



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

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS DE
LITIO-ION EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
DISTRIBUCIÓN USANDO EL ALGORITMO
DE COLONIA DE HORMIGAS**

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

AUTOR: HECTOR DANIEL LEMA CHICAIZA
TUTOR: ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador
2025

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

Yo, Hector Daniel Lema Chicaiza con documento de identificación N° 0504779729 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, 13 de abril del año 2026

Atentamente,



Hector Daniel Lema Chicaiza
0504779729

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

Yo, Hector Daniel Lema Chicaiza con documento de identificación No. 0504779729, 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 “Ubicación óptima de un sistema de almacenamiento de baterías de litio-ion en sistemas eléctricos de distribución usando el algoritmo de colonia de hormigas”, 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, 13 de abril del año 2026

Atentamente,



Hector Daniel Lema Chicaiza

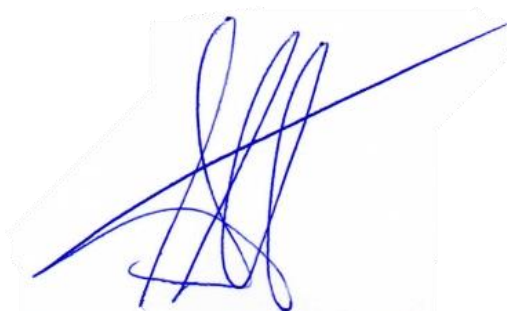
0504779729

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: UBICACIÓN OPTIMA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS DE LITIO-ION EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS, realizado por Hector Daniel Lema Chicaiza con documento de identificación N° 0504779729, 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, 13 de abril del año 2026

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke, is written over a faint, light blue rectangular stamp. The signature is positioned above a horizontal dashed line.

Ing. Alexander Aguila Téllez, Ph.D.
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	1
2	Fundamento conceptual.....	4
2.1	Estimación de flujo de potencia.....	4
2.2	Modelación del sistema BESS.....	5
2.3	Ubicación óptima de BESS	6
2.4	Algoritmo de colonia de hormigas	7
3	Formulación del problema	8
3.1	Evaluación inicial del sistema	9
3.2	Modelo de optimización oportuna de BESS.....	10
3.3	Aplicación del algoritmo ACO.....	11
3.4	Caso de estudio.....	12
4	Análisis de resultados.....	12
4.1	Comparativa de ACO con algoritmo genético	15
4.2	Interpretación de resultados.....	17
5	Conclusiones	18
5.1	Trabajos futuros.....	18
6	Referencias.....	18
6.1	Matriz de Estado del Arte.....	24
6.2	Resumen de Indicadores.....	27
7	Anexos.....	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Secuencia lógica para la ubicación óptima de BESS.....	9
Figura 2. Caso de prueba para aplicación de metodología propuesta.	12
Figura 3. Ubicación óptima de BESS sobre escenario de prueba.	13
Figura 4. Comparativa de perfil de tensión con y sin BESS.	13
Figura 5. Comparativa del índice de estabilidad de tensión con y sin BESS.....	13
Figura 6. Desviación de voltaje con y sin BESS.....	14
Figura 7. Comparativa de las pérdidas de potencia con y sin BESS.....	14
Figura 8. Comparativa del costo de las pérdidas de potencia con y sin BESS.	15
Figura 9. Comparativa de técnico ACO contra GA para la ubicación óptima de BESS.	16
Figura 10. Comparativa de perfil de tensión con y sin BESS- técnicas ACO y GA.....	16
Figura 11. Comparativa del índice de estabilidad de tensión con y sin BESS - técnicas ACO y GA.....	16
Figura 12. Comparativa de las pérdidas de potencia con y sin BESS - técnicas ACO y GA. .	17
Figura 13. Comparativa del costo de las pérdidas de potencia con y sin BESS- técnicas ACO y GA.....	17
Figura 14. Desviación de voltaje con y sin BESS. - técnicas ACO y GA.	17
Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	27
Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	27
Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte.....	27

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables asociadas al flujo de potencia.	4
Tabla 2. Variables asociadas al modelado del BESS.	5
Tabla 3. Localización oportuna de BESS.....	6
Tabla 4. Variables de ACO.	7
Tabla 5. Solución de la metodología para ubicar de forma óptima los BESS.	12
Tabla 6: Matriz de estado del arte.	15
Tabla 7: Matriz de estado del arte.	24
Tabla 3. Datos de líneas del sistema IEEE de 33 barras.	28
Tabla 4. Datos de cargas del sistema IEEE de 33 barras.	28

UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS DE LITIO-ION EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS

Resumen

Esta investigación busca determinar la ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía (BESS) en redes de distribución eléctrica. Con el fin de mejorar el perfil de tensión, reducir las pérdidas activas y disminuir los costos operativos. Para ello, se desarrolla un modelo de optimización en el algoritmo de colonia de hormigas (ACO) para identificar las ubicaciones más eficientes de los BESS.

