

**REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA
ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN
ÓPTIMA DE CAPACITORES EN
DERIVACIÓN EN UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL
ALGORITMO DEL LOBO GRIS.**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA
ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN
ÓPTIMA DE CAPACITORES EN
DERIVACIÓN EN UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL
ALGORITMO DEL LOBO GRIS.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: DANIEL OMAR GUALOTUÑA CAIZA

TUTOR: JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador

2023

Daniel Omar Gualotuña Caiza

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Daniel Omar Gualotuña Caiza (Y'1997). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Superior Tecnológico Central Técnico de la ciudad de Quito. Egresado de la carrera de Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo consiste en realizar la reducción de pérdidas de potencia activa mediante la ubicación óptima de capacitores en derivación en una red de distribución haciendo uso del algoritmo del lobo gris.

dgualotunac@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito –Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona – España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana.

jmunoz@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN**

Yo, Daniel Omar Gualotuña Caiza con documento de identificación N° 1722811724 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 24 de octubre del año 2023

Atentamente,



Daniel Omar Gualotuña Caiza
1722811724

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Daniel Omar Gualotuña Caiza con documento de identificación No. 1722811724, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Reducción de pérdidas de potencia activa mediante la ubicación óptima de condensadores en derivación en una red de distribución haciendo uso del algoritmo del lobo gris”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de octubre del año 2023

Atentamente,



Daniel Omar Gualotuña Caiza

1722811724

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paúl Muñoz Pilco con documento de identificación N° 1719006189, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS, realizado por Daniel Omar Gualotuña Caiza con documento de identificación N° 1722811724, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de octubre del año 2023

Atentamente,



Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco, MSc
1719006189

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico	4
2.1	Red de distribución eléctrica.....	4
2.2	Pérdidas de potencia.....	5
2.3	Compensación de potencia reactiva	5
2.3.1	Dispositivos en derivación.....	5
2.3.2	Dispositivos en serie.....	6
2.3.3	Dispositivos híbridos	6
2.4	Ubicación óptima de capacitores	6
2.4.1	Técnicas analíticas.....	6
2.4.2	Técnicas convencionales	6
2.4.3	Técnicas metaheurísticas	6
2.4.4	Enfoques híbridos.....	6
2.5	Modelo del capacitor en derivación	7
2.6	Barrido iterativo hacia adelante-atrás	8
2.6.1	Barrido hacia adelante	8
2.6.2	Barrido hacia atrás.....	8
2.6.3	Ecuaciones	8
2.6.4	Convergencia del barrido iterativo.....	9
2.7	Algoritmo de optimización del lobo gris.....	9
2.7.1	Estratificación jerárquica social	9
2.7.2	Rodear.....	9
2.7.3	Atacar	9
3	Planteamiento del problema.....	11
3.1	Modelamiento matemático	11
3.1.1	Función objetivo.....	11
3.1.2	Restricción de voltaje en las barras	11
3.1.3	Restricción de ubicación del capacitor	11
3.1.4	Restricción de capacitores a implementar	12
3.1.5	Restricción de limitación de la capacidad del capacitor.....	12
3.1.6	Restricción de reactivos del sistema.....	12
3.2	Implementación del algoritmo del lobo gris	12
3.2.1	Pasos de implementación.....	12
3.3	Sistema de 34 barras.....	13

3.4	Casos de estudio	14
3.4.1	Escenario 1: demanda ligera	14
3.4.2	Escenario 2: demanda nominal	14
3.4.3	Escenario 3: demanda elevada	14
4	Análisis de resultados	14
4.1	Escenario 1: demanda ligera	14
4.1.1	Perfil de voltaje	14
4.1.2	Pérdidas de potencia activa.....	14
4.1.3	Pérdidas de potencia reactiva.....	15
4.1.4	Convergencia del sistema	15
4.2	Escenario 2: demanda nominal	15
4.2.1	Perfil de voltaje	15
4.2.2	Pérdidas de potencia activa.....	15
4.2.3	Pérdidas de potencia reactiva.....	16
4.2.4	Convergencia del sistema	16
4.3	Escenario 3: demanda elevada	16
4.3.1	Perfil de voltaje	16
4.3.2	Pérdidas de potencia activa.....	17
4.3.3	Pérdidas de potencia reactiva.....	17
4.3.4	Convergencia del sistema	17
4.3.5	Agentes de búsqueda GWO	17
4.4	Comparativa de escenarios	18
5	Conclusiones	19
5.1	Trabajos futuros	19
6	Referencias	19
6.1	Matriz de estado del arte.....	24
6.2	Resumen de Indicadores	29
7	Anexos	30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Óptima ubicación de capacitores en derivación en una red de distribución.	2
Figura 2. Topología de dispositivos en derivación [29].	5
Figura 3. Topología de dispositivos en serie [29].	6
Figura 4. Topología de dispositivos híbridos [29].	6
Figura 5. Clasificación de las técnicas de optimización [13].	7
Figura 6. Diagrama: (a) unifilar y (b) fasorial, de una línea de distribución simple [33].	7
Figura 7. Diagrama: (a) unifilar y (b) fasorial, de una línea de distribución simple implementando un SC [33].	7
Figura 8. Jerarquía social de los lobos grises [36].	9
Figura 9. Búsqueda, ataque y actualización de la posición de los lobos grises [35].	10
Figura 10. Diagrama de flujo de la metodología implementada.	13
Figura 11. Diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE de 34 barras [39].	13
Figura 12. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	14
Figura 13. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	14
Figura 14. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	15
Figura 15. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	15
Figura 16. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	15
Figura 17. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	16
Figura 18. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	16
Figura 19. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	16
Figura 20. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	16
Figura 21. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	17
Figura 22. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	17
Figura 23. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.	17
Figura 24. Movimiento y actualización de los agentes de búsqueda, escenario 3.	18
Figura 25. Decremento de la pérdida total de potencia activa en cada caso de estudio.	18
Figura 26. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.	29
Figura 27. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.	29
Figura 28. Indicador de solución – Estado del arte.	29

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Dispositivos de RPC.	6
Tabla 2. Tamaño de los capacitores [17].	12
Tabla 3. Datos del sistema IEEE de 34 barras [39].	13
Tabla 4. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.	15
Tabla 5. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.	16
Tabla 6. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.	17
Tabla 7: Matriz de estado del arte.	24
Tabla 8. Técnicas metaheurísticas aplicadas para resolver el problema de OCP	30

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS

Resumen

El constante crecimiento de la demanda eléctrica debido en mayor medida al aumento de la población y al aumento de cargas conectadas a la red, provoca caídas de voltaje y pérdidas de potencia en los sistemas de distribución. Una solución global para esta problemática es hacer uso de compensación de potencia reactiva (RCP), misma que puede ser llevada a cabo mediante capacitores en derivación (SC), ya que la potencia reactiva que inyectan estos produce un mejoramiento del perfil de voltaje, así como una reducción de pérdidas de potencia, pero para lograr esto beneficios es necesario ubicarlos correctamente en el sistema, resultando esto en un problema de optimización de ubicación de capacitores (OCP). En el presente artículo, se plantea el uso del algoritmo de optimización del lobo gris (GWO) para solucionar el problema OCP en el sistema IEEE de 34 barras. Los resultados obtenidos evidencian una mejora del perfil de voltaje además de una significativa reducción de pérdidas de potencia, comprobando de esta forma la efectividad y rendimiento de la metodología utilizada. Para realizar el modelamiento de sistema, cálculos, el desarrollo del algoritmo y la simulación, se hace uso del software Matlab.

Palabras Clave: *capacitores en derivación, compensación de potencia reactiva, optimización del lobo gris, pérdidas de potencia, perfil de voltaje, sistema de distribución, técnicas metaheurísticas, ubicación óptima.*

Abstract

The constant growth of electrical demand, due to a greater extent to the increase of the population and the increase of loads connected to the network, causes voltage drops and power losses in the distribution systems. A global solution to this problem is to make use of reactive power compensation (RCP), which can be carried out by means of shunt capacitors (SC), since the reactive power they inject produces an improvement of the voltage profile, as well as a reduction of power losses, but to achieve these benefits it is necessary to locate them correctly in the system, resulting in a capacitor location optimization problem (OCP). In this paper, the use of the gray wolf optimization (GWO) algorithm is proposed to solve the OCP problem in the 34-bus IEEE system. The results obtained show an improvement of the voltage profile in addition to a significant reduction of power losses, thus proving the effectiveness and performance of the methodology used. To perform the system modeling, calculations, algorithm development and simulation, Matlab software is used.

Keywords: *capacitors shunt, compensation of reactive power, gray wolf optimization, metaheuristic techniques, optimal placement, power distribution network, power losses, voltage profile.*

1 Introducción

La energía eléctrica desempeña un rol de gran importancia en la vida humana, ya que hoy en día todas las actividades y operaciones vitales necesitan electricidad directa o indirectamente, además de que representa un factor principal para el desarrollo y crecimiento de la sociedad [1].

Se espera que la demanda de electricidad siga aumentando año con año debido al incremento de los ingresos de los hogares, la electrificación del transporte, las distintas aplicaciones de calefacción, así como al continuo crecimiento de los dispositivos digitales conectados a la red eléctrica [1]-[3].

Otros factores como: el crecimiento natural de la población, el crecimiento del consumo per cápita, el desarrollo de las industrias y la agricultura, la producción a gran escala, la globalización, la urbanización, la disponibilidad o no de otros recursos, las condiciones geográficas de la región, así como condiciones sociales, políticas y culturales incrementan la demanda eléctrica anual [4].

Bajo este contexto de incremento de demanda, debido mayormente al aumento de la población, los complejos sistemas de energía en la actualidad se ven sometidos a

mayores exigencias operacionales. Debido al aumento continuo de la carga en el sistema, la fuente tiene que suministrar esta carga, lo que provoca caídas de voltaje y un aumento de las pérdidas, mismas que reducen el rendimiento del sistema [5].

En un sistema eléctrico tradicional conformador por las etapas de: generación, transmisión, distribución y consumo, como se puede observar en la figura 1, la electricidad generada después de salir de la central eléctrica y antes de llegar al consumidor pierde aproximadamente entre un 10 y un 20 por ciento de su potencia en las líneas y los componentes, lo que supone una cantidad representativa [6].

La mayoría de estas pérdidas se producen en las redes de distribución [5], [6], por lo que una solución para la minimización de dichas pérdidas es el uso de compensación de potencia reactiva (RPC por sus siglas en inglés).

En las redes de distribución, RPC se puede realizar mediante la instalación de capacitores en derivación (SC por sus siglas en inglés). Esta solución ofrece reducir el flujo de corriente que circula por un alimentador para liberar una capacidad adicional, incrementar el nivel de voltaje en las barras y reducir las pérdidas en el sistema [7]-[11].

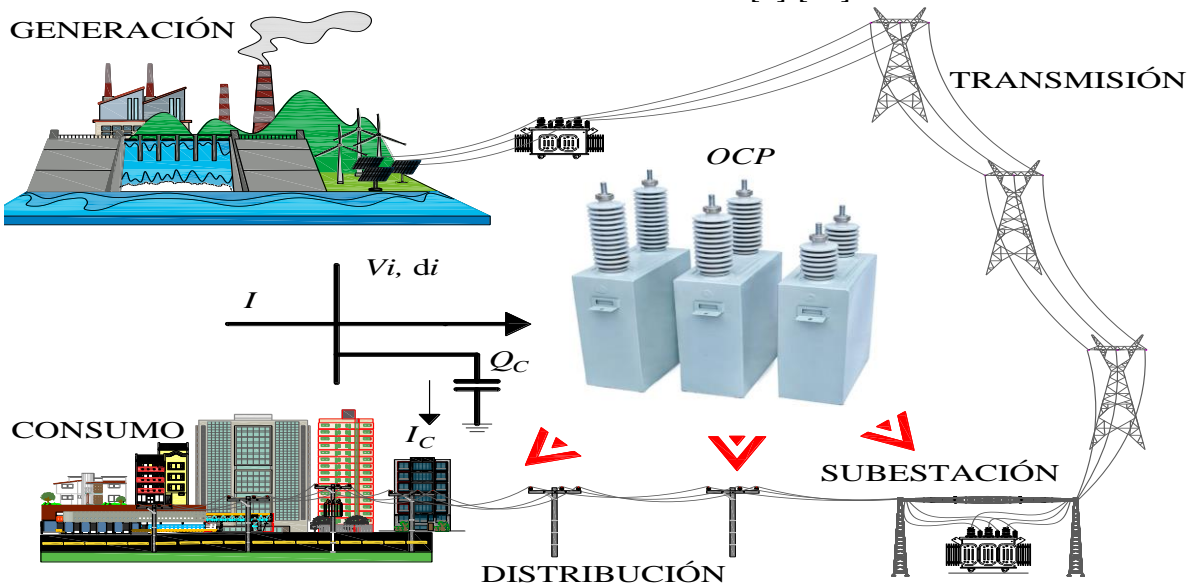


Figura 1. Óptima ubicación de capacitores en derivación en una red de distribución.

El máximo beneficio se obtiene colocando los capacitores de forma óptima (OCP por sus siglas en inglés) en redes de distribución [9], [10]. Basándose en el enfoque de optimización, los métodos existentes para OCP son: técnicas analíticas, técnicas convencionales de programación numérica, esquemas metaheurísticos y enfoques híbridos [12], [13].

