDM	59
3.1.2.1. Generador de pequeño tamaño	60
3.1.2.2. Generador de gran tamaño	64
3.1.3. Resultados del modelo implícito basado en el DDM	67
3.1.3.1. Generador de pequeño tamaño	67
3.1.3.2. Generador de gran tamaño	71
3.1.4. Resultados experimentales	74
<b>4. Conclusión y trabajo futuro</b>	<b>81</b>
4.1. Conclusiones	81
4.2. Trabajo futuro	83

**Referencias Bibliográficas**

**Lista de Figuras**

Figura 1.	Representación del generador fotovoltaico en configuración serie-paralelo.	22
Figura 2.	Representación circuital del modelo de un único diodo.	25
Figura 3.	Modelo circuital de un submódulo.	26
Figura 4.	Representación circuital de un submódulo, basado en el modelo de doble diodo	32
Figura 5.	Diagrama de flujo del algoritmo de evolución diferencial ponderada.	45
Figura 6.	Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas.	53
Figura 7.	Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.	53
Figura 8.	Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas.	57
Figura 9.	Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.	58
Figura 10.	Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas.	60
Figura 11.	Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.	61

- Figura 12. Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas. 64
- Figura 13. Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial. 65
- Figura 14. Resultados de simulación del modelo implícito-DDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas. 68
- Figura 15. Resultados de simulación del modelo implícito-DDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial. 69
- Figura 16. Resultados de simulación del modelo implícito para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas. 72
- Figura 17. Resultados de simulación del modelo implícito para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial. 72
- Figura 18. Montaje experimental realizado para obtener los datos experimentales (ED) en condiciones homogéneas (C-3) y de sombreado parcial (C-4). (a) Generador fotovoltaico. (b) Carga electrónica. (c) Computador con Matlab. 76
- Figura 19. Resultados de simulación contrastados con los datos experimentales para un generador de 3 submódulos en serie. 78

**Lista de Tablas**

Tabla 1.	Límites superiores e inferiores de las variables eléctricas en una cadena.	35
Tabla 2.	Criterios de parada seleccionados para el algoritmo TRD.	39
Tabla 3.	Criterios de parada seleccionados para el algoritmo LMA.	41
Tabla 4.	Parámetros de sintonización y criterios de parada usados en el algoritmo PSO.	43
Tabla 5.	Parámetros de sintonización y criterios de parada para el algoritmo WDE.	46
Tabla 6.	Parámetros de sintonización y criterios de parada para el algoritmo SOS.	49
Tabla 7.	Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo explícito, basado en el SDM.	55
Tabla 8.	Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo explícito, basado en el SDM.	59
Tabla 9.	Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el SDM.	62
Tabla 10.	Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el SDM.	66
Tabla 11.	Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el DDM.	70
Tabla 12.	Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el DDM.	73

Tabla 13. Comparación de los resultados experimentales para un generador de pequeño tamaño, con los tres modelos trabajados, para condiciones homogéneas y de sombreado parcial.

79

### Resultados académicos

En esta sección se presentan los principales resultados académicos y publicaciones desarrollados durante el tiempo de ejecución de la presente maestría.

#### Resultados directos del proyecto de maestría

Pérez Archila, L. M., Bastidas Rodríguez, J. D., y Correa, R. (2021). Implicit modelling of series-parallel photovoltaic arrays using double-diode model and its solution. *Solar Energy*, 214, 131–137. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.11.036>

Archila, L. M. P., Bastidas-Rodríguez, J. D., Correa, R., Grisales, L. A. T., y Gonzalez-Montoya, D. (2020). A solution of implicit model of series-parallel photovoltaic arrays by using deterministic and metaheuristic global optimization algorithms. *Energies*, 13(4), 1–22. <https://doi.org/10.3390/en13040801>

Pérez-archila, L. M., David, J., Rodriguez, B., y Correa, R. (2020). 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. *UIS Ingenierías*19(1), 37–48. <https://doi.org/10.18273/revuin.v19n1-2020003>

**Resultados académicos indirectos desarrollados en el transcurso del proyecto de maestría.*****Publicaciones académicas***

- Peña-Rodríguez, J., Pisco-Guabave, J., Sierra-Porta, D., Suárez-Durán, M., Arenas-Flórez, M., Pérez-Archila, L. M., Sanabria-Gómez, J. D., Asorey, H., y Núñez, L. A. (2020). Design and construction of MuTe: a hybrid Muon Telescope to study Colombian volcanoes. *Journal of Instrumentation*, 15(9). <https://doi.org/10.1088/1748-0221/15/09/P09006>
  
- Jiménez, C., Pérez Archila, L.M., y Correa, R. (2021). Shear coefficient of the spin viscosity estimation through velocity profiles of a ferrofluid under the effect of an external rotational magnetic field of low amplitude and frequency. *Magnetohydrodynamics* 57, 2. (Accepted for publication)
  
- Pérez-archila, L. M., David, J., Rodriguez, B., y Correa, R. (2020). Anisotropic Thermal Conductivities Tensor Estimation Solving an Inverse Heat Transfer Problem. *Ingeniería y Universidad*. (En revisión editorial)

***Asesorías en proyectos de investigación***

- Gómez, J.R., y Niño, N.A. (2021). Estimación de los parámetros del diodo de baipás en un módulo fotovoltaico mediante curvas corriente-tensión [Tesis de pregrado]. Repositorio Institucional – Universidad Industrial de Santander.

- Viasus, C. (2020). Validación experimental del modelo implícito de un generador fotovoltaico operando en condiciones de sombreado parcial en configuración serie-paralelo (SP) [Tesis de pregrado no publicada]. Universidad Industrial de Santander.

## Resumen

**Título:** Propuesta de solución, basada en algoritmos de optimización global, de un modelo de arreglos fotovoltaicos operando en condiciones de sombreados parciales \*

**Autor:** Luis Miguel Pérez Archila \*\*

**Palabras Clave:** Arreglo Fotovoltaico, Algoritmos de Optimización, Modelo de Único Diodo, Modelo de Doble Diodo, Sombreados Parciales.

**Descripción:** El uso de la generación fotovoltaica ha tenido un notable incremento en los últimos años, razón por la cual la investigación en el modelado de estos generadores, y los métodos para resolver estos modelos de manera precisa y computacionalmente eficiente, ha sido un tema relevante en el ámbito de la investigación internacional. Considerando lo anterior, en el presente trabajo se profundiza en la solución de tres diferentes modelos de un generador fotovoltaico en configuración Serie-Paralelo basados en los modelos de Single Diode Model (SDM) y Double Diode Model (DDM), operando en condiciones homogéneas y de sombreados parciales. Los tres modelos del generador son descritos en detalle y se plantea la solución de los sistemas de ecuaciones no lineales asociados a los modelos como un problema de optimización no lineal con restricciones. Adicionalmente, se analiza la solución de estos modelos empleando algoritmos de optimización, dos algoritmos analíticos y tres algoritmos metaheurísticos. El desempeño de los algoritmos en este tipo de problemas de optimización es evaluado mediante simulación y contraste con datos experimentales, con el objetivo de determinar la eficiencia de los algoritmos y las ventajas y desventajas de cada modelo implementado.

---

\* Trabajo de grado para optar al título de maestría

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Director: Juan David Bastidas Rodríguez, Doctorado en Ingeniería.

### Abstract

**Title:** Proposed solution, based on global optimization algorithms, of a photovoltaic array model operating under partial shading conditions \*

**Author:** Luis Miguel Pérez Archila \*\*

**Keywords:** Photovoltaic Array, Optimization Algorithms, Single Diode Model, Double Diode Model, Partial Shading.

**Description:** Using photovoltaic generation has had a remarkable increase in the last years, and that is the reason because modeling of these generators, and the methods to solve these models in an accurate and computationally efficient way, has been a relevant topic in the international research field. Considering the above, in the present work, the solution of three different models of a photovoltaic generator in Series-Parallel configuration based on the Single Diode Model (SDM) and Double Diode Model (DDM), operating under homogeneous and partial shading conditions, is studied in depth. Three generator models are described, and the solution of the systems of nonlinear equations associated with the models is proposed as a nonlinear optimization problem with constraints. Solution of these models is analyzed using optimization algorithms, two analytical algorithms and three metaheuristic algorithms. Performance of the algorithms in this type of optimization problems is evaluated by simulation and contrast with experimental data, in order to determine the efficiency of the algorithms and the advantages and disadvantages of each implemented model.

---

\* Magister Thesis

\*\* College of Physical and Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Juan David Bastidas Rodríguez, Ph.D. in Engineering.

## Introducción

En los últimos años, el cambio climático y la contaminación ha incentivado la búsqueda de tecnologías que logren disminuir el impacto que tiene la actividad humana en el ecosistema. Dentro de estas nuevas tecnologías, la generación de energía eléctrica fotovoltaica es una alternativa que ha tomado fuerza año tras año, gracias a su larga vida útil, bajo costo de mantenimiento, entre otras (Manganiello et al., 2015). Este tipo de generación permite producir energía a partir de una fuente renovable como lo es la energía solar, y reemplazar fuentes convencionales para la generación como los combustibles fósiles, por lo que la generación fotovoltaica ha crecido en cuanto a capacidad instalada año tras año (IEA, 2019). Debido a este incremento en el uso de la generación fotovoltaica, la investigación en el modelado de estos generadores, y los métodos para resolver estos modelos de manera precisa y computacionalmente eficiente, ha sido un tema relevante en el ámbito de la investigación internacional estos últimos años (Kanimozhi and Harish Kumar, 2018).

Dentro de los modelos utilizados para representar generadores fotovoltaicos (PV por sus siglas en inglés), dos de los modelos ampliamente trabajados y estudiados son las representaciones circuitales conocidas como modelo de un único diodo (SDM por sus siglas en inglés) y el modelo de doble diodo (DDM por sus siglas en inglés). Estos modelos ofrecen una representación del funcionamiento de una celda, submódulo o módulo fotovoltaico a partir de elementos de circuitos eléctricos como resistencias, fuentes de corriente y para este trabajo de investigación, también diodos ideales. De los dos modelos mencionados anteriormente, el más utilizado es el SDM (Panchal,

2020; Kanimozhi and Harish Kumar, 2018; Bouali et al., 2019; Blaifi et al., 2019; Ramos-Paja et al., 2018; Pendem, 2017; Sarma et al., 2018). La popularidad del modelo se debe a la relación entre una buena precisión para seguir el comportamiento real de una celda y el bajo nivel de complejidad en comparación con modelos como el DDM (Yin and Babu, 2018; Bouhaki et al., 2020). No obstante, el DDM también es empleado en algunos trabajos como Ishaque et al. (2011); Chen et al. (2018) gracias a una mayor precisión para irradiancias de bajo nivel, a pesar de un nivel de complejidad mayor que el SDM. La representación mediante el SDM puede ser escalada, para representar no una celda, sino un conjunto de celdas conectadas en serie o paralelo. De esta manera, el SDM puede usarse para representar un submódulo, lo que se ha usado frecuentemente para modelar generadores fotovoltaicos operando en condiciones de sombreado parcial (Qing et al., 2017). De manera similar, el DDM también puede ser escalado para representar un submódulo completo para formar generadores fotovoltaicos como es mostrado en (Yin and Babu, 2018). Estos modelos han tenido múltiples aplicaciones, por ejemplo; la estimación de la producción energética para el dimensionamiento de los generadores, diagnóstico y localización de fallas, al igual que el estudio de fenómenos que afectan la operación de los generadores fotovoltaicos como la aparición de puntos calientes, la operación bajo condiciones de sombreados parciales, etc (Manganiello et al., 2015).

Abordando el primero de los modelos, el SDM ha sido empleado en múltiples trabajos para representar generadores fotovoltaicos, especialmente la simulación y el estudio de los sombreados parciales (Qing et al., 2017; Sarma et al., 2018). Sin embargo, estos trabajos no se enfocan en los

métodos de solución del modelo, ni tampoco en probar diferentes algoritmos de solución, sino en la precisión de los modelos para estimar la producción energética y la solución se realiza en la herramienta Simulink de Matlab. Existen otros artículos en que se emplea el SDM y su solución es determinada a partir de plantear un sistema de ecuaciones explícitas, que expresan la corriente en terminales de un submódulo en función del voltaje en terminales y los cinco parámetros del modelo, estas ecuaciones explícitas son obtenidas mediante la utilización de la función Lambert-W (Petrone and Ramos-paja, 2011; Batzelis et al., 2014). De manera similar, en Blaifi et al. (2019); Amokrane et al. (2018); Dehghanzadeh et al. (2017) se ha empleado el SDM y los algoritmos de optimización, pero no centrándose en la solución del modelo, sino con el objetivo de estimar los cinco parámetros que componen el modelo.

En los trabajos anteriores se empleó el SDM para representar los generadores fotovoltaicos en conexión Serie-Paralelo (SP), sin embargo, este modelo emplea un único diodo para representar dos fenómenos físicos diferentes, las pérdidas en corriente por difusión y recombinación. Por este motivo, en la literatura algunos autores han optado por emplear el DDM, lo cual puede mejorar la precisión del modelo, en particular cuando se presentan bajos niveles de irradiancia (Yin and Babu, 2018; Bouhaki et al., 2020). Algunos de estos trabajos que emplean el DDM limitan la solución del modelo a la implementación del equivalente circuital en un software de simulación como Simulink (Gbadega Peter and Saha, 2019; Et-Torabi et al., 2018), Pspice (Silvestre et al., 2009), o Win-IGS (Umana and Meliopoulos, 2015). En la literatura también existan algunos autores que se han enfocado en comparar la solución obtenida por los dos modelos (Yin and Babu, 2018; Et-Torabi

et al., 2018). No obstante, estos trabajos no han comparado distintos métodos de solución en los modelos, y tampoco han buscado el método más eficiente para su solución, sino se han limitado a comparar la precisión de los modelos. Cabe resaltar que estos autores realizan la solución de los circuitos mediante la herramienta Simulink de Matlab, no mediante la utilización de algoritmos de optimización y tampoco se explora la solución de los sistemas de ecuaciones asociados a los modelos de los arreglos fotovoltaicos.

Debido a lo anterior, en el presente trabajo se profundiza en la solución mediante algoritmos de optimización de tres diferentes modelos de un generador fotovoltaico en configuración SP basados en los modelos de SDM y DDM, operando en condiciones homogéneas y de sombreados parciales. El trabajo se desarrolla en cinco capítulos, el primero de ellos da una breve introducción al tema. En el segundo se presenta los tres modelos del generador en configuración SP, basados en SDM y DDM. En el tercer capítulo se plantea la solución de los modelos como un problema de optimización y se da una corta descripción de cada uno de los cinco algoritmos de optimización, dos algoritmos analíticos y tres algoritmos metaheurísticos, utilizados para resolver el problema de optimización. En el capítulo cuatro se muestran las curvas corriente vs. voltaje (I-V) de los tres diferentes modelos, obtenidas empleando los cinco diferentes algoritmos de optimización. Adicionalmente, se resuelve el circuito eléctrico equivalente (CEE) de cada modelo empleando la herramienta Simulink de Matlab como método de referencia. Asimismo, se presenta la comparación de los resultados obtenidos con el algoritmo de optimización con mejor desempeño y datos experimentales de un generador compuesto de tres submódulos en serie. Por último, se presentan

las conclusiones y posibles trabajos futuros para este proyecto de investigación.