La metodología se aplica a un sistema de prueba de 33 nodos, conforme a los datos proporcionados por la IEEE. Los resultados muestran que la instalación de dos BESS en las barras 13 y 31 permite elevar el perfil de tensión por encima de 0.94 pu. Asimismo, incrementa el índice de estabilidad a más de 0.88, reduce las pérdidas de potencia por debajo de 0.015 pu y disminuye el costo anual por pérdidas en más del 66%. Se concluye que la metodología propuesta es efectiva y replicable en redes de características similares.

Palabras Clave: Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS); Redes de Distribución; Optimización del Perfil de Tensión; Reducción de Pérdidas de Potencia; Optimización por Colonia de Hormigas (ACO).

Abstract

This research aims to determine the optimal placement of Battery Energy Storage Systems (BESS) in electrical distribution networks, with the objective of improving voltage profiles, reducing active power losses, and lowering operational costs. To this end, an optimization model is developed using the Ant Colony Optimization (ACO) algorithm to identify the most efficient BESS locations.

The methodology is applied to a 33-bus test system, based on data provided by the IEEE. The results indicate that installing two BESS units at buses 13 and 31 raises the voltage profile above 0.94 pu, increases the voltage stability index to over 0.88, reduces power losses to below 0.015 pu, and decreases the annual loss cost by more than 66%. It is concluded that the proposed methodology is effective and replicable in distribution networks with similar characteristics.

Keywords: Battery Energy Storage Systems (BESS); Distribution Networks; Voltage Profile Optimization; Power Loss Reduction; Ant Colony Optimization (ACO).

1 Introducción

Los sistemas de distribución eléctrica constituyen el último eslabón del sistema eléctrico, encargándose de transportar la energía desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Su funcionamiento adecuado es esencial para garantizar un suministro confiable, estable y de calidad. Al estar más próximos al punto de consumo, representan también el segmento con mayores niveles de pérdidas energéticas dentro del sistema eléctrico general [1].

El incremento en la eficiencia de estos sistemas permite disminuir pérdidas energéticas, optimizar los costos operativos y reducir la necesidad de incorporar capacidad adicional de generación, lo cual favorece directamente la sostenibilidad y mejora la rentabilidad del sistema eléctrico [2]. A su vez, una mayor eficiencia energética impulsa el proceso de descarbonización del sector eléctrico, al limitar el uso de fuentes fósiles innecesarias [3].

Las pérdidas técnicas representan uno de los mayores desafíos en estos sistemas. Estas incluyen principalmente las pérdidas resistivas (I^2R) en conductores y transformadores, así como desequilibrios de carga y efectos por bajo factor de potencia [4]. Estas pérdidas afectan la estabilidad del voltaje, generan sobrecargas, incrementan los costos de operación y deterioran la calidad del suministro [2].

Además, los sistemas de distribución enfrentan un incremento constante en la demanda energética debido al crecimiento urbano, la incorporación de tecnologías de movilidad eléctrica y la expansión de fuentes renovables dentro del sistema. Este contexto plantea la necesidad de aplicar nuevas estrategias de automatización,

control y planificación para preservar la confiabilidad del servicio [5], [6].

Por otra parte, indicadores como las pérdidas agregadas técnicas y comerciales reflejan ineficiencias estructurales que afectan la sostenibilidad financiera de las empresas distribuidoras. Su monitoreo es clave para formular políticas de inversión efectivas y sistemas tarifarios justos [7].

Finalmente, el uso de herramientas de optimización y tecnologías como los sistemas de decisión multicriterio permite diseñar redes con menor pérdida energética, mayor resiliencia y mejores perfiles de voltaje [8], [9].

El almacenamiento energético se ha posicionado como un elemento clave en la modernización del sistema eléctrico al fortalecer tanto la capacidad operativa como la estabilidad funcional de las redes de distribución. Su aplicación permite enfrentar la variabilidad de las fuentes renovables, aliviar los picos de demanda y ofrecer servicios complementarios como la regulación de frecuencia y tensión [10].