Numerosas técnicas y modelos de optimización basados en esquemas metaheurísticos han sido utilizados por varios investigadores para resolver RPC y OCP en redes de distribución. Algunas de estas técnicas se presentan a continuación:

En [14] Salimon et al utilizan el algoritmo de búsqueda Cuckoo (CSA por sus siglas en inglés) para realizar el óptimo dimensionamiento y ubicación de SC e investigar el impacto de estos sobre el ahorro neto anual, el perfil de voltaje, la totalidad de pérdidas de potencia y el índice de estabilidad en el sistema IEEE de 33 barras y en una red eléctrica nigeriana de 34 barras. Considerando cuatro casos de estudio que son: caso base, una, dos y tres instalaciones de SC para los dos sistemas de prueba, se obtiene una reducción de pérdidas con respecto al caso base del 28.18%, 32.66% y 34.28% en potencia activa y un ahorro neto de 25.08%, 28.63% y 28.91% respectivamente para cada caso de estudio del primer sistema. De igual manera, la red de distribución nigeriana experimenta una reducción porcentual de estos parámetros.

En [15] Okelola et al mediante el algoritmo de optimización de la ballena (WOA) buscan solucionar el problema de dimensionamiento y ubicación óptima de SC en el sistema IEEE de 33 barras y en una red eléctrica nigeriana de 46 barras. Su objetivo es minimizar los costos asociados a las pérdidas de potencia, además de mejorar la estabilidad y el perfil de voltaje. Como resultado de implementar tres capacitores, se obtiene una disminución de

pérdidas del 33.74% y un ahorro de neto del 27.6% en el sistema IEEE de 33 barras con respecto al caso base y una disminución de pérdidas del 22.24% así como un ahorro neto del 25.60% en el sistema de 46 barras.

En [16] Mosbah et al aplican el algoritmo de optimización hormiga león (ALO) en redes de prueba estándar de 10, 15, 34 y 85 barras con un enfoque de dimensionamiento y OCP para minimizar las pérdidas de potencia y el coste total anual, así como mejorar el perfil de voltaje. Los porcentajes tanto de reducción de pérdidas de potencia como ahorro neto logrados tras implementar 4 capacitores en los sistemas mencionados son 12.69%, 51.24%, 28.02% y 52.62% respectivamente.

En [17] Diaz et al hacen uso del algoritmo de búsqueda de la langosta (LSA) para resolver el problema multimodalidad OCP mediante el uso de dos funciones objetivo: una que no considera los costos de instalación de los capacitores y otra que si los considera. El objetivo es reducir el coste asociado de operación y las pérdidas totales de la red, además de mantener dentro de los límites permisibles el voltaje de las barras de los sistemas IEEE de distribución de 10, 33 y 69 barras. La función objetivo que considera los costos tiene mayor relevancia, y mediante la misma se logra reducir un 13.19%, 34.00% y 34.84% las pérdidas de potencia activa y un 9.95%, 26.70% y 29.21% el ahorro neto respectivamente en los sistemas antes indicados.

En [18] El-Ela et al ocupan el algoritmo de optimización de colonia de hormigas (ACO) para encontrar los tamaños y ubicaciones óptimas de capacitores fijos y conmutados en las redes de distribución estándar de prueba de 10, 34 y 85 barras. De esta manera se busca minimizar tanto las pérdidas de potencia activa como los costos asociados a los capacitores, además de incrementar el nivel de voltaje de red. De resultados se obtienen tanto de ahorro neto como de reducción de pérdidas el 11.49%,

26.61% y 54.60% respectivamente en los tres sistemas de distribución mencionados, en relación con su caso base.

En [19] Neda propone el algoritmo de enjambre de salpas mejorado (ESSA) para seleccionar valores óptimos y locaciones de SC en el sistema radial iraquí de 33 barras y en la red de distribución IEEE de 69 barras. El propósito es aminorar la pérdida de potencia y el coste total del sistema, así como mejorar el perfil de voltaje del alimentador. Tras implementar 3 SC en ambos sistemas se obtiene una reducción del 41.54% de pérdidas de potencia y un 38.98% de ahorro del coste total en el sistema de 33 barras y una reducción del 36.83% y un 31.76% de ahorro en el sistema IEEE de 69 barras.

En [20] Ahmed et al emplean la optimización por enjambre de partículas (PSO) en un alimentador de distribución radial pakistaní compuesto de 50 barras, para identificar la ubicación óptima y el tamaño de SC. El propósito es disminuir las pérdidas de potencia y conservar los niveles de voltaje dentro de sus límites adecuados. Considerando el caso base frente a escenarios de implementación de 1 y 2 SC, se obtiene una reducción pérdidas del 37.92% de potencia activa y 36.77% de potencia reactiva, así como una reducción del 40.26% de potencia activa y 47.13% de potencia reactiva, respectivamente para los escenarios de implementación.

En [9] DebBarman et al plantean el algoritmo JAYA (JA) para asignar de forma óptima el tamaño y ubicación de SC en los sistemas de prueba IEEE de 33 y 85 barras a fin de incrementar el nivel de voltaje y minimizar la pérdida de potencia de estas. Teniendo en cuenta el caso base frente a escenarios donde se aplican tres SC, se obtiene una reducción de potencia activa del 33.16% y del 49.36% respectivamente en los sistemas antes mencionados.

En [21] Hachemi et al con fundamento en el algoritmo de optimización del lobo gris (GWO) establecen el posicionamiento

y dimensionamiento adecuado de múltiples capacitores, a fin de reducir las pérdidas de potencia activa en los sistemas de prueba IEEE de distribución de 12, 33 y 69 barras. Los mejores resultados se obtienen colocando 4 SC en los sistemas, obteniendo una minimización de potencia activa del 46.65%, 35.15% y 35.48% respectivamente en comparación al caso base de cada sistema de distribución. Estas técnicas metaheurísticas se resumen en la tabla 8, que se encuentra en los anexos.

Esta investigación se enfoca en la reducción de pérdidas de potencia activa mediante la ubicación óptima de capacitores en derivación en una red de distribución haciendo uso del algoritmo del lobo gris, con el objetivo de mejorar la operatividad técnica del sistema. Para ello, se va a modelar el sistema de prueba IEEE de 34 barras, así como implementar el algoritmo de búsqueda del lobo gris en el software MATLAB. Finalmente se va a comprobar y verificar, con respecto al sistema original expuesto a distintos escenarios de carga, que OCP ayuda a reducir las pérdidas de potencia activa.

El resto del documento se estructura como se detalla a continuación: el marco teórico que aborda las temáticas de: redes de distribución, pérdidas de potencia, RPC, OCP, modelo matemático del capacitor en derivación, flujo de potencia con el método de barrido iterativo y explicación detallada del funcionamiento del algoritmo del lobo gris se presenta en la sección 2. En la sección 3 se aborda la metodología propuesta. En la sección 4 se efectúa el análisis de los resultados. Para finalizar, el apartado que abarca las conclusiones y recomendaciones del proceso investigativo, así como apreciaciones para trabajos futuros se presentan en la sección 5.

2 Marco teórico

2.1 Red de distribución eléctrica

Una red de distribución eléctrica es la encargada de suministrar electricidad a

todas las cargas de diversas magnitudes, situadas en áreas: residenciales, comerciales e industriales dispersas a lo largo de vastos territorios [22], [23].

Las subestaciones son las encargadas de conectar las etapas de transmisión y distribución con el objetivo de reducir el voltaje de la electricidad transmitida mediante el uso de un transformador de potencia [24].

Una red eléctrica de distribución dispone de elementos tales como: líneas de subtransmisión, circuitos primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios, los cuales sirven para brindar suministro eléctrico a los usuarios finales (es decir, los consumidores medianos y pequeños) [23], [24].

El sistema de distribución, al conformar gran parte del SEP debido a la gran cantidad de elementos que lo componen, es donde se genera un gran porcentaje de pérdidas.

2.2 Pérdidas de potencia

El término pérdidas de potencia suele referirse a aquellas pérdidas que tienen lugar en los conductores eléctricos. Comúnmente se conocen como: pérdidas en el cobre, pérdidas I^2R o pérdidas óhmicas. [25], [26].

En el caso ideal, la corriente es creada únicamente por el componente activo, el cual hace funcionar un aparato y provoca pérdidas básicas, pero la magnitud de corriente como de pérdidas básicas, puede incrementar por otros componentes que no realizan trabajo activo, como: la corriente reactiva, la corriente de armónicos o el desequilibrio de corriente [27].

Las pérdidas de potencia correspondientes a una línea que conecta las barras 'i' e 'i+1' pueden definirse según la siguiente fórmula como:

$$P_{Loss}^{i,i+1} = R_{i,i+1} * \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \right) \quad (1)$$

Donde $R_{i,i+1}$ es la resistencia de la línea que conecta las barras 'i' e 'i+1', P_i

representa la potencia activa de la línea que fluye desde la barra 'i', Q_i representa la potencia reactiva de la línea que fluye desde la barra 'i' y $|V_i|$ representa la magnitud de voltaje de la barra 'i' [17].

Estas pérdidas se producen mayormente en las redes eléctricas de distribución debido a la elevada relación R/X existente, lo que provoca una mayor caída de voltaje y por consiguiente una pérdida de potencia significativa [5], [6].

El uso de RCP representa una solución global para minimizar pérdidas de potencia en el sistema de distribución.

2.3 Compensación de potencia reactiva

RPC se define como la administración de potencia reactiva para aumentar la producción de corriente alterna en una red eléctrica [28]. RPC puede estabilizar el voltaje de forma eficaz de la red, reducir la fluctuación de voltaje, mejorar la capacidad de transmisión de potencia a larga distancia y reducir las pérdidas de potencia [28].

Existen tres tipos de estrategias o técnicas de RPC: dispositivos en derivación, dispositivos en serie y dispositivos híbridos [29]-[31]. A continuación, se abordan estos dispositivos:

2.3.1 Dispositivos en derivación

Los dispositivos en derivación son elementos de impedancia variable que se conectan en paralelo a la línea, funcionan como una fuente de corriente y tras modificar su impedancia inyectan corriente en el punto de conexión, regulando el voltaje en dicho punto y en su entorno, así como controlando la transmisión de potencia [29], [31], [32].

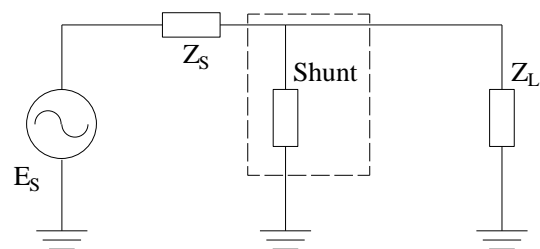


Figura 2. Topología de dispositivos en derivación [29].

2.3.2 Dispositivos en serie

Los dispositivos en serie son elementos de impedancia variable que se conectan a la línea en serie e inyectan voltaje. En función del ángulo de fase existente entre la corriente de la línea y el voltaje inyectado, pueden ayudar con el control de la potencia, aumentando así la capacidad de transferencia de electricidad [29], [31], [32].

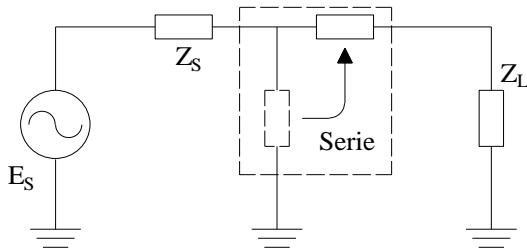


Figura 3. Topología de dispositivos en serie [29].

2.3.3 Dispositivos híbridos

Los dispositivos híbridos son una combinación de dispositivos en serie y en derivación que se controlan de forma coordinada, siendo capaces de regular: la potencia que fluye mediante las líneas, la magnitud de voltaje de la barra y RPC [31].

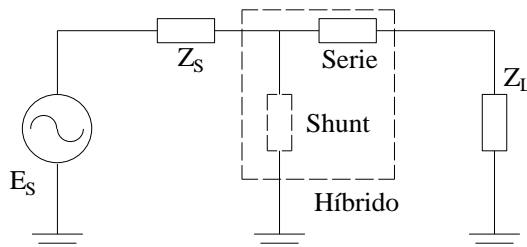


Figura 4. Topología de dispositivos híbridos [29].

El uso de dispositivos RPC son métodos útiles en los sistemas de distribución en cuanto a la mejora de su operatividad técnica [7], [30].

Tabla 1. Dispositivos de RPC.

Tipo de compensación	Tipo de dispositivos	Dispositivos
Compensación de potencia reactiva (RPC)	Dispositivos en derivación	TCR, TSC, SVC, STATCOM, D-STATCOM, FC, SC.
	Dispositivos en serie	TSSC, TCSC, DVR, SSSC.
	Dispositivos híbridos	UPFC.

Para conseguir las ventajas que ofrecen estos tipos de dispositivos, resulta necesario ubicarlos de una manera óptima en el sistema.

2.4 Ubicación óptima de capacitores

OCP se presenta como una problemática de optimización combinatoria, cuya función objetivo no es diferenciable debido a las ubicaciones discretas de las barras y a los tamaños discretos de los capacitores [10].

Existen diversas técnicas para realizar OCP, las cuales son: técnicas analíticas, técnicas convencionales de programación numérica, esquemas metaheurísticos y enfoques híbridos [12], [13]. Estas metodologías se abordan a continuación:

2.4.1 Técnicas analíticas

Las técnicas analíticas son simples en su implementación, pero implican muchas suposiciones o aproximaciones. La mayoría de estos métodos modelan los emplazamientos y la cantidad de capacitores como variables continuas [12], [13].

2.4.2 Técnicas convencionales

También conocidas como técnicas de programación numérica, son un enfoque iterativo que maximizan o minimizan una función objetivo. La programación dinámica y la programación lineal entera mixta son métodos regularmente usados para solucionar problemas de localización óptima [12], [13].

2.4.3 Técnicas metaheurísticas

Las técnicas metaheurísticas son algoritmos inteligentes, dinámicos, inspirados en la naturaleza e independientes en la resolución de cualquier problema, capaces de proporcionar una solución óptima global [12], [13].

2.4.4 Enfoques híbridos

Los enfoques híbridos son la combinación entre enfoques analíticos, tradicionales o metaheurísticos con enfoques metaheurísticos.

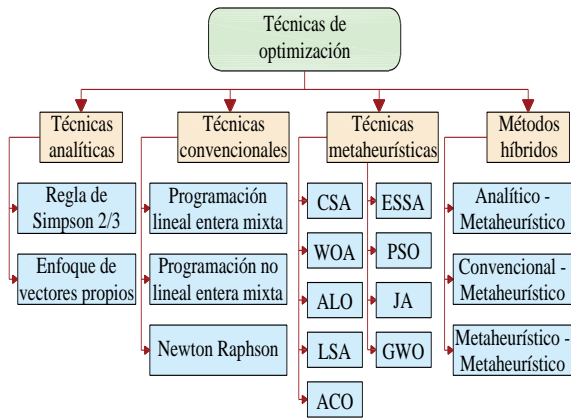


Figura 5. Clasificación de las técnicas de optimización [13].

2.5 Modelo del capacitor en derivación

Los capacitores en derivación (SC) son ampliamente utilizados en los sistemas de distribución. La corriente que absorbe el capacitor es una corriente principal fija que se superpone a la corriente de la carga. De esta manera, se reduce la componente reactiva presente en la carga, lo que incrementa el nivel de voltaje y disminuye las pérdidas de potencia [33].

La figura 6 muestra el diagrama unifilar y fasorial de línea simple de la red de distribución sin el uso de un SC. P_L y Q_L son la demanda de carga activa y reactiva conectada a cada barra respectivamente.

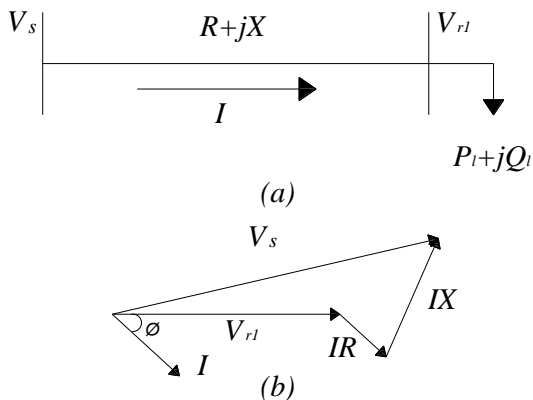


Figura 6. Diagrama: (a) unifilar y (b) fasorial, de una línea de distribución simple [33].

El voltaje en la barra receptora antes de la integración del capacitor se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$|V_{r1}| = |V_s| - \frac{ZQ_{Line}}{|V_s|} \quad (2)$$

Donde V_{r1} es el voltaje del extremo receptor antes de la integración del capacitor, V_s es el voltaje de envío, Z es la impedancia de la línea y Q_{Line} corresponde al flujo de potencia reactiva en la línea [33]. En una línea, la pérdida de potencia activa puede calcularse como:

$$P_{Loss} = I^2R \quad (3)$$

Donde I es el flujo de corriente de la línea antes de la compensación y R es la resistencia de la línea [33].

La integración de un SC reduce el valor de corriente de la fuente que, en consecuencia, disminuye la pérdida de potencia y caída de voltaje de la línea entre el extremo emisor y la carga. La figura 7 muestra el diagrama unifilar y fasorial de línea simple de la red de distribución con el uso de un SC [33].

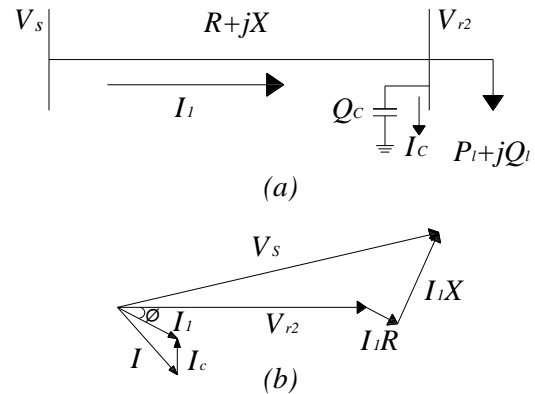


Figura 7. Diagrama: (a) unifilar y (b) fasorial, de una línea de distribución simple implementando un SC [33].

El modelado del capacitor se obtiene colocándolo en la barra cuyo voltaje se considera V_{r2} . Se puede observar en el diagrama fasorial que la corriente I_c del capacitor integrado se dirige a V_{r2} con un ángulo de 90° . I_1 es el flujo de corriente en la línea después de la compensación [33].

La carga reactiva mostrada en la figura 7 puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{Load} = Q_{Line} + Q_c \quad (4)$$

Partiendo de esa ecuación el flujo de potencia reactiva entre las barras cuyos

voltajes son V_s y V_{r2} respectivamente se escribe como:

$$Q_{Line} = Q_{Load} - Q_C \quad (5)$$

Donde Q_C es la capacidad del SC. El voltaje V_{r2} en la barra final receptora después de la integración del capacitor viene dada por la ecuación:

$$|V_{r2}| = |V_s| - \frac{ZQ_{Line} - ZQ_C}{|V_s|} \quad (6)$$

Igualando estas ecuaciones obtiene la expresión de la magnitud del voltaje en la barra del extremo receptor como se indica en la siguiente ecuación:

$$|V_{r2}| = |V_{r1}| + \frac{ZQ_C}{|V_s|} \quad (7)$$

Se puede observar que la magnitud de V_{r2} es mayor que V_{r1} .

2.6 Barrido iterativo hacia adelante-atrás

El método de barrido hacia atrás y hacia delante para calcular un flujo de potencia es uno de los métodos más exitosos para redes radiales. Su principio básico de funcionamiento implica dos procesos de cálculo en cada iteración [34].

El primer conjunto de ecuaciones sirve para calcular la magnitud de voltaje en cada barra empezando por la barra principal y avanzando hacia la última barra, mientras que un segundo conjunto de ecuaciones sirve para calcular el flujo de potencia a través de las ramas empezando por la última rama y avanzando en dirección inversa hacia la barra de partida.

Para llevar a cabo este proceso se asume ciertos parámetros como que el voltaje inicial es 1 [p.u.], las pérdidas iniciales tanto de potencia activa como de potencia reactiva son cero y que el sistema de distribución es equilibrado y puede representarse mediante un diagrama unifilar [34].

2.6.1 Barrido hacia adelante

El barrido hacia delante es básicamente un cálculo de caída de voltaje, cuyo objetivo

principal es calcular el voltaje en cada barra empezando por la barra de referencia del alimentador hasta la barra final. El voltaje de la barra de referencia se fija en su cantidad real. Mientras se propaga hacia delante, la potencia y la corriente se mantienen constantes en cada rama en el valor conseguido del barrido hacia atrás [34].

2.6.2 Barrido hacia atrás

El barrido hacia atrás es básicamente una solución de corriente o flujo de potencia que considera el voltaje en las barras de la iteración anterior, comenzando desde las barras finales y moviéndose hacia la rama conectada a la barra de referencia [34].

Esto quiere decir que los datos de voltaje conseguidos en el barrido hacia delante permanecen constantes a lo largo de la propagación hacia atrás y la actualización de los flujos de potencia en las ramas se transmiten hacia atrás por el alimentador [34].

2.6.3 Ecuaciones

El primer paso del barrido iterativo es el cálculo de la corriente de inyección en la barra, misma que puede calcularse utilizando la siguiente ecuación:

$$I_i^{(k)} = \text{conj} \left(\frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right) \quad (8)$$

Donde $I_i^{(k)}$ es la corriente inyectada en la barra i en la iteración k , S_i es la potencia inyectada en la barra i y $V_i^{(k-1)}$ es el voltaje de la barra i en la iteración $k-1$ [34].

El segundo paso es el barrido hacia atrás, el cual se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$J_{i-1,i}^{(k)} = I_i^{(k)} + \sum (J_{i,i+1}^{(k)}) \quad (9)$$

Donde $J_{i-1,i}^{(k)}$ es la corriente ramal que une la barra i con la barra $i - 1$ aguas arriba y $\sum (J_{i,i+1}^{(k)})$ es la suma total de corrientes ramales que emanan de la barra i [34]. El siguiente paso es el barrido hacia delante

que calcula los voltajes para cada barra utilizando la siguiente ecuación:

$$V_i^{(k)} = V_{i-1}^{(k)} - J_{i-1}^{(k)} Z_{i-1,i} \quad (10)$$

Donde $V_i^{(k)}$ es el voltaje de la barra i correspondiente a la iteración k , $V_{i-1}^{(k)}$ representa al voltaje de la barra aguas arriba de la barra i , $J_{i-1}^{(k)}$ corresponde a la corriente ramal que une la barra i con su barra aguas arriba inmediata y $Z_{i-1,i}$ representa la impedancia ramal de conexión entre la barra i con su barra aguas arriba inmediata [34].

2.6.4 Convergencia del barrido iterativo

El criterio de finalización más común del método de barrido iterativo es la convergencia de las magnitudes de voltaje entre dos iteraciones consecutivas. Por lo tanto, el método finaliza cuando se cumple lo estipulado en la siguiente ecuación:

$$\text{Max}(V^{(k-1)} - V^k) < \gamma \quad (11)$$

Donde γ es el límite de tolerancia [34]. Este valor puede ser el número de iteraciones o el valor de la variación de voltaje.

2.7 Algoritmo de optimización del lobo gris.

Desarrollado por primera vez en 2014 por Mirjalili et al [35], este algoritmo es utilizado para dar solución a problemas de optimización teniendo en cuenta la estratificación social jerárquica de una manada de lobos grises en la naturaleza, así como la emulación matemática del comportamiento estratégico de caza, el cual consiste en: rastrear, rodear y atacar [36]-[38].

2.7.1 Estratificación jerárquica social

Generalmente, los lobos grises cazan las presas de acuerdo con su jerarquía de liderazgo. Esta jerarquía consiste en alfa (α), beta (β), delta (δ) y omega (ω). La mejor solución se denomina α ; la segunda, β ; la tercera, δ ; y el resto, ω [21], [36]-[38]. Esta jerarquía social dominante se ilustra en la figura siguiente:

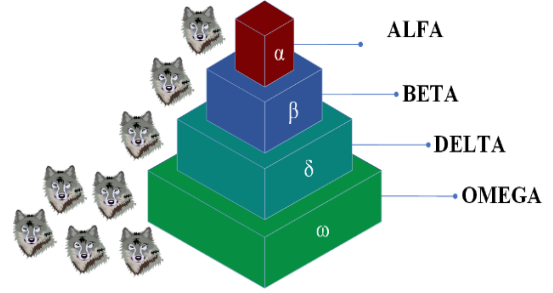


Figura 8. Jerarquía social de los lobos grises [36].

2.7.2 Rodear

Los lobos grises persiguen primero a la presa en equipo e intentan rodearla, cambiar su dirección de movimiento y aumentar las posibilidades de caza [36]-[38]. Para modelar de forma matemática este comportamiento, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\vec{X}_{(t+1)} = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (12)$$

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad (13)$$

Donde t es la interacción actual, $\vec{X}_{(t+1)}$ es la siguiente posición del lobo gris, $\vec{X}_p(t)$ y $\vec{X}(t)$ son el vector posición de la presa y del lobo gris respectivamente y \vec{D} es la distancia, la cual depende de la posición de la presa [21], [36]-[38]. \vec{A} y \vec{C} son vectores de coeficientes y se determinan de la siguiente manera:

$$\vec{A} = (2 \cdot \vec{r}_1 - 1) \vec{a} \quad (14)$$

$$\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2 \quad (15)$$

Donde \vec{r}_1 y \vec{r}_2 representan un par de vectores con valores aleatorios comprendidos en el intervalo $[0, 1]$. \vec{a} es parámetro de control de distancia cuyo valor decrece linealmente de 2 a 0 a lo largo de las iteraciones. La ecuación para ajustar el parámetro \vec{a} es la siguiente:

$$\vec{a} = 2 - t \left(\frac{2}{T} \right) \quad (16)$$

Donde T representa el número máximo de iteraciones [36], [38].

2.7.3 Atacar

Esta etapa se lleva a cabo basándose en la información obtenida del proceso anterior.

Aquí, el lobo alfa guía al resto de lobos. Se espera que los lobos α , β , y δ tengan un conocimiento óptimo sobre la presa y, por lo tanto, las posiciones de estos lobos se utilizan para actualizar la posición de los lobos restantes [36], [38].

Con la definición de la jerarquía, el desarrollo de ecuaciones para rodear y la ubicación de la presa en un espacio de exploración, la posición de cada lobo puede ser actualizada usando las ecuaciones que se presentan a continuación:

$$\vec{X}_{(t+1)} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (17)$$

Donde \vec{X}_1 , \vec{X}_2 y \vec{X}_3 se los calcula de la siguiente manera:

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha(t) - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha \quad (18)$$

$$\vec{X}_2 = \vec{X}_\beta(t) - \vec{A}_2 \cdot \vec{D}_\beta \quad (19)$$

$$\vec{X}_3 = \vec{X}_\delta(t) - \vec{A}_3 \cdot \vec{D}_\delta \quad (20)$$

\vec{X}_α , \vec{X}_β y \vec{X}_δ son vectores posición de los lobos α , β y δ respectivamente. Los cálculos de \vec{A}_1 , \vec{A}_2 y \vec{A}_3 son semejantes a los del término \vec{A} . De igual manera, los cálculos de \vec{C}_1 , \vec{C}_2 y \vec{C}_3 son semejantes a los del término \vec{C} [21], [36], [38].

\vec{D}_α , \vec{D}_β y \vec{D}_δ se los calcula de la siguiente manera:

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}| \quad (21)$$

$$\vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X}| \quad (22)$$

$$\vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}| \quad (23)$$

Estos vectores representan la distancia entre los actuales lobos candidatos y los mejores lobos (α , β y δ) [21], [36], [38]. La figura 9 expone una ilustración del proceso de cacería realizado por los lobos grises.

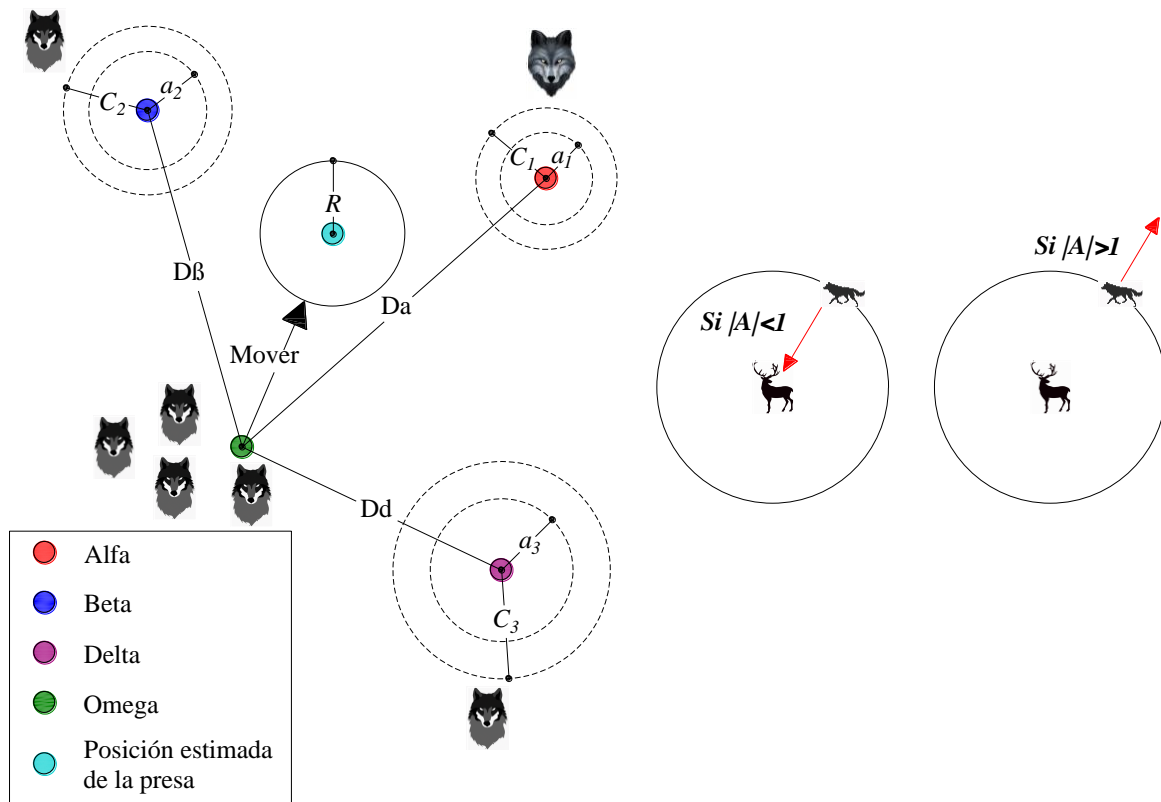


Figura 9. Búsqueda, ataque y actualización de la posición de los lobos grises [35].

3 Planteamiento del problema

Esta sección describe la formulación matemática a seguir para dar solución al problema de reducción de pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema de prueba IEEE de 34 barras mediante la ubicación óptima de SC, producto de la optimización del lobo gris, misma que está sujeta a una función objetivo y sus respectivas restricciones. Además, se presenta una descripción del sistema de prueba propuesto para implementar el algoritmo GWO teniendo en cuenta casos de estudio en los cuales se varía demanda total del sistema.

3.1 Modelamiento matemático

El flujo de potencia llevado a cabo mediante el método iterativo de barrido adelante – atrás, en conjunto con la implementación de GWO, son utilizados para hallar la óptima ubicación de SC en el sistema IEEE de 34 barras.

Para lograr este cometido, es necesario especificar la función objetivo y cumplir con las restricciones propias del problema de optimización, mismas que, una vez llevadas a cabo permitan definir un valor de carácter porcentual en el incremento del perfil de voltaje, así como el decremento de las pérdidas de potencia del sistema.

3.1.1 Función objetivo

El objetivo principal del problema propuesto es la minimización de la pérdida de potencia del sistema de distribución mediante la colocación óptima de SC.

$$f = \text{Min}(P_{Tloss}) \quad (24)$$

Donde la pérdida total de potencia activa del sistema de n barras esta expresada por:

$$P_{Tloss} = \sum_{i=1}^N P_{loss}(i) = \sum_{i=1}^N r_i * I_i^2 \quad (25)$$

La corriente que circula por los ramales de resistencia r_i esta dada por:

$$I_i = \left(\frac{P_i + Q_i}{V_i} \right)^* \quad (26)$$

Donde P_i y Q_i corresponden a la potencia activa y reactiva que circula por los ramales, y V_i es la magnitud del voltaje de la barra. Sustituyendo (26) en (25), la pérdida total de potencia activa es:

$$P_{Tloss} = \sum_{i=1}^N r_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2} \right) \quad (27)$$

3.1.2 Restricción de voltaje en las barras

El voltaje en las barras del sistema debe estar contemplado dentro de los siguientes límites:

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max}, i = 1, 2, \dots, N_b \quad (28)$$

Donde V_{min} es el voltaje mínimo, V_i es el voltaje en la i-ésima barra del sistema, V_{max} es el voltaje máximo y N_b representa la cantidad de barras del sistema. Los valores de voltajes mínimos y máximos que se consideran para este caso de estudio son 0.95 [p.u.] y 1.05 [p.u.].

3.1.3 Restricción de ubicación del capacitor

La mejor posición del capacitor se encuentra entre la barra número dos y el número total de barras:

$$\text{Barra}_2 \leq \text{Barra}_{Total} \quad (29)$$

Donde Barra_2 hace referencia a la segunda barra del sistema y Barra_{Total} es el número total de barras del sistema.

No se toma en cuenta la barra de referencia ya que sus valores estándar se mantienen constantes y se utilizan como base para las demás barras del sistema.

Por lo general, la barra de referencia del sistema posee un voltaje de 1 [p.u.], por lo que realizar compensación reactiva en dicha barra no es necesario.

3.1.4 Restricción de capacitores a implementar

En todos los escenarios planteados de este caso de estudio el número de SC a implementar será un valor constante equivalente a tres.

$$N_{SC} = 3 \quad (30)$$

Se utiliza esta cantidad de SC ya que es la que genera la mayor reducción de pérdidas. Implementar más de 3 SC no presenta ningún beneficio adicional en el sistema ni una reducción considerable de pérdidas.

3.1.5 Restricción de limitación de la capacidad del capacitor

La inyección de potencia reactiva en kvar a través del SC elegido debe mantenerse dentro de sus límite máximo y mínimo:

$$Q_{min} \leq Q_C \leq Q_{max} \quad (31)$$

Donde Q_{min} es el tamaño mínimo del capacitor, Q_C es el tamaño del capacitor seleccionado y Q_{max} es el tamaño máximo del capacitor. En la siguiente tabla se especifica las capacidades utilizadas para los capacitores:

Tabla 2. Tamaño de los capacitores [17].

Q_{Ci} Capacidad [kvar]	1	2	3	4	5
	150	350	450	600	750
Q_{Ci} Capacidad [kvar]	6	7	8	9	10
	900	1050	1200	1350	1500

Dichos valores son utilizados ya que corresponden a las capacidades comerciales comunes de SC, trabajos como [10], [16]-[19] y [39] ocupan estos tamaños de SC.

3.1.6 Restricción de reactivos del sistema

La potencia reactiva inyectada por SC debe ser inferior a la potencia reactiva total del sistema:

$$Q_{Ci} \leq Q_{Total} \quad (32)$$

Donde Q_{Ci} representa la potencia reactiva inyectada por SC y Q_{Total} corresponde a la potencia reactiva total.

3.2 Implementación del algoritmo del lobo gris

GWO basándose en parámetros como: los datos obtenidos por el flujo de potencia, la capacidad de los capacitores, el número de capacitores a implementar, el número de iteraciones y población inicial, así como los máximos y mínimos valores de voltaje, se encarga de buscar la solución óptima global y local para la ubicación de SC, en el sistema de prueba.

Con esta solución óptima, producto de la evaluación del algoritmo mediante sus ecuaciones características, se minimiza el valor de la función objetivo denominada fitness con respecto a su valor previo.

El tiempo de convergencia del método depende tanto de la población inicial como del número de iteraciones, valores los cuales son especificados al inicio de la simulación. El método se actualiza en cada iteración hasta alcanzar su número máximo de iteraciones establecidas.

3.2.1 Pasos de implementación

- Primer paso
Ingreso los datos de número de iteraciones, valor de la población, capacitores a utilizar y la cargabilidad del sistema.
- Segundo paso
Asignación del escenario de estudio.
- Tercer paso
Flujo de potencia haciendo uso del barrido iterativo adelante – atrás.
- Cuarto paso
Inicialización de la metodología GWO para determinar OCP.
- Quinto paso
Nuevo cálculo de flujo de potencia teniendo en cuenta la respuesta OCP además de la función objetivo y las restricciones.
- Sexto paso
Procesamiento y almacenamiento de resultados para posteriormente finalizar el proceso.

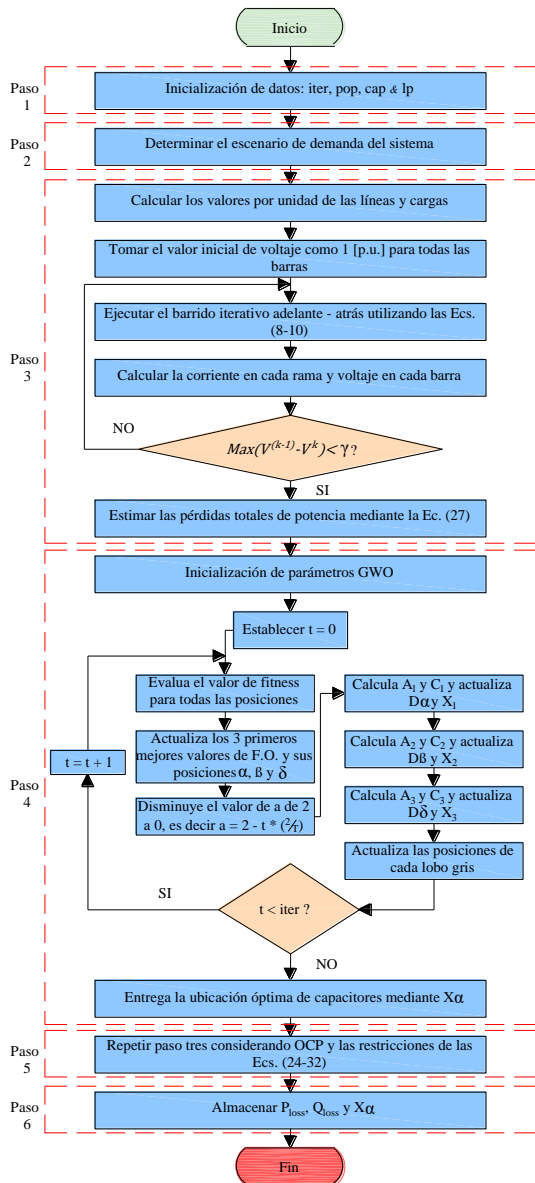


Figura 10. Diagrama de flujo de la metodología implementada.

3.3 Sistema de 34 barras

Este sistema de prueba radial trifásico tiene un alimentador principal y cuatro sub alimentadores laterales que se producen en las barras 3, 6, 7 y 10. Está conformado por un generador y 33 líneas. La potencia base es 100 MVA y el voltaje nominal de línea es de 11 kV.

La figura 11 muestra el diagrama unifilar del sistema y en la tabla 3 se exponen los datos de carga, así como los parámetros de las líneas de alimentación del sistema de distribución.

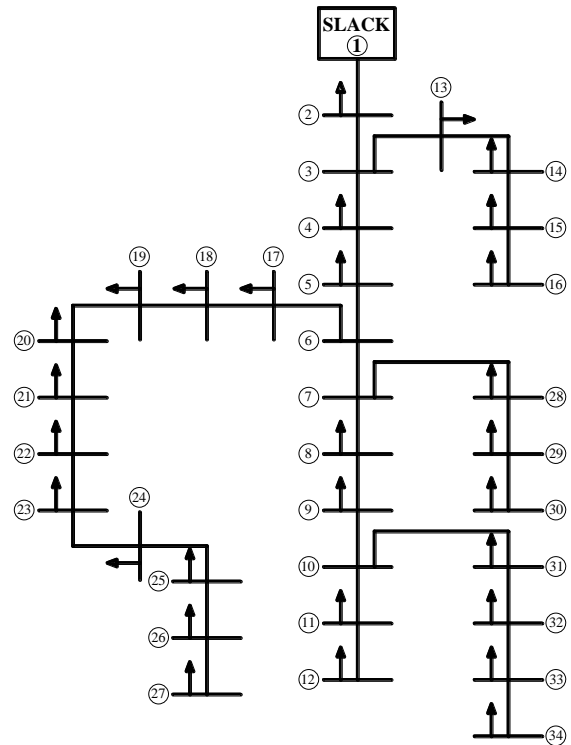


Figura 11. Diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE de 34 barras [39].

Tabla 3. Datos del sistema IEEE de 34 barras [39].

Nodo	Carga		Impedancia de línea	
	P [kW]	Q [kvar]	r [Ω]	jx [Ω]
1	0	0		
2	230	142.5	0.117	0.048
3	0	0	0.107	0.044
4	230	142.5	0.164	0.045
5	230	142.5	0.149	0.041
6	0	0	0.149	0.041
7	0	0	0.314	0.054
8	230	142.5	0.209	0.036
9	230	142.5	0.314	0.054
10	0	0	0.209	0.036
11	230	142.5	0.131	0.022
12	137	84	0.104	0.018
13	72	45	0.157	0.027
14	72	45	0.209	0.036
15	72	45	0.104	0.018
16	13.5	7.5	0.052	0.009
17	230	142.5	0.179	0.049
18	230	142.5	0.164	0.045
19	230	142.5	0.207	0.047
20	230	142.5	0.189	0.043
21	230	142.5	0.189	0.043
22	230	142.5	0.262	0.045
23	230	142.5	0.262	0.045
24	230	142.5	0.314	0.054
25	230	142.5	0.209	0.036
26	230	142.5	0.131	0.022
27	137	85	0.104	0.018
28	75	48	0.157	0.027

29	75	48	0.157	0.027
30	75	48	0.157	0.027
31	57	34.5	0.157	0.027
32	57	34.5	0.209	0.036
33	57	34.5	0.157	0.027
34	57	34.5	0.104	0.018

3.4 Casos de estudio

El sistema de distribución de 34 barras de la IEEE será expuesto a diversos escenarios de estudio, en los cuales la demanda de este irá variando, pudiendo ser esta equivalente a un valor del 50%, 100% y 150% de su demanda total en cada una de las cargas.

Por lo tanto, se tendrá tres escenarios de estudio en los cuales se analizará el sistema sin compensación en contraposición del sistema implementando tres SC. Los escenarios de estudio son los siguientes:

3.4.1 Escenario 1: demanda ligera

Caso base del sistema con una demanda total del 50% en cada una de las cargas frente al sistema incluyendo compensación de 3 SC.

3.4.2 Escenario 2: demanda nominal

Caso base del sistema con una demanda total del 100% en cada una de las cargas frente al sistema incluyendo compensación de 3 SC.

3.4.3 Escenario 3: demanda elevada

Caso base del sistema con una demanda total del 150% en cada una de las cargas frente al sistema incluyendo compensación de 3 SC.

4 Análisis de resultados

Este apartado sirve para presentar los resultados conseguidos producto de OCP haciendo uso del GWO en el sistema propuesto ante diversos casos de estudio.

La simulación se llevó a cabo utilizando el software MATLAB R2021b. El ordenador personal utilizado cuenta con un procesador Intel (R) Core (TM) i7-10750H con una frecuencia de 2.6GHz, 64 bits, y 8GB RAM. Todas las simulaciones realizadas fueron llevadas a cabo con 500 iteraciones y con una población inicial igual a 30 individuos.

4.1 Escenario 1: demanda ligera

Los resultados obtenidos en el presente escenario de estudio se los expresa gráficamente y se los detalla a continuación:

4.1.1 Perfil de voltaje

Con la implementación de tres SC en el sistema, se puede observar como el perfil de voltaje experimenta una mejora local y global. De este modo, el valor mínimo de voltaje (V_{min}) pasa de 0.971 [p.u.] en la barra 27 en el caso base a un valor de V_{min} de 0.975 [p.u.] en la barra 27.

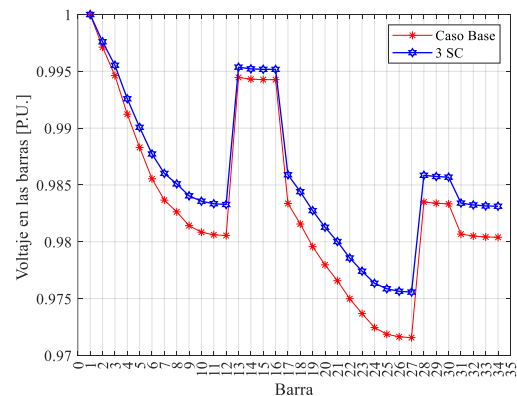


Figura 12. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.1.2 Pérdidas de potencia activa

Las pérdidas totales de potencia activa (P_{loss}) en el caso base son de 52.854 kW. Implementando tres SC en las barras 10, 19 y 25, con una capacidad de 350, 450 y 350 kvar respectivamente, P_{loss} se reducen a 38.527 kW, lo que representa una disminución del 27.106%.

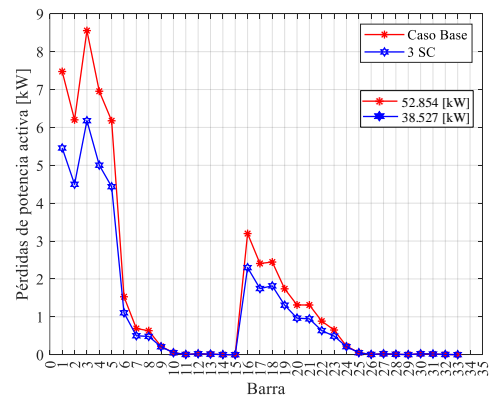


Figura 13. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.1.3 Pérdidas de potencia reactiva

Las pérdidas de potencia reactiva (Q_{loss}) en el caso base son de 15.534 kvar. Implementando tres SC en las barras mencionadas anteriormente, Q_{loss} se reducen a 11.300 kvar, lo que representa una disminución del 27.256%.

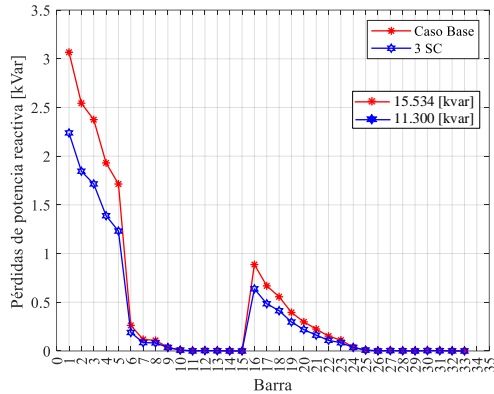


Figura 14. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.1.4 Convergencia del sistema

La convergencia de la pérdida de potencia activa en el sistema se da en la iteración 294 haciendo uso de tres SC.

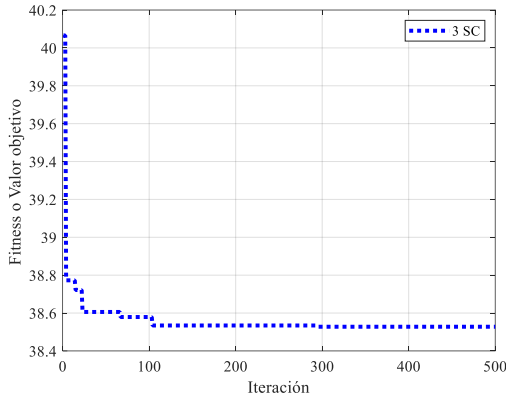


Figura 15. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

A continuación, la tabla 4 muestra el recopilatorio de resultados obtenidos de la simulación:

Tabla 4. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.

	Caso Base	3 SC
P_{loss} [kW]	52.854	38.527
Q_{loss} [kvar]	15.534	11.300

SC size [kvar]	---	350, 450, 350
Barra	---	10, 19, 25
Reducción P_{loss} [kW]	---	14.326
Reducción P_{loss} [%]	---	27.106
v_{min} [p.u.]	0.971 (27)	0.975 (27)
Iteración de convergencia	---	294

4.2 Escenario 2: demanda nominal

Los resultados obtenidos en el presente escenario de estudio se los expresa gráficamente y se los detalla a continuación:

4.2.1 Perfil de voltaje

Con la implementación de tres SC en el sistema, se puede observar como el perfil de voltaje experimenta una mejora local y global. De este modo, V_{min} pasa de 0.941 [p.u.] en la barra 27 en el caso base a un valor de V_{min} de 0.950 [p.u.] en la barra 27.

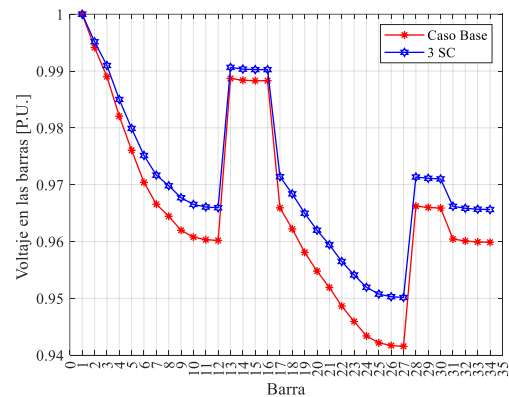


Figura 16. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.2.2 Pérdidas de potencia activa

P_{loss} en el caso base son de 221.723 kW. Implementando tres SC en las barras 9, 19 y 24, con una capacidad de 750, 900 y 750 kvar respectivamente, P_{loss} se reducen a 160.439 kW, lo que representa una disminución del 27.639%.

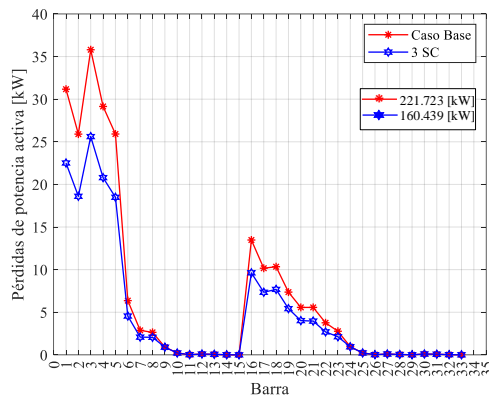


Figura 17. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.2.3 Pérdidas de potencia reactiva

Q_{loss} en el caso base son de 65.110 kvar. Implementando tres SC en las barras mencionadas anteriormente, Q_{loss} se reducen a 46.981 kvar, lo que representa una disminución del 27.842%.

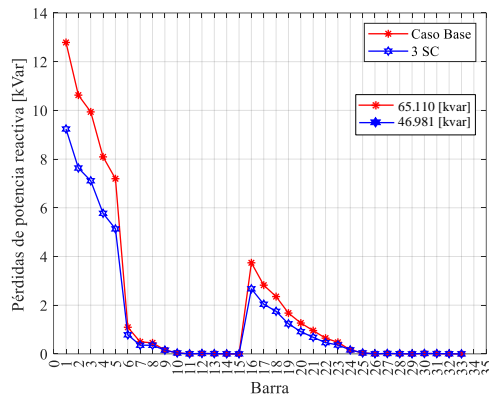


Figura 18. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.2.4 Convergencia del sistema

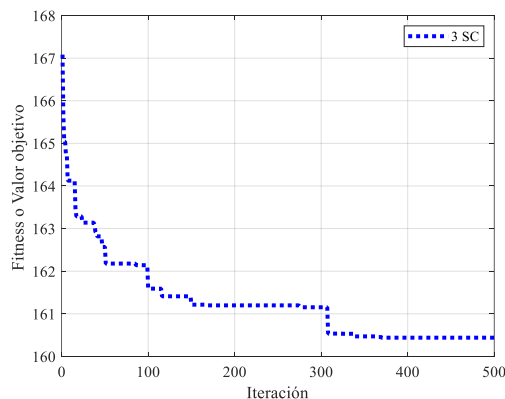


Figura 19. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

La convergencia de la pérdida de potencia activa en el sistema se da en la iteración 370 haciendo uso de tres SC.

A continuación, la tabla 5 muestra el recopilatorio de resultados obtenidos de la simulación:

Tabla 5. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.

	Caso Base	3 SC
$P_{loss} [kW]$	221.723	160.439
$Q_{loss} [kvar]$	65.110	46.981
SC size [kvar]	---	750, 900, 750
Barra	---	9, 19, 24
Reducción $P_{loss} [kW]$	---	61.283
Reducción $P_{loss} [\%]$	---	27.639
$v_{min} [p.u.]$	0.941 (27)	0.950 (27)
Iteración de convergencia	---	370

4.3 Escenario 3: demanda elevada

Los resultados obtenidos en el presente escenario de estudio se los expresa gráficamente y se los detalla a continuación:

4.3.1 Perfil de voltaje

Con la implementación de tres SC en el sistema, se puede observar como el perfil de voltaje experimenta una mejora local y global. De este modo, V_{min} pasa de 0.909 [p.u.] en la barra 27 en el caso base a un valor de V_{min} de 0.923 [p.u.] en la barra 27.

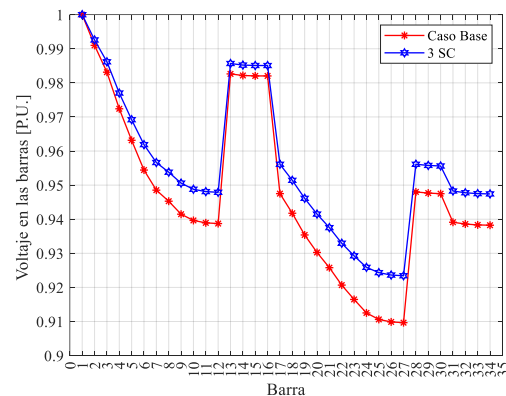


Figura 20. Perfil de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.3.2 Pérdidas de potencia activa

P_{loss} en el caso base son de 525.367 kW. Implementando tres SC en las barras 9, 19 y 25, con una capacidad de 1200, 1350 y 1050 kvar respectivamente, P_{loss} se reducen a 376.917 kW, lo que representa una disminución del 28.256%.

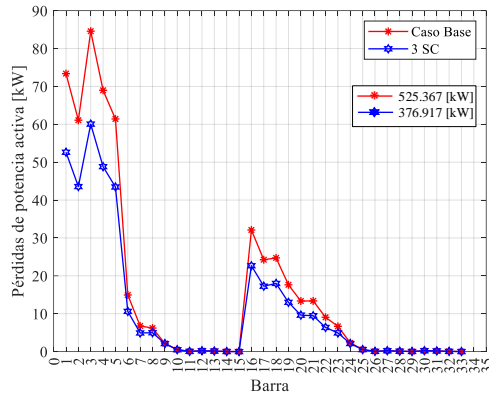


Figura 21. Pérdidas de potencia activa del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.3.3 Pérdidas de potencia reactiva

Q_{loss} en el caso base son de 154.126 kvar. Implementando tres SC en las barras mencionadas anteriormente, Q_{loss} se reducen a 110.292 kvar, lo que representa una disminución del 28.440%.

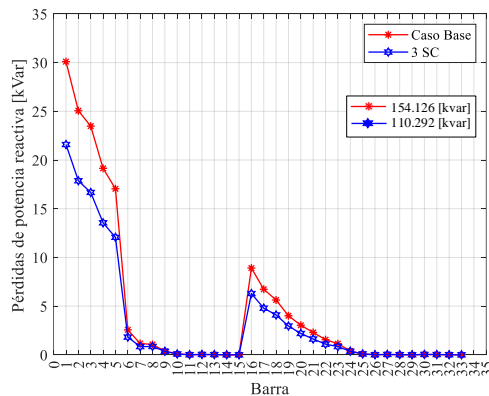


Figura 22. Pérdidas de potencia reactiva del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

4.3.4 Convergencia del sistema

La convergencia de la pérdida de potencia activa en el sistema se da en la iteración 345 haciendo uso de tres SC.

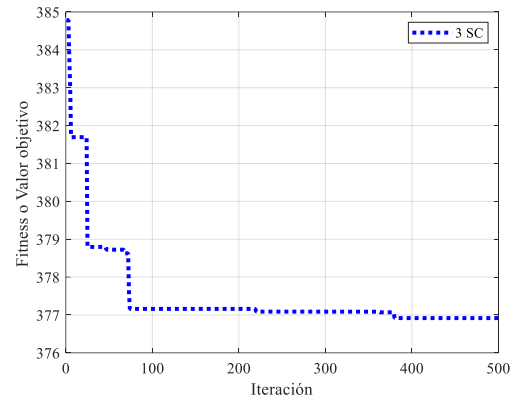


Figura 23. Convergencia del sistema de prueba IEEE de 34 barras.

A continuación, la tabla 6 muestra el recopilatorio de resultados obtenidos de la simulación:

Tabla 6. Resultados obtenidos antes y después de la compensación mediante el algoritmo GWO.

	Caso Base	3 SC
P_{loss} [kW]	525.367	376.917
Q_{loss} [kvar]	154.126	110.292
SC size [kvar]	---	1200, 1350, 1050
Barra	---	9, 19, 25
Reducción P_{loss} [kW]	---	148.449
Reducción P_{loss} [%]	---	28.256
v_{min} [p.u.]	0.909 (27)	0.923 (27)
Iteración de convergencia	---	380

4.3.5 Agentes de búsqueda GWO

Los vectores \vec{X}_α , \vec{X}_β y \vec{X}_δ , mismos que representan las posiciones de movimiento de los agentes de búsqueda, varían a lo largo del proceso de optimización hasta alcanzar una posición óptima que satisfaga a la función objetivo y a las restricciones establecidas en el sistema.

La figura 24 muestra como estos vectores actualizan su posición a medida que avanzan las iteraciones hasta estabilizarse en las barras donde se llevará a cabo OCP.

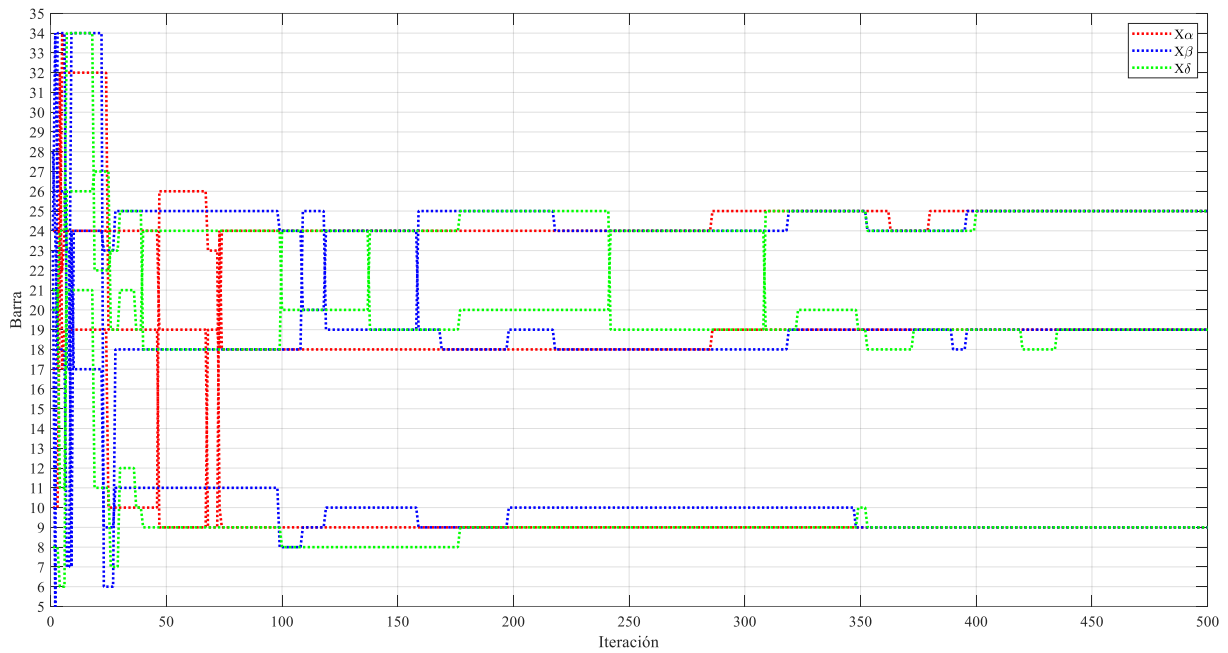


Figura 24. Movimiento y actualización de los agentes de búsqueda, escenario 3.

Las curvas más representativas son aquellas de color rojo ya que estas corresponden al movimiento de los lobos alfa, determinando de esta forma a las barras 9, 19 y 25 como las óptimas para la implementación de SC. Además, se puede observar cómo el comportamiento de las demás curvas se adapta a la tendencia de las curvas principales.

4.4 Comparativa de escenarios

La figura 25 presenta una gráfica que resume el impacto positivo de implementar tres SC en los escenarios de estudio planteados, evidenciando así el beneficio de utilizar estos dispositivos para minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema de distribución IEEE de 34 barras.

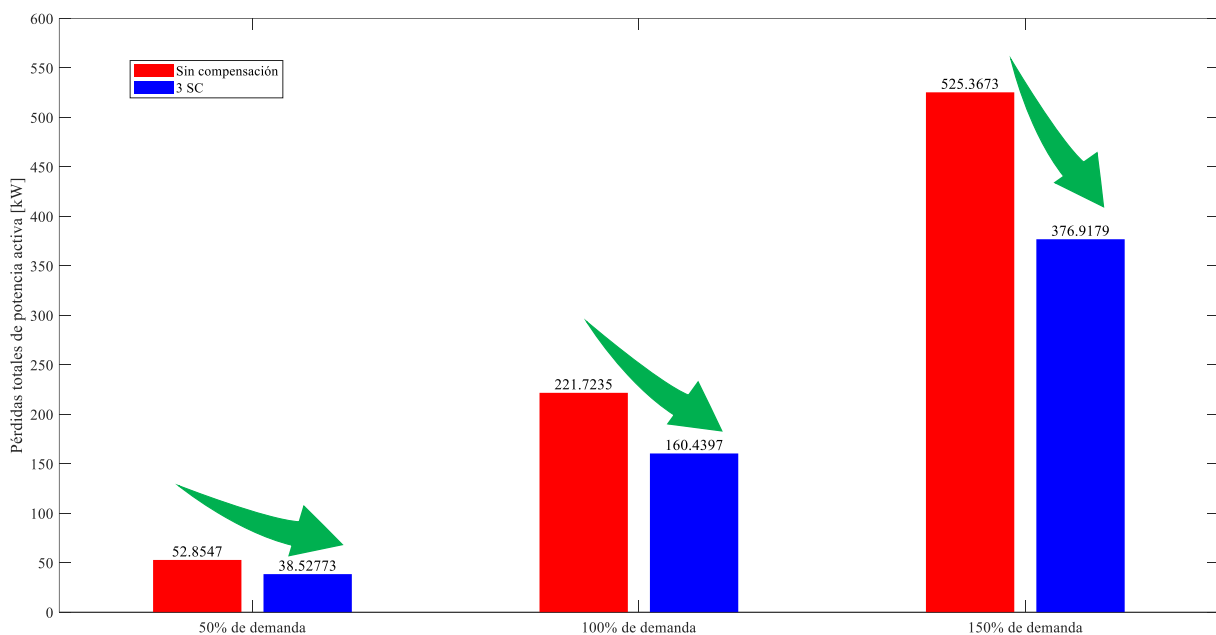


Figura 25. Decremento de la pérdida total de potencia activa en cada caso de estudio.

5 Conclusiones

En este documento se planteó realizar un proceso de optimización en el sistema IEEE de 34 barras. Los parámetros referenciales del mismo se evaluaron haciendo uso de flujos de potencia fundamentados en la metodología de barrido iterativo adelante – atrás en el software Matlab con el propósito de efectuar la implantación óptima de SC teniendo en cuenta la disminución de pérdidas en las líneas de distribución haciendo uso del algoritmo GWO.

El uso de SC para minorar las pérdidas de potencia en las líneas tiene el potencial de mejorar la operatividad técnica del sistema eléctrico de distribución. Al utilizar el algoritmo GWO, considerando variables como la carga, la topología de la red y las condiciones de operación se puede lograr una OCP, lo cual permite incrementar los beneficios del sistema en términos de robustez y reducción de pérdidas.

Mediante el uso de GWO, se obtienen las locaciones óptimas para la implementación de SC en los tres escenarios a los que se expone el sistema IEEE de 34 barras, cumpliendo las restricciones establecidas del problema de optimización y minimizando la función objetivo, misma que en este estudio es la pérdida de potencia activa en las líneas del sistema. Además de lograr reducir dicha pérdida, el perfil de voltaje en la gran mayoría de las barras del sistema se ve mejorado.

Con respecto a la potencia activa, los resultados obtenidos producto de GWO muestran claramente que la mayor reducción de pérdidas en el sistema se logra con la implementación de tres SC, obteniendo de esta forma en el escenario 1 una reducción de 52.854 kW a 38.527 kW, lo que representa el 27.106%; en el escenario 2 se presenta una reducción de 221.723 kW a 160.439 kW, lo que representa el 27.639% y en el escenario 3 se tiene una reducción de 525.367 kW a 376.917 kW, lo que representa el 28.256 %.

De manera similar por parte de la potencia reactiva, la mayor reducción de pérdidas en el sistema se logra con la implementación de tres SC, obteniendo de esta forma en el escenario 1 una reducción de 15.534 kvar a 11.300 kvar, lo que representa el 27.256%; en el escenario 2 se presenta una reducción de 65.110 kvar a 46.981 kvar, lo que representa el 27.842% y en el escenario 3 se tiene una reducción de 154.126 kvar a 110.292 kvar, lo que representa el 28.440%.

A medida que se implementa más de tres SC en el sistema de distribución, las pérdidas tanto de potencia activa como reactiva tienden a estabilizarse, es por esto por lo que, agregar más de tres SC no representa una reducción porcentual significativa de pérdidas.

La tasa de convergencia, además de depender del número de iteraciones y de la población inicial, guarda estrecha relación con el número de SC a utilizar, es por esto por lo que mientras más SC son establecidos para la implementación, mayor es el valor en el cual converge el sistema.

5.1 Trabajos futuros

Los resultados alcanzados en este escrito pueden fungir como base para nuevas investigaciones tales como:

- Óptimo dimensionamiento de SC.
- Escalabilidad del algoritmo de optimización en sistemas de distribución más grandes.
- Análisis de costos del sistema teniendo en cuenta la implementación de SC.

6 Referencias

- [1] M. J. B. Kabeyi and O. A. Olanrewaju, “Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply,” *Front. Energy Res.*, vol. 9, no. March, pp. 1–45, Mar. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2021.743114.

- [2] T. Ahmad and D. Zhang, "A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1973–1991, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.07.020.
- [3] M. M. Rahman, "Environmental degradation: The role of electricity consumption, economic growth and globalisation," *J. Environ. Manage.*, vol. 253, p. 109742, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.jenvman.2019.109742.
- [4] P. Ouyang, Y.-P. Xu, L.-Y. Qi, and H. Jafari, "An improved version of Search and Rescue algorithm for electrical power energy production and the demand of China," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 3395–3405, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.02.154.
- [5] S. J. Rudresha, S. G. Ankaliki, T. Ananthapadmanabha, and V. Girish, "Integration of Solar Photovoltaic Generation in a Practical Distribution System for Loss Minimization and Voltage Stability Improvement," *Advances in Renewable Energy and Electric Vehicles*, pp. 237–246, 2022, doi: 10.1007/978-981-16-1642-6_19.
- [6] R. Fathi, B. Tousi, and S. Galvani, "Allocation of renewable resources with radial distribution network reconfiguration using improved salp swarm algorithm," *Appl. Soft Comput.*, vol. 132, p. 109828, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.asoc.2022.109828.
- [7] D. Stanelyte and V. Radziukynas, "Review of Voltage and Reactive Power Control Algorithms in Electrical Distribution Networks," *Energies*, vol. 13, no. 1, p. 58, Dec. 2019, doi: 10.3390/en13010058.
- [8] V. M. Garrido, O. D. Montoya, Á. Medina-Quesada, and J. C. Hernández, "Optimal Reactive Power Compensation in Distribution Networks with Radial and Meshed Structures Using D-STATCOMs: A Mixed-Integer Convex Approach," *Sensors*, vol. 22, no. 22, p. 8676, Nov. 2022, doi: 10.3390/s22228676.
- [9] S. DebBarman, R. Roy, and K. Namrata, "Minimization of Active Power losses in a distribution network with capacitor placement using JAYA Algorithm," in *2022 Second International Conference on Power, Control and Computing Technologies (ICPC2T)*, Mar. 2022, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPC2T53885.2022.9776992.
- [10] T. Jayabarathi, T. Raghunathan, R. Sanjay, A. Jha, S. Mirjalili, and S. H. C. Cherukuri, "Hybrid Grey Wolf Optimizer Based Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Systems," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 50, no. 8, pp. 413–425, May 2022, doi: 10.1080/15325008.2022.2132556.
- [11] R. Babu, S. Raj, B. Dey, and B. Bhattacharyya, "Optimal reactive power planning using oppositional grey wolf optimization by considering bus vulnerability analysis," *Energy Convers. Econ.*, vol. 3, no. 1, pp. 38–49, Feb. 2022, doi: 10.1049/enc2.12048.
- [12] Di. Bharti, "Multi-point Optimal Placement of Shunt Capacitor in Radial Distribution Network: A Comparison," in *2020 International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*, Jul. 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICEFEET49149.2020.9186968.
- [13] B. Ismail, N. I. Abdul Wahab, M. L. Othman, M. A. M. Radzi, K. Naidu Vijyakumar, and M. N. Mat Naain, "A Comprehensive Review on

- Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 222733–222765, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3043297.
- [14] S. A. Salimon, K. Suuti, H. A. Adeleke, K. E. Ojo, and H. A. Aderinko, “Impact of Optimal Placement and Sizing of Capacitors on Radial Distribution Network using Cuckoo Search Algorithm,” *Issue 1 Ser. I*, vol. 15, no. 1, pp. 39–49, 2020, doi: 10.9790/1676-1501013949.
- [15] M. O. Okelola, O. W. Adebisi, S. A. Salimon, S. O. Ayanlade, and A. L. Amoo, “Optimal sizing and placement of shunt capacitors on the distribution system using Whale Optimization Algorithm,” *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 19, no. 1, pp. 39–47, Jun. 2022, doi: 10.4314/njtd.v19i1.5.
- [16] M. Mosbah, A. Khattara, R. Zine, M. Ould-Sidi, S. Hamid-Oudjana, and Y. Soufi, “Optimal Location and Size of Shunt Capacitor in Distribution Using Metaheuristic Method,” *Artificial Intelligence and Heuristics for Smart Energy Efficiency in Smart Cities*. pp. 111–120, 2022, doi: 10.1007/978-3-030-92038-8_11.
- [17] P. Diaz, M. Perez-Cisneros, E. Cuevas, O. Camarena, F. A. Fausto Martinez, and A. Gonzalez, “A Swarm Approach for Improving Voltage Profiles and Reduce Power Loss on Electrical Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 49498–49512, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2868814.
- [18] A. A. A. El-Ela, M. T. Mouwafi, and A. A. Elbaset, “Optimal Capacitor Placement for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement,” *Modern Optimization Techniques for Smart Grids*. Springer International Publishing, Cham, pp. 107–139, 2023, doi: 10.1007/978-3-030-96025-4_5.
- [19] O. M. Neda, “A Novel Technique for Optimal siting and Rating of Shunt Capacitors Placed to the Radial Distribution Systems,” *Adv. Electr. Electron. Eng.*, vol. 20, no. 2, pp. 143–153, Jun. 2022, doi: 10.15598/aeec.v20i2.4415.
- [20] S. Ahmed, M. Kumar, and A. M. Soomro, “Optimal Placement of Shunt Capacitor in Distribution System by Particle Swarm Optimization,” *Int. J. Integr. Eng.*, vol. 12, no. 6, pp. 265–272, Jul. 2020, doi: 10.30880/ijie.2020.12.06.029.
- [21] A. Hachemi, F. Sadaoui, and S. Arif, “Optimal Location and Sizing of Capacitor Banks in Distribution Systems Using Grey Wolf Optimization Algorithm,” *Advanced Computational Techniques for Renewable Energy Systems*. pp. 719–728, 2023, doi: 10.1007/978-3-031-21216-1_73.
- [22] R. Pegado, Z. Ñaupari, Y. Molina, and C. Castillo, “Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction based on improved selective BPSO,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 169, no. September 2018, pp. 206–213, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.12.030.
- [23] D. H. Cárdenas Villacrés, C. F. Chávez Córdova, and N. R. Layedra Quinteros, “Voltage Stability in Medium Voltage Single-Phase Electrical Distribution Networks, Applying Quick Drive Tap Regulators in Steady State,” *INGENIO*, vol. 4, no. 1, pp. 17–26,

- Jun. 2021, doi: 10.29166/ingenio.v4i1.3067.
- [24] Z. H. Leghari, M. Kumar, P. H. Shaikh, L. Kumar, and Q. T. Tran, "A Critical Review of Optimization Strategies for Simultaneous Integration of Distributed Generation and Capacitor Banks in Power Distribution Networks," *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 8258, 2022, doi: 10.3390/en15218258.
- [25] E. H. Sadiq, R. K. Antar, and S. T. Ahmed, "Power losses evaluation in low voltage distribution network: a case study of 250 kVA, 11/0.416 kV substation," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 25, no. 1, p. 35, Jan. 2022, doi: 10.11591/ijeecs.v25.i1.pp35-41.
- [26] K. A. Ibrahim, M. Teng Au, and C. K. Gan, "A new methodology for technical losses estimation of radial distribution feeder," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 16, no. 3, p. 1126, Dec. 2019, doi: 10.11591/ijeecs.v16.i3.pp1126-1135.
- [27] Otcenasova, Bolf, Altus, and Regula, "The Influence of Power Quality Indices on Active Power Losses in a Local Distribution Grid," *Energies*, vol. 12, no. 7, p. 1389, Apr. 2019, doi: 10.3390/en12071389.
- [28] X. Zhou, K. Wei, Y. Ma, and Z. Gao, "A Review of Reactive Power Compensation Devices," in *2018 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, Aug. 2018, pp. 2020–2024, doi: 10.1109/ICMA.2018.8484519.
- [29] M. S. Ali, M. M. Haque, and P. Wolfs, "A review of topological ordering based voltage rise mitigation methods for LV distribution networks with high levels of photovoltaic penetration," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 103, pp. 463–476, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.049.
- [30] J. Y. Lee, R. Verayiah, K. H. Ong, A. K. Ramasamy, and M. B. Marsadek, "Distributed Generation: A Review on Current Energy Status, Grid-Interconnected PQ Issues, and Implementation Constraints of DG in Malaysia," *Energies*, vol. 13, no. 24, p. 6479, Dec. 2020, doi: 10.3390/en13246479.
- [31] P. Kotsampopoulos, P. Georgilakis, D. T. Lagos, V. Kleftakis, and N. Hatziargyriou, "FACTS Providing Grid Services: Applications and Testing," *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2554, Jul. 2019, doi: 10.3390/en12132554.
- [32] D. Okojie, P. Kgori, and U. Akuru, "A Review of Power Compensation Techniques: Challenges and Recommendations for Future Investigation," no. November, 2022, doi: 10.20944/preprints202211.0048.v1.
- [33] J. Sanam, Y. V. Rajeswari, E. U. Sri, K. H. Spandhana, C. B. Laxmi, and N. Gayathri, "Impact on Electrical Distribution Networks with The Integration of Shunt Capacitor Model Using Exhaustive Search Based Load Flow Algorithm," in *2022 International Conference on Intelligent Controller and Computing for Smart Power (ICICCSP)*, Jul. 2022, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICICCSP53532.2022.9862506.
- [34] S. Kawambwa, R. Mwifunyi, D. Mnyanghwalo, N. Hamisi, E. Kalinga, and N. Mvungi, "An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 8, no. 1, p. 7, Dec. 2021, doi: 10.1186/s43067-021-00031-0.
- [35] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A.

- Lewis, "Grey Wolf Optimizer," *Adv. Eng. Softw.*, vol. 69, pp. 46–61, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- [36] S. Mirjalili, I. Aljarah, M. Mafarja, A. A. Heidari, and H. Faris, "Grey Wolf Optimizer: Theory, Literature Review, and Application in Computational Fluid Dynamics Problems," *Studies in Computational Intelligence*, vol. 811. Springer International Publishing, pp. 87–105, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-12127-3_6.
- [37] N. Thakur, Y. K. Awasthi, and A. S. Siddiqui, "Reliability analysis and power quality improvement model using enthalpy based grey wolf optimizer," *Energy Syst.*, vol. 12, no. 1, pp. 31–59, Feb. 2021, doi: 10.1007/s12667-020-00409-5.
- [38] Y. Li, X. Lin, and J. Liu, "An Improved Gray Wolf Optimization Algorithm to Solve Engineering Problems," *Sustainability*, vol. 13, no. 6, p. 3208, Mar. 2021, doi: 10.3390/su13063208.
- [39] M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani, "A simplified network approach to the VAR control problem for radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8, no. 3, pp. 1529–1535, Jul. 1993, doi: 10.1109/61.252679.

6.1 Matriz de estado del arte

Tabla 7: Matriz de estado del arte.

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS																													
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de distribución	Pérdidas de potencia	Compensación de potencia reactiva	Ubicación óptima de capacitores	Técnicas de optimización	Reducción de pérdidas de potencia	Mejoramiento del perfil del voltaje	Mejora del funcionamiento operativo del sistema de distribución	Transferencia de potencia	Nivel de voltaje	Número de capacitores	Limitación de inyección de reactivos al sistema	Limitación de capacidad de compensación de potencia	Algoritmo de búsqueda Cuckoo	Optimización de la ballena	Optimización hormiga león	Algoritmo de búsqueda de la langosta	Optimización de colonia de hormigas	Algoritmo de enjambre de salpas mejorado	Optimización por enjambre de partículas	Algoritmo JAYA	Optimización del lobo gris	Óptima ubicación de capacitores	Reducción de pérdidas de potencia	Incremento del perfil de voltaje	
1	2022	Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply	67	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
2	2020	A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far	270	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
3	2020	Environmental degradation: The role of electricity consumption, economic growth and globalisation	176	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
4	2022	An improved version of Search and Rescue algorithm for electrical power energy production and the demand of China	1	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
5	2022	Integration of Solar Photovoltaic Generation in a Practical Distribution System for Loss Minimization and Voltage Stability Improvement	1	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒
6	2023	Allocation of renewable resources with radial distribution network reconfiguration using improved salp swarm algorithm	6	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐
7	2019	Review of Voltage and Reactive Power Control Algorithms in Electrical Distribution Networks	31	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
8	2022	Optimal Reactive Power Compensation in Distribution Networks with Radial and Meshed Structures Using D-STATCOMs: A Mixed-Integer Convex Approach	2	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de distribución	Pérdidas de potencia	Compensación de potencia reactiva	Ubicación óptima de capacitores	Técnicas de optimización	Reducción de pérdidas de potencia	Mejoramiento del perfil del voltaje	Mejora del funcionamiento operativo del sistema de distribución	Transferencia de potencia	Nivel de voltaje	Número de capacitores	Limitación de inyección de reactivos al sistema	Limitación de capacidad de compensación de potencia	Algoritmo de búsqueda Cuckoo	Optimización de la ballena	Optimización hormiga león	Algoritmo de búsqueda de la langosta	Optimización de colonia de hormigas	Algoritmo de enjambre de salpas mejorado	Optimización por enjambre de partículas	Algoritmo JAYA	Optimización del lobo gris	Óptima ubicación de capacitores	Reducción de pérdidas de potencia	Incremento del perfil de voltaje
9	2018	Minimization of Active Power losses in a distribution network with capacitor placement using JAYA Algorithm	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒
10	2018	Hybrid Grey Wolf Optimizer Based Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Systems	2	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒
11	2019	Optimal reactive power planning using oppositional grey wolf optimization by considering bus vulnerability analysis	12	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒
12	2020	Multi-point Optimal Placement of Shunt Capacitor in Radial Distribution Network: A Comparison	4	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐
13	2020	A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement	58	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐
14	2020	Impact of Optimal Placement and Sizing of Capacitors on Radial Distribution Network using Cuckoo Search Algorithm	12	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
15	2022	Optimal sizing and placement of shunt capacitors on the distribution system using Whale Optimization Algorithm	9	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
16	2022	Optimal Location and Size of Shunt Capacitor in Distribution Using Metaheuristic Method	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA							SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de distribución	Pérdidas de potencia	Compensación de potencia reactiva	Ubicación óptima de capacitores	Técnicas de optimización	Reducción de pérdidas de potencia	Mejoramiento del perfil del voltaje	Mejora del funcionamiento operativo del sistema de distribución	Transferencia de potencia	Nivel de voltaje	Número de capacitores	Limitación de inyección de reactivos al sistema	Limitación de capacidad de compensación de potencia	Algoritmo de búsqueda Cuckoo	Optimización de la ballena	Optimización hormiga león	Algoritmo de búsqueda de la langosta	Optimización de colonia de hormigas	Algoritmo de enjambre de salpas mejorado	Optimización por enjambre de partículas	Algoritmo JAYA	Optimización del lobo gris	Óptima ubicación de capacitores	Reducción de pérdidas de potencia	Incremento del perfil de voltaje	
17	2018	A swarm approach for improving voltage profiles and reduce power loss on electrical distribution networks	35	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
18	2023	Optimal Capacitor Placement for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement	0	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	
19	2022	A Novel Technique for Optimal siting and Rating of Shunt Capacitors Placed to the Radial Distribution Systems	0	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☒	
20	2020	Optimal Placement of Shunt Capacitor in Distribution System by Particle Swarm Optimization	1	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	
21	2023	Optimal Location and Sizing of Capacitor Banks in Distribution Systems Using Grey Wolf Optimization Algorithm	4	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	
22	2019	Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction based on improved selective BPSO	127	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	
23	2021	Voltage Stability in Medium Voltage Single-Phase Electrical Distribution Networks, Applying Quick Drive Tap Regulators in Steady State	0	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	
24	2022	A Critical Review of Optimization Strategies for Simultaneous Integration of Distributed Generation and Capacitor Banks in Power Distribution Networks	3	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA MEDIANTE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN HACIENDO USO DEL ALGORITMO DEL LOBO GRIS

ITEM	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA							SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de distribución	Pérdidas de potencia	Compensación de potencia reactiva	Ubicación óptima de capacitores	Técnicas de optimización	Reducción de pérdidas de potencia	Mejoramiento del perfil de voltaje	Mejora del funcionamiento operativo del sistema de distribución	Transferencia de potencia	Nivel de voltaje	Número de capacitores	Limitación de inyección de reactivos al sistema	Limitación de capacidad de compensación de potencia	Algoritmo de búsqueda Cuckoo	Optimización de la ballena	Optimización hormiga león	Algoritmo de búsqueda de la langosta	Optimización de colonia de hormigas	Algoritmo de enjambre de salpas mejorado	Optimización por enjambre de partículas	Algoritmo JAYA	Optimización del lobo gris	Óptima ubicación de capacitores	Reducción de pérdidas de potencia	Incremento del perfil de voltaje	
33	2022	Impact on Electrical Distribution Networks with The Integration of Shunt Capacitor Model Using Exhaustive Search Based Load Flow Algorithm	22	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒
34	2021	An improved backward/forward sweep power flow method based on network tree depth for radial distribution systems	26	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
35	2014	Grey Wolf Optimizer	11932	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	
36	2020	Grey Wolf Optimizer: Theory, Literature Review, and Application in Computational Fluid Dynamics Problems	85	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	
37	2021	Reliability analysis and power quality improvement model using enthalpy based grey wolf optimizer	7	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	
38	2021	An Improved Gray Wolf Optimization Algorithm to Solve Engineering Problems	35	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	
39	1993	A simplified network approach to the VAr control problem for radial distribution systems	179	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒		
			CANTIDAD:	36	28	23	17	28	19	18	15	10	17	8	12	11	3	4	3	2	6	6	9	1	9	14	18	17	

6.2 Resumen de Indicadores

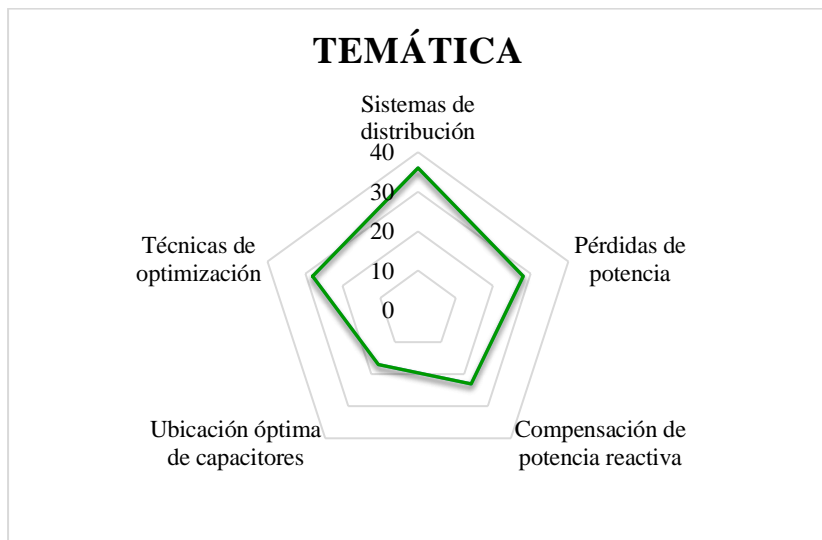


Figura 26. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.

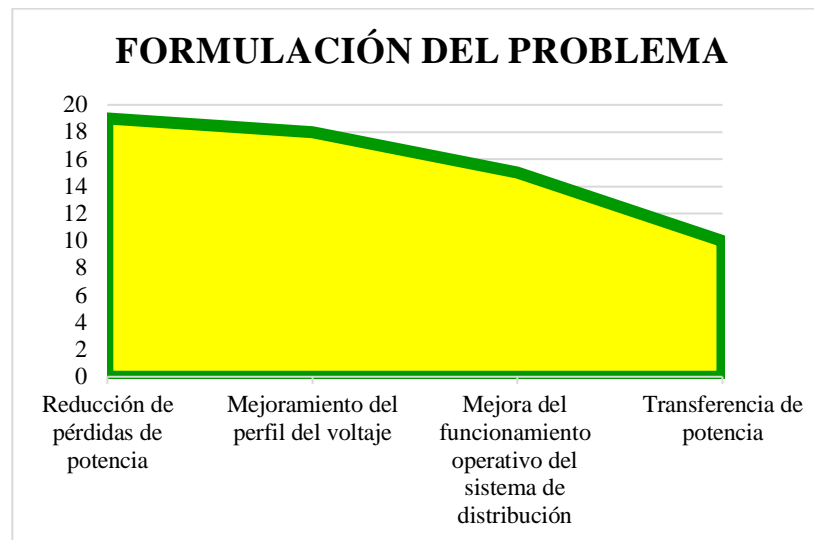


Figura 27. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.

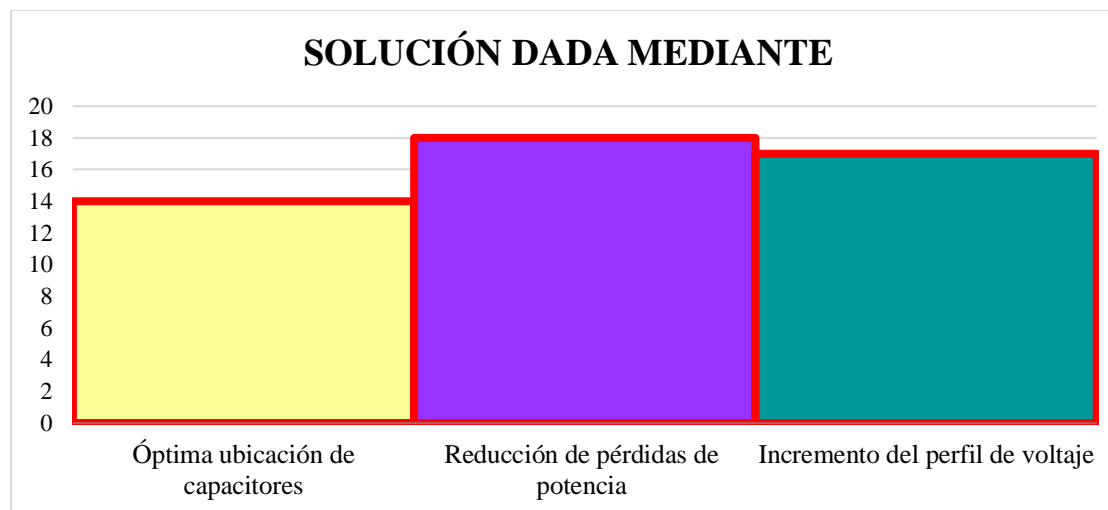


Figura 28. Indicador de solución – Estado del arte.

7 Anexos

Tabla 8. Técnicas metaheurísticas aplicadas para resolver el problema de OCP

Referencia	Algoritmo	Problema	Análisis	Objetivo	Función Objetivo	Sistema de prueba
[9]	<i>Algoritmo JAYA</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico	Minimización de pérdidas Mejoramiento del perfil de voltaje	$\min(P_{Loss}) = \sum I^2 R$	IEEE de 33 y 85 barras
[14]	<i>Algoritmo de búsqueda Cuckoo</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$F_{min} = K_p * P_{Loss} + \alpha [(C_{inst} * N) + C_{cap} \sum_{i=1}^N Q_{ci}] + (C_{ope} * N)$	IEEE de 33 barras y nigeriano de 34 barras
[15]	<i>Algoritmo de optimización de la ballena</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$F_1 = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{B_n} I_{i(after)}^2 R_{i,i+1}}{\sum_{i=1}^{B_n} I_{i(before)}^2 R_{i,i+1}} \right)$ $F_2 = \min \left(\frac{C_{pu} * P_{Loss} + CQC}{C_{pu} * P_{Loss}} \right)$ $F_3 = \min(invVSI_i)$	IEEE de 33 barras y nigeriano de 46 barras.
[16]	<i>Optimización hormiga león</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$\min f = K^p P_{Loss}^T + \sum_{j=1}^{NC} K_j^c Q_j^c$	Sistemas estándar de 10, 15, 34 y 85 barras
[17]	<i>Algoritmo de búsqueda de la langosta</i>	Ubicación	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$\min C(Q) = K_p * P_{Loss}(Q) + \sum_{i=1}^n Q_i * k(Q_i)$ $\min C(Q) = K_p * t * P_{Loss}(Q) + K_{tc} * N_q + \sum_{j=1}^n Q_j * k(Q_j)$	IEEE de 10, 33 y 69 barras
[18]	<i>Algoritmo de optimización de colonia de hormigas</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$\min S = K_p P_{Loss}^{Total} + K_c Q_c^{Total}$	Sistemas estándar de 10, 34 y 85 barras.
[19]	<i>Algoritmo de enjambre de salpas mejorado</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico y económico	Minimización de pérdidas y costos Mejoramiento del perfil de voltaje	$F_1 = \min \left(\sum_{i=1}^{n-1} P_{Loss(i,j)} \right)$ $F_2 = \min(ELC^{wCom} + C_{TC})$	IEEE de 69 barras e iraní de 33 barras

[20]	<i>Optimización por enjambre de partículas</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico	Minimización de pérdidas Mejoramiento del perfil de voltaje	$f = \min \sum Q_{Loss}$	Pakistaní de 50 barras
[21]	<i>Optimización del lobo gris</i>	Ubicación y dimensionamiento	Técnico	Minimización de pérdidas Mejoramiento del perfil de voltaje	$f = \text{Min}(P_{Tloss})$	IEEE de 12, 33 y 69 barras