## **1. Modelado de un generador serie-paralelo**

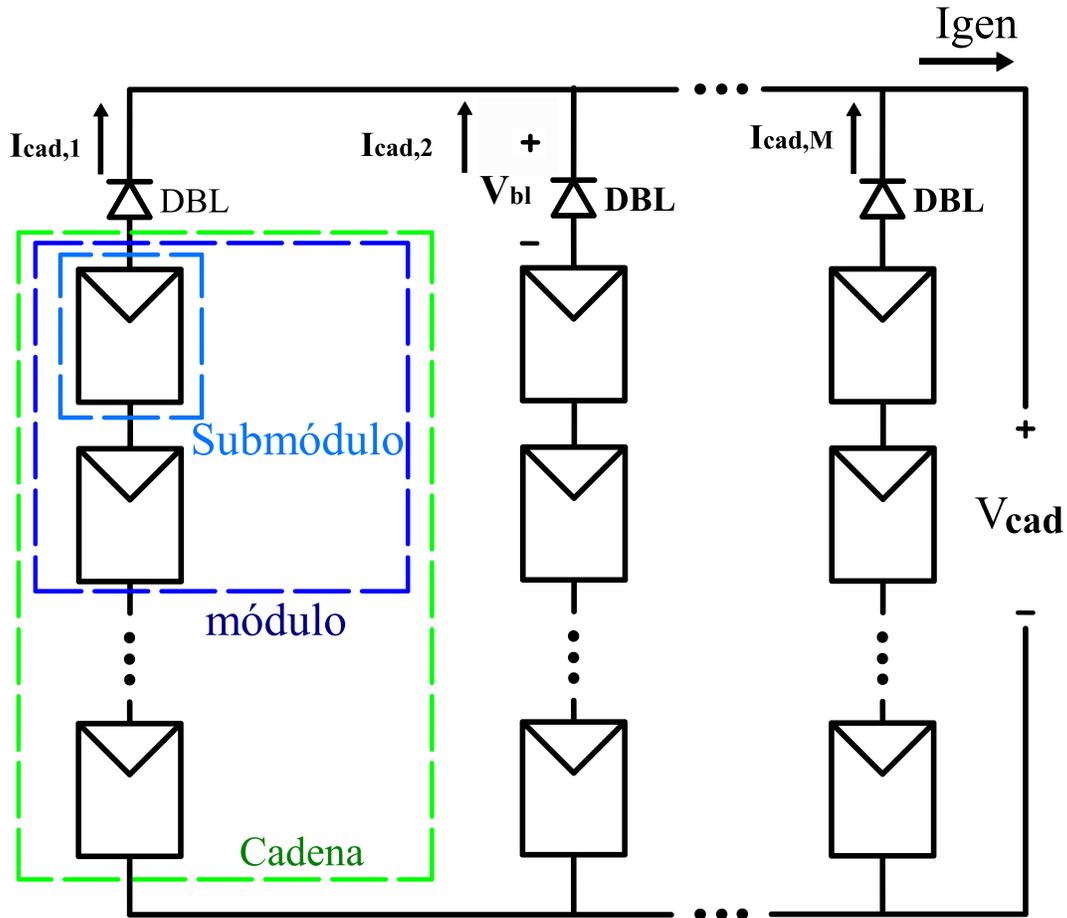
El contenido de este capítulo se divide en tres partes principales, la primera describe la estructura de un generador fotovoltaico en configuración serie-paralelo (SP). En la segunda parte, se detallan dos modelos del generador SP, basados en el equivalente circuital de un único diodo. Por último, se presenta el modelado del generador SP basado en el modelo de doble diodo.

### **1.1. El generador fotovoltaico**

Un generador fotovoltaico se compone de varios módulos fotovoltaicos conectados entre sí. La conexión de los generadores depende de los criterios del diseñador, sin embargo, una de las conexiones más comunes por su simplicidad es la conexión serie-paralelo (SP). En este tipo de conexión, los módulos fotovoltaicos se interconectan en serie formando cadenas, con el objetivo de elevar la tensión al nivel requerido tal como se ilustra en la figura 1. Estas cadenas comúnmente se protegen mediante un diodo de bloqueo (*DBL*) que evita el flujo de corriente desde fuera del generador hacia la cadena, lo que podría causar daños serios en los módulos. Este diodo es representado mediante el modelo exponencial del diodo Shockley.

**Figura 1**

*Representación del generador fotovoltaico en configuración serie-paralelo.*



Los módulos que forman una cadena se encuentran conectados en serie, en consecuencia, la corriente es la misma para todos los módulos que la componen. Las cadenas se interconectan en paralelo entre sí, para formar el generador fotovoltaico, por lo que todas las cadenas tendrán el mismo voltaje en terminales que el voltaje en terminales del generador ( $V_{cad} = V_{gen}$ ). Por el contrario, la corriente que fluye por cada cadena es independiente de las demás cadenas que conforman

el generador. Lo anterior, permite solucionar el modelo de cada cadena de manera independiente, ya que las corrientes y voltajes de una determinada cadena, no depende de las variables eléctricas (voltajes y corriente) de otras cadenas. Por tanto, para hallar todas las variables eléctricas de un generador fotovoltaico en una condición de operación específica, se puede solucionar el modelo de cada cadena, encontrando las variables eléctricas de cada cadena por separado, y posteriormente, aplicar las leyes de Kirchhoff para encontrar las variables del generador.

Para el desarrollo de este trabajo, el objetivo principal es calcular la corriente entregada por el generador fotovoltaico. Por consiguiente, si se calcula de manera independiente la corriente generada por cada cadena del generador, y se suman estas corrientes, se obtiene la corriente del generador, como se muestra en (1).

$$\left( \sum_{i=1}^M I_{cad,i} = I_{gen} \right) \quad (1)$$

Considerando la ecuación anterior, en las siguientes secciones el trabajo se centra en formular sistemas de ecuaciones que modelen una única cadena y permitan calcular su corriente generada, pues para obtener la corriente de generadores compuestos por más de una cadena, se aplicaría varias veces el mismo procedimiento aquí descrito, y al final se aplicaría la ecuación (1).

Los modelos planteados para las cadenas fotovoltaicas tienen como entradas las condi-

ciones de irradiancia y temperatura de los submódulos, al igual que el voltaje en terminales del generador. Este voltaje es típicamente fijado por un dispositivo inversor o regulador de energía, al cual se conecta el generador. Para los propósitos de este trabajo, a cada generador simulado se le realizó un barrido en tensión, desde 0 V, hasta el voltaje de circuito abierto. De esta forma, se fija la tensión en terminales del generador ( $V_{cad}$ ) y se calculaban los respectivos valores de la corriente generada, para formar la curva I-V del generador, para las condiciones de irradiancia y temperatura especificadas. Es decir, se soluciona un sistema de ecuaciones para cada valor de  $V_{cad}$ , y se registra el valor calculado de  $I_{cad}$ .

## **1.2. Representación de un generador fotovoltaico basado en el modelo de diodo único**

En esta sección se presenta el modelo de diodo único y su equivalente circuital. Posteriormente, se toma como base este equivalente circuital para describir dos modelos del generador SP, el primero de ellos emplea ecuaciones no lineales e implícitas. El segundo modelo utiliza la función Lambert W, para obtener ecuaciones explícitas, aunque continúan siendo no lineales.

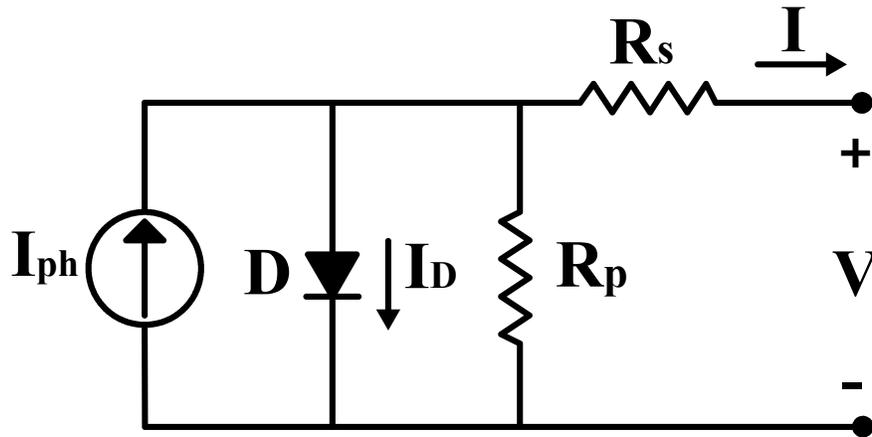
### ***1.2.1. Modelo de diodo único para representar un submódulo***

En la literatura han sido reportados varios modelos para representar una celda fotovoltaica. Dentro de los más usados se encuentran el modelo de un único diodo y el modelo de doble diodo. El primero de ellos denominado SDM por sus siglas en inglés, es el más utilizado porque ofrece un balance entre precisión y complejidad. Su representación circuital es mostrada en la figura 2. La simplicidad de este modelo facilita la obtención de sus parámetros y ofrece un buen nivel de precisión para muchas aplicaciones como el modelado de generadores PV en condiciones de

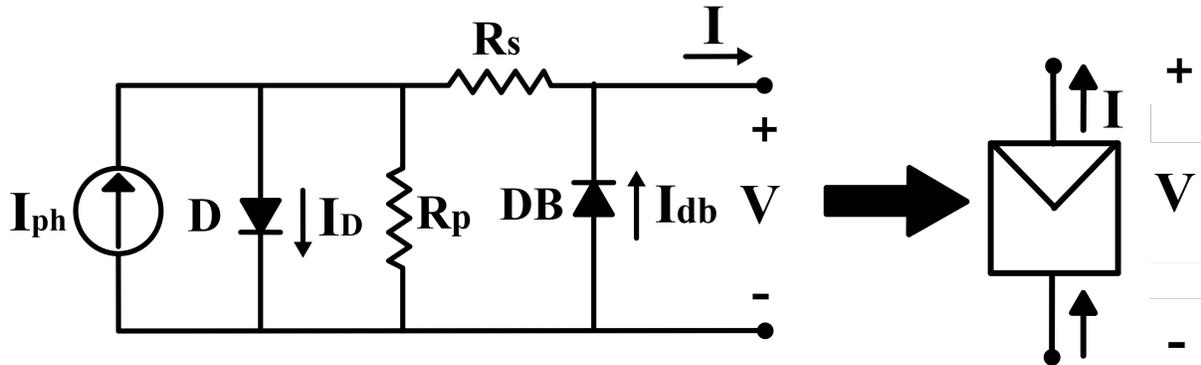
sombreado parcial (Pendem and Mikkili, 2018; Murdianto, 2017).

**Figura 2**

*Representación circuital del modelo de un único diodo.*



Este modelo es fácilmente escalable de acuerdo con el número de celdas en serie-paralelo para representar un submódulo completo. Sin embargo, para lograr representar un submódulo es necesario adicionar el diodo de baipás asociado típicamente a cada submódulo, que cumple con la función de reducir el impacto de los sombreados parciales en un módulo fotovoltaico. La representación circuital del submódulo y la ecuación solución de ese circuito es presentada en la figura (3) y en (2), respectivamente.

**Figura 3***Modelo circuital de un submódulo.*

$$f(V, I) = -I + I_{ph} - I_s \cdot \left( e^{\left( \frac{V + (I - I_{db}) \cdot R_s}{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + (I - I_{db}) \cdot R_s}{R_p} + I_{db} = 0 \quad (2)$$

En la ecuación anterior,  $I$  y  $V$  representan la corriente y el voltaje en terminales del submódulo.  $I_{ph}$  es la corriente foto-inducida debida al efecto fotovoltaico.  $I_s$  y  $\eta$  son los parámetros del diodo  $D$  que representa el comportamiento de la Unión P-N en la región de agotamiento.  $R_p$  y  $R_s$ , modelan las pérdidas dependientes de voltaje y corriente, respectivamente.  $V_{t,d}$  es el voltaje térmico de la unión P-N, definido como  $V_{t,d} = k \cdot T / q$ , donde  $k$  es la constante de Boltzmann,  $T$  es la temperatura de la unión P-N y  $q$  es la carga de un electrón.  $N_s$  es el número de celdas en serie que forman el submódulo. En cuanto al diodo de baipás, es representado por la corriente que

circula por él ( $I_{db}$ ), el cual se define en (3),

$$I_{db} = I_{s,db} \cdot \left[ e^{\left( \frac{-V}{\eta_{db} V_{t,db}} \right)} - 1 \right], \quad (3)$$

donde,  $I_{s,db}$  y  $\eta_{db}$  son los parámetros que representan el diodo de baipás y son denominados como la corriente de saturación y el factor de idealidad, respectivamente. Por último, el voltaje térmico del diodo de baipás definido como  $V_{t,db} = k \cdot T_{db} / q$ . A continuación, se realiza una simplificación común, asumiendo la temperatura del diodo de baipás igual a la temperatura de las celdas ( $T \approx T_{db}$ ) (Ko et al., 2017). Teniendo en cuenta lo anterior, el modelo de diodo único requiere siete parámetros ( $I_{ph}$ ,  $I_s$ ,  $\eta$ ,  $R_p$ ,  $R_s$ ,  $I_{s,db}$ ,  $\eta_{db}$ ). De estos parámetros, seis pueden considerarse iguales para submódulos del mismo modelo y fabricante. Sin embargo, el parámetro  $I_{ph}$  depende de las condiciones de irradiancia ( $G$ ) a las que operan las celdas, tal como se muestra en la ecuación (4). Teniendo en cuenta lo anterior, el parámetro  $I_{ph}$  fue escogido para introducir en el modelado las condiciones de sombreado parcial que se presenten.

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{std}} \cdot [I_{ph,std} + K_I \cdot (T - T_{std})] \quad (4)$$

En (4),  $K_I$  es el coeficiente de corriente térmico.  $G_{std}$  y  $T_{std}$  son la irradiancia y la temperatura a condiciones de operación estándar e  $I_{ph,std}$  es la corriente foto-inducida, también a condiciones de operación estándar. Los valores a condiciones estándar se encuentran en la hoja de datos que provee el fabricante de los módulos fotovoltaicos. Ya se ha descrito la representación de un submódulo. Sin embargo, las industrias comercializan y venden mayoritariamente los módulos

fotovoltaicos. Un módulo se encuentra compuesto de dos o más submódulos conectados en serie, cada uno con su respectivo diodo de baipás, tal como se ilustra en la figura 1.

### 1.2.2. Modelo implícito de un generador fotovoltaico

En esta sección, se presenta el modelo de una cadena, representando cada submódulo mediante la ecuación (2), que es no lineal e implícita. De esta manera, se incorporan las conexiones entre los submódulos aplicando las leyes de circuitos eléctricos de Kirchhoff, obteniendo el sistema de ecuaciones presentado en (5), para describir el comportamiento eléctrico de la cadena.

$$F(\vec{V}, I_{cad}) = \begin{bmatrix} f_1(V_1, I_{cad}) \\ f_2(V_2, I_{cad}) \\ \vdots \\ f_N(V_N, I_{cad}) \\ f_{N+1}(V_{bl}, I_{cad}) \\ f_{N+2}(\vec{V}) = \sum_{i=1}^{N+1} V_i - V_{cad} \end{bmatrix} = \vec{0}, \quad (5)$$

donde las variables del sistema son: el vector formado por los voltajes en terminales de los  $N$  submódulos y el diodo de bloqueo ( $\vec{V} = [V_1, V_2, \dots, V_N, V_{bl}]$ ); la corriente de la cadena ( $I_{cad}$ ) que es la misma que circula por todos los submódulos y el voltaje en terminales de la cadena ( $V_{cad}$ ). En este sistema, las primeras  $N$  ecuaciones corresponden a los  $N$  submódulos que conforman la

cadena. La ecuación  $N + 1$  representa el diodo de bloqueo y se presenta en (6).

$$f_{N+1}(V_{bl}, I_{cad}) = -I_{cad} + I_{sat,bl} \cdot \left( e^{\left( \frac{-V_{bl}}{\eta_{bl} \cdot V_{t,d}} \right)} - 1 \right) = 0 \quad (6)$$

Donde los parámetros del diodo de bloqueo son  $I_{sat,bl}$ ,  $\eta_{bl}$  y  $V_{bl}$ , que representan la corriente de saturación, el factor de idealidad y la tensión cátodo-ánodo del diodo de bloqueo, respectivamente. La ecuación  $N + 2$  se obtiene al aplicar la ley de voltaje de Kirchhoff. Este modelo es llamado implícito debido a la naturaleza implícita y no lineal de las ecuaciones que describen los submódulos (Archila et al., 2020).

### ***1.2.3. Modelo explícito de un generador fotovoltaico***

Como se vio en la sección 1.2.1, la ecuación (2) que representa el comportamiento eléctrico de un submódulo es no lineal e implícita. Sin embargo, en la literatura existen múltiples trabajos en los que se ha empleado la función Lambert W para convertir la ecuación (2), en una ecuación explícita en la que se expresa la corriente en terminales del submódulo, como una función explícita del voltaje en terminales y de los otros parámetros del modelo de diodo único (Petroni et al., 2007; Polo et al., 2019; Orozco-Gutierrez et al., 2013; Panchal, 2020; Kanimozhi and Harish Kumar, 2018). La ecuación explícita que representa el comportamiento eléctrico de cada submódulo es presentada en la ecuación (7).

$$I(V) = \frac{R_p \cdot (I_{ph} + I_s) - V}{R_s + R_p} - \frac{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d}}{R_s} \cdot W(\theta) + I_{db} \quad (7)$$

$$\theta = \frac{R_s \cdot R_p}{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d} \cdot (R_s + R_p)} \cdot I_s \cdot \left[ e^{\left( \frac{R_s \cdot R_p \cdot (I_{ph} + I_s) + R_p \cdot V}{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d} \cdot (R_s + R_p)} \right)} \right]$$

Si (7) se emplea para modelar cada submódulo que compone una cadena en un generador fotovoltaico serie-paralelo, se origina un sistema de ecuaciones no lineales y explícitas presentadas en (8).

$$F(\vec{V}) = \begin{bmatrix} f_1 = I(V_1) - I(V_2) = 0 \\ f_2 = I(V_1) - I(V_3) = 0 \\ \vdots \\ f_{N-1} = I(V_1) - I(V_N) = 0 \\ f_N = I(V_1) - I(V_{bl}) = 0 \\ f_{N+1} = V_1 + \dots + V_N + V_{bl} - V_{cad} = 0 \end{bmatrix}, \quad (8)$$

En el sistema anterior, las primeras  $N$  ecuaciones son obtenidas al aplicar la ley de corrientes de Kirchhoff en cada nodo eléctrico que une un submódulo con el siguiente en la cadena, donde  $I_i$  representa la corriente en terminales del  $i$ -ésimo submódulo de la cadena. La ecuación  $N + 1$  es resultado de aplicar la ley de voltajes de Kirchhoff, en la malla formada por el total de la cadena y el voltaje del generador.

### **1.3. Representación de un generador fotovoltaico basado en el modelo de doble diodo**

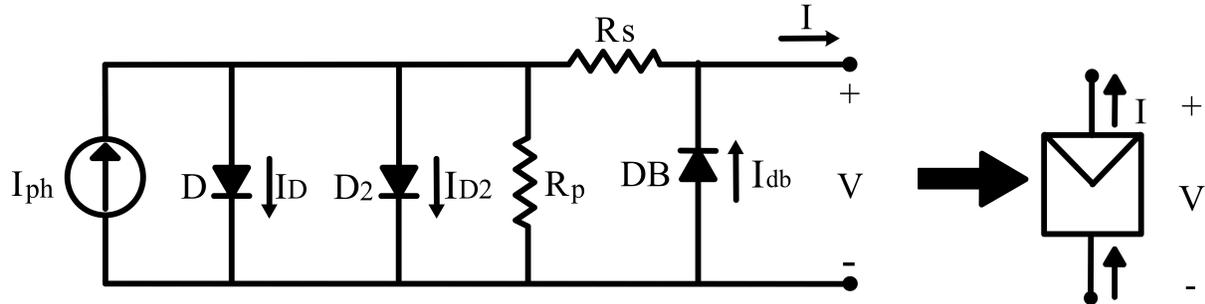
En esta sección se presenta un modelo alternativo para representar el generador fotovoltaico, tomando como base el equivalente circuital de doble diodo. Este equivalente circuital que incluye dos diodos, se caracteriza por una mejor precisión a la hora de modelar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos a base de silicio, especialmente a bajas irradiancias Yin and Babu (2018); Elgohary et al. (2019). Sin embargo, este aumento en la precisión tiene como consecuencia un aumento en la complejidad del modelo, ya que se añaden dos nuevos parámetros al modelo presentado en la sección 1.2.2.

#### ***1.3.1. Modelo de doble diodo para representar un submódulo***

Una alternativa a la presentada en la sección 1.2.1 para modelar el generador fotovoltaico, es emplear el modelo de doble diodo (DDM por sus siglas en inglés) y su equivalente circuital para representar cada uno de los submódulos que componen la cadena. La principal diferencia con el equivalente circuital de la figura 3, es la inclusión del diodo  $D_2$ , el cual modela las pérdidas por recombinación de electrones en la zona de agotamiento, tal como se ilustra en la figura 4.

**Figura 4**

*Representación circuital de un submódulo, basado en el modelo de doble diodo*



De manera que, la ecuación que describe la corriente en terminales del submódulo en función de los nueve parámetros y el voltaje en terminales es:

$$f(V, I) = -I + I_{ph} - I_s \cdot \left( e^{\left( \frac{V + (I - I_{db}) \cdot R_s}{N_s \cdot \eta \cdot V_{t,d}} \right)} - 1 \right) - I_{s2} \cdot \left( e^{\left( \frac{V + (I - I_{db}) \cdot R_s}{N_s \cdot \eta_2 \cdot V_{t,d}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + (I - I_{db}) \cdot R_s}{R_h} + I_{db} = 0. \quad (9)$$

Donde ( $I_{db}$ ) es la corriente que circula por el diodo de baipás y fue definida en la ecuación (3). Los parámetros presentados en la ecuación anterior tienen la misma notación que se detallaron en la sección 1.2.1, a excepción de los dos nuevos parámetros ( $I_{s2}$  y  $\eta_2$ ) que pertenecen al nuevo elemento  $D_2$  que se introduce en el modelo de dos diodos.

### 1.3.2. Modelo implícito del generador fotovoltaico basado en el modelo de doble diodo

La representación del generador basado en el modelo de doble diodo es similar al procedimiento presentado en la sección 1.2.2. La principal diferencia radica en que la ecuación (9) representa cada submódulo en lugar de la ecuación (2). Teniendo la representación de cada submódulo, se procede a incluir en el modelo la interconexión de los submódulos que forman una cadena aplicando las leyes de Kirchhoff, obteniendo como resultado el sistema de ecuaciones mostrado en (10). Este sistema de ecuaciones describe el comportamiento eléctrico de una cadena de submódulos fotovoltaicos basándose en el modelo de doble diodo.

$$F(\vec{V}, I_{cad}) = \begin{bmatrix} f_1(V_1, I_{cad}) = 0 \\ f_2(V_2, I_{cad}) = 0 \\ \vdots = 0 \\ f_N(V_N, I_{cad}) = 0 \\ f_{N+1}(V_{bl}, I_{cad}) = 0 \\ f_{N+2}(\vec{V}) = \sum_{i=1}^{N+1} V_i - V_{cad} = 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

En este sistema de ecuaciones, las primeras  $N$  ecuaciones modelan los submódulos.  $f_i$  es la representación del  $i$ -ésimo submódulo mediante la ecuación (9). La ecuación  $N + 1$  corresponde al diodo de bloqueo y es presentada en (6). La ecuación  $N + 2$  es la aplicación de la ley de voltaje de Kirchhoff en toda la cadena.

## 2. Solución del problema de optimización

### 2.1. Planteamiento del problema de optimización

La solución de un sistema de ecuaciones no lineales puede plantearse como un problema de optimización, donde se formula una función objetivo con un mínimo global que coincide con la solución del sistema de ecuaciones. La sentencia anterior, es probada matemáticamente en la sección 3.1 de Archila et al. (2020). Los modelos presentados en este trabajo, en la sección 1, pueden reducirse a un conjunto de ecuaciones igualadas a cero como se muestra a continuación.

$$F(\vec{x}) = \begin{cases} f_1(\vec{x}) = 0 \\ f_2(\vec{x}) = 0 \\ \vdots \\ f_{final}(\vec{x}) = 0 \end{cases} \quad (11)$$

La solución de estos sistemas de ecuaciones, se transforman en un problema de optimización de ajuste de mínimos cuadrados, donde la función objetivo es expresada en 12,

$$F_{obj} = \sum_{i=1}^{N+2} f_i(\vec{x})^2, \text{ con } \vec{x} \in \mathbf{L} \quad (12)$$

donde,  $L$  es la región delimitada por las restricciones o fronteras descritas en la siguiente sección.

## 2.2. Fronteras de la región solución

El punto mínimo de la función objetivo descrita en la sección anterior, es un conjunto de valores que toman las variables eléctricas del generador fotovoltaico. Como estas variables representan un sistema físico real, es necesario limitar el rango de valores que pueden tomar estas variables para solucionar el problema por métodos numéricos y para que correspondan a los valores que pueden tomar las variables en el sistema físico real, es decir, en el generador fotovoltaico. Las variables eléctricas del sistema están divididas en tres tipos: la corriente de la cadena  $I_{cad}$ , los voltajes de cada submódulo ( $V_1, V_2, \dots, V_N$ ) y el voltaje del diodo de bloqueo  $V_{bl}$ . Los límites establecidos para estas variables son presentados en la Tabla 1.

**Tabla 1**

*Límites superiores e inferiores de las variables eléctricas en una cadena.*

<b>Variable</b>	<b>Límite inferior</b>	<b>Límite superior</b>
$V_1 \dots V_N$	$-V_{bd,max}$	$V_{OC,STC}$
$V_{bl}$	$-V_{bl,max}$	$0 V$
$I_{str}$	$0 A$	$I_{SC,STC}$

Para la corriente de la cadena  $I_{cad}$  el límite inferior es  $0 A$ , ya que el diodo de bloqueo impide la circulación de corriente del sistema hacia el generador, mientras que el límite superior está dado por la corriente de cortocircuito a condiciones estándar  $I_{SC,STC}$ . Estas condiciones estándar corresponden a un nivel de irradiancia de  $1 kW/m^2$  y una temperatura de las celdas de  $25 ^\circ C$ , por lo que el límite superior corresponde al máximo valor de corriente que puede producir la cadena a condiciones nominales. Adicionalmente, el límite superior de los voltajes del submódulo ( $V_1, V_2, \dots, V_N$ ) es el voltaje de circuito abierto a condiciones estándar  $V_{OC,STC}$ . Por el contrario, su

límite inferior está dado por (13). Como se mencionó anteriormente en la sección 1.2.2, la polaridad del voltaje en el diodo de bloqueo ( $V_{bl}$ ) es ánodo-cátodo, por lo que no se consideran valores negativos de  $V_{bl}$  que polarizan el diodo de bloqueo de manera inversa. Debido a esta consideración, el límite superior del rango de búsqueda para  $V_{bl}$  es 0 V, y su límite inferior se define en (14).

$$V_{bd,max} = \eta_{bd} \cdot V_{t,db} \cdot \ln \left( \frac{I_{SC,STC}}{I_{sat,bd}} + 1 \right) \quad (13)$$

$$V_{bl,max} = \eta_{bl} \cdot V_{t,db} \cdot \ln \left( \frac{I_{SC,STC}}{I_{sat,bl}} + 1 \right) \quad (14)$$

El mayor valor de corriente que puede circular por los diodos, es tomado como la corriente de cortocircuito a condiciones estándar ( $I_{SC,STC}$ ). Por lo tanto, la máxima caída de voltaje en los diodos de baipás y bloqueo puede calcularse mediante (13) y (14), al despejar el voltaje en el modelo exponencial del diodo Shockley, tomando como el valor de corriente a  $I_{SC,STC}$ .

### 2.3. Algoritmos de optimización

En esta sección, se realiza una breve descripción de los algoritmos de optimización que se emplearon para resolver los diferentes sistemas de ecuaciones asociados a los modelos del generador fotovoltaico presentados en las secciones 1.2.2, 1.2.3 y 1.3.2. Estos algoritmos se pueden dividir en dos grandes grupos, que son los algoritmos deterministas y los algoritmos metaheurísticos.

#### 2.3.1. Algoritmos analíticos

Estos algoritmos analíticos o deterministas son aquellos que utilizan las derivadas de la función objetivo para hallar un punto óptimo de la función. Los algoritmos analíticos trabajados en este

artículo son presentados a continuación:

**2.3.1.1. Región de confianza.** Los algoritmos de región de confianza son una familia de algoritmos de optimización no lineal, de un único agente de búsqueda. Para este trabajo se usó la variante *Trust-Region Dogleg (TRD)*. La ubicación del agente de búsqueda en la primera iteración es el punto inicial  $x_0$  perteneciente al dominio de la función objetivo  $F_{obj}(x)$ . La meta del algoritmo es llevar la posición del agente de búsqueda, al punto  $x^*$  que minimiza la función  $F_{obj}(x)$  mediante un proceso iterativo como se muestra en (15).

$$x_{k+1} = x_k + p_k \quad (15)$$

Donde,  $x_k$  es la posición actual del agente de búsqueda en la k-ésima iteración.  $p_k$  es el desplazamiento del agente de búsqueda en la misma iteración, y está determinada por la ecuación (16), donde  $m_k(p_k)$  es una aproximación cuadrática de la función  $F_{obj}(x_k)$ , formada por los dos primeros términos de la serie de Taylor para funciones multivariable, en la región  $Q_k$ .

$$\underset{p_k}{\text{mín}} \{m_k(p_k), p_k \in Q_k\} \quad (16)$$

Si  $m_k(p_k)$  es una buena aproximación de la función objetivo en la región  $Q_k$ , luego esta región se denomina 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. De esta manera, el problema de optimización original se ha replanteado en un subproblema como se muestra en (16). El valor de

$p_k$  se describe en (17),

$$p_k = \begin{cases} \frac{\Delta_k}{\|g_k\|_2} g_k & \text{si } \|s_k^c\|_2 \geq \Delta_k \\ s_k^c + \lambda (s_k^N - s_k^c) & \text{si } \|s_k^c\|_2 < \Delta_k \text{ y } \|s_k^N\|_2 > \Delta_k \\ -B_k^{-1} g_k & \text{si } \|s_k^c\|_2 < \Delta_k \text{ y } \|s_k^N\|_2 \leq \Delta_k \end{cases} \quad (17)$$

donde,  $g_k$  y  $B_k$ , son el gradiente y la matriz Hessiana de la función objetivo. El paso de Cauchy se define como  $s_k^c = -\frac{g_k^T g_k}{g_k^T B_k g_k} g_k$ . El paso de Newton es definido como  $s_k^N = -B_k^{-1} g_k$  y  $\lambda$  es un entero entre 0 y 1. Una vez se halla el valor de  $p_k$ , se procede a verificar la condición expresada en (18).

$$f(x_k + p_k) < f(x_k) \quad (18)$$

Si la condición en (18) se cumple, la posición actual del agente de búsqueda es cambiada a  $x_{k+1} = x_k + p_k$ ; y posteriormente, se calcula un nuevo modelo  $m_{k+1}$  y una nueva región de confianza  $Q_{k+1}$  cercana al nuevo punto  $x_{k+1}$ . En el caso contrario, si la condición (18) no es cumplida, el algoritmo mantiene el punto actual ( $x_{k+1} = x_k$ ), y el radio de la región de confianza es reducido ( $\Delta_{k+1} < \Delta_k$ ). Los detalles de este algoritmo son descritos en mayor detalle en Nocedal and Wright (2006) junto con diferentes variantes de este método, y sus criterios de parada son presentados en la tabla 2.

**Tabla 2**

*Criterios de parada seleccionados para el algoritmo TRD.*

<b>Criterios de parada</b>	
Número máximo de iteraciones	$5 \times 10^3$
Tolerancia de la función objetivo	$1 \times 10^{-9}$
Tolerancia del paso del agente de búsqueda	$1 \times 10^{-5}$

**2.3.1.2. Algoritmo de Levenberg-Marquardt.** El algoritmo de Levenberg-Marquardt (*LMA* por sus siglas en inglés) es un algoritmo de optimización analítico especialmente eficiente para resolver problemas de ajuste por mínimos cuadrados en funciones no lineales. Este algoritmo puede considerarse como una modificación del algoritmo de Gauss-Newton, por lo que se tiene un típico problema de minimización de cuadrados de la función  $F_{obj}(x)$  como el mostrado en (19), pero sujeto a la restricción presentada en (20).

$$\min \frac{1}{2} \|g(x_k)(x - x_k) + F_{obj}(x_k)\|_2^2 \quad (19)$$

$$s.t. \|x - x_k\| \leq \Delta_k \quad (20)$$

El anterior problema de optimización puede ser reescrito en el subproblema expresado en (21) y (22), en el que se usa un modelo cuadrático que aproxime la función objetivo Sun and Yuan

(2006).

$$\min \frac{1}{2} \|F_{obj}(x_k)\|^2 + F_{obj}(x_k)^T g(x_k)(x - x_k) + \frac{1}{2}(x - x_k)g(x_k)^T g(x_k)(x - x_k) \quad (21)$$

$$s.t. \|x - x_k\| \leq \Delta_k \quad (22)$$

La solución del subproblema presentado anteriormente está dado por la solución del sistema de ecuaciones lineales,

$$(g(x_k)^T g(x_k) + \mu_k I)(x - x_k) = -g(x_k)^T F_{obj}(x_k). \quad (23)$$

Despejando la posición del agente de búsqueda en la próxima iteración ( $x_k$ ) de (23), se obtiene,

$$x_{k+1} = x_k - (g(x_k)^T g(x_k) + \mu I)^{-1} \cdot g(x_k)^T r(x_k). \quad (24)$$

Donde el criterio  $\mu_k$  regula el paso del algoritmo en cada iteración. Si la reducción de  $F_{obj}(x_{k+1})$  en comparación con  $F_{obj}(x_k)$  es grande, el criterio  $\mu_k$  toma un valor cercano a cero y el paso del algoritmo se aproxima al obtenido con el método Gauss-Newton. Si por el contrario, la reducción de  $F_{obj}(x_{k+1})$  es pequeña, el criterio  $\mu_k$  toma valores mayores que en la iteración anterior, y el paso se aproxima más al paso del algoritmo de gradiente descendente.  $r(x_k)$  es una

aproximación lineal de la función  $F_{obj}(x_k)$ , aceptable en la región de confianza delimitada en  $\Delta_k$ .

El algoritmo LMA es descrito con mayor detalle en Sun and Yuan (2006), y sus criterios de parada son descritos en la tabla 3.

**Tabla 3**

*Criterios de parada seleccionados para el algoritmo LMA.*

<b>Criterios de parada</b>	
Número máximo de iteraciones	$5 \times 10^3$
Tolerancia de la función objetivo	$1 \times 10^{-9}$
Tolerancia del paso del agente de búsqueda	$1 \times 10^{-5}$

### **2.3.2. Algoritmos Metaheurísticos**

En la actualidad existe una gran variedad de algoritmos metaheurísticos disponibles para resolver problemas de optimización no lineal con restricciones. Para el desarrollo de esta investigación se trató de implementar diferentes algoritmos metaheurísticos, todos ellos con distintas estrategias para hallar el mínimo o máximo de una función. Dentro de los algoritmos metaheurísticos evaluados se encuentran: *Genetic algorithms (GA)*, *Simulated Annealing (SA)*, *Pattern Search (PS)*, *Drone Squadron Optimization (DSO)*, *Grasshopper Optimization Algorithm (GOA)*, *Harmony Search (HS)*, *Electromagnetic Field Optimization (EFO)*, *Particle Swarm Optimization (PSO)*, *Weighted differential evolution (WDE)*, and *Symbiotic Organisms Search (SOS)*. No obstante, los últimos 4 algoritmos muestran mejores resultados en criterios de evaluación como los tiempos de computo y

la precisión en la solución de los sistemas de ecuaciones. Debido a lo anterior, estos 4 algoritmos fueron escogidos para un mayor análisis en el desarrollo de este trabajo.

**2.3.2.1. Optimización por enjambre de partículas.** Este es un algoritmo metaheurístico de tipo enjambre, pertenece al grupo de algoritmos bioinspirados y es conocido como (*PSO* por sus siglas en inglés). La lógica del algoritmo está inspirada por un enjambre de  $m$  entidades individuales denominadas partículas ( $x_m$ ). Estas partículas son localizadas de manera aleatoria en la región solución del problema de optimización. Cada partícula evalúa la función objetivo en su posición y comunica información sobre el valor de la función objetivo a todo el enjambre de partículas, no solo de su posición actual, sino también del mejor valor histórico que ha tenido la posición Shi and Eberhart (2002). En cada iteración la posición de todas las partículas es actualizada como se indica en la ecuación (25),

$$\mathbf{x}_m^{k+1} = \mathbf{x}_m^k + \mathbf{vel}_m^{k+1}, \quad (25)$$

donde,  $x_m^k$  es la  $m$ -ésima partícula en la  $k$ -ésima iteración. Y  $vel_m^k$  es el vector de desplazamiento o velocidad de la  $m$ -ésima partícula definido en (26).

$$\mathbf{vel}_m^{k+1} = w \mathbf{vel}_m^k + c_1 r_1 \cdot (\mathbf{x}_{best,m}^k - \mathbf{x}_m^k) + c_2 r_2 \cdot (\mathbf{x}_{best}^k - \mathbf{x}_m^k) \quad (26)$$

En la ecuación (26),  $w$  es el coeficiente utilizado para regular la inercia que tiene la partícula con respecto a la velocidad en la iteración anterior ( $vel_m^k$ ). Los escalares  $r_1$  y  $r_2$  son variables aleatorias que pueden tomar valores en el rango entre 0 y 1.  $c_1$  es el factor de autoexploración y  $c_2$

es el factor de exploración social.  $(\mathbf{x}_{best,m}^k)$  es la mejor posición que tomado la partícula  $m$ -ésima y  $(\mathbf{x}_{best}^k)$  es la mejor posición que ha obtenido cualquier partícula en el enjambre. De esta manera, el desplazamiento de las partículas en el algoritmo se beneficia de la información obtenida por la exploración de todos los agentes de búsqueda. Este algoritmo es descrito con más detalle en Chopard and Tomassini (2018), y sus parámetros de sintonización son presentados en la tabla 4.

**Tabla 4**

*Parámetros de sintonización y criterios de parada usados en el algoritmo PSO.*

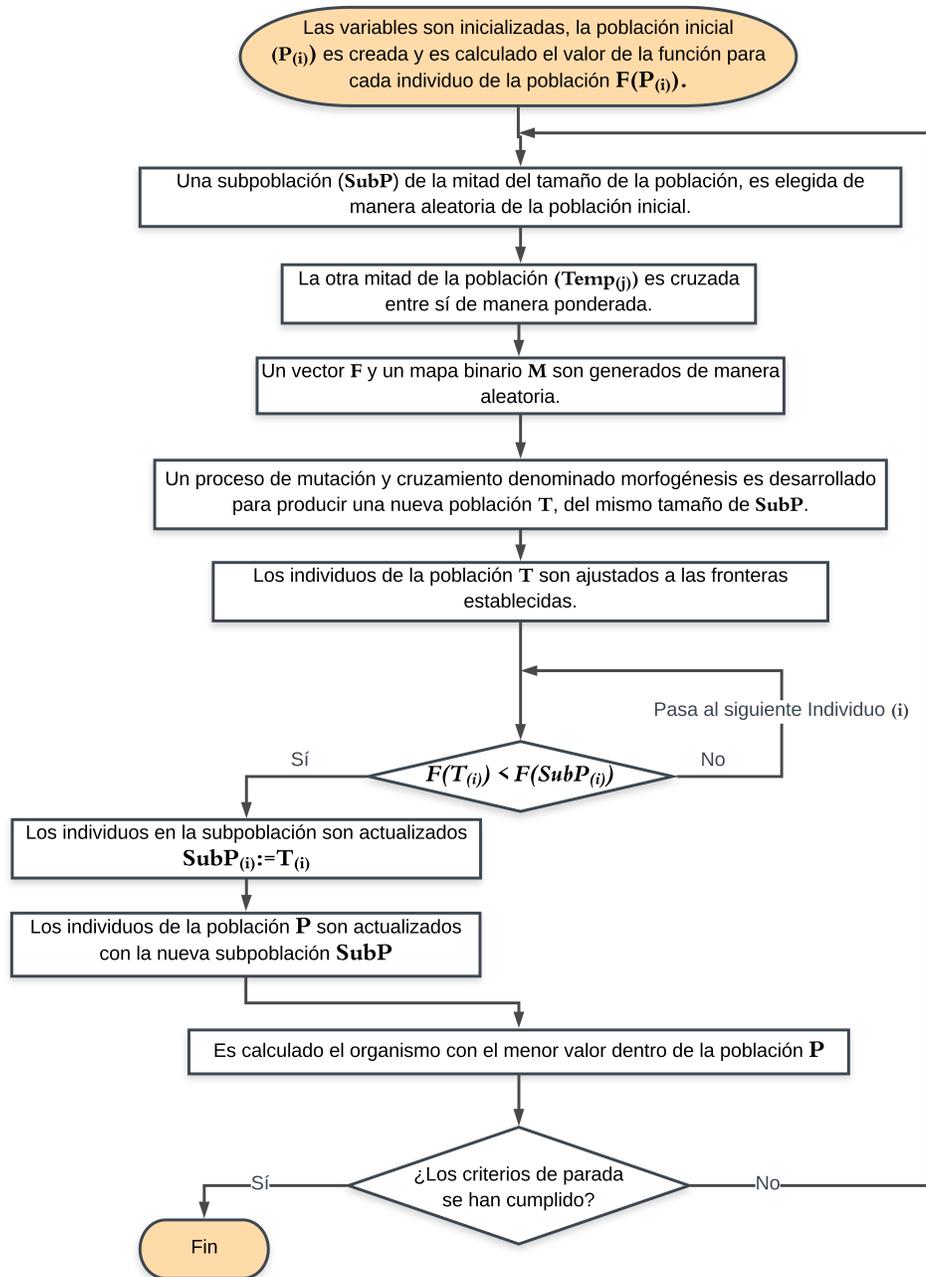
<b>Parámetros de sintonización</b>	
Coefficiente de inercia ( $w$ )	[0,1 - 1,1]
Factor de autoexploración ( $c_1$ )	1,49
Factor de exploración social ( $c_2$ )	1,49
Tamaño del enjambre	100
<b>Criterios de parada</b>	
Número máximo de iteraciones	$5 \times 10^3$
Tolerancia de la función objetivo	$1 \times 10^{-9}$

**2.3.2.2. Evolución diferencial ponderada .** Evolución diferencial ponderada (*WDE* por sus siglas en inglés) es un algoritmo de optimización metaheurístico de múltiples agentes de búsqueda, que emplea una estrategia similar a la de algoritmos genéticos. En este algoritmo se crea

una población de partículas tomadas al azar dentro de la región de búsqueda, y posteriormente se realizan procesos de selección, cruzamiento y mutación (Civicioglu et al., 2018). El proceso general del algoritmo es ilustrado en la figura 5.

**Figura 5**

Diagrama de flujo del algoritmo de evolución diferencial ponderada.



En la figura anterior, se observa el diagrama de flujo del algoritmo WDE. Como primer

paso se crea una población y se calcula el valor de la función objetivo para cada individuo de la población. Luego, se seleccionan de manera aleatoria la mitad de individuos de la población, para conformar una subpoblación (*SubP*). Con la mitad de la población que no hace parte de (*SubP*), se realiza un proceso de cruzamiento y mutación para generar una nueva población *T*, del mismo número de individuos de (*SubP*). Posteriormente, se lleva a cabo la comparación individuo a individuo, entre (*SubP*) y *T*. Si el individuo de *T* tiene un menor valor de la función objetivo, pasa a formar parte de (*SubP*), de lo contrario es descartado. La nueva subpoblación (*SubP*) actualizada con los individuos de *T*, pasa a reemplazar la anterior (*SubP*) en la población total *P*. Se evalúa el valor de la función objetivo para todos los individuos de la nueva población *P*, y se verifica el cumplimiento de los criterios de parada. Si los criterios de parada se han cumplido el algoritmo se detiene. En caso contrario, vuelve a comenzar todo el proceso iterativo Civicioglu et al. (2018). Los parámetros de sintonización seleccionados para el algoritmo son presentados en la tabla 5.

**Tabla 5**

*Parámetros de sintonización y criterios de parada para el algoritmo WDE.*

<b>Parámetros de sintonización</b>	
Tamaño de la población	100
<b>Criterios de parada</b>	
Número máximo de iteraciones	$5 \times 10^3$
Tolerancia de la función objetivo	$1 \times 10^{-9}$

**2.3.2.3. Búsqueda por organismos simbióticos.** Búsqueda por organismo simbiótico (*SOS* por sus siglas en inglés) es un algoritmo de optimización metaheurístico, inspirado por las diferentes relaciones simbióticas que existen entre organismos vivos de diferentes especies que habitan un mismo ecosistema. Dentro de las relaciones simbióticas existen tres tipos: mutualismo, comensalismo y parasitismo. Cada tipo de relación representa una fase en el algoritmo de optimización (Cheng and Prayogo, 2014). La primera fase del algoritmo es crear una población inicial de partículas, donde cada partícula representa un ser vivo que habita el ecosistema. Estas partículas se encuentran en la región solución dentro de las fronteras definidas para cada variable. Posteriormente, se inicia el proceso iterativo con la primera de las relaciones simbióticas, el mutualismo. En esta fase interactúan dos organismos,  $x_i$  y  $x_j$ , donde  $x_i$  es el  $i$ -ésimo organismo en el ecosistema y  $x_j$  es un organismo escogido al azar dentro del ecosistema. En esta fase, ambos organismos pueden beneficiarse uno de otro a través de la creación de un nuevo vector que tenga las características de ambos organismos como se describe en (27).

$$M_{vec} = \frac{x_i + x_j}{2} \quad (27)$$

Luego, a partir del vector  $M_{vec}$  se crean dos nuevos candidatos para reemplazar  $x_{inew}$  y  $x_{jnew}$  usando las ecuaciones (28) y (29).

$$x_{inew} = x_i + \alpha \cdot (x_{best} - M_{vec} \cdot BF_1) \quad (28)$$

$$x_{jnew} = x_j + \alpha \cdot (x_{best} - M_{vec} \cdot BF_2) \quad (29)$$

Donde,  $\alpha$  es un número al azar uniformemente distribuido entre 0 y 1.  $BF_1$  y  $BF_2$  son dos números que pueden tomar un valor de 1 o 0 de manera aleatoria.  $x_{best}$  es el organismo con un menor valor de la función objetivo. Si alguno de los nuevos candidatos tiene un mejor valor de la función objetivo, los nuevos candidatos reemplazaran el lugar de los organismos  $x_i$  y  $x_j$  en el ecosistema y se continúa a la siguiente fase.

En la fase del comensalismo,  $x_i$  es el mismo organismo usado en la fase anterior, mientras que  $x_j$  es un organismo seleccionado aleatoriamente entre la población, diferente al empleado en la fase previa. En la relación de comensalismo,  $x_i$  se beneficia de las características de  $x_j$  y del organismo en el ecosistema con mejor adaptación o menor valor de la función objetivo como se muestra en (30).

$$x_{inew} = x_i + \beta \cdot (x_{best} - x_j) \quad (30)$$

Donde,  $\beta$  es un número aleatorio en el rango entre -1 y 1. Si el nuevo organismo  $x_{inew}$  tiene un mejor valor que el organismo  $x_i$ , se reemplaza el organismo  $x_i$  por el nuevo candidato y se procede a la última fase. En la última fase de parasitismo, el organismo  $x_j$  es elegido al azar dentro de la población y el organismo  $x_i$  es el mismo organismo trabajado en la fase de mutualismo y comensalismo. El organismo  $x_i$  es modificado de manera aleatoria y se denomina organismo parásito. Luego, se verifica si el valor de su función objetivo es mejor que el organismo  $x_j$ , el organismo es

reemplazado por el organismo parásito. Una vez se han realizado las tres etapas de mutualismo, comensalismo y parasitismo para el  $i$ -ésimo organismo, se procede a realizar las tres fases para el próximo organismo, y así se repite el proceso para todos los organismos del ecosistema. Una vez se ha realizado el proceso para todos los organismos se verifica el cumplimiento de los criterios de parada, si no se cumple ninguno de los criterios de parada, se repite el proceso iterativo hasta el cumplimiento de alguno de los criterios. La descripción detallada de este algoritmo se presenta en Cheng and Prayogo (2014), y los parámetros de sintonización y los criterios de parada seleccionados para los algoritmos son mostrados en la tabla.

**Tabla 6**

*Parámetros de sintonización y criterios de parada para el algoritmo SOS.*

<b>Parámetros de sintonización</b>	
Tamaño del ecosistema	100
<b>Criterios de parada</b>	
Máximo número de evaluaciones de la función objetivo	$5 \times 10^6$
Tolerancia de la función objetivo	$1 \times 10^{-9}$

### 3. Resultados

#### 3.1. Resultados de simulación

En esta sección se muestran los resultados de simulación para un generador fotovoltaico en configuración serie-paralelo para los tres diferentes modelos que se estudiaron en las secciones 1.2.3, 1.2.2, y 1.3.2. Todos los generadores simulados estarán compuestos por una única cadena, ya que como se explica en la sección 1.1, para generadores de más de una cadena, se resuelve cada cadena de manera independiente, y posteriormente se aplica la ecuación (1). Para cada modelo se simularán dos generadores de diferente tamaño, el primero de pequeño tamaño compuesto por 3 submódulos conectados en serie, lo que es conocido como una cadena. El segundo es de gran tamaño con una cadena de 60 submódulos conectados en serie. Para los módulos que forman los generadores, se toma como referencia el módulo fotovoltaico Trina Solar TMS-PD05 de 270 W (Trina-Solar, 2017). Igualmente, los diodos GF3045T (Huajing Microelectronics, 2018) son tomados como referencia para los diodos de baipás de cada uno en los submódulos.

Las condiciones de simulación para todos los modelos y tamaños del generador tienen un nivel de irradiancia ( $G$ ) de  $1kW/m^2$  y una temperatura de las celdas ( $T$ ) de  $44\text{ }^\circ\text{C}$ . En cuanto a la temperatura, se realiza una simplificación razonable al asumir la temperatura de los diodos igual a la temperatura de las celdas ( $T_{bd} = T$ ) (Ko et al., 2017).

Las condiciones de irradiancia de cada submódulo serán introducidas a los modelos, usando

la dependencia lineal que existe entre la irradiancia y el parámetro  $I_{ph}$ , el cual se encuentra presente en los tres modelos trabajados. Por lo tanto, la reducción de irradiancia en algunos submódulos debida a fenómenos de sombreados parciales, es representada mediante el vector  $\vec{P}_{irr}$ . Este vector es definido según las condiciones homogéneas y no homogéneas a las que se encuentre la cadena. El vector  $\vec{P}_{irr}$  contiene un coeficiente que varía entre 0 y 1 por cada submódulo que compone la cadena. Así pues, si se toma como ejemplo una cadena de 3 submódulos en serie operando en condiciones homogéneas, el vector que representa esas condiciones sería: ( $\vec{P}_{irr} = [1 \ 1 \ 1]$ ). Si por el contrario, el primer submódulo de la cadena se encontrara sombreado y solo recibiera el 55% de la irradiancia que reciben los demás submódulos de la cadena, el vector  $\vec{P}_{irr}$  estaría definido como ( $\vec{P}_{irr} = [0.55 \ 1 \ 1]$ ). El vector  $\vec{P}_{irr}$  se multiplica por el valor de  $I_{ph}$  definido en (4), para obtener el vector  $\vec{I}_{ph} = I_{ph} \cdot \vec{P}_{irr}$ .  $\vec{I}_{ph}$  es un vector que contiene los parámetros  $I_{ph}$  de todos los submódulos de la cadena ( $\vec{I}_{ph} = [I_{ph,1}, I_{ph,2}, \dots, I_{ph,N}]$ ), donde  $I_{ph,i}$  corresponde al parámetro  $I_{ph}$  del i-ésimo submódulo de la cadena.

Adicionalmente, los métodos de optimización usados para solucionar los sistemas de ecuaciones son contrastados con la solución del circuito eléctrico equivalente (CEE) implementado en la herramienta Simulink de Matlab. El desempeño de los algoritmos de optimización en esta comparación es evaluado mediante criterios como: los tiempos de cómputo, número de evaluaciones de la función objetivo, y su precisión en la solución de los modelos mediante el error absoluto medio (EAM).

### 3.1.1. Resultados del modelo explícito basado en el SDM

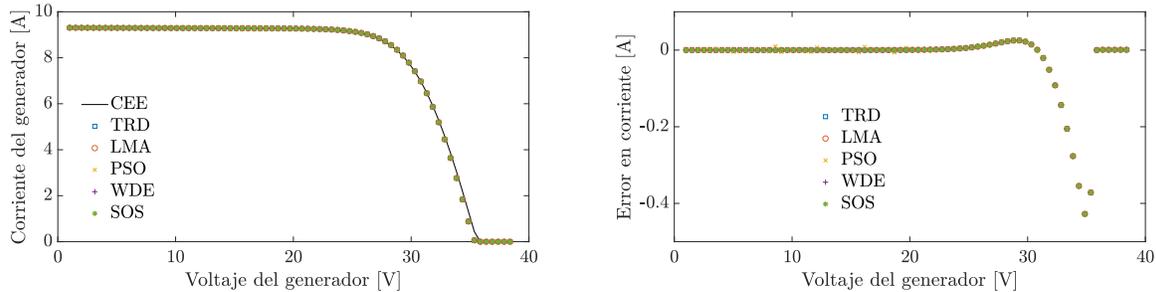
Los parámetros para el SDM a condiciones estándar son calculados a partir de los datos en la hoja del fabricante, siguiendo el procedimiento sugerido en Accarino et al. (2013). Posteriormente, los parámetros son ajustados a las condiciones de operación del generador ( $T = 44 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $G = 1 \text{ kW/m}^2$ ), mediante el método presentado en De Soto et al. (2006), obteniendo los siguientes parámetros:  $I_{ph} = 9.311 \text{ A}$ ,  $I_{sat} = 23.782 \text{ nA}$ ,  $\eta = 1.097$ ,  $R_s = 0.088 \text{ } \Omega$ , y  $R_p = 246.670 \text{ } \Omega$ . De igual forma, los parámetros del diodo de baipás ( $I_{sat,bd} = 851,540 \text{ } \mu\text{A}$  y  $\eta_{bd} = 1.634$ ) son calculados a partir de la hoja del fabricante (Huajing Microelectronics, 2018). El diodo de bloqueo se asume igual al diodo de baipás, por lo que se modelan con los mismos parámetros.

**3.1.1.1. Generador de pequeño tamaño.** Este generador se compone por un único módulo fotovoltaico Trina Solar TMS-PD05. Este módulo está compuesto por tres submódulos conectados en serie. Este tipo de generador es comúnmente empleado en aplicaciones residenciales de baja potencia, que pueden ser utilizados en modo isla, o conectados a la red eléctrica. Algunos de estos generadores de pequeño tamaño se encuentran instalados en ambientes urbanos donde son sensibles a sombras generadas por objetos cercanos, por lo que se simularon dos condiciones de operación para el generador. La primera es en condiciones homogéneas de operación (C-1) donde el vector de los coeficientes de irradiancia  $\vec{P}_{irr} = [1 \ 1 \ 1]$ . En la segunda condición (C-2) el vector de coeficientes está dado por  $\vec{P}_{irr} = [1 \ 0.75 \ 0.5]$ . Las figuras 6 y 7 muestran los resultados de simulación del modelo para las dos condiciones de operación.

En la figura 6 se observa como todos los algoritmos de optimización tienen una precisión

**Figura 6**

*Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas.*



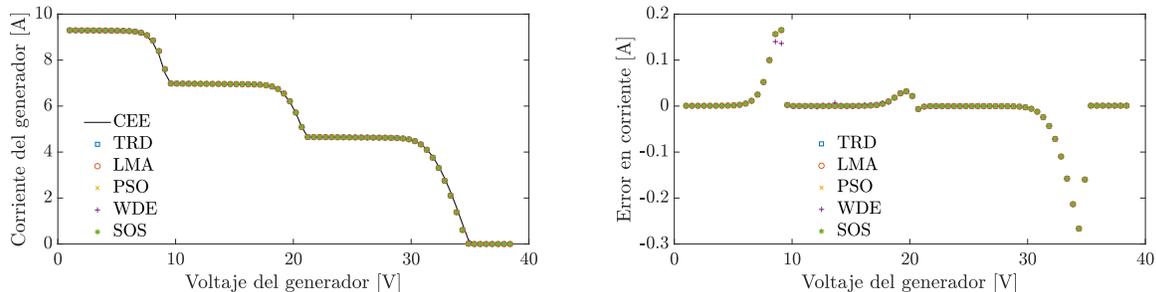
(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

(b) Error en el cálculo de corriente.

muy similar entre ellos en la reproducción de la curva I-V, de manera que en la figura 6 los marcadores aparecen superpuestos. En cuanto al error en corriente, no supera el valor de 0,45 A con referencia a los resultados para el CEE, para ningún método de solución. Aunque cabe resaltar que el error tiende a ser cero, excepto en la zona cercana al voltaje de circuito abierto donde se incrementa el error.

**Figura 7**

*Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

(b) Error en el cálculo de corriente.

Para las condiciones de sombreado parcial, la figura 7 muestra un comportamiento similar de todos los algoritmos en la solución. En la figura 8(b) puede apreciarse que todos los algoritmos tienen un error en la estimación de la corriente en el rango entre 0,2 y -0,3 A, por lo que puede apreciarse una correcta reproducción de la curva I-V, para condiciones de sombreado parcial. El error en la estimación de la corriente se incrementa en los puntos de inflexión, donde a todos los algoritmos les cuesta seguir el comportamiento de las curvas I-V.

**Tabla 7**

*Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo explícito, basado en el SDM.*

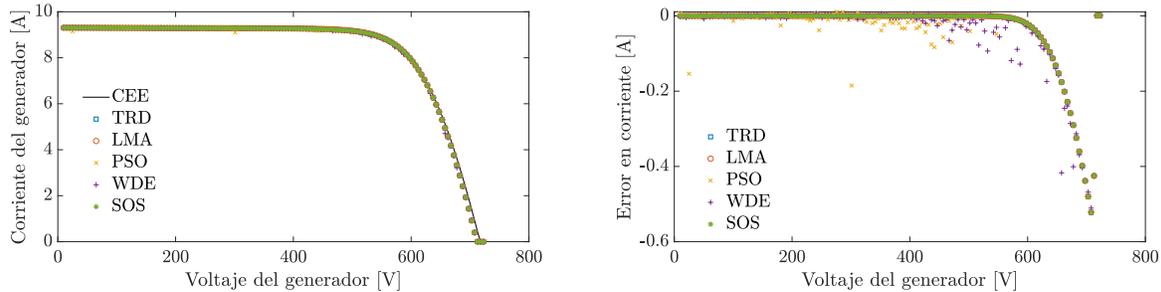
<b>Condiciones de operación</b>	<b>Algoritmo</b>	<b>Tiempo de cómputo [s]</b>	<b>Error absoluto medio en corriente [A]</b>	<b>Número de evaluaciones de la función objetivo</b>
C-1	1-CEE	2,936	Referencia	Referencia
	2-TRD	1,262	0,029	$4,748 \times 10^3$
	3-LMA	1,492	0,029	$6,112 \times 10^3$
	4-PSO	54,520	0,031	$5,265 \times 10^5$
	5-WDE	1426,690	0,029	$1,333 \times 10^7$
	6-SOS	371,351	0,029	$3,554 \times 10^6$
C-2	1-CEE	2,840	Referencia	Referencia
	2-TRD	1,400	0,023	$6,506 \times 10^3$
	3-LMA	1,688	0,023	$8,988 \times 10^3$
	4-PSO	40,152	0,023	$3,968 \times 10^5$
	5-WDE	1432,510	0,025	$1,330 \times 10^7$
	6-SOS	346,891	0,023	$3,313 \times 10^6$

Los resultados observados en la tabla 7, muestran que los algoritmos metaheurísticos requieren de un número superior de evaluaciones de la función objetivo, lo cual también se ve reflejado en mayores tiempos de cómputo. Con respecto a la precisión de la solución, es muy similar para todos los algoritmos, esta situación se cumple para las dos condiciones de operación C-1 y C-2. Vale la pena resaltar, que el algoritmo TRD fue el que tuvo menor tiempo de cómputo entre los algoritmos evaluados, incluido el método de CEE. Por el contrario, el algoritmo de WDE fue el que tuvo mayores requerimientos en cuanto a la capacidad de cálculo por el alto número de evaluaciones de la función objetivo.

**3.1.1.2. Generador de gran tamaño.** En este trabajo también se consideraron grandes aprovechamientos de energía fotovoltaica, como aplicaciones industriales o granjas solares. Para este tipo de implementaciones es común que la tensión de los generadores fotovoltaicos se eleve a rangos similares a 485-900 V, como por ejemplo en aplicaciones donde se usen inversores ABB PVI-55.0 ABB (2017). Debido a lo anterior, se forma una cadena de 20 módulos TMS-PD05 en serie, lo que significa 60 submódulos en serie cada uno con su respectivo diodo de baipás. Para este generador también se simuló dos condiciones de operación, en condiciones homogéneas (C-1) y en condiciones de sombreado parcial (C-2). Para las primeras condiciones el vector de coeficientes ( $P_{irr}$ ) está compuesto por 60 componentes, una por cada submódulo y todos tienen valor de 1. En el segundo caso, donde se consideran condiciones de sombreado parcial el vector ( $P_{irr}$ ) está conformado por 15 elementos que tienen valor de 1; 10 elementos con valor de 0,85; seguido de 15 elementos con valor de 0,6; por último 20 elementos con valor de 0,3. Los resultados de simulación son presentados en la tabla 8 y las figuras 8 y 9.

**Figura 8**

*Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

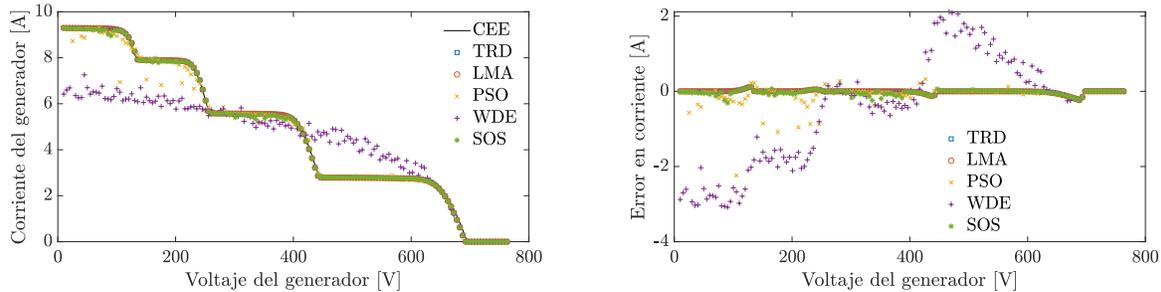
(b) Error en el cálculo de corriente.

Como muestra la figura 9(b), el error máximo en la corriente estimada es de -0,6 A, un error mayor comparado con el error máximo para el generador de pequeño tamaño. Igualmente, se observa que los algoritmos PSO y WDE tienen un mayor error en la estimación comparado con los otros algoritmos.

A diferencia de las condiciones homogéneas, en la figura 9 se observa que el algoritmo PSO y WDE no reproducen de manera adecuada las curva I-V. Esto se debe al incremento de submódulos, lo que conlleva un incremento en la dimensionalidad del problema de optimización. Este aumento en la dimensionalidad afecta fuertemente a los algoritmos metaheurísticos, lo que afecta mayormente a los algoritmos PSO y WDE, produciendo errores en la estimación de corriente de hasta -4 A. Adicionalmente, este aumento en la dimensionalidad también afecta de manera notoria, los tiempos de cómputo de los algoritmos metaheurísticos que se incrementan en varios órdenes

**Figura 9**

*Resultados de simulación del modelo explícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

(b) Error en el cálculo de corriente.

de magnitud. Al igual, la precisión en la estimación de la corriente se ve afectada, especialmente para el algoritmo WDE el cual es un algoritmo metaheurístico de naturaleza evolutiva, similar a los algoritmos genéticos.

En la tabla anterior, puede observarse como los algoritmos metaheurísticos, superan a los algoritmos deterministas en más de dos órdenes de magnitud, tanto en el tiempo de cómputo, al igual que en el número de evaluaciones de la función objetivo. Por el contrario, el error absoluto medio (AEM) es igual o menor en los algoritmos de naturaleza determinista TRD y LMA, en comparación a los otros algoritmos. Demostrando así, que los algoritmos deterministas tienen un mejor desempeño en la solución del modelo, tanto en costo computacional como en error en la solución del modelo, para las dos condiciones de operación simuladas. Dentro de los algoritmos deterministas, el TRD fue el mejor algoritmo analizado en la tabla 8, con aproximadamente la mitad del tiempo de cómputo y números de evaluaciones de la función objetivo, comparado con el algoritmo LMA.

**Tabla 8**

*Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo explícito, basado en el SDM.*

Condiciones de operación	Algoritmo	Tiempo de cómputo [s]	Error absoluto medio en corriente [A]	Número de evaluaciones de la función objetivo
C-1	1-CEE	22,469	Referencia	Referencia
	2-TRD	7,527	0,035	$6,993 \times 10^4$
	3-LMA	13,462	0,035	$1,235 \times 10^5$
	4-PSO	1979,050	0,046	$2,521 \times 10^7$
	5-WDE	4533,180	0,048	$3,723 \times 10^7$
	6-SOS	45985,000	0,035	$4,905 \times 10^8$
C-2	1-CEE	23.040	Referencia	Referencia
	2-TRD	17,280	0,018	$1,693 \times 10^5$
	3-LMA	28,970	0,018	$2,742 \times 10^5$
	4-PSO	4823,170	0,117	$5,414 \times 10^7$
	5-WDE	5137,420	1,076	$3,990 \times 10^7$
	6-SOS	56663,000	0,047	$5,857 \times 10^8$

### ***3.1.2. Resultados del modelo implícito basado en el SDM***

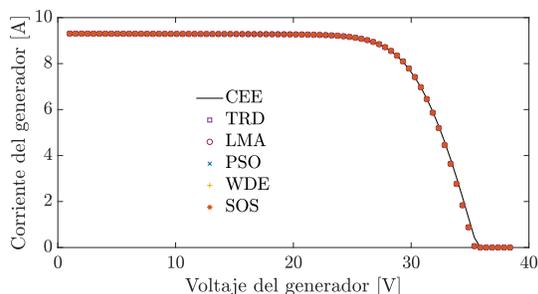
Para el modelo implícito basado en SDM se utilizaron las mismas condiciones de operación que para el modelo explícito-SDM, tanto para las condiciones de irradiancia y temperatura, como para los vectores de ( $P_{irr}$ ) en condiciones homogéneas (C-1) y bajo sombreado parcial (C-2). La principal diferencia con el modelo visto en la subsección anterior se encuentra en el sistema de ecuaciones que representa el modelo y en la forma de solución de dicho sistema de ecuaciones. En el modelo implícito-SDM no se realiza la transformación de la ecuación 2, en una ecuación explícita mediante la función de Lambert W, debido a que conlleva un alto costo computacional esta

función, por lo que se requieren menores recursos computacionales invertidos en la solución del modelo. Como las ecuaciones que conforman el sistema de ecuaciones son funciones implícitas de la corriente de la cadena, el número de variables se incrementa en 1, y el sistema de ecuaciones se convierte en un sistema de  $N+2$  variables y  $N+2$  ecuaciones. Sin embargo, como los dos modelos, tanto explícito como implícito se basan en el SDM, comparten los mismos parámetros para representar cada submódulo y el diodo de bloqueo.