En este contexto, las baterías de ion-litio destacan por su alta densidad energética, eficiencia de carga/descarga, baja tasa de autodescarga y larga vida útil, superando en desempeño a otras tecnologías como el plomo-ácido o las baterías de flujo [11], [12].

Estas baterías han demostrado mejorar la eficiencia operativa de las redes mediante la reducción de pérdidas técnicas, el soporte al perfil de carga y la regulación del voltaje en tiempo real [13], [14].

Diversos estudios de caso han validado su contribución favorable al desempeño del suministro eléctrico. En Finlandia, la integración de BESS de ion-litio permitió estabilizar voltajes y mejorar la respuesta

ante variabilidad renovable mediante esquemas de gestión activa de red [15].

Asimismo, se ha demostrado que estas baterías permiten realizar funciones como el "peak shaving", almacenamiento por cambio horario y respaldo en caso de contingencias, mejorando la confiabilidad general del sistema [16].

Estudios adicionales han destacado que incluso bajo condiciones exigentes, como la carga rápida o el envejecimiento, estas baterías mantienen su desempeño operativo mediante sistemas de control adaptativos y modelos de gestión térmica avanzados [17].

La investigación también ha incorporado modelos inteligentes para predecir el estado de carga (SOC) y la vida útil de las baterías, lo cual optimiza su operación en redes inteligentes [18].

La instalación de los sistemas de almacenamiento energético tiene un impacto directo en el desempeño técnico y financiero de las redes de distribución. Su correcta localización permite maximizar los beneficios asociados a la reducción de pérdidas, regulación de voltaje y mitigación de sobrecargas [19].

Por el contrario, una ubicación inadecuada puede generar congestión en líneas, aumentar la pérdida de energía activa y deteriorar la calidad del suministro. Además, puede impedir el aprovechamiento eficiente de las capacidades de respuesta rápida que ofrecen las baterías de ion-litio [20].

Diversos estudios han cuantificado los beneficios de una localización estratégica, mostrando reducciones de hasta un 50 % en pérdidas activas y mejoras significativas en los perfiles de voltaje [21], [22].

Entre los enfoques más efectivos se encuentran los algoritmos de optimización heurística, como el algoritmo de colonia de hormigas (ACO), el algoritmo de enjambre de partículas (PSO), el algoritmo de los halcones de Harris (HHO) y variantes evolutivas multiobjetivo. Estos métodos permiten considerar múltiples criterios simultáneamente, como minimización de pérdidas, regulación de voltaje y costos operativos [23], [24].

Además, se han propuesto estrategias que integran variables adicionales como el estado de salud de la batería o las emisiones de CO₂, ampliando el enfoque hacia una optimización más completa y sostenible [25], [26].

Estudios recientes también han explorado la sensibilidad de voltaje como criterio base para determinar los nodos óptimos, logrando mejores resultados en términos de eficiencia energética [27], [28].

Asimismo, la combinación de ubicación y dimensionamiento óptimos, basada en algoritmos avanzados, representa una herramienta clave para modernizar las redes de distribución, integrando almacenamiento de forma eficiente y segura [29].

La complejidad creciente de los sistemas eléctricos de distribución ha impulsado el uso de técnicas avanzadas de optimización para resolver problemas asociados a pérdidas energéticas, variaciones de voltaje y ubicación de recursos. En este contexto, los algoritmos metaheurísticos ofrecen una solución eficiente para explorar espacios de búsqueda amplios y no lineales, donde los métodos tradicionales resultan insuficientes [30].

Entre los métodos más aplicados se encuentran el GA (algoritmo genético) y el PSO (optimización por enjambre de partículas), la evolución diferencial (DE) y el temple simulado (SA), todos con ventajas específicas según el problema abordado. GA y PSO han demostrado buena convergencia en redes de media tensión, mientras que DE presenta mejor desempeño en escenarios con alta incertidumbre [31], [32].

En redes de distribución, estos algoritmos han sido aplicados a la ubicación de generadores distribuidos, bancos de capacitores y sistemas de almacenamiento, con el fin de reducir pérdidas, estabilizar niveles de tensión y hacer un uso eficiente de los recursos [33], [34].

En este marco, el algoritmo de colonia de hormigas ACO ha cobrado especial relevancia por su capacidad para abordar tareas de optimización discreta. ACO simula la conducta de las hormigas al explorar rutas eficientes, lo cual lo hace especialmente útil para ubicar dispositivos eléctricos en nodos estratégicos de la red [35].

Algunos estudios han demostrado que ACO puede superar a métodos como PSO y GA en términos de precisión y estabilidad en redes con múltiples restricciones operativas. Su capacidad para adaptarse a distintas topologías y condiciones de carga lo convierte en una herramienta valiosa en la optimización de almacenamiento distribuido [36], [37].

Además, las estrategias híbridas que combinan ACO con otros algoritmos, como DE o GA, han demostrado resultados superiores en la ubicación y configuración de sistemas de almacenamiento energético, confirmando su potencial para usos

concretos dentro de redes inteligentes [38], [39].

A pesar del avance en el uso de algoritmos metaheurísticos para ubicar sistemas de almacenamiento en redes de distribución, persisten limitaciones metodológicas y operativas. Muchos estudios se centran en redes simplificadas o no consideran restricciones técnicas específicas de las baterías, como la profundidad de descarga o el envejecimiento [40].

Asimismo, gran parte de la literatura privilegia técnicas como PSO, GA o DE, mientras que la metaheurística de colonia de hormigas ACO ha recibido menor atención, especialmente en su aplicación directa al problema de ubicación de baterías de ion-litio dentro de redes de distribución [41].

Otra limitación común es la optimización basada en un solo criterio, como pérdidas técnicas o perfil de voltaje, sin una evaluación conjunta que integre simultáneamente aspectos técnicos y económicos [42].

Adicionalmente, la mayoría de trabajos evita modelos detallados del sistema de almacenamiento, lo que dificulta la extrapolación de resultados a condiciones reales de operación [43].

Este estudio propone una metodología basada exclusivamente en la técnica de colonia de hormigas ACO, aplicada a determinar la ubicación ideal de baterías de ion-litio en sistemas de distribución. A diferencia de investigaciones anteriores, el modelo considera simultáneamente criterios técnicos y económicos para determinar la ubicación más eficiente, manteniendo un enfoque estático y simplificado, pero suficientemente robusto para su aplicación en escenarios prácticos.

La propuesta busca contribuir al desarrollo de estrategias de optimización más accesibles y replicables, sin depender de simulaciones horarias ni interacción con tecnologías adicionales como generación distribuida renovable o movilidad eléctrica. De este modo, se aporta una solución concreta a un problema recurrente en la planificación operativa de redes eléctricas, con respaldo teórico y práctico.

Finalmente, este trabajo se estructura de la siguiente manera. En la Sección 2 se exponen los fundamentos teóricos necesarios para contextualizar el problema abordado, incluyendo antecedentes sobre sistemas de distribución, almacenamiento de energía y algoritmos metaheurísticos. La Sección 3 detalla la metodología empleada, con énfasis en la formulación del problema, las características del modelo y el uso del algoritmo de colonia de hormigas. En la Sección 4 se presentan y analizan los resultados derivados del caso de estudio. Por último, la Sección cinco expone las conclusiones del trabajo y plantea nuevas direcciones de investigación.

2 Fundamento conceptual

Se presentan los principios técnicos que respaldan el modelo desarrollado. Para lo cual, se incluyen el cálculo del flujo de potencia, la representación de la arquitectura BESS, la estructura matemática del planteamiento del problema y la lógica operativa del algoritmo de colonia de hormigas.

2.1 Estimación de flujo de potencia

Con el fin de caracterizar el comportamiento operativo de una red radial, se requiere determinar cómo se distribuye la potencia entre los nodos y cómo varía la tensión en cada punto del sistema. A partir de las condiciones asignadas en un nodo inicial, se proyectan los parámetros eléctricos hacia el nodo

siguiente, considerando también las pérdidas que ocurren a lo largo de cada tramo. La simbología correspondiente se presenta a continuación.

Tabla 1. Variables asociadas al flujo de potencia.

Símbolo	Descripción	Unidad
P_i, Q_i	Componentes activa y reactiva del flujo energético en el nodo i .	$kW, kVAr$
P_{i+1}^c, Q_{i+1}^c	Potencia consumida en el nodo $i + 1$.	$kW, kVAr$
P_i^{BESS}, Q_i^{BESS}	Inyección de potencia desde el sistema BESS en el nodo i .	$kW, kVAr$
V_i, V_{i+1}	Tensión en los nodos $i, i + 1$.	V
$R_{i,i+1}$	Resistencia del tramo.	Ω
$X_{i,i+1}$	Reactancia del tramo.	Ω
$\Delta P_{i,i+1}$	Pérdida activa en el tramo.	kW
ΔP_{total}	Pérdida activa total sin BESS.	kW
$\Delta P_{i,i+1}^{BESS}$	Pérdida activa en tramo con BESS.	kW
ΔP_{total}^{BESS}	Pérdida activa total con BESS.	kW

La expresión (1) estima la potencia activa que llega al nodo $i + 1$, tomando como referencia la potencia proveniente del nodo anterior P_i , la demanda activa en el nodo de destino P_{i+1}^c y las pérdidas asociadas a la resistencia del tramo $R_{i,i+1}$. Estas pérdidas se calculan considerando la suma cuadrática de las potencias y la tensión en el nodo de origen.

En la ecuación (2) se determina la potencia reactiva disponible en el nodo siguiente. Para ello, se utiliza la reactiva enviada desde el nodo i , el consumo local

Q_{i+1}^c y la caída producida por la reactancia de línea $X_{i,i+1}$, manteniendo una estructura de cálculo análoga a la potencia activa.

La ecuación (3) permite obtener el cuadrado de la tensión en el nodo $i + 1$, a partir de la tensión en el nodo anterior. Este valor se ajusta descontando la caída de tensión lineal y cuadrática ocasionada por las potencias transmitidas y la impedancia entre nodos.

La pérdida activa en un tramo específico se calcula mediante la ecuación (4), la cual depende de la resistencia $R_{i,i+1}$ y de la carga aparente transportada. La suma de estas pérdidas en toda la red, sin integración de almacenamiento, se representa en la ecuación (5).

Cuando se incorpora una unidad de almacenamiento en el nodo i , el cálculo de pérdidas se modifica según la ecuación (6), que incluye las potencias inyectadas por el BESS: P_i^{BESS}, Q_i^{BESS} . Por último, la ecuación (7) entrega el total de pérdidas activas en la red bajo operación con almacenamiento energético.

$$P_{i+1} = P_i - P_{i+1}^c - R_{i,i+1} * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (1)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - Q_{i+1}^c - X_{i,i+1} * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (2)$$

$$V_{i+1}^2 = V_i^2 - 2(R_{i,i+1}P_i + X_{i,i+1}Q_i) + (R_{i,i+1}^2 + X_{i,i+1}^2) * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (3)$$

$$\Delta P_{i,i+1} = R_{i,i+1} * \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (4)$$

$$\Delta P_{total} = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{i,i+1} \quad (5)$$

$$\Delta P_{i,i+1}^{BESS} = R_{i,i+1} * \frac{(P_i^{BESS})^2 + (Q_i^{BESS})^2}{V_i^2} \quad (6)$$

$$\Delta P_{total}^{BESS} = \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_{i,i+1}^{BESS} \quad (7)$$

2.2 Modelación del sistema BESS

El esquema se representa como una fuente controlada de potencia activa y reactiva, conectada a una barra específica de la red. La inyección se modela considerando las condiciones técnicas definidas por la capacidad del sistema y el perfil de operación previsto. El enfoque contempla los límites de potencia y el ajuste del factor de potencia objetivo en cada nodo. De forma consecutiva se presentan las variables y el modelado del sistema en mención.

Tabla 2. Variables asociadas al modelado del BESS.

Símbolo	Descripción	Unidad
P_i^{BESS}	Potencia real suministrada por el sistema BESS en el nodo i .	kW
Q_i^{BESS}	Potencia no activa entregada por el BESS al nodo i .	$kVAr$
S_i^{BESS}	Potencia total del sistema BESS en el nodo i .	kVA
P_i, Q_i	Potencia real y no real correspondiente al nodo i .	$kW, kVAr$
a_i	Factor de control definido para el nodo i .	-
Y_i, X_i	Valores de ajuste técnico en el nodo i .	kW
\emptyset	Ángulo correspondiente al desfase del factor de	-

Símbolo	Descripción	Unidad
	potencia.	

La ecuación (8) estima la potencia activa suministrada por el BESS instalado en el nodo i . Esta expresión depende del coeficiente de control a_i , de la energía activa y no activa asociada al nodo, del parámetro ϕ vinculado al ángulo del factor de potencia y de los términos de compensación Y_i y X_i , que reflejan las condiciones eléctricas locales del nodo.

La ecuación (9) calcula la potencia reactiva del sistema BESS a partir del producto entre ϕ y la potencia activa previamente determinada. Esta relación garantiza que el sistema opere con un ángulo de potencia constante, manteniendo el factor de potencia definido en el diseño.

Finalmente, la ecuación (10) determina la potencia aparente del sistema BESS mediante el módulo de sus componentes activa y reactiva. Cuyo valor permite verificar que la operación del sistema no exceda la capacidad nominal instalada en el nodo.

$$P_i^{BESS} = \frac{(a_i(P_i + Q_i\phi)) - (Y_i\phi) - X_i}{a_i(1 + \phi^2)} \quad (8)$$

$$Q_i^{BESS} = \phi * P_i^{BESS} \quad (9)$$

$$S_i^{BESS} = \sqrt{(P_i^{BESS})^2 + (Q_i^{BESS})^2} \quad (10)$$

2.3 Ubicación óptima de BESS

La localización de dispositivos BESS se formula como un problema de optimización entera-mixta. Como insumo se emplean las variables obtenidas del flujo de potencia inicial. El objetivo consiste en seleccionar las barras donde se instalarán las unidades de almacenamiento, minimizando una función compuesta que integra la mejora del comportamiento del voltaje y los costos asociados a su

instalación. La notación utilizada se resume a continuación.

Tabla 3. Localización oportuna de BESS.

Símbolo	Descripción	Unidad
x_i	Variable binaria que indica si el BESS está asignado al nodo i .	-
P_i^{BESS}	Componente activa de potencia asociada al BESS ubicado en el nodo i .	kW
E_i^{BESS}	Energía almacenada por el BESS correspondiente al nodo i .	kWh
ΔV_i	Desviación del voltaje en el nodo i respecto al 1.0 p.u.	$p. u.$
c_p, c_E	Costos unitarios de potencia y energía del BESS.	USD/kW
λ	Parámetro de ponderación entre costo y desempeño técnico.	-
N_{max}	Número máximo de unidades BESS permitidas en la red.	-
$P_{max}^{BESS}, E_{max}^{BESS}$	Potencia y energía máximas por unidad de BESS	kW, kWh
N	Conjunto total de nodos en el sistema	-
B_{CT}	Conjunto de barras con tensión fuera del rango esperado.	-

La ecuación (11) establece la función objetivo a minimizar. El primer término considera la suma ponderada de las desviaciones de tensión ΔV_i en las barras críticas B_{CT} , activadas únicamente cuando se instala un sistema BESS ($x_i = 1$). El segundo término representa el costo total de instalación, calculado como una combinación lineal entre la potencia activa instalada y la energía nominal del sistema, ponderada por el parámetro λ .

La restricción (12) impone un límite a la cantidad máxima de unidades BESS que pueden ubicarse en la red. Las expresiones (13) y (14) garantizan que tanto la potencia activa como la capacidad energética en cada barra no excedan los valores máximos permitidos y que solo se consideren si se instala un sistema en dicha ubicación. Finalmente, la condición (15) define la variable binaria x_i , que indica la presencia o ausencia del sistema BESS en el nodo correspondiente.

$$\min \left(\sum_{i \in B_{CT}} x_i \Delta V_i + \lambda \sum_{i=1}^n (c_p P_i^{BESS} + c_e E_i^{BESS}) \right) \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i \leq N_{max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_i^{BESS} \leq x_i P_{max}^{BESS} \quad \forall i \in N \quad (13)$$

$$0 \leq E_i^{BESS} \leq x_i E_{max}^{BESS} \quad \forall i \in N \quad (14)$$

$$x_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N \quad (15)$$

2.4 Algoritmo de colonia de hormigas

Este enfoque se basa en la simulación del comportamiento colectivo observado en colonias de hormigas durante la búsqueda de rutas eficientes. La estrategia aplicada permite resolver problemas combinatorios

de optimización, como la ubicación de unidades BESS. Cada decisión se modela utilizando la información contenida en las feromonas acumuladas y una función heurística que orienta el recorrido hacia soluciones prometedoras. Las variables involucradas en el algoritmo se presentan a continuación, así, como las ecuaciones que describen el algoritmo.

Tabla 4. Variables de ACO.

Símbolo	Descripción	Unidad
$\tau_{ij}(t)$	Nivel de feromona en el camino de i a j en el tiempo t .	-
ρ	Coefficiente de evaporación de feromonas.	-
$\Delta\tau_{ij}(t)$	Feromona acumulada en el camino $i \rightarrow j$.	-
$\Delta\tau_{ij}^{(k)}(t)$	Feromona depositada por la hormiga k en el enlace $i \rightarrow j$.	-
Q	Constante de refuerzo de feromonas.	-
$f^{(k)}$	Valor de la función objetivo de la hormiga k .	-
$p_{ij}^{(k)}(t)$	Probabilidad de elección del nodo j desde i por la hormiga k .	-
η_{ij}	Información heurística del enlace $i \rightarrow j$.	-
α, β	Pesos que controlan la influencia de feromonas y heurística.	-
N_i	Conjunto de nodos candidatos accesibles desde el nodo	-

Símbolo	Descripción	Unidad
	i .	
m	Número total de hormigas.	-

La ecuación (16) define la actualización global de feromonas en el trayecto entre los nodos i y j . Este valor se obtiene reduciendo la concentración anterior mediante un factor de evaporación ρ y sumando la cantidad de feromona nueva depositada por todas las hormigas.

La ecuación (17) calcula la feromona total agregada al trayecto durante el ciclo actual. Este valor corresponde a la suma de las contribuciones individuales realizadas por cada hormiga. En la ecuación (18), la cantidad de feromona depositada por la hormiga k depende inversamente del valor de su función objetivo $f^{(k)}$, siempre que haya recorrido el enlace $i \rightarrow j$.

La ecuación (19) establece la probabilidad de que una hormiga k , localizada en el nodo i , seleccione como destino el nodo j como parte de su solución. Esta probabilidad resulta de combinar la intensidad de feromonas τ_{ij} y una medida heurística η_{ij} , ponderadas por los parámetros α y β , respectivamente.

$$\tau_{ij}(t+1) = (1 - \rho) \tau_{ij}(t) + \Delta\tau_{ij}(t) \quad (16)$$

$$\Delta\tau_{ij}(t) = \sum_{k=1}^m \Delta\tau_{ij}^{(k)}(t) \quad (17)$$

$$\Delta\tau_{ij}^{(k)}(t) = \begin{cases} \frac{Q}{f^{(k)}} & \text{si } k \text{ seleccionó nodo } j \rightarrow i \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (18)$$

$$p_{ij}^{(k)}(t) = \frac{[\tau_{ij}(t)]^\alpha [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_{l \in N_i} [\tau_{il}(t)]^\alpha [\eta_{il}]^\beta} \quad (19)$$

3 Formulación del problema

La metodología propuesta para la ubicación óptima de sistemas de

almacenamiento de energía (BESS) en redes de distribución eléctrica se estructura en cuatro fases. En la primera fase se ejecuta el flujo de potencia sin almacenamiento, lo que permite evaluar el estado inicial del sistema. A partir de este análisis se obtienen parámetros eléctricos de referencia, como tensiones nodales, pérdidas activas y costos asociados, los cuales se utilizan como entrada para el modelo de optimización.

En la segunda fase se formula el modelo matemático con el fin de localizar eficientemente las unidades BESS. La función objetivo considera de forma simultánea la optimización del nivel de voltaje en barras críticas y la minimización del gasto asociado a la implementación de los sistemas de almacenamiento.

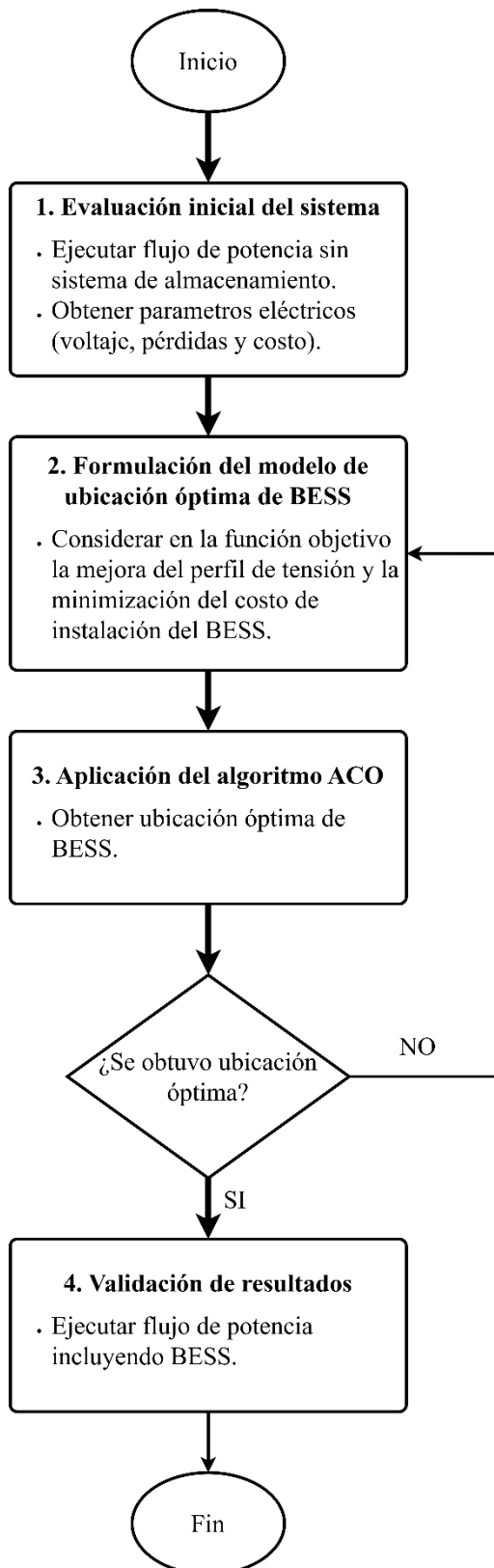


Figura 1. Secuencia lógica para la ubicación óptima de BESS.

La tercera fase comprende la aplicación de la metaheurística basada en el comportamiento de colonias de hormigas (ACO). En este proceso, cada hormiga representa una posible configuración de ubicaciones. Las soluciones generadas se evalúan mediante la función objetivo, y el procedimiento se repite iterativamente hasta alcanzar una ubicación que cumpla con los criterios de optimización.

En la cuarta y última fase se valida la solución obtenida mediante un nuevo flujo de potencia con las unidades BESS instaladas. Los resultados se comparan con el escenario base para verificar mejoras en los perfiles de tensión, la reducción de pérdidas y el incremento en la eficiencia global del sistema.

3.1 Evaluación inicial del sistema

En esta etapa se ejecuta el flujo de potencia inicial sobre un sistema de prueba, utilizando como entrada los datos eléctricos de cada nodo y línea como se presenta a continuación.

Símbolo	Descripción	Unidad
P_i, Q_i	Potencia activa/reactiva en el nodo i	kW, kVAr
P_{i+1}^c, Q_{i+1}^c	Potencia consumida en el nodo $i + 1$	kW, kVAr
V_i, V_{i+1}	Tensión en nodos $i, i + 1$	V
$R_{i,i+1}$	Resistencia del tramo	Ω
$X_{i,i+1}$	Reactancia del tramo	Ω
$\Delta P_{i,i+1}$	Pérdida activa en el tramo	kW
ΔP_{total}	Pérdida activa total sin BESS	kW

Algorithm 1 Cálculo del flujo de potencia inicial mediante Backward/Forward Sweep

```

1: Entrada: Datos de impedancia  $R_{ij}, X_{ij}$ , cargas  $P_i^c, Q_i^c$ ,
   topología de red, tolerancia  $\epsilon$ 
2: Inicialización:  $V_i \leftarrow 1,0\angle 0^\circ$  para todos los nodos,
   error  $\leftarrow 1$ , iter  $\leftarrow 0$ 
3: while error  $> \epsilon$  do
   // Barrido hacia atrás (Backward Sweep)
4:   for cada nodo  $i$  desde las cargas terminales hacia el
      nodo fuente do
5:      $S_i \leftarrow P_i^c + jQ_i^c$ 
6:      $I_i \leftarrow \overline{S_i}/V_i$ 
7:   end for
8:   for cada rama ( $i \rightarrow j$ ) en sentido hacia el nodo fuente
      do
9:      $I_i \leftarrow I_i + \sum I_j$   $\triangleright$  Suma de corrientes aguas abajo
10:  end for
   // Barrido hacia adelante (Forward Sweep)
11:  for cada rama ( $i \rightarrow j$ ) desde el nodo fuente hacia las
      cargas do
12:     $\Delta V_{ij} \leftarrow (R_{ij} + jX_{ij}) \cdot I_i$ 
13:     $V_j \leftarrow V_i - \Delta V_{ij}$ 
14:  end for
15:  Calcular error  $\leftarrow \max |V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)}|$ 
16:  iter  $\leftarrow$  iter + 1
17: end while
   // Cálculo de pérdidas
18: for cada rama ( $i \rightarrow j$ ) do
19:    $\Delta P_{ij} \leftarrