# Implementación del algoritmo de senos y cosenos discreto al problema de balance óptimo de fases en sistemas de distribución asimétricos

# Implementation of the discrete sine-cosine algorithm to the optimal phase-swapping problem in asymmetric distribution grids

**Laura Camila Pardo Castro**

Estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá D. C., Colombia. Contacto: lcpardoc@correo.udistrital.edu.co

**Camilo Andrés González Daza**

Estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá D. C., Colombia. Contacto: cgonzalezd@correo.udistrital.edu.co

**Óscar Danilo Montoya Giraldo**

Doctor en Ingeniería, magíster en Ingeniería Eléctrica, Ingeniero Electricista. Docente asistente Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá D. C., Colombia. Contacto: odmontoyag@udistrital.edu.co

ORCID: https://orcid.org/0000-0001-6051-4925

**Diego Armando Giral Ramírez**

Candidato a doctor en Ingeniería, magíster en Ingeniería Eléctrica, Ingeniero Eléctrico. Docente asistente Facultad Tecnológica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Bogotá D. C., Colombia. Contacto: dagiralr@udistrital.edu.co

ORCID: https://orcid.org/0000-0001-9983-4555

**Resumen**

**Objetivo:** Este trabajo tiene como finalidad encontrar la configuración de la red óptima que permita disminuir las pérdidas en los sistemas eléctricos de distribución mediante la implementación del algoritmo de optimización de búsqueda por senos y cosenos por sus siglas en inglés Sine Cosine Algorithm SCA en su versión discreta, ya que como se observa en la revisión del estado de arte, se ha abordado el problema de balance de fases en diferentes documentos utilizando distintos métodos y algoritmos pero no se encuentra evidencia de que se aborde por medio de un método de optimización maestro-esclavo en donde la etapa maestra será el SCA que permite definir el conjunto de conexiones para cargas presentadas en el sistema, y en la etapa esclava, mediante el método de matriz triangular se dará solución para el flujo de potencia, que determinará la pérdida de potencia para el conjunto de soluciones definidas en la etapa maestra.

**Metodología:** primero se desarrolla la programación del flujo triangular trifásico en el software MATLAB®, luego se evalúa en los sistemas de prueba y posteriormente se compara con los resultados obtenidos al simular el flujo de potencia en DigSILENT ©, si los valores coinciden o son muy cercanos se pasa al siguiente paso si no, se debe volver a la programación del flujo; luego de hacer esta comparación se realiza la programación del método de optimización maestro-esclavo propuesto (etapa maestra: SCA, etapa esclava: método triangular trifásico), se ajustan los criterios de detención para el algoritmo, si se cumplen se evalúa el método en los sistemas de prueba para obtener la configuración de conexión de cargas optima, si no se debe volver a realizar la programación del

método de optimización.

**Resultados:** El algoritmo SCA demuestra que da una solución óptima para el problema de desbalance de fases disminuyendo las pérdidas totales de los sistemas de prueba de 25 y 37 nodos en 4,25% y 19,76% respectivamente.

**Conclusiones:** El método maestro-esclavo de solución propuesto para sistemas de distribución desbalanceados logra cumplir con el objetivo planteado en este trabajo de investigación.

**Palabras clave:** Conexión de cargas, balance de fases, método triangular, optimización matemática, pérdidas de potencia.

**Abstract**

**Objective:** This work analyze the optimal network configuration that allows reducing losses in electrical distribution systems through the implementation of an discrete version of search optimization sine–cosine algorithm SCA, as observed in the state of the art review, the phase balance problem has been studied in different documents using different methods and algorithms, but this master–slave optimization method solution for phase balancing has not been reported in the specialized literature, where the master stage will be the SCA that define the set of connections for loads presented in the system, and in the slave stage, the solution for the power flow is established by the triangular matrix method , which will determine the power loss for the set of solutions defined in the master stage.

**Methodology:** First, the three-phase triangular flow programming is developed in the MATLAB® software, then it is evaluated in the test systems and later it is compared with the results obtained by simulating the power flow in DigSILENT ©, if the values coincide or are very close, go to the next step, if not, you must go back to programming the flow ; After this comparison, the proposed master-slave optimization method is programmed (master stage: SCA, slave stage: three-phase triangular

method), the stopping criteria for the algorithm are adjusted, if they are met, the method is evaluated in the test systems to obtain the optimal load connection configuration, if not, the optimization method must be programed again.

**Results:** The SCA algorithm shows that it gives an optimal solution for the phase imbalance problem, reducing the total losses of the test systems of 25 and 37 nodes by 4.25% and 19.76% respectively.

**Conclusions:** The master-slave solution method proposed for unbalanced distribution systems achieves the objective presented in this research work.

**Keywords:** Connection of loads, phase balance, triangular method, mathematical optimization, power losses.

## 1. Introducción

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son circuitos de vital importancia ya que de su buen funcionamiento depende que el abastecimiento del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales sea continuo, confiable y seguro (Carrillo Osorio, 2021). Debido a la naturaleza aleatoria de las cargas en la red, los sistemas de distribución tienen una gran probabilidad de estar sometidos a cargas desbalanceadas (Brea, 2009). Este desbalance de fases es un fenómeno que se presenta de manera frecuente, debido a diferentes factores como la topología de la red, el dinamismo de los sistemas y a la mala distribución de las cargas entre las fases provocando un mal funcionamiento en los sistemas (Carrillo Osorio, 2021).

Un sistema de distribución que opere de manera desbalanceada puede ocasionar mayores pérdidas, mayor probabilidad de fallas en el sistema por sobretensiones en las fases menos cargadas y una disminución de la vida útil de los distintos componentes que están conectados a la red de distribución de energía eléctrica provocando impactos negativos en la prestación del servicio (Brea, 2009).

Para corregir y mitigar los efectos ocasionados por el desbalance de fases se busca realizar una reconfiguración de una red de distribución optimizando principalmente el planteamiento y diseño de las redes, gestión de carga en transformadores y métodos de reducción de pérdidas (Paredes Acosta, 2021), con el fin de reducir costos de operación, aumento en la confiabilidad de sistemas y mejora del servicio de energía eléctrica suministrado.

La problemática de optimización de la red de distribución, es definir de manera adecuada los elementos que conforman la misma, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia que cumplan con las normas establecidas por las empresas distribuidoras (Paredes Acosta, 2021) y entes reguladores. Para dar solución a esta problemática, a lo largo del tiempo se han formulado modelos matemáticos aplicables a las redes de distribución, los cuales permiten la mejora operativa de la red en función de los elementos disponibles para gestión, es decir, recursos energéticos distribuidos, reconfiguración de la red y/o redistribución de cargas en transformadores, entre otros.

## 1.1. Revisión del estado del arte

El objetivo del balance de fases es reducir el nivel de desbalance de corrientes por las líneas y de esta manera disminuir pérdidas y corrientes por el neutro (Ruiz et al., 2005), cada cambio realizado en una carga o un transformador incurre en un costo directo dado por la contratación de personal, e indirecto por los costos asociados al corte del servicio necesario para realizar el cambio y el cual puede estar limitado por la regulación existente (Ocampo et al., 2007).

Al aplicar esta medida correctiva al sistema de distribución no sólo se evidencia la reducción de pérdidas técnicas, sino que también aumenta la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio, y se reduce las inversiones adicionales en la aplicación de otras medidas correctivas posteriores como la reconfiguración y la compensación de reactivos.

El balance de fases consiste en encontrar una configuración de conexión de cargas, en función de las fases, que reduzca de forma óptima el nivel de pérdidas en el sistema de distribución (Ruiz et al., 2005).

Para solucionar este problema a lo largo de los años se han implementado diferentes algoritmos de optimización que buscan darle solución al desbalance de las fases, alterando diferentes factores y variables buscando siempre la mejor solución para el sistema que represente la menor cantidad de pérdidas buscando siempre el óptimo funcionamiento del sistema. En la Tabla 1 y la Tabla 2 se muestra un resumen de los algoritmos utilizados para el balance de fases, en donde se puede observar el método y la función objetivo empleada por los autores.

Para el desarrollo de este trabajo de investigación se utilizará una técnica metaheurística de optimización llamada SCA debido a que por el momento no ha sido aplicada al problema de balance de fases, como se puede observar en la Tabla 1. En este caso se propondrá una versión discreta del mismo ya que se debe seleccionar la combinación óptima de conexión en las cargas. La función objetivo a trabajar será la minimización de pérdidas de potencia en los sistemas de distribución porque esta ha sido la variable menos investigada dentro de las referencias consultadas, como se puede observar en la Tabla 2, sólo el 14% (Cortés-Caicedo et al., 2021) de los autores la tuvieron como eje central de sus investigaciones.

**Tabla 1.** Resumen de los algoritmos de estudio

| **Referencia** | **Método/algoritmo** |
|---|---|
| (Jinxiang Zhu et al., 1998) | Programación entera mixta |
| (J Zhu et al., 1999) | Recocido Simulado |
| (Chen & Cherng, 1999; Gandomkar, 2004; Granada Echeverri et al., 2012; Ivanov et al., 2019; Rios et al., 2019) | Algoritmo Genético |
| (Handhal & Rashid, 2018; C.-H. Lin et al., 2005) | Algoritmo heurístico de búsqueda con recurrencia |

| | |
|---|---|
| | hacia atrás |
| (Ruiz et al., 2005) | Algoritmo de optimización colonia de hormigas |
| (Hooshmand & Soltani, 2012; Toma et al., 2018; Tuppadung & Kurutach, 2006) | Algoritmo de optimización enjambre de partículas |
| (C. Lin et al., 2008) | Reglas heurísticas |
| (Huang et al., 2008) | Algoritmo Inmune |
| (Kuo & Chao, 2010) | Mapeo Automático del sistema |
| (Sathiskumar et al., 2012; Sathiskumar & Thiruvenkadam, 2011) | Algoritmo Heurístico Híbrido |
| (Grigoraş & Gavrilaş, 2016; Swapna & Udaykumar, 2016) | Método Heurístico |
| (Gangwar et al., 2019) | Enfoque analítico |

**Fuente**: Elaboración propia

**Tabla 2.** Resumen de la función objetivo de los estudios

| **Referencia** | **Función Objetivo** |
|---|---|
| (Chen & Cherng, 1999; Gangwar et al., 2019; Grigoraş & Gavrilaş, 2016; Handhal & Rashid, 2018; C.-H. Lin et al., 2005; Sathiskumar et al., 2012; Sathiskumar & Thiruvenkadam, 2011; Swapna & Udaykumar, 2016; Toma et al., 2018; Tuppadung & Kurutach, 2006; Jinxiang Zhu et al., 1998) | Minimizar desbalance del sistema |
| (Hooshmand & Soltani, 2012; Huang et al., 2008; C. Lin et al., 2008; J Zhu et al., 1999) | Minimizar costos operativos |
| (Gandomkar, 2004; Kuo & Chao, 2010; Rios et al., 2019) | Minimizar pérdidas de potencia |
| (Granada Echeverri et al., 2012; Ivanov et al., 2019; Ruiz et al., 2005) | Minimizar pérdidas de energía |

**Fuente**: Elaboración propia

El SCA se introduce por primera vez en el año 2016 por (Mirjalili, 2016) en donde se expone este algoritmo para resolver problemas de optimización utilizando una técnica basada en la población que busca estocásticamente los óptimos de los problemas en un conjunto de soluciones aleatorias, este es

evaluado en ciertas iteraciones por una función objetivo para aumentar la probabilidad de encontrar el punto óptimo global.

Existen diferentes clasificaciones para los algoritmos de optimización estocástica en la literatura, una de ellas es el número de soluciones aleatorias que genera un algoritmo en cada paso de optimización, donde divide los algoritmos en dos categorías: basados en individuos, en donde solo se genera una solución de forma aleatoria y se mejora en el transcurso de la optimización y basados en poblaciones, en el que un algoritmo de optimización genera más de una solución aleatoria y las mejora durante la optimización.

A pesar de las diferencias que pueden existir entre los algoritmos de optimización estocástica basada en poblaciones, un punto en común es la división del proceso de optimización en dos fases: exploración versus explotación (Črepinšek et al., 2013). En la primera fase, un algoritmo de optimización combina las soluciones aleatorias en el conjunto de soluciones abruptamente con una alta tasa de aleatoriedad para encontrar las regiones prometedoras del espacio de búsqueda. En la fase de explotación, sin embargo, hay cambios graduales en las soluciones aleatorias y las variaciones aleatorias son considerablemente menores que las de la fase de exploración (Mirjalili, 2016). El SCA utiliza formulación matemática basada en las funciones seno y coseno para explorar y explotar el espacio entre dos soluciones en el espacio de búsqueda para encontrar las mejores soluciones posibles.

Pese a que el algoritmo de senos y cosenos fue propuesto y expuesto hace pocos años, en la literatura se pueden encontrar diversas aplicaciones para el SCA en distintos campos de utilización, como se muestra en (Turgut, 2017) se logra una optimización térmica y económica de un evaporador de carcasa y tubo mediante la búsqueda de retroceso en combinación con el SCA y demuestra que este algoritmo arroja resultados mucho más óptimos que otros utilizados anteriormente en este desarrollo. En (Attia et al., 2018) el SCA es utilizado en una versión modificada para resolver el problema de

flujo de potencia óptimo, ya que permite reducir el tiempo computacional con una mejora suficiente en la búsqueda de la solución óptima y la viabilidad presentando una solución simple y robusta aplicada en sistemas de prueba de referencia IEEE. En (Belazzoug et al., 2020) se utiliza el algoritmo para seleccionar características para la categorización de texto que permite una mejor exploración en el espacio de búsqueda. Finalmente, en (Raut & Mishra, 2020) se usa un SCA mejorado para la reconfiguración simultánea de la red y la asignación de generadores de distribución en sistemas de distribución de energía.

## 2. Formulación Matemática

Mediante la formulación de un modelo de programación no lineal de enteros mixtos (MINLP) como adaptación de los modelos en (Granada Echeverri et al., 2012; O D Montoya et al., 2020) se puede representar el problema de equilibrio de fase óptimo en sistemas de distribución no balanceados. Las variables enteras (binarias) representan las variables de decisión asociadas con la selección del tipo de conexión para cada carga presentada en el sistema, mientras que las variables continuas están asociadas a la formulación clásica de flujo de potencia, que está representada por magnitudes y ángulos de voltaje por nodo. (Oscar Danilo Montoya et al., 2020)

### 2.1. Función Objetivo

A continuación, se describe cómo se comportan las pérdidas totales de potencia activa en un sistema de distribución desbalanceado, en la ecuación (1) se muestra la función objetivo.

$$min\ z = \sum_{p\in\Omega_P}\sum_{i\in\Omega_N}\sum_{j\in\Omega_N} V_i^p V_j^p Y_{ij}^p\ cos\left(cos\left(\delta_i^p - \delta_j^p - \theta_{ij}^p\right)\right) \quad (1)$$

Donde:

$z$: valor de la función objetivo

$\Omega_P$: conjunto asociado a las fases del sistema

$\Omega_N$: conjunto asociado con los nodos del sistema

$V_i^p$ y $V_j^p$: magnitudes de voltaje en la fase $p$ en los nodos $i$ y $j$, respectivamente

$\delta_i^p$ y $\delta_j^p$: ángulos de voltaje en la fase $p$ en los nodos $i$ y $j$, respectivamente.

$\gamma_{ij}^p$: magnitud de la admitancia asociada con la línea conectada entre los nodos $i$ y $j$ de la fase $p$.

$\theta_{ij}^p$: ángulo designado de la fase $p$.

## 2.2. Restricciones

Las restricciones corresponden a las limitaciones operativas que se pueden encontrar en cualquier sistema de distribución desequilibrado. (Cortés-Caicedo et al., 2021)

El balance de potencia activa por fase en cada nodo del sistema es descrito por las ecuaciones (2), (3) y (4).

| | |
|---|---|
| $$P_i^{gA} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih}P_{ih}^{dA} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^A V_{ij}^A V_j^A \, cos\, cos\left(\delta_i^A - \delta_j^A - \delta_{ij}^A\right)$$ | (2) |
| $$P_i^{gB} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih}P_{ih}^{dB} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^B V_{ij}^B V_j^B \, cos\, cos\left(\delta_i^B - \delta_j^B - \delta_{ij}^B\right)$$ | (3) |
| $$P_i^{gC} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih}P_{ih}^{dC} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^C V_{ij}^C V_j^C \, cos\, cos\left(\delta_i^C - \delta_j^C - \delta_{ij}^C\right)$$ | (4) |

Donde:

$P_i^{gA}, P_i^{gB}$ y $P_i^{gC}$: potencia activa debida a los generadores en las fases $A, B$ y $C$, en cada nodo $i$ del sistema.

$P_{ih}^{dA}, P_{ih}^{dB}$ y $P_{ih}^{dC}$: potencia activa demandada según el tipo de conexión h, en las fases $A, B$ y $C$,en cada nodo $i$ del sistema

$X_{ih}$: variable de binaria de decisión, es 1 si se va a seleccionar el tipo de conexión $h$ para un nodo $i$, y 0 si no se va a seleccionar el tipo de conexión.

El balance de potencia reactiva por fase en cada nodo del sistema es descrito por las ecuaciones (5), (6) y (7).

| | |
|---|---|
| $$Q_i^{gA} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih} Q_{ih}^{dA} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^A V_{ij}^A V_j^A \, sin \, sin \left(\delta_i^A - \delta_j^A - \delta_{ij}^A\right)$$ | (5) |
| $$Q_i^{gB} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih} Q_{ih}^{dB} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^B V_{ij}^B V_j^B \, sin \, sin \left(\delta_i^B - \delta_j^B - \delta_{ij}^B\right)$$ | (6) |
| $$Q_i^{gC} - \sum_{h\in\Omega_H} X_{ih} Q_{ih}^{dC} = \sum_{j\in\Omega_N} V_i^C V_{ij}^C V_j^C \, sin \, sin \left(\delta_i^C - \delta_j^C - \delta_{ij}^C\right)$$ | (7) |

Donde:

$Q_i^{gA}, Q_i^{gB}$ y $Q_i^{gC}$: potencia reactiva a los generadores en las fases $A, B$ y $C$, en cada nodo $i$ del sistema.

$Q_{ih}^{dA}, Q_{ih}^{dB}$ y $Q_{ih}^{dC}$: potencia reactiva demandada según el tipo de conexión h, en las fases $A, B$ y $C$,en cada nodo $i$ del sistema.

$X_{ih}$: variable de binaria de decisión, es 1 si se va a seleccionar el tipo de conexión $h$ para un nodo $i$, y 0 si no se va a seleccionar el tipo de conexión.

## 2.3. Tipo de Conexión

En las expresiones (2)-(7) se hace uso de la variable binaria $X_{ih}$, si el valor de esta variable es 1 se debe seleccionar entre los posibles tipos de conexión h (tabla 3) en los nodos de carga.

**Tabla 3.** Posibles tipos de conexión para las cargas presentadas en el sistema

| Tipo de conexión (h) | Conexión | Secuencia |
|---|---|---|
| 1 | ABC | No cambia |
| 2 | CAB | |
| 3 | BCA | |
| 4 | ACB | Cambia |
| 5 | BAC | |
| 6 | CBA | |

**Fuente**: Elaboración propia

De esta manera todas las cargas estarán asociadas a un nodo del sistema con un tipo de conexión $h$, el cual puede variar entre 6 posibles combinaciones las cuales pueden llegar a reflejar en el sistema cambios de fases y hasta de secuencia, como se muestra en la figura 1; en las conexiones 4,5 y 6 no se pueden utilizar en caso de que las cargas sean de carácter inductivas para evitar daños en los equipos debido al cambio de secuencias. (Granada Echeverri et al., 2012)

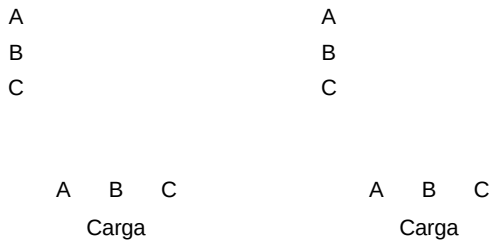



**Figura 1.** Ejemplo de cambio de fase según tipo de conexión.

**Fuente:** (Cortés-Caicedo et al., 2021)

Las restricciones de regulación de voltajes por fase en cada nodo de demanda del sistema se describen a partir de las ecuaciones (8), (9) y (10):

| | |
|---|---|
| $V^{min} \leq V_i^A \leq V^{max}, \{\forall i \in \Omega_N\}$ | (8) |
| $V^{min} \leq V_i^A \leq V^{max}, \{\forall i \in \Omega_N\}$ | (9) |
| $V^{min} \leq V_i^C \leq V^{max}, \{\forall i \in \Omega_N\}$ | (10) |

El voltaje por fase en el nodo i puede tomar cualquier valor siempre que estén dentro de los valores descritos en las ecuaciones (8), (9) y (10). La ecuación (11) se limita a uno, el número de posibles conexiones presentadas en cada nodo de demanda i. (Cortés-Caicedo et al., 2021)

| | |
|---|---|
| $\sum_{h \in \Omega_H} X_{ih} = 1, \{\forall i \in \Omega_N\}$ | (11) |

El modelo descrito en líneas permite encontrar el conjunto de conexión óptima de las cargas a los nodos del sistema de manera que se reduzcan las pérdidas de potencia activa. (Ocampo et al., 2007)

## 3. Metodología propuesta

Para minimizar la pérdida de potencia para una condición de demanda dada y solucionar el problema de equilibrio de fase óptimo en sistemas de distribución desbalanceados, en este documento se propone implementar un algoritmo de optimización maestro-esclavo; el cual en su etapa maestra se utiliza el algoritmo de senos y cosenos SCA en su versión discreta, donde las conexiones de fase se definen en cada nodo de demanda del sistema permitiendo conseguir el balance. En la etapa esclava se utiliza el método de flujo de potencia de base triangular trifásico, en la cual se evaluarán las restricciones para el flujo de potencia definido en las ecuaciones (2) - (7).

### 3.1. Etapa esclava: Método triangular trifásico

El método triangular trifásico se basa en la formulación del flujo de potencia de sistemas de distribución desbalanceados en su estado estable, para el desarrollo de este método se plantean como variables de estado los valores de entrada de los voltajes (magnitud y fase). Para la solución del método se parte de la representación de las redes de distribución a partir de la teoría de grafos (figura 2) y la formulación de la matriz triangular superior mostrada en la ecuación (12) donde las corrientes $J_i$ están expresadas en función de las corrientes demandadas $I_i$ (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021)**.**

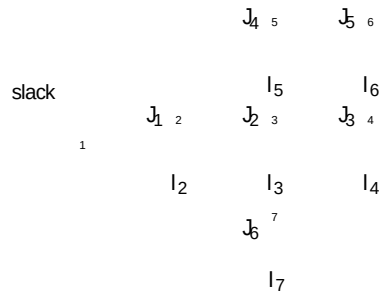


**Figura 2.** Esquema unifilar equivalente a un sistema de distribución trifásico compuesto por 7 buses.

**Fuente:** (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021)

$$\begin{bmatrix} J1 \\ J2 \\ J3 \\ J4 \\ J5 \\ J6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I2 \\ I3 \\ I4 \\ I5 \\ I6 \\ I7 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Partiendo de las ecuaciones de corriente y voltaje obtenidas en el modelo de flujo monofásico planteado por los autores en (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021) se desarrolla el flujo de potencia triangular trifásico teniendo en cuenta 3 consideraciones según la conexión de las cargas en los nodos de demanda.

3.1.1. Conexión en Y (Estrella)

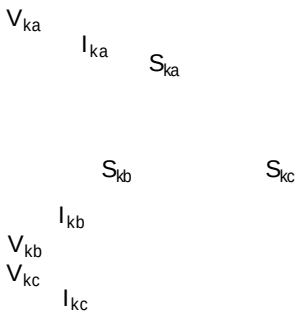



**Figura 3.** Carga trifásica conectada en Y.

**Fuente:** (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021)

Partiendo de la ecuación de voltaje obtenida en el flujo monofásico planteado en (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021) se obtiene (13):

$$V_{3\varphi} = 1_{3\varphi} V_{13\varphi} - T_{3\varphi}^{T} Z_{3\varphi} T_{3\varphi} I_{3\varphi} \quad (13)$$

Donde:

$V_{3\varphi} \in C^{3(n-1)\times 1}$: Vector de los voltajes de fase ordenado por nodo

$1_{3\varphi} \in R^{3(n-1)\times 1}$: Matriz rectangular conformado por matrices identidad de 3x3

$T_{3\varphi} \in R^{(3b\times 3b)}$: Equivalente trifásico de la matriz triangular superior $T$

$Z_{3\varphi} \in C^{(3b\times 3b)}$: Matriz de impedancia trifásica

$I_{3\varphi} \in C^{3(n-1)\times 1}$: Vector de las corrientes de fase ordenadas por nodo

Las corrientes que circulan por las cargas conectadas en estrella están descritas por (14).

| $$I_{k3\varphi} = diag^{-1}(V^*_{k3\varphi})S^*_{k3\varphi}$$ | (14) |
|---|---|

Considerando la estructura diagonal de la corriente trifásica en el nodo k, es posible generalizar mediante la ecuación (15) la formulación de flujo de potencia trifásico triangular para cargas trifásicas conectadas en Y.

| $$V_{3\varphi} = 1_{3\varphi}V_{13\varphi} - T^T_{3\varphi}Z_{3\varphi}T_{3\varphi}diag^{-1}(V^*_{3\varphi})S^*_{k3\varphi}$$ | (15) |
|---|---|

Para resolver la formulación de flujo de potencia triangular superior trifásico ( ecuación (3)) se agrega un contador iterativo t, partiendo de los voltajes iniciales $V^0{}_{3\varphi} = 1_{3\varphi}V_{13\varphi}$ . La formulación del flujo trifásico ahora esta descrito por la ecuación (16).

| $$V^{t+1}_{3\varphi} = 1_{3\varphi}V_{13\varphi} - T^T_{3\varphi}Z_{3\varphi}T_{3\varphi}diag^{-1}(V^*_{3\varphi})S^*_{k3\varphi}$$ | (16) |
|---|---|

3.1.2. Conexión en D (Delta)

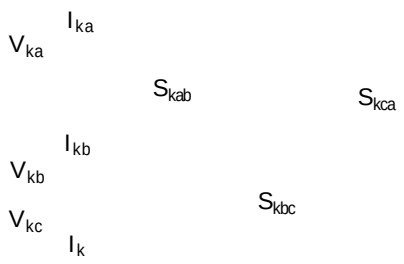


**Figura 4.** Carga trifásica conectada en Δ.

**Fuente:** (Oscar D Montoya, Giraldo, et al., 2021)

Teniendo en cuenta el diagrama de conexionado de la figura 4 se obtiene que las corrientes de línea de las cargas conectadas en delta están descritas por las ecuaciones (17), (18) y (19):

| | |
|---|---|
| $$I_{ka} = \left(\frac{S_{kab}}{V_{ka} - V_{kb}}\right)^* - \left(\frac{S_{kca}}{V_{kc} - V_{ka}}\right)^*$$ | (17) |
| $$I_{kb} = \left(\frac{S_{kbc}}{V_{kb} - V_{kc}}\right)^* - \left(\frac{S_{kab}}{V_{ka} - V_{kb}}\right)^*$$ | (18) |
| $$I_{kc} = \left(\frac{S_{kca}}{V_{kc} - V_{ka}}\right)^* - \left(\frac{S_{kbc}}{V_{kb} - V_{kc}}\right)^*$$ | (19) |

De las ecuaciones (17), (18) y (19) y con el uso de la matriz de la ecuación (21) se obtiene una ecuación general para las corrientes de línea trifásica.

| | |
|---|---|
| $$I_{k3\varphi} = \left(diag^{-1}\left(MV^*_{k3\varphi}\right) - diag^{-1}\left(M^T V^*_{k3\varphi}\right)H\right)S^*_{k3\varphi}$$ | (20) |

Donde:

| | |
|---|---|
| $$M = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, H = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$ | (21) |

3.1.3. Ambas configuraciones (Estrella y Delta)

En caso de que el sistema de distribución trifásica a evaluar tenga ambas topologías de conexión, para calcular las corrientes demandadas por las cargas se debe tener en cuenta las ecuaciones (14) y (20), respectivamente.

3.1.4. Cálculo de pérdidas de potencia

Sabiendo que $V_{3\varphi}$ y $I_{3\varphi}$ representan los voltajes finales y las corrientes demandadas finales reportadas por la solución de flujo de potencia se puede proceder a calcular pérdidas de potencia del sistema partiendo de:

| | |
|---|---|
| $J_{3\varphi} = T_{3\varphi} I_{3\varphi}$ | (22) |
| $E_{3\varphi} = T_{3\varphi} J_{3\varphi}$ | (23) |

De la unión de las ecuaciones (7) y (8) se obtiene las pérdidas de potencia aparente $S_{loss}$

| | |
|---|---|
| $S_{loss} = E_{3\varphi}^{T} J_{3\varphi}$ | (24) |

3.2. Etapa maestra: SCA discreto

El SCA trabaja con una población que evoluciona utilizando funciones trigonométricas y radio variable para explorar y explotar el espacio de la solución. (Yang et al., 2020)

Población inicial

El SCA es una técnica de optimización metaheurística que trabaja con una población inicial que está evolucionando a través del procedimiento iterativo por la regla del seno y el coseno. (Oscar D Montoya, Molina-Cabrera, et al., 2021)

La población inicial para el SCA propuesto se define:

| | |
|---|---|
| $N^{t} = \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} & \dots & n_{1h} \\ n_{21} & n_{22} & \dots & n_{2h} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ n_{M1} & n_{M2} & \dots & n_{Mh} \end{bmatrix}$ | (25) |

Donde: t: contador iterativo, M: número de individuos, h: conexión del 1-6. Cada elemento dentro de la población inicial se crea de la siguiente manera:

| | |
|---|---|
| $n_{ij} = round(2 + rand(1)(n-2))$ | (26) |

Donde:

$n$: número total de nodos en la red de distribución de AC.

La función round toma el número entero más cercano y rand es un número aleatorio entre 0 y 1 generado con una distribución normal.

El nodo 1 no se considera en la población ya que corresponde al nodo slack. Además, esta codificación garantiza la viabilidad en la parte entera del espacio de la solución.

Para mantener la viabilidad del espacio de solución durante la generación de la población inicial, nos aseguramos de que cada uno de los componentes del $N_i^t$ individual sea diferente al resto de componentes, es decir, $n_{ij} \neq n_{ik}, \forall k = 1,2,\dots,h, and\ k \neq j$

### 3.2.1. Evolución de la población

La evolución de la población en el algoritmo SCA se rige por funciones trigonométricas con una regla de evolución simple como se presenta en el algoritmo 1. Esta estrategia de evolución toma la probabilidad del 50% de evolucionar con la función trigonométrica seno y 50% con la función coseno (ver parámetro r1). Además, r2 controla el efecto del contador de iteraciones en la modificación de la población presentando una regla lineal decreciente; r3 permite la evaluación de la función seno o coseno en todos los puntos del círculo unitario, y r4 introduce la importancia del mejor individuo actual en la evolución del individuo $N_i^t$ para generar la siguiente población (Oscar D Montoya, Molina-Cabrera, et al., 2021).

**Algoritmo 1.** Pasos de evolución en el algoritmo seno-coseno (SCA)

**Resultado:** Evolución de los individuos en la población
$i = 1$;
**while** $i \leq M$ **hacer**
  $r_1 = rand, r_2 = 1 - \frac{1}{t_{max}}$
  $r_3 = 2\pi rand, r_4 = rand$;
  **if** $r_1 \leq \frac{1}{2}$ **entonces**
    $Y_i = N_i^t + r_2 sen(r_3)\left|r_4 N_{best}^t - N_i^t\right|$;
  **else**
    $Y_i = N_i^t + r_2 cos(r_3)\left|r_4 N_{best}^t - N_i^t\right|$;

**end**
**for** $j = 1{:}\,h$ **hacer**
**if** ($Y_{ij} < 2$ || $Y_{ij} > n$) **entonces**
$Y_{ij} = round\big(2 + rand(1)(n-2)\big)$;
**end**
**if** ($Y_{ij} < 2$ || $Y_{ij} > n$) **entonces**
$Y_{ij} = round\big(2 + rand(1)(n-2)\big)$;
**end**
Evaluar el valor de la función objetivo para el individuo potencial, es decir, $p_{loss}(Y_i)$;
**end**
**if** $p_{loss}(Y_i) < p_{loss}(N_i^t)$ **entonces**
$N_i^{t+1} = Y_i$;
**end**
**end**

**Fuente:** (Oscar D Montoya, Molina-Cabrera, et al., 2021)

3.2.2. Criterio de detención

El algoritmo SCA detiene su proceso de búsqueda en el espacio de la solución cuando se cumpla una de las dos condiciones siguientes:

- ✓ Si se alcanzan las iteraciones totales, es decir $t = t_{max}$, el SCA finaliza su búsqueda iterativa e informa la mejor solución en la población actual, es decir, $N_{best}^{tmax}$
- ✓ Si durante $k_{max}$ iteraciones consecutivas la función objetivo no mejora, la búsqueda iterativa del SCA finaliza y se informa la mejor solución en la población actual, es decir, $N_{best}^{t}$

En la figura 5 se presenta un diagrama que resume el paso a paso para la implementación de la metodología propuesta.

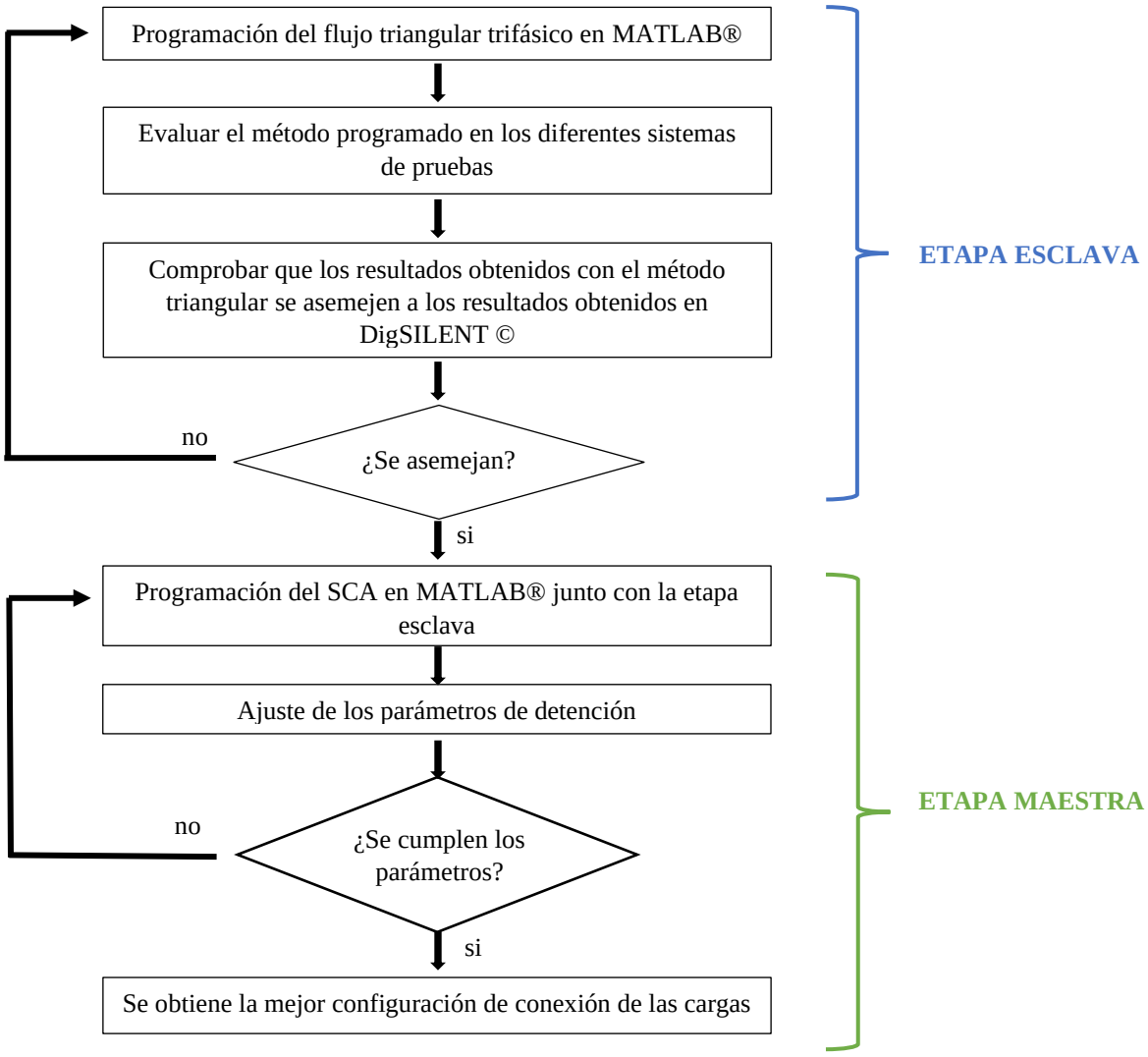



**Figura 5.** Diagrama de flujo de la metodología.

**Fuente:** Elaboración propia

### 3.2.3. Sistemas de prueba

Los sistemas de prueba trifásicos desbalanceados que se utilizan corresponden a las redes de distribución radial IEEE de 25 y 37 nodos, con el fin de verificar la eficiencia del método de optimización propuesto en el presente documento.

Para este trabajo de investigación, la información y modificaciones hechas en los sistemas de pruebas mencionados anteriormente fueron adoptados de los autores en (Cortés-Caicedo et al., 2021).

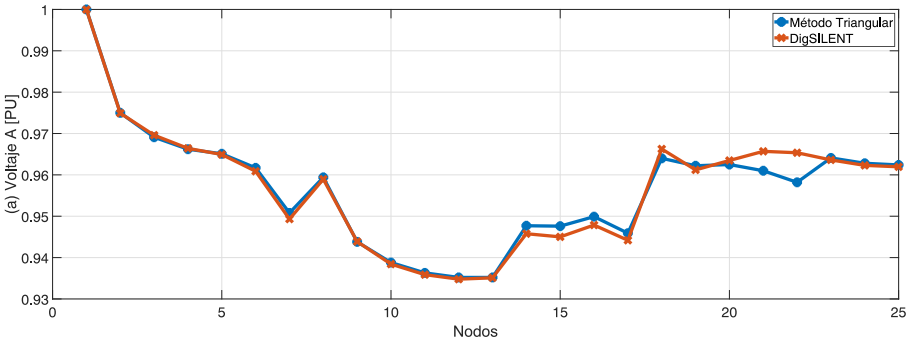
## 4. Resultados obtenidos

### 4.1. Implementación de la etapa esclava vs simulación DigSILENT ©

Para obtener el voltaje en los nodos, las pérdidas de potencia activa y el nuevo estado operativo de cada uno de los sistemas después de haber hecho las modificaciones explicadas en la sección 4 con las condiciones de demanda mostradas en los anexos en (Cortés-Caicedo et al., 2021) para los sistemas de prueba IEEE de 25 y 37 nodos, se evalúa la etapa esclava presentada en la sección 3 en el software MATLAB® (versión 2021a) considerando un máximo de 1000 iteraciones, y se compara con el software de análisis de sistemas de potencia DigSILENT © (Versión 15.1) debido a que este último es un simulador base que permite verificar la exactitud de la programación del método de flujo de potencia propuesto en MATLAB®; ambas evaluaciones del flujo de potencia se emplean en una computadora portátil con un procesador Intel (R) Core (TM) i5-10300H CPU @ 2.50 GHz, con 8.00 GB de RAM memoria que ejecuta el sistema operativo Windows 10 Pro Single Language de 64 bits.

#### 4.1.1. Sistema de 25 nodos

En la figura 6 se comparan las magnitudes de los voltajes por fase para cada nodo del sistema obtenidos mediante el método triangular trifásico y el software DigSILENT ©.



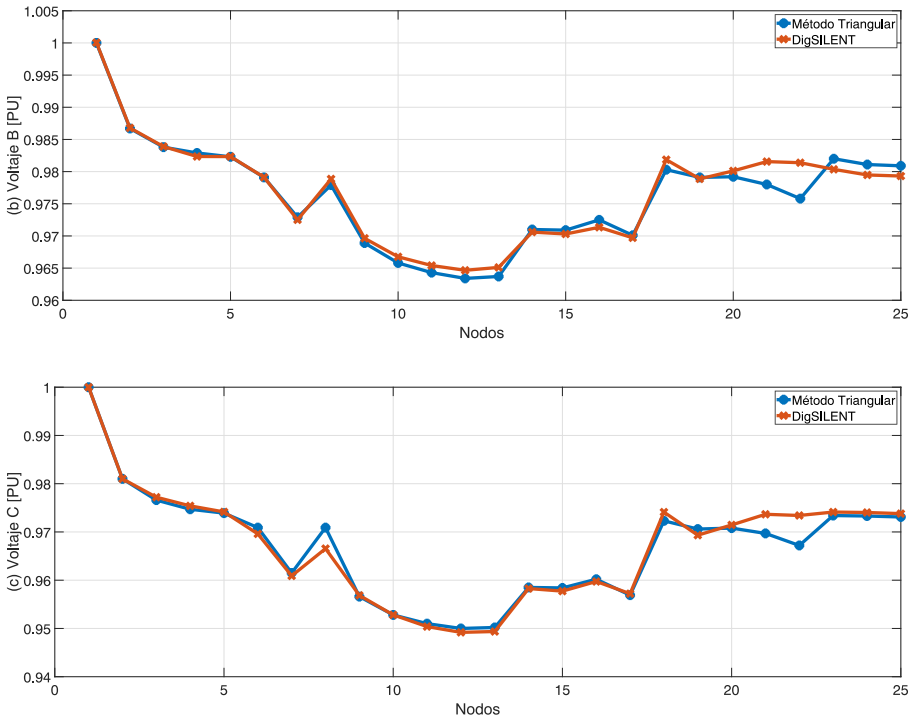



**Figura 6.** Perfiles de voltaje en el sistema de prueba de 25 nodos: (a) fase A, (b) fase B y (c) fase C.

**Fuente:** Elaboración propia

En la tabla 4 se muestra el número de iteraciones, pérdida de potencia por fase y pérdidas totales obtenidos al implementar el flujo de potencia por el método triangular trifásico y en el software DigSILENT © para el sistema de prueba de 25 nodos.

**Tabla 4.** Resultados numéricos para el sistema de prueba de 25 nodos.

| Parámetro | MATLAB® | DigSILENT© | Unidades |
|---|---|---|---|
| Pérdidas fase A | 37,3141 | 37,3180 | kW |
| Pérdidas fase B | 14,3892 | 14,3888 | kW |
| Pérdidas fase C | 23,4832 | 23,7125 | kW |
| Pérdidas totales | 75,1865 | 75,4193 | kW |
| Iteraciones | 9 | 4 | - |

**Fuente:** Elaboración propia

De los datos obtenidos en la tabla 4 se observa que el método triangular trifásico requiere de 9 iteraciones para obtener los resultados mientras que en DigSILENT © toma 4 iteraciones, los valores

logrados con el método triangular trifásico en el software MATLAB ® son aproximados a los obtenidos en un software especializado como lo es DigSILENT ©, se evidencia que hay una diferencia de 0,011% para la fase A, 0,0083 % para la fase B, 0,967% para la fase C y 0,308% en las pérdidas totales.

### 4.1.2. Sistema de 37 nodos

En la figura 7 se comparan las magnitudes de los voltajes por fase para cada nodo del sistema obtenidos mediante el método triangular trifásico y el software DigSILENT ©.

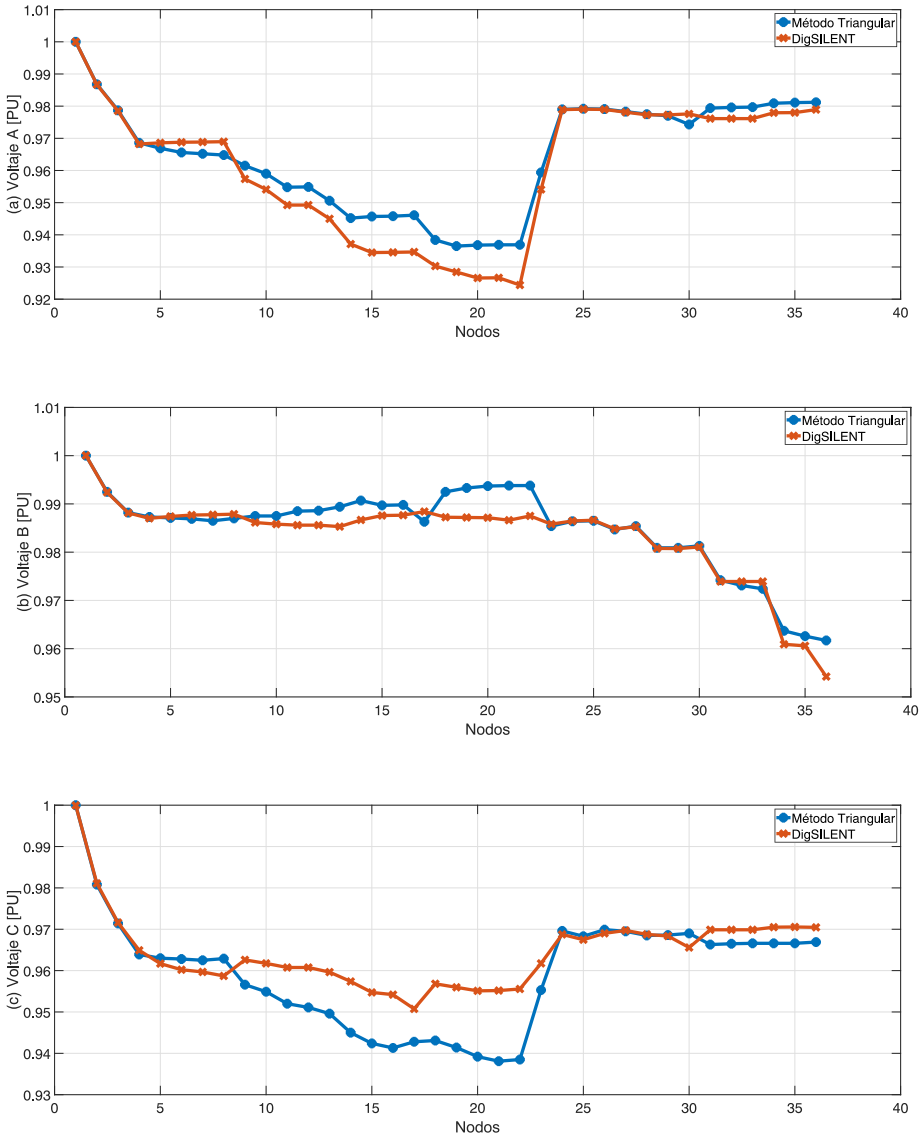


**Figura 7.** Perfiles de voltaje en el sistema de prueba de 37 nodos: (a) fase A, (b) fase B y (c) fase C.

**Fuente:** Elaboración propia

En la tabla 5 se muestra el número de iteraciones, pérdida de potencia por fase y pérdidas totales obtenidos al implementar el flujo de potencia por el método triangular trifásico y en el software DigSILENT © para el sistema de prueba de 37 nodos.

**Tabla 5.** Resultados numéricos para el sistema de prueba de 37 nodos.

| Parámetro | MATLAB® | DigSILENT© | Unidades |
|---|---|---|---|
| Pérdidas fase A | 33,7212 | 33,9396 | kW |
| Pérdidas fase B | 13,3756 | 13,2367 | kW |
| Pérdidas fase C | 31,4812 | 31,7226 | kW |
| Pérdidas totales | 78,5782 | 78,8988 | kW |
| Iteraciones | 9 | 4 | - |

**Fuente:** Elaboración propia

De los datos obtenidos en la tabla 5 se observa que el método triangular trifásico requiere de 9 iteraciones para obtener los resultados mientras que en DigSILENT © toma 4 iteraciones, los valores logrados con el método triangular trifásico en el software MATLAB ® son aproximados a los obtenidos en un software especializado como lo es DigSILENT ©, se evidencia que hay una diferencia de 0,643% para la fase A, 1,04 % para la fase B, 0,761% para la fase C y 0,406% en las pérdidas totales.

## 4.2. Metodología propuesta: optimización maestro-esclavo

Después de conocer el estado operativo de los sistemas de prueba IEEE de 25 y 37 nodos, escenarios base con tipo de conexión 1, incluyendo sus pérdidas por fase, pérdidas totales y perfiles de voltaje; en esta sección se muestran los cambios que genera la implementación del algoritmo de optimización propuesto para determinar el nuevo tipo de conexionado en las cargas de los nodos de demanda para lograr un óptimo balance de fases y reducción de pérdidas en los sistemas propuestos demostrando

los objetivos propuestos inicialmente. Para llevar a cabo lo mencionado, se emplea el modelo maestro-esclavo SCA en MATLAB® V2021a en una computadora portátil con un procesador Intel (R) Core (TM) i5-10300H CPU @ 2.50 GHz, con 8.00 GB de RAM memoria que ejecuta el sistema operativo Windows 10 Pro Single Language de 64 bits.

Teniendo presente la tabla 3 en donde se exponen los posibles tipos de conexión para las cargas presentadas en el sistema, y después de obtener una combinación de conexiones gracias al algoritmo SCA mostrado en el algoritmo 1 para lograr el balance de fase óptimo en el sistema, se muestra a continuación las tablas 6 y 7 para los sistemas de 25 y 37 nodos respectivamente, donde se observa la comparación de las pérdidas por fase y totales entre el escenario base el cual el tipo de conexión es 1 para todos los nodos y el sistema cuando se modifica el tipo de conexión en cada nodo después de utilizar el SCA; se evidencia como disminuyen significativamente las perdidas en los sistemas cuando se redistribuyen las cargas según el tipo de conexión obtenido gracias a la implementación del SCA.

4.2.1. Sistema de prueba de 25 nodos

**Tabla 6.** Resultados del balance óptimo por fases en el sistema de prueba de 25 nodos

| Tipo de Conexión por nodo | Parámetro | MATLAB® | DigSILENT© | Unidades |
|---|---|---|---|---|
| 1,1,1,1,1,1,1,1,1,<br>1,1,1,1,1,1,1,1,1,<br>1,1,1,1,1,1,1,1,1,1 | Pérdidas fase A | 37,3141 | 37,3180 | kW |
| | Pérdidas fase B | 14,3892 | 14,3888 | kW |
| | Pérdidas fase C | 23,4832 | 23,7125 | kW |
| | Pérdidas totales | 75,1865 | 75,4193 | kW |
| | Iteraciones | 9 | 4 | - |
| 2,2,2,2,1,1,4,3,<br>3 ,3,3,2,4,2,2,3,<br>3,2,2,1,1,1 ,4,2,1 | Pérdidas fase A | 25,3579 | 25,3573 | kW |
| | Pérdidas fase B | 26,4665 | 26,4687 | kW |
| | Pérdidas fase C | 20,1664 | 20,3487 | kW |
| | Pérdidas totales | 71,9909 | 72,1748 | kW |
| | Iteraciones | 8 | 4 | - |

**Fuente:** Elaboración propia

De la anterior tabla de resultados se puede observar que al implementar el algoritmo SCA:

- ✓ Las pérdidas en la fase A y C disminuyen en un 32,04% y 14,12% respectivamente, las pérdidas en la fase B aumentan en un 45,63% y por este motivo las pérdidas totales de potencia en el sistema se reducen en un 4,25%, es decir pasaron de ser 75,1865 kW a 71,9909 kW.
- ✓ Para lograr el balance de fase óptimo el SCA propone cambiar 19 de los 25 nodos, pero en realidad de estos 19, la carga en 3 de ellos (nodo 1,2 y 9) es de 0 kW en potencia activa y 0 kvar en potencia reactiva lo que significa que por más que se cambie el tipo de conexión en estos nodos no se afectará el balance por eso se puede decir que la metodología aplicada propone cambiar 16 de los 25 nodos del sistema lo que representa el 64% de nodos de demanda.
- ✓ Se debe aclarar que para este sistema el nodo 1 de demanda siempre será el slack y por esto nunca tendrá carga así que las variaciones de conexión en este nodo no afectan al balance de fases.

En la figura 8 a) se muestra los perfiles de voltaje por fase para el sistema de 25 nodos utilizado con tipo de conexión 1 en todos los nodos de demanda, mientras que en la figura 8 b) se observa el efecto del balance de fases con la metodología propuesta en el sistema de 25 nodos modificado con los nuevos tipos de conexión.

Gráficamente se puede apreciar que, al reducir el desbalance de fase, los comportamientos del perfil de voltaje son similares. Además, antes de hacer el balance de fases el valor más bajo de voltaje fue 0,9347 pu, correspondiente al nodo 12 en la fase A, después de utilizar el cambio de conexión, este valor es 0,9474 pu, lo que indica una mejora del 1,35%.

Para evaluar el sistema de pruebas de 25 nodos se realizaron 100 evaluaciones de 1000 iteraciones cada una, partiendo de lo anterior se pudo observar que en el sistema de prueba de 25 nodos el promedio de los tiempos de respuesta fue de 36,3 segundos.

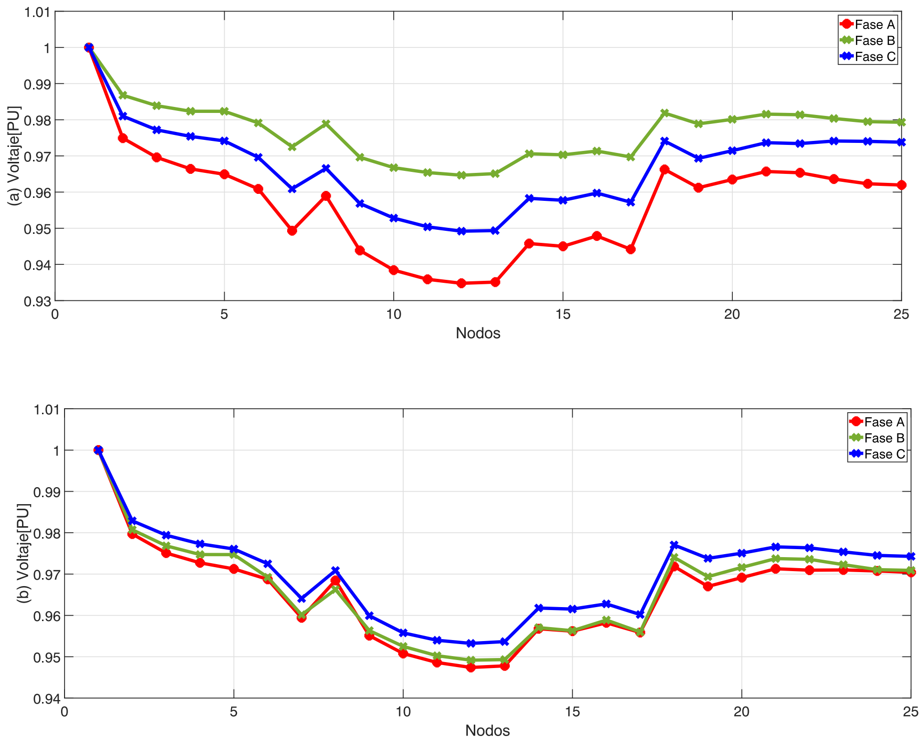



**Figura 8.** Perfiles de voltaje en el sistema de prueba de 25 nodos: (a) caso de referencia con tipo de conexión 1 (b) SCA propuesto con modificación en las conexiones.

**Fuente:** Elaboración propia

4.2.2. Sistema de prueba de 37 nodos

**Tabla 7.** Resultados del balance óptimo por fases en el sistema de prueba de 37 nodos

| Tipo de Conexión por nodo | Parámetro | MATLAB® | DigSILENT© | Unidades |
|---|---|---|---|---|
| 1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1, 1,1,1,1,1,1,1,1, 1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1, 1,1,1,1,1,1,1,1 | Pérdidas fase A | 33,7212 | 33,9396 | kW |
| | Pérdidas fase B | 13,3756 | 13,2367 | kW |
| | Pérdidas fase C | 31,4812 | 31,7226 | kW |
| | Pérdidas totales | 78,5782 | 78,8988 | kW |
| | Iteraciones | 9 | 4 | - |
| 5,4,4,2,1,2,1,6,5, 2,6,5,3,4,2,6,5,2, 2,5,4,1,1,2,5,1,6, 2,2,1,1,1,2,2,3,1 | Pérdidas fase A | 22,4209 | 22,5935 | kW |
| | Pérdidas fase B | 20,7617 | 20,4298 | kW |
| | Pérdidas fase C | 19,0633 | 19,8572 | kW |
| | Pérdidas totales | 62,2458 | 62,8805 | kW |
| | Iteraciones | 8 | 4 | - |

**Fuente:** Elaboración propia

De la anterior tabla de resultados se puede observar que al implementar el algoritmo SCA:

- ✓ Las pérdidas en la fase A y C disminuyen en un 33.51% y 39,44% respectivamente, las pérdidas en la fase B aumentan en un 55,22% y por este motivo las pérdidas totales de potencia en el sistema se reducen en un 19,76%, es decir pasaron de ser 78,5782 kW a 62,2458 kW.
- ✓ Para lograr el balance de fase óptimo el SCA propone cambiar 27 de los 36 nodos, (se debe recordar que son 36 nodos debido a que como se especifica en la sección 4 el nodo 24 se elimina) pero en realidad de estos 27, la carga en 9 de ellos (nodo 1,3,4,6,12,14,19,28 y 33) es de 0 kW en potencia activa y 0 kvar en potencia reactiva lo que significa que por más que se cambie el tipo de conexión en estos nodos no se afectará el balance por eso se puede decir que la metodología aplicada propone cambiar 18 de los 25 nodos del sistema lo que representa el 72% de nodos de demanda.
- ✓ Se debe aclarar que para este sistema el nodo 1 de demanda siempre será el slack y por esto nunca tendrá carga así que las variaciones de conexión en este nodo no afectan al balance de fases.

En la figura 9 a) se muestra los perfiles de voltaje por fase para el sistema de 37 nodos utilizado con tipo de conexión 1 en todos los nodos de demanda, mientras que en la figura 9 b) se observa el efecto del balance de fases con la metodología propuesta en el sistema de 37 nodos modificado con los nuevos tipos de conexión.

Gráficamente se puede apreciar que, al reducir el desbalance de fase, los comportamientos del perfil de voltaje son similares. Además, antes de hacer el balance de fases el valor más bajo de voltaje fue 0,9243 pu, correspondiente al nodo 22 en la fase A, después de utilizar el cambio de conexión, este valor es 0,9494 pu, lo que indica una mejora del 2,71 %.

Para evaluar el sistema de prueba de 37 nodos se realizaron 100 evaluaciones de 1000 iteraciones cada una, partiendo de lo anterior se pudo observar que los tiempos de respuesta fueron mayores a los

de 25 nodos, con un tiempo promedio de 55,4 segundos, los tiempos de respuestas son más lentos debido al aumento de nodos en el sistema a analizar y por esta razón no se logra evidenciar que los resultados de las pérdidas totales tengan un valor y comportamiento similar en cada una de las evaluaciones realizadas.

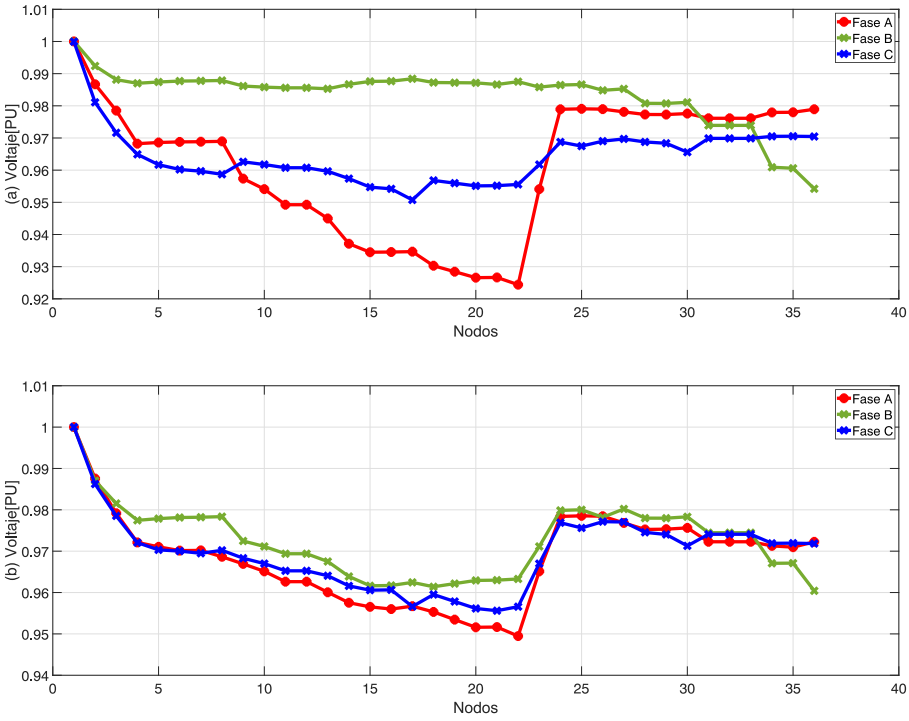



**Figura 9.** Perfiles de voltaje en el sistema de prueba de 37 nodos: (a) caso de referencia con tipo de conexión 1 (b) SCA propuesto con modificación en las conexiones.

**Fuente:** Elaboración propia

## 5. Conclusiones

En este trabajo de investigación se presenta un algoritmo para resolver problemas de optimización utilizando una técnica basada en la población que busca estocásticamente los óptimos de los problemas en un conjunto de soluciones aleatorias, este es evaluado en ciertas iteraciones por una función objetivo para aumentar la probabilidad de encontrar el punto óptimo global. Este algoritmo

utiliza una metodología de optimización maestro-esclavo el cual en su etapa maestra se utiliza el algoritmo de senos y cosenos SCA en su versión discreta, donde las conexiones de fase se definen en cada nodo de demanda del sistema permitiendo conseguir el balance; en la etapa esclava se utiliza el método de flujo de potencia de base triangular trifásico, que determina el estado operativo del sistema incluyendo las pérdidas totales de potencia activa.

Los resultados obtenidos al aplicar el modelo de optimización ya presentado, muestra la eficacia y efectividad a la hora de buscar un balance de fases y reducción de pérdidas totales y por fase en cada nodo de demanda de los sistemas de prueba propuestos, debido a que como se muestra en la sección 5 la reducción de pérdidas totales de potencia para el sistema de 25 nodos es dé 4,25% y en el de 37 nodos dé 19,76%; esto representa no solo el buen funcionamiento y aplicabilidad del algoritmo de optimización sino que además al existir una reducción de perdidas gracias al balance de fases se traduce en un impacto a la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica en la red de distribución traduciéndose en beneficios económicos tanto para la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica como para el cliente final consumidor.

Finalmente, se observa que al aplicar el método maestro-esclavo propuesto para lograr un balance de fases óptimo en los sistemas de prueba de distribución desbalanceados, no solo reduce el porcentaje de desbalance mejorando los perfiles de voltaje y reduciendo las pérdidas totales en los sistemas, sino que también se evidencia que al simular el flujo de potencia utilizando el método triangular trifásico las iteraciones necesarias para llegar a los resultados finales disminuyen y por ende los tiempos de respuesta mejoran debido a la nueva configuración de cargas en los nodos de demanda, de tal manera que el sistema encuentra su mejor punto de operación lo que facilita el análisis del mismo.

**Referencias**

Attia, A.-F., El Sehiemy, R. A., & Hasanien, H. M. (2018). Optimal power flow solution in power systems using a novel Sine-Cosine algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy*

*Systems*, *99*, 331–343. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.024

Belazzoug, M., Touahria, M., Nouioua, F., & Brahimi, M. (2020). An improved sine cosine algorithm to select features for text categorization. *Journal of King Saud University - Computer and Information Sciences*, *32*(4), 454–464. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jksuci.2019.07.003

Brea, E. (2009). Optimización de balance de cargas en sistemas de distribución de energía eléctrica . In *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela* (Vol. 24, pp. 59–73). scielon .

Carrillo Osorio, A. F. (2021). *Impacto del desbalance de cargas en líneas de distribución de energía eléctrica*.

Chen, T.-H., & Cherng, J.-T. (1999). Optimal phase arrangement of distribution transformers connected to a primary feeder for system unbalance improvement and loss reduction using a genetic algorithm. *Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications. Connecting Utilities. PICA 99. To the Millennium and Beyond (Cat. No.99CH36351)*, 145–151. https://doi.org/10.1109/PICA.1999.779397

Cortés-Caicedo, B., Avellaneda-Gómez, L. S., Montoya, O. D., Alvarado-Barrios, L., & Chamorro, H. R. (2021). Application of the Vortex Search Algorithm to the Phase-Balancing Problem in Distribution Systems. In *Energies* (Vol. 14, Issue 5). https://doi.org/10.3390/en14051282

Črepinšek, M., Liu, S.-H., & Mernik, M. (2013). Exploration and exploitation in evolutionary algorithms: A survey. *ACM Computing Surveys (CSUR)*, *45*(3), 1–33.

Gandomkar, M. (2004). Phase balancing using genetic algorithm. *39th International Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004.*, *1*, 377-379 Vol. 1.

Gangwar, P., Singh, S., & Chakrabarti, S. (2019). *An Analytical Approach for Phase Balancing Considering Customer Load Profile*. https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905481

Granada Echeverri, M., Gallego Rendón, R. A., & López Lezama, J. M. (2012). Optimal phase balancing planning for loss reduction in distribution systems using a specialized genetic algorithm. *Ingeniería y Ciencia*, *8*(15), 121–140.

Grigoraş, G., & Gavrilaş, M. (2016). Phase swapping of lateral branches from low-voltage distribution networks for load balancing. *2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, 715–718. https://doi.org/10.1109/ICEPE.2016.7781432

Handhal, F. K., & Rashid, A. T. (2018). Load balancing in distribution system using heuristic search algorithm. *2018 International Conference on Advance of Sustainable Engineering and Its Application (ICASEA)*, 48–53. https://doi.org/10.1109/ICASEA.2018.8370954

Hooshmand, R. A., & Soltani, S. (2012). Fuzzy Optimal Phase Balancing of Radial and Meshed Distribution Networks Using BF-PSO Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, *27*(1), 47–57. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2167991

Huang, M.-Y., Chen, C.-S., Lin, C.-H., Kang, M. S., Chuang, H.-J., & Huang, C.-W. (2008). Three-phase balancing of distribution feeders using immune algorithm. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, *2*, 383–392. https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20070206

Ivanov, O., Neagu, B.-C., Gavrilas, M., Grigoras, G., & Sfintes, C.-V. (2019). Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks Using Metaheuristic Algorithms. *2019 International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN)*, 1–6. https://doi.org/10.1109/SIELMEN.2019.8905900

Kuo, C.-C., & Chao, Y.-T. (2010). Energy management based on AM/FM/GIS for phase balancing application on distribution systems. *Energy Conversion and Management*, *51*(3), 485–492. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.10.011

Lin, C.-H., Chen, C.-S., Chuang, H.-J., & Ho, C.-Y. (2005). Heuristic rule-based phase balancing of distribution systems by considering customer load patterns. *IEEE Transactions on Power Systems*, *20*(2), 709–716. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.846077

Lin, C., Chen, C., Chuang, H., Huang, M., & Huang, C. (2008). An Expert System for Three-Phase Balancing of Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, *23*(3), 1488–1496. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926472

Mirjalili, S. (2016). SCA: A Sine Cosine Algorithm for solving optimization problems. *Knowledge-Based Systems*, *96*, 120–133. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.knosys.2015.12.022

Montoya, O D, Gil-González, W., Hernández, J. C., Giral-Ramírez, D. A., & Medina-Quesada, A. (2020). A Mixed-Integer Nonlinear Programming Model for Optimal Reconfiguration of DC Distribution Feeders. In *Energies* (Vol. 13, Issue 17). https://doi.org/10.3390/en13174440

Montoya, Oscar D, Giraldo, J. S., Grisales-Noreña, L. F., Chamorro, H. R., & Alvarado-Barrios, L. (2021). Accurate and Efficient Derivative-Free Three-Phase Power Flow Method for Unbalanced Distribution Networks. In *Computation* (Vol. 9, Issue 6). https://doi.org/10.3390/computation9060061

Montoya, Oscar D, Molina-Cabrera, A., Chamorro, H. R., Alvarado-Barrios, L., & Rivas-Trujillo, E. (2021). A Hybrid Approach Based on SOCP and the Discrete Version of the SCA for Optimal Placement and Sizing DGs in AC Distribution Networks. In *Electronics* (Vol. 10, Issue 1). https://doi.org/10.3390/electronics10010026

Montoya, Oscar Danilo, Gil-González, W., & Grisales-Noreña, L. F. (2020). An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach. *Ain Shams Engineering Journal*, *11*(2), 409–418. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.08.011

Ocampo, R. A. B., Flórez, C. A. C., & Ruiz, A. G. (2007). Balance De Fases Multiobjetivo En Sistemas De Distribución. *Scientia et Technica*, *5*(37), 55–60.

Paredes Acosta, J. I. (2021). *Reconfiguración de redes de distribución eléctrica para la minimización de pérdidas de potencia activa*.

Raut, U., & Mishra, S. (2020). An improved sine–cosine algorithm for simultaneous network reconfiguration and DG allocation in power distribution systems. *Applied Soft Computing*, *92*, 106293. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106293

Rios, M. A., Castaño, J. C., Garcés, A., & Molina-Cabrera, A. (2019). Phase Balancing in Power Distribution Systems: A heuristic approach based on group-theory. *2019 IEEE Milan PowerTech*,

1–6. https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810723

Ruiz, A. G., Echeverri, M. G., & Gallego, R. A. (2005). Balance de fases usando colonia de hormigas. *Lenguaje*, *7*(2), 43–52.

Sathiskumar, M., Nirmal kumar, A., Lakshminarasimman, L., & Thiruvenkadam, S. (2012). A self adaptive hybrid differential evolution algorithm for phase balancing of unbalanced distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *42*(1), 91–97. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.03.029

Sathiskumar, M., & Thiruvenkadam, S. (2011). Phase balancing of unbalanced distribution network through hybrid greedy-fuzzy algorithm. *International Journal of Computer Applications*, *34*(6), 38–45.

Swapna, M., & Udaykumar, R. Y. (2016). An algorithm for optimal phase balancing of secondary distribution systems at each node. *2016 IEEE PES 13th International Conference on Transmission & Distribution Construction, Operation & Live-Line Maintenance (ESMO)*, 1–5. https://doi.org/10.1109/TDCLLM.2016.8013241

Toma, N., Ivanov, O., Neagu, B., & Gavrila, M. (2018). A PSO Algorithm for Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks. *2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*, 857–862. https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559805

Tuppadung, Y., & Kurutach, W. (2006). The Modified Particle Swarm Optimization for Phase Balancing. *TENCON 2006 - 2006 IEEE Region 10 Conference*, 1–4. https://doi.org/10.1109/TENCON.2006.344014

Turgut, O. (2017). Thermal and Economical Optimization of a Shell and Tube Evaporator Using Hybrid Backtracking Search - Sine Cosine Algorithm. *ARABIAN JOURNAL FOR SCIENCE AND ENGINEERING*, *42*. https://doi.org/10.1007/s13369-017-2458-6

Yang, Q., Chu, S.-C., Pan, J.-S., & Chen, C.-M. (2020). Sine Cosine Algorithm with Multigroup and Multistrategy for Solving CVRP. *Mathematical Problems in Engineering*, *2020*, 8184254. https://doi.org/10.1155/2020/8184254

Zhu, J, Bilbro, G., & Chow, M.-Y. (1999). Phase balancing using simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, *14*(4), 1508–1513. https://doi.org/10.1109/59.801943

Zhu, Jinxiang, Chow, M.-Y., & Zhang, F. (1998). Phase balancing using mixed-integer programming [distribution feeders]. *IEEE Transactions on Power Systems*, *13*(4), 1487–1492. https://doi.org/10.1109/59.736295