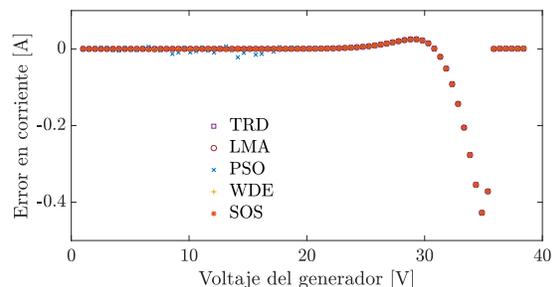
**3.1.2.1. Generador de pequeño tamaño.** El generador de pequeño tamaño es de iguales características que el que se implementó para el modelo explícito-SDM, por lo que está compuesto de 3 submódulos en serie que forman una sola cadena. Igualmente, las condiciones homogéneas (C-1) y de sombreado parcial (C-2) son las mismas que se implementaron en la sección anterior para el generador de pequeño tamaño, con el objetivo de comparar los resultados de los algoritmos de optimización. Los resultados para las dos condiciones de operación son presentados en la tabla 9 y en las figuras 10 y 11.

### Figura 10

*Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

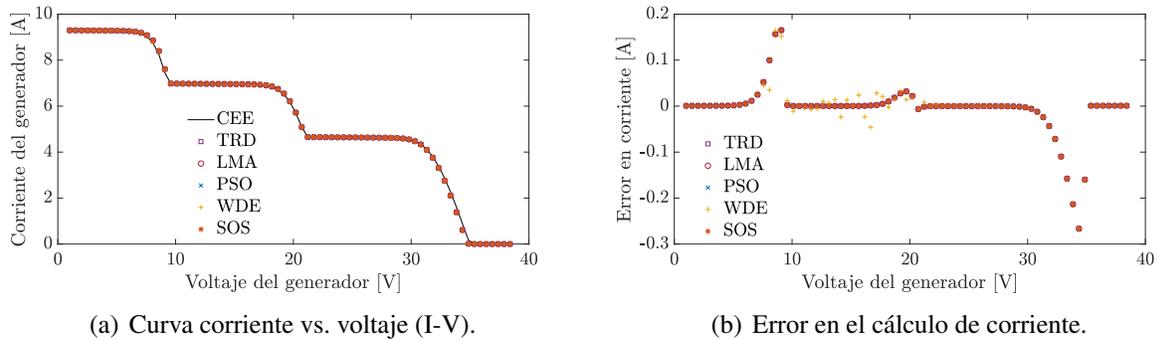


(b) Error en el cálculo de corriente.

Los resultados bajo condiciones homogéneas son muy similares a los obtenidos para el modelo anterior, en cuanto a seguimiento de la curva y precisión en la estimación de la corriente. Todos los algoritmos tienen una precisión similar con la excepción del algoritmo PSO que presenta pequeños errores en la zona plana de la curva en comparación a los demás algoritmos.

### Figura 11

*Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



Los resultados de los algoritmos para las condiciones de sombreado muestran que los algoritmos tienen un desempeño similar entre sí, con excepción del algoritmo WDE. Los principales errores se presentan en los puntos de inflexión de las curvas I-V, y en la zona cercana al voltaje de circuito abierto. El rango de errores en corriente es de [0,2-0,3] A, al igual que en el modelo explícito-SDM.

**Tabla 9**

*Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el SDM.*

<b>Condiciones de operación</b>	<b>Algoritmo</b>	<b>Tiempo de cómputo [s]</b>	<b>Error absoluto medio en corriente [A]</b>	<b>Número de evaluaciones de la función objetivo</b>
C-1	1-CEE	2,004	Referencia	Referencia
	2-TRD	0,585	0,029	$6,246 \times 10^3$
	3-LMA	0,625	0,029	$6,646 \times 10^3$
	4-PSO	14,189	0,031	$9,144 \times 10^5$
	5-WDE	366,324	0,029	$1,420 \times 10^7$
	6-SOS	74,457	0,029	$3,643 \times 10^6$
C-2	1-CEE	2,074	Referencia	Referencia
	2-TRD	0,636	0,023	$8,273 \times 10^3$
	3-LMA	0,787	0,023	$1,076 \times 10^4$
	4-PSO	11,083	0,023	$7,314 \times 10^5$
	5-WDE	338,921	0,025	$1,401 \times 10^7$
	6-SOS	69,522	0,023	$3,626 \times 10^6$

Al igual que para el modelo explícito-SDM, la tabla anterior muestra que los algoritmos metaheurísticos superan en varios órdenes de magnitud con respecto al número de evaluaciones de la función objetivo al igual que en los tiempos de cómputo, a los algoritmos analíticos como el TRD y el LMA. Para los algoritmos analíticos, el tiempo de cómputo y el número de evaluaciones de la función objetivo se incrementan para las condiciones de sombreado parcial en contraste con las condiciones homogéneas. Ocurre lo contrario para los algoritmos metaheurísticos, en los que se reducen los tiempos de cómputo al presentarse condiciones no homogéneas.

Al comparar los resultados de la tabla 9 para el modelo implícito-SDM, con los resultados presentados en la tabla 7 para el modelo explícito-SDM, se puede observar que: Los algoritmos aplicados al modelo explícito-SDM tuvieron un incremento promedio en los tiempos de cómputo del 222.3% y del 426.1%, para los algoritmos deterministas y metaheurísticos, respectivamente, en comparación con los resultados obtenidos para el modelo implícito-SDM. Por el contrario, si se realiza la misma comparación con el criterio del número de evaluaciones de la función objetivo, observamos una disminución del 17.5% y del 18.4%, para los algoritmos deterministas y metaheurísticos.

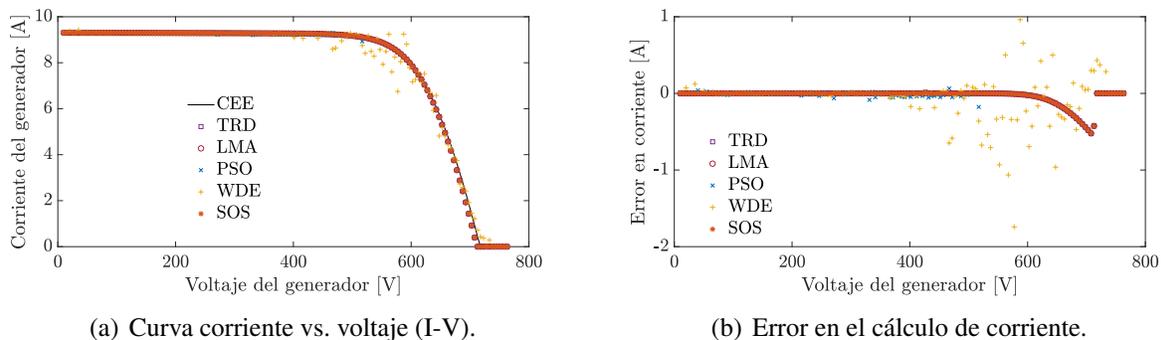
De acuerdo con lo anterior, para el modelo implícito-SDM, se requiere un mayor número de evaluaciones de la función objetivo, ya que se añade una variable adicional al problema de optimización, aumentando la dimensión de la región solución. Sin embargo, cada evaluación de la función objetivo para este modelo requiere un menor tiempo y esfuerzo computacional comparado

con el modelo explícito-SDM, debido a que no se emplea la función Lambert W, que implica un costo computacional adicional. En conclusión, el modelo implícito-SDM requiere menores tiempos de cómputo que el modelo explícito-SDM, y no afecta el error en el cálculo de la corriente, ya que ambos modelos presentan el mismo EAM para la corriente generada, en todas las condiciones de operación.

**3.1.2.2. Generador de gran tamaño.** Para el generador de gran tamaño, se tomaron las mismas condiciones de simulación que para el modelo anterior, en cuanto a irradiancia, temperatura y factores de sombreado (C-1 y C-2). Igualmente, está compuesto de una única cadena de 60 submódulos en serie. En el caso del modelado de un generador de más de una cadena, cabe recordar que la solución de las cadenas es independiente y se puede repetir el procedimiento de solución aplicado para una única cadena, para las demás cadenas conectadas en paralelo que componen un generador.

### Figura 12

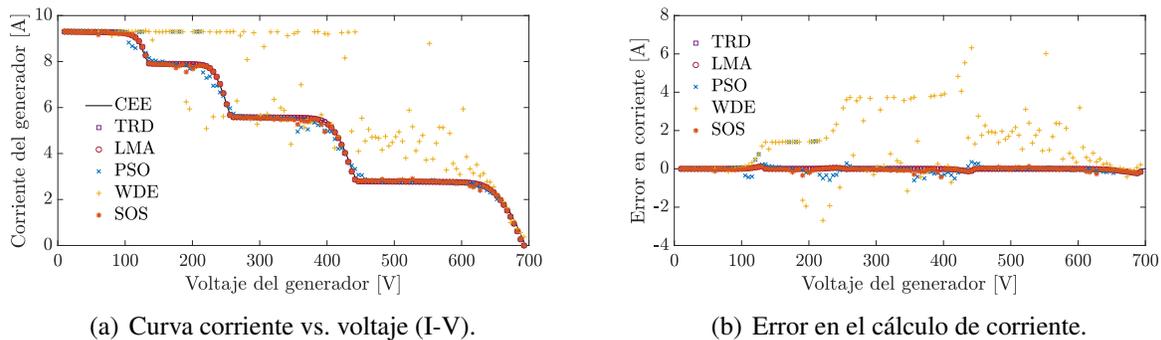
*Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas.*



Como se observa en la figura 12, los algoritmos PSO y WDE presentan grandes errores en la estimación de la corriente, principalmente el WDE con errores de -2 A, en la zona cercana al punto de inflexión. Los otros algoritmos muestran un seguimiento mucho más cercano, pero igualmente presentan errores en la zona cercana al voltaje de circuito abierto.

### Figura 13

*Resultados de simulación del modelo implícito-SDM para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



En cuanto a cómo afectan las condiciones de sombreado, al seguimiento de las curvas por parte de los algoritmos, se observa que el desempeño del WDE es muy deficiente, ni siquiera sigue la tendencia de la curva. El algoritmo PSO sigue la tendencia de la curva, sin embargo, tiene fuertes errores en la estimación de la corriente, especialmente en valores cercanos a los puntos de inflexión. SOS es el algoritmo metaheurístico con mejor precisión en la estimación de la corriente. Los algoritmos analíticos tienen una mejor precisión en la reproducción de la curva tal como se muestra en la tabla 10.

Los tiempos computacionales son mucho mayores para el generador de gran tamaño compa-

**Tabla 10**

*Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el SDM.*

Condiciones de operación	Algoritmo	Tiempo de cómputo [s]	Error absoluto medio en corriente [A]	Número de evaluaciones de la función objetivo
C-1	1-CEE	22,143	Referencia	Referencia
	2-TRD	4,214	0,034	$9,499 \times 10^4$
	3-LMA	4,529	0,034	$9,314 \times 10^4$
	4-PSO	768,030	0,046	$2,805 \times 10^7$
	5-WDE	2197,592	0,140	$4,201 \times 10^7$
	6-SOS	13668,017	0,034	$4,839 \times 10^8$
C-2	1-CEE	22,509	Referencia	Referencia
	2-TRD	7,810	0,020	$2,068 \times 10^5$
	3-LMA	11,042	0,020	$2,563 \times 10^5$
	4-PSO	1519,625	0,155	$6,176 \times 10^7$
	5-WDE	2306,177	1,425	$4,447 \times 10^7$
	6-SOS	17178,289	0,059	$6,057 \times 10^8$

rados con el generador de pequeño tamaño. Sin embargo, en comparación con el modelo explícito-SDM, los tiempos de cómputo para el modelo implícito-SDM son menores para todos los algoritmos y en todas las condiciones de simulación, lo que sugiere que el modelo implícito es una alternativa más eficiente para la simulación y solución de este tipo de modelos, tanto en condiciones homogéneas y de sombreado parcial. Cabe resaltar que, entre todos los algoritmos, el TRD es el algoritmo con menores tiempos de cómputo para las dos condiciones de operación, y también, tiene el EAM igual o menor que los demás algoritmos, por lo que se considera el de mejor desempeño. Lo anterior se cumple tanto para los generadores de pequeño y gran tamaño simulados con este modelo implícito-SDM.

### ***3.1.3. Resultados del modelo implícito basado en el DDM***

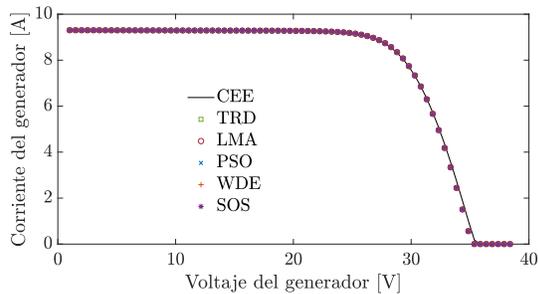
Para el modelo de doble diodo (DDM) se elige de referencia el módulo solar TMS-PD05 270 W, y sus siete parámetros son calculados a partir de la hoja del fabricante y siguiendo el procedimiento propuesto en Hejri et al. (2014). Posteriormente, estos parámetros son ajustados a las condiciones de temperatura e irradiancia ( $G = 1kW/m^2$  y  $T = 44^\circ C$ ), siguiendo las ecuaciones que se muestran en la sección cuatro de Hejri et al. (2014) y obteniendo los siguientes valores calculados:  $I_{ph} = 9.31$  A,  $I_{s1} = 3.85$  nA,  $\eta_1 = 1$ ,  $I_{s2} = 713.17$   $\mu$ A,  $\eta_2 = 2$ ,  $R_s = 0.097$   $\Omega$ ,  $R_h = 307.49$   $\Omega$ . Los parámetros para el diodo de baipás y el diodo de bloqueo son los mismos que se emplearon para los modelos anteriores y se asume la misma referencia GF3045T (Huajing Microelectronics, 2018).

**3.1.3.1. Generador de pequeño tamaño.** Para el generador de pequeño tamaño, se utiliza la misma configuración que para los dos modelos anteriores, es decir, una cadena de tres submódulos conectados en serie, que forman una única cadena, con una potencia nominal de 270 W. Para

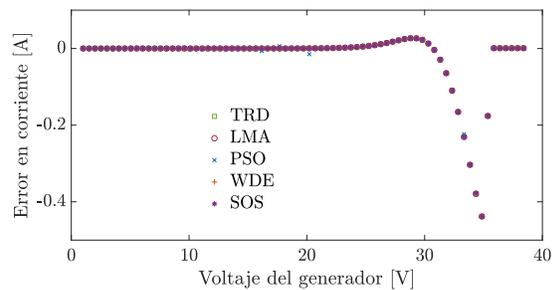
este generador de tipo residencial se simularon las mismas dos condiciones de operación (C-1 y C-2) con respecto a los coeficientes de sombreado ( $P_{irr}$ ) que para los dos modelos anteriormente trabajados. Los resultados de simulación son presentados en la figura 14 y 15 y en la tabla 11.

### Figura 14

*Resultados de simulación del modelo implícito-DDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones homogéneas.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

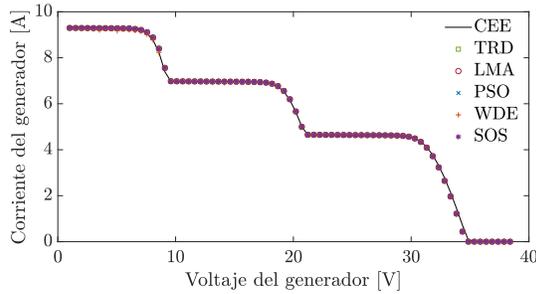


(b) Error en el cálculo de corriente.

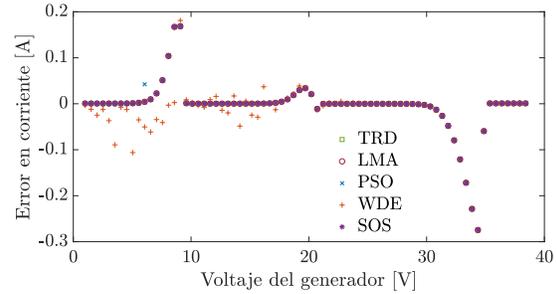
De manera similar a lo visto para los dos modelos anteriores, en la figura 14 todos los algoritmos muestran un comportamiento aproximadamente igual en cuanto a la precisión en la estimación de corriente. No obstante, el máximo error en la estimación no supera los -0,45 A para ningún algoritmo implementado y este error se concentra principalmente en la zona cercana al voltaje de circuito abierto.

**Figura 15**

*Resultados de simulación del modelo implícito-DDM para un generador de pequeño tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).



(b) Error en el cálculo de corriente.

En la figura 15 se observa que el algoritmo WDE tiene mayores dificultades para seguir la curva I-V en comparación con los otros algoritmos, sin embargo, los errores se encuentran en un rango entre 0,2 y -0,3 A. Los demás algoritmos tienen una precisión similar en el seguimiento de la curva I-V con referencia al método del circuito eléctrico equivalente (CEE).

**Tabla 11**

*Resultados de simulación para un generador de pequeño tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el DDM.*

<b>Condiciones de operación</b>	<b>Algoritmo</b>	<b>Tiempo de cómputo [s]</b>	<b>Error absoluto medio en corriente [A]</b>	<b>Número de evaluaciones de la función objetivo</b>
C-1	1-CEE	10,086	Referencia	Referencia
	2-TRD	0,624	0,028	$8,262 \times 10^3$
	3-LMA	0,628	0,028	$8,072 \times 10^3$
	4-PSO	13,715	0,028	$9,268 \times 10^5$
	5-WDE	340,418	0,028	$1,413 \times 10^7$
	6-SOS	71,018	0,028	$3,644 \times 10^6$
C-2	1-CEE	11,832	Referencia	Referencia
	2-TRD	0,745	0,023	$1,025 \times 10^4$
	3-LMA	0,814	0,023	$1,035 \times 10^4$
	4-PSO	12,335	0,023	$7,646 \times 10^5$
	5-WDE	361,178	0,029	$1,394 \times 10^7$
	6-SOS	77,675	0,023	$3,649 \times 10^6$

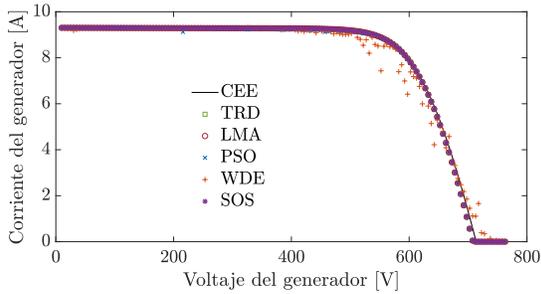
De manera análoga a lo calculado para los otros dos modelos, los algoritmos TRD y LMA presentan tiempos de cómputo más de diez veces menor en comparación con todos los otros métodos implementados, para las dos condiciones de operación, con un EAM igual o menor que los demás algoritmos. Es importante resaltar que, de los dos algoritmos analíticos, el algoritmo TRD presenta un tiempo de cómputo un 1 % y 9 % menor, para las condiciones (C-1) y (C-2), respectivamente. Con respecto a la precisión, todos los algoritmos muestran un EAM similar, con excepción del WDE para las condiciones de sombreado parcial, el cual muestra un EAM un 26 % mayor en comparación con los otros algoritmos. Ahora si se compara la precisión del modelo implícito-DDM con los resultados para el modelo implícito-SDM, el uso de DDM presenta un EAM un 4 % menor para las condiciones homogéneas (C-1) para todos los algoritmos, y un EAM igual para las condiciones de sombreado parcial (C-2) con excepción del algoritmo WDE.

**3.1.3.2. Generador de gran tamaño.** Para el generador de gran tamaño empleando el modelo implícito-DDM, se realiza la simulación en las mismas dos condiciones de operación (C-1 y C-2), irradiancia y temperatura que se usaron para el generador de gran tamaño basado en el modelo implícito-SDM, en la sección 3.1.2.2. En cuanto a la conformación del generador de gran tamaño, al igual que para los otros dos modelos, el generador está compuesto de 60 submódulos en serie que conforman una única cadena. Los resultados de simulación son presentados en las figuras 16 y 17, y los criterios de evaluación son mostrados en la tabla 12.

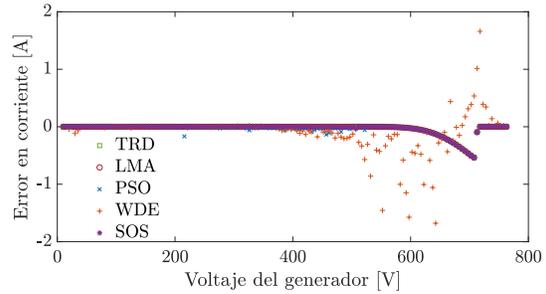
Como se observa en las figuras 16 y 17, la precisión del algoritmo WDE es bastante deficiente en la reproducción de las curvas I-V, aunque para las condiciones de sombreado la precisión de PSO también se ve afectada en gran medida, especialmente en las cercanías de los puntos de

**Figura 16**

*Resultados de simulación del modelo implícito para un generador de gran tamaño bajo condiciones homogéneas.*



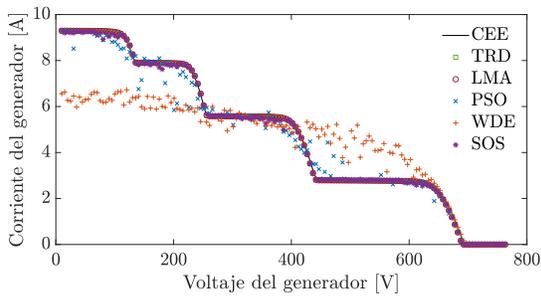
(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).



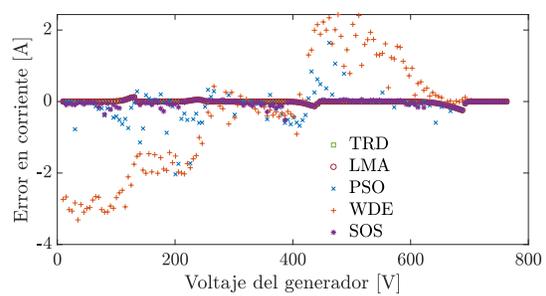
(b) Error en el cálculo de corriente.

**Figura 17**

*Resultados de simulación del modelo implícito para un generador de gran tamaño bajo condiciones de sombreado parcial.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).



(b) Error en el cálculo de corriente.

inflexión de la curva I-V. Por lo que se puede concluir, que las condiciones de sombreado parcial afectan el desempeño de los algoritmos metaheurísticos, y si se compara el desempeño de estos algoritmos con las gráficas para el generador de pequeño tamaño (figuras 14 y 15), también se puede apreciar el efecto del incremento en la dimensionalidad que aumenta el EAM en la estimación de los algoritmos metaheurísticos.

**Tabla 12**

*Resultados de simulación para un generador de gran tamaño utilizando el modelo implícito, basado en el DDM.*

<b>Condiciones de operación</b>	<b>Algoritmo</b>	<b>Tiempo de cómputo [s]</b>	<b>Error absoluto medio en corriente [A]</b>	<b>Número de evaluaciones de la función objetivo</b>
C-1	1-CEE	95,707	Referencia	Referencia
	2-TRD	15,923	0,034	$4,216 \times 10^5$
	3-LMA	13,312	0,034	$2,908 \times 10^5$
	4-PSO	1146,573	0,046	$3,012 \times 10^7$
	5-WDE	2584,968	0,175	$4,195 \times 10^7$
	6-SOS	15136,851	0,034	$4,756 \times 10^8$
C-2	1-CEE	113,911	Referencia	Referencia
	2-TRD	49,236	0,018	$1,388 \times 10^6$
	3-LMA	55,962	0,018	$1,286 \times 10^6$
	4-PSO	2071,747	0,237	$5,556 \times 10^7$
	5-WDE	3379,303	1,171	$4,455 \times 10^7$
	6-SOS	16923,174	0,062	$6,180 \times 10^8$

En la tabla anterior se observa que las condiciones de sombreado parcial aumentan en más de un 300 % el tiempo de cómputo de los algoritmos analíticos, y en más de un 12 % para los algoritmos metaheurísticos, en comparación con las condiciones homogéneas. En cuanto a la precisión en la estimación de la corriente de la cadena, al comparar los resultados para las condiciones de sombreado con las condiciones homogéneas, los algoritmos metaheurísticos PSO, WDE y SOS, muestran un incremento en condiciones de sombreado del 415 %, 569 % y del 82 %, respectivamente. Por el contrario, los algoritmos TRD y LMA presentan una reducción en el EAM del 47 %, para los dos algoritmos. Los dos algoritmos deterministas tienen un EAM igual para las dos condiciones (C-1 y C-2), sin embargo, los dos algoritmos presentan una diferencia en cuanto a los tiempos de cómputo. El LMA tiene mejores tiempos de cómputo para condiciones homogéneas (C-1) mientras que para las condiciones de sombreado el que presenta un mejor tiempo de cómputo es el TRD. No obstante, para el generador de pequeño tamaño el TRD fue mejor o igual que el LMA para las dos condiciones de operación, por lo que se puede concluir que este algoritmo es el de mejor desempeño en la solución del modelo implícito-DDM en cuanto a tiempos de cómputo y precisión en la estimación de la curva I-V.

#### ***3.1.4. Resultados experimentales***

Con el objetivo de contrastar el desempeño de los tres diferentes modelos con un generador real, fue implementado el montaje experimental mostrado en la figura 18. El montaje consta de un generador fotovoltaico de un módulo de tres submódulos Trina Solar TMS-PD05 de 270 W, de una carga electrónica variable BK Precision 8500, un computador con el software Matlab y un cable RS232/USB. Adicionalmente, para la medición de temperatura se emplearon una termocupla ti-

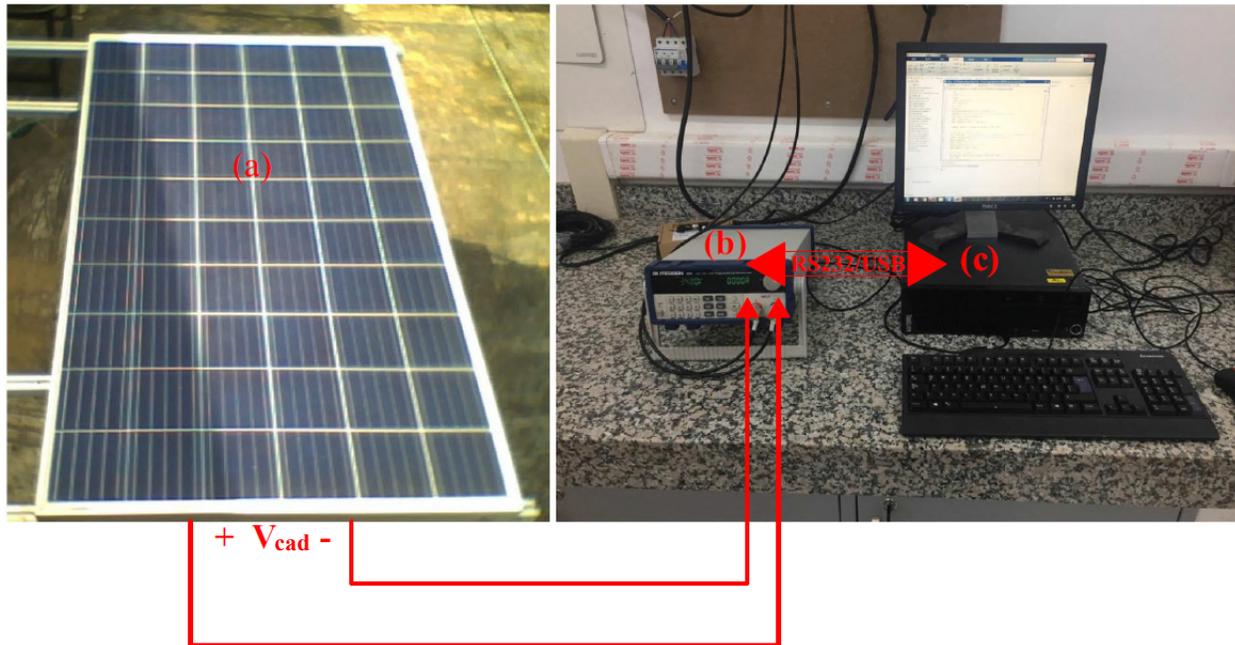
po k marca SparkFun y una pinza amperimétrica AMP-320 BEHA-AMPROBE. Para la medición de la irradiancia se usaron un piranómetro SP110 APOGEE y un multímetro digital 117 marca Fluke. El experimento se realizó para dos condiciones de operación, la primera es en condiciones homogéneas (C-3) para todos los submódulos, es decir,  $\vec{P}_{irr} = [1 \ 1 \ 1]$  para una irradiancia de  $G = 964 \text{ W/m}^2$  y una temperatura ambiente de  $T_a = 33,4 \text{ }^\circ\text{C}$ . La segunda condición de operación es bajo sombreados parciales (C-4), lo que significa que el vector de coeficientes es de  $\vec{P}_{irr} = [1 \ 0,94 \ 0,53]$  para un nivel de irradiancia  $G = 890 \text{ W/m}^2$  y una temperatura ambiente de  $T_a = 21,1 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para las condiciones de sombreado (C-4), la sombra sobre el generador fotovoltaico fue realizada de manera artificial con un material de polietileno de alta densidad ubicado sobre el generador fotovoltaico, de manera que fuera posible estimar la cantidad de área sombreada en cada submódulo y la reducción del nivel de irradiancia causada por el material sintético. De igual manera, se realizó la medición del nivel de irradiancia sobre los submódulos sin sombra, al igual que para los submódulos sombreados, con ayuda del piranómetro SP110 APOGEE, con el objetivo de estimar los coeficientes del vector  $\vec{P}_{irr}$ .

A partir de la irradiancia y la temperatura ambiente se estimó la temperatura de la celda en  $^\circ\text{C}$  utilizando la ecuación (31), donde la variable *NOCT* ( $44 \text{ }^\circ\text{C}$ ) (Trina-Solar, 2017), representa la temperatura nominal de operación y  $T$  es la temperatura de las celdas (Premkumar et al., 2020).

$$T = T_a + \left( \frac{NOCT - 20^\circ\text{C}}{800} \right) \cdot G \quad (31)$$

**Figura 18**

*Montaje experimental realizado para obtener los datos experimentales (ED) en condiciones homogéneas (C-3) y de sombreado parcial (C-4). (a) Generador fotovoltaico. (b) Carga electrónica. (c) Computador con Matlab.*



Las curvas I-V obtenidas experimentalmente se contrastaron con las obtenidas mediante el algoritmo TRD para los tres modelos del generador fotovoltaico descritos en este trabajo, ya que fue el algoritmo que mostró el mejor desempeño de los algoritmos implementados. Con el objetivo de realizar la estimación de los parámetros para los modelos de SDM y DDM, se realizó un problema inverso (Blaifi et al., 2019; Maniraj and Peer Fathima, 2021; Sudhakar Babu et al., 2016), en el cual se calculan los parámetros que minimicen el error medio cuadrático (RMSE por sus siglas en inglés) en un problema clásico de ajuste de curvas de los modelos de SDM y DDM a

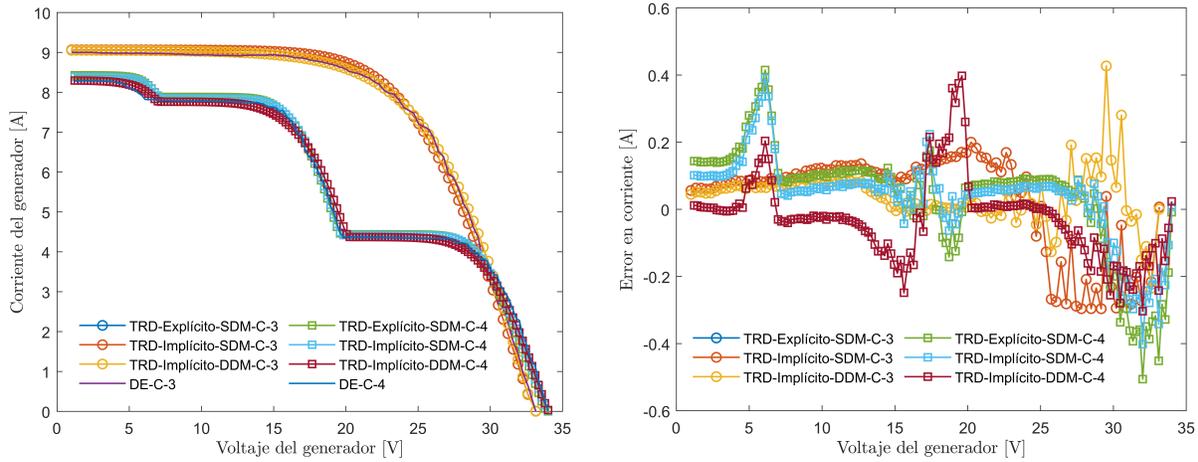
una curva experimental obtenida del generador implementado, siguiendo los procedimientos mostrados en Amokrane et al. (2018); Dali et al. (2015). La curva empleada para la extracción de parámetros es una curva I-V diferente a las presentadas en la figura 19. Los parámetros obtenidos para el SDM a condiciones estándar son:  $I_{ph,STC} = 9,58$  A,  $\eta = 1,17$ ,  $I_{sat,STC} = 1,67 \times 10^{-8}$ ,  $R_s = 0,17 \Omega$ ,  $R_p = 11,27$  k $\Omega$ . Para el DDM los parámetros calculados a condiciones estándar fueron:  $I_{ph,STC} = 9,33$  A,  $\eta_1 = 1$ ,  $I_{sat1,STC} = 5,20 \times 10^{-12}$ ,  $\eta_2 = 2$ ,  $I_{sat2,STC} = 3,34 \times 10^{-5}$ ,  $R_s = 0,10 \Omega$ ,  $R_p = 11,27$  k $\Omega$ . Los parámetros para el diodo de baipás son los mismos que se usaron en las secciones anteriores de simulación, asumiendo diodos de referencia GF3045T (Hua-jing Microelectronics, 2018). En cuanto al diodo de bloqueo, no se usó un diodo de bloqueo para los resultados experimentales, ya que físicamente no se conectó un diodo de bloqueo al generador. Lo anterior, debido a que únicamente contaba con un módulo fotovoltaico, y además la carga electrónica empleada no produce corrientes inversas sobre el módulo.

La figura 19 muestra que los tres modelos reproducen de manera muy cercana las curvas experimentales tanto en condiciones homogéneas, como bajo sombreado parcial, de esta manera algunas líneas se superponen a otras. En la figura 20(b) se aprecia que los errores en corriente se encuentran en un rango entre [0.6, -0.6] A, y sus valores máximos se encuentran en las zonas cercanas a los puntos de inflexión y para valores cercanos al voltaje de circuito abierto.

Los resultados experimentales mostrados en la figura 19 son similares a los resultados de simulación, excepto por el error en el cálculo de corriente en las regiones cercanas a los puntos

**Figura 19**

*Resultados de simulación contrastados con los datos experimentales para un generador de 3 submódulos en serie.*



(a) Curva corriente vs. voltaje (I-V).

(b) Error en el cálculo de corriente.

de inflexión y al voltaje de circuito abierto. En estas regiones, se presentan mayores errores en comparación con los resultados de simulación de los tres modelos, donde los errores en el cálculo de la corriente se encontraban en el rango de  $[0.1, -0.5]$  A para condiciones homogéneas, y  $[0.2, -0.3]$  A para condiciones de sombreado parcial.

**Tabla 13**

*Comparación de los resultados experimentales para un generador de pequeño tamaño, con los tres modelos trabajados, para condiciones homogéneas y de sombreado parcial.*

<b>Condiciones de operación</b>	<b>Algoritmo</b>	<b>Tiempo de cómputo [s]</b>	<b>Error absoluto medio en corriente [A]</b>	<b>Número de evaluaciones de la función objetivo</b>
C-3	1-TRD-Explícito-SDM	0,913	0,133	$4,673 \times 10^3$
	2-TRD-Implícito-SDM	0,758	0,133	$8,592 \times 10^3$
	3-TRD-Implícito-DDM	1,348	0,062	$9,471 \times 10^3$
C-4	1-TRD-Explícito-SDM	2,225	0,134	$1,176 \times 10^4$
	2-TRD-Implícito-SDM	1,231	0,121	$1,638 \times 10^4$
	3-TRD-Implícito-DDM	3,033	0,087	$1,808 \times 10^4$

Como se observa en la tabla anterior, los tres modelos tienen un Error absoluto medio (EAM) menor a 0,134 A para las dos condiciones de operación, por lo que se puede considerar que tiene un buen ajuste a las curvas experimentales. El modelo implícito-DDM es el que muestra una mejor precisión con un EAM un 54 % menor en comparación con los otros dos modelos para condiciones homogéneas (C-3) y más de un 39 % menor bajo condiciones de sombreado parcial

(C-4). Sin embargo, este modelo también presenta un tiempo de cómputo mayor al 36 % en comparación con el modelo explícito-SDM y más del doble de tiempo de cómputo en comparación con el modelo implícito-SDM, para las dos condiciones de operación, por lo que se considera al DDM el que requiere mayores recursos computacionales. En cuanto al modelo explícito-SDM, tiene un EAM igual o mayor en comparación con los otros dos modelos, para las dos condiciones de operación evaluadas. Se puede concluir, que el explícito-SDM es el modelo más impreciso de los implementados en este trabajo. Por último, el modelo implícito-SDM presentó los menores tiempos de cómputo y una precisión igual o mejor que el explícito-SDM, para las dos condiciones de operación, por lo que se considera que tiene un buen balance entre precisión y requerimientos de cómputo.

Vale la pena resaltar, que para los tres modelos utilizados se requiere más de un 60 % en los tiempos de cómputo y un orden de magnitud mayor en el número de evaluaciones de la función objetivo para resolver los sistemas de ecuaciones bajo condiciones de sombreado, en comparación con la solución para condiciones homogéneas. Adicionalmente, estas condiciones no homogéneas también afectan la precisión de los modelos para seguir las curvas, especialmente al modelo implícito-DDM, en el que se incrementa el 40 % el EAM para las condiciones de sombreado par-

cial.

## 4. Conclusión y trabajo futuro

### 4.1. Conclusiones

- En el presente trabajo se estudian varios modelos para un generador fotovoltaico en configuración serie-paralelo y diferentes alternativas para la solución de estos modelos usando algoritmos de optimización. Para ello se plantean los sistemas de ecuaciones que representan estos modelos y se transforman dichos sistemas en un problema de optimización con restricciones. Posteriormente, se evalúan diferentes algoritmos de optimización para hallar cuál de los algoritmos estudiados, tiene un mejor desempeño en la solución del problema de optimización.
- En la presente investigación, se estudiaron tres diferentes modelos para el generador fotovoltaico en SP. Para cada modelo, se simularon dos generadores de pequeño y gran tamaño, operando en condiciones homogéneas y de sombreado parcial. Adicionalmente, se tomaron datos experimentales y se realizó el ajuste y comparación de los tres modelos estudiados a dichos datos experimentales, usando el algoritmo de optimización que mostró el mejor desempeño para los tres modelos.
- Se observó que la dimensión o tamaño del generador fotovoltaico, incrementa el costo computacional para la solución del modelo, ya que incrementa la dimensión del problema de optimización, aumentando el tiempo de cómputo y el número de evaluaciones de la función objetivo para todos los algoritmos.

- Las condiciones de sombreado impactan el desempeño de los algoritmos, especialmente para generadores de gran tamaño en el que las condiciones de sombreado incrementan en más del 13% y 7%, los tiempos de cómputo y el número de evaluaciones de la función objetivo, respectivamente.
- En la solución de los modelos del generador fotovoltaico, cada algoritmo de optimización obtiene diferentes valores de la corriente del generador estimada. Lo anterior, hace que la precisión de los diferentes algoritmos no sea la misma, a pesar de que se configuren con una tolerancia de la función objetivo igual para todos los algoritmos.
- Se encontró que para todos los tamaños y condiciones de operación de los generadores, los algoritmos analíticos mostraron una mayor precisión en la solución del modelo y tiempos de cómputo diez veces menores en comparación con los algoritmos metaheurísticos.
- Dentro de los algoritmos estudiados, el que mostró un mejor desempeño fue el algoritmo *Trust Region Dogleg* (TRD), tanto en eficiencia computacional como en precisión de la solución, para los modelos y condiciones de operación estudiados en este trabajo, por lo que se recomienda el uso de este algoritmo de optimización, para la solución de este tipo de modelos.
- Los modelos estudiados en este trabajo, el modelo implícito-DDM es el más preciso, pero también tiene un mayor costo computacional. El modelo implícito-SDM presentó los menores tiempos computacionales y una precisión igual al modelo explícito-SDM. La elección

del modelo depende de los requerimientos del diseñador y si se desea mayor precisión o eficiencia computacional.

#### **4.2. Trabajo futuro**

Como tema de futuras investigaciones queda pendiente la validación experimental de estos modelos para generadores de una potencia mayor a 1 kW. Igualmente, como futura investigación se plantea explorar la solución de modelos de generadores fotovoltaicos en otras configuraciones diferentes a las de serie-paralelo, como ejemplo: *Total Cross Tied (TCT)*, *Bridge-Linked (BL)*, *Honey-Comb (HC)*, entre otras.

### Referencias Bibliográficas

ABB (2017). SOL AR INVERTERS PVI-55.0/110.0 Datasheet. Technical report.

Accarino, J., Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., and Spagnuolo, G. (2013). 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*, pages 62–66.

Amokrane, Z., Haddadi, M., and Ould Cherchali, N. (2018). An Improved Technique Based on PSO to Estimate the Parameters of the Solar Cell and Photovoltaic Module. *Lecture Notes in Networks and Systems*, 35:439–449.

Archila, L. M. P., Bastidas-Rodríguez, J. D., Correa, R., Grisales, L. A. T., and Gonzalez-Montoya, D. (2020). A solution of implicit model of series-parallel photovoltaic arrays by using deterministic and metaheuristic global optimization algorithms. *Energies*, 13(4):1–22.

Batzelis, E. I., Routsolias, I. A., and Papathanassiou, S. A. (2014). An explicit pv string model based on the lambert w function and simplified mpp expressions for operation under partial shading. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1):301–312.

Blaifi, S.-a., Moulahoum, S., Taghezouit, B., and Saim, A. (2019). An enhanced dynamic modeling of PV module using Levenberg-Marquardt algorithm. *Renewable Energy*, 135:745–760.

Bouali, C., Schulte, H., and Mami, A. (2019). A High Performance Optimizing Method for Mo-

- deling Photovoltaic Cells and Modules Array Based on Discrete Symbiosis Organism Search. *Energies*, 12(12):2246.
- Bouhaki, L., Saadani, R., and Rahmoune, M. (2020). Comparison between single-diode and two diodes models of a grid connected pv technologies: Numerical study and experimental validation. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 11(2):914–920.
- Chen, Y., Sun, Y., and Meng, Z. (2018). An improved explicit double-diode model of solar cells: Fitness verification and parameter extraction. *Energy Conversion and Management*, 169(May):345–358.
- Cheng, M.-Y. and Prayogo, D. (2014). Symbiotic Organisms Search: A new metaheuristic optimization algorithm. *Computers and Structures*, 139:98–112.
- Chopard, B. and Tomassini, M. (2018). Particle swarm optimization. *Natural Computing Series*, pages 97–102.
- Civicioglu, P., Besdok, E., Gunen, M. A., and Atasever, U. H. (2018). Weighted differential evolution algorithm for numerical function optimization: a comparative study with cuckoo search, artificial bee colony, adaptive differential evolution, and backtracking search optimization algorithms. *Neural Computing and Applications*, 5.
- Dali, A., Bouharchouche, A., and Diaf, S. (2015). Parameter identification of photovoltaic cell/module using genetic algorithm (GA) and particle swarm optimization (PSO). *3rd International Conference on Control, Engineering and Information Technology, CEIT 2015*.

- De Soto, W., Klein, S. A., and Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1):78–88.
- Dehghanzadeh, A., Farahani, G., and Maboodi, M. (2017). A novel approximate explicit double-diode model of solar cells for use in simulation studies. *Renewable Energy*, 103:468–477.
- Elgohary, R., Elela, A. A., and Elkholy, A. (2019). Electrical Characteristics Modeling for Photovoltaic Modules Based on Single and Two Diode Models. *2018 20th International Middle East Power Systems Conference, MEPCON 2018 - Proceedings*, pages 685–688.
- Et-Torabi, K., Nassar-Eddine, I., Rmaily, R., Obbadi, A., Errami, Y., Sahnoun, S., El Fajri, A., and Agunaou, M. (2018). Photovoltaic parameter extraction methods for single and double diode models under real changing environmental conditions. *Proceedings of 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2018*.
- Gbadega Peter, A. and Saha, A. K. (2019). Effects and Performance Indicators Evaluation of PV Array Topologies on PV Systems Operation under Partial Shading Conditions. *Proceedings - 2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa, SAUPEC/RobMech/PRASA 2019*, pages 322–327.
- Hejri, M., Mokhtari, H., Azizian, M. R., Ghandhari, M., and Söder, L. (2014). On the parameter extraction of a five-parameter double-diode model of photovoltaic cells and modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(3):915–923.

Huajing Microelectronics (2018). GF3045T Photovoltaic Bypass Diodes Datasheet.

IEA (2019). Trends in photovoltaic applications. Technical report, International Energy Agency.

Ishaque, K., Salam, Z., Taheri, H., and Syafaruddin (2011). Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(7):1613–1626.

Kanimozhi, G. and Harish Kumar (2018). Modeling of solar cell under different conditions by Ant Lion Optimizer with LambertW function. *Applied Soft Computing Journal*, 71:141–151.

Ko, S. W., Ju, Y. C., Hwang, H. M., So, J. H., Jung, Y. S., Song, H. J., eun Song, H., Kim, S. H., and Kang, G. H. (2017). Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode. *Energy*, 128:232–243.

Manganiello, P., Balato, M., and Vitelli, M. (2015). A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11):7276–7286.

Maniraj, B. and Peer Fathima, A. (2021). Parameter extraction of solar photovoltaic modules using various optimization techniques: A review. *Journal of Physics: Conference Series*, 1716(1).

Murdianto, F. D. (2017). Comparison Method of MPSO , FPA , and GWO Algorithm in MPPT Sepic Converter Under Dynamic Partial Shading Condition. *2017 International Conference on Advanced Mechatronics, Intelligent Manufacture, and Industrial Automation (ICAMIMIA)*, pages 315–320.

- Nocedal, J. and Wright, S. (2006). *Numerical Optimization*. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. Springer New York, New York.
- Orozco-Gutierrez, M. L., Ramirez-Scarpetta, J. M., Spagnuolo, G., and Ramos-Paja, C. A. (2013). A technique for mismatched PV array simulation. *Renewable Energy*.
- Panchal, A. K. (2020). “V Data Operated High-Quality Photovoltaic Solution Through Per-Unit Single-Diode Model . *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(4):1175–1184.
- Pendem, S. R. (2017). Performance Evaluation of Series , Series-Parallel and Honey-Comb PV Array Configurations under Partial Shading Conditions. *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, pages 749–754.
- Pendem, S. R. and Mikkili, S. (2018). Modelling and performance assessment of PV array topologies under partial shading conditions to mitigate the mismatching power losses. *Solar Energy*, 160(October 2017):303–321.
- Petrone, G. and Ramos-paja, C. A. (2011). Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Electric Power Systems Research*, 81(4):1003–1013.
- Petrone, G., Spagnuolo, G., and Vitelli, M. (2007). Analytical model of mismatched photovoltaic fields by means of Lambert W-function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(18):1652–1657.
- Polo, J., Martín-Chivelet, N., Alonso-García, M. C., Zitouni, H., Alonso-Abella, M., Sanz-Saiz, C., and Vela-Barrionuevo, N. (2019). Modeling I-V curves of photovoltaic modules at indoor

- and outdoor conditions by using the Lambert function. *Energy Conversion and Management*, 195:1004–1011.
- Premkumar, M., Kumar, C., and Sowmya, R. (2020). Mathematical modelling of solar photovoltaic cell/panel/array based on the physical parameters from the manufacturer’s datasheet. *International Journal of Renewable Energy Development*, 9(1):7–22.
- Qing, X., Sun, H., Feng, X., and Chung, C. Y. (2017). Submodule-Based Modeling and Simulation of a Series-Parallel Photovoltaic Array Under Mismatch Conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 7(6):1731–1739.
- Ramos-Paja, C., Trejos-Grisales, L., Spagnuolo, G., Gonzalez Montoya, D., Petrone, G., and Bastidas-Rodriguez, J. (2018). A Procedure for Modeling Photovoltaic Arrays under Any Configuration and Shading Conditions. *Energies*, 11(4):767.
- Sarma, N., Gegin, K., Simsir, M., and Tutkun, N. (2018). Modeling of a Typical Photovoltaic Module using Matlab/Simulink. In *2018 2nd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT)*, pages 1–6. IEEE.
- Shi, Y. and Eberhart, R. (2002). A modified particle swarm optimizer. In *1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360)*, pages 69–73. IEEE.
- Silvestre, S., Boronat, A., and Chouder, A. (2009). Study of bypass diodes configuration on PV modules. *Applied Energy*, 86(9):1632–1640.

- Sudhakar Babu, T., Prasanth Ram, J., Sangeetha, K., Laudani, A., and Rajasekar, N. (2016). Parameter extraction of two diode solar PV model using Fireworks algorithm. *Solar Energy*, 140:265–276.
- Sun, W. and Yuan, Y.-X. (2006). *Optimization Theory and Methods*, volume 1 of *Springer Optimization and Its Applications*. Kluwer Academic Publishers, Boston.
- Trina-Solar (2017). TSM-PD05 Datasheet.
- Umana, A. and Meliopoulos, A. P. S. (2015). The modeling of a two-diode photovoltaic module for power system simulations. In *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6.
- Yin, O. W. and Babu, B. C. (2018). Simple and easy approach for mathematical analysis of photovoltaic (PV) module under normal and partial shading conditions. *Optik*, 169(May):48–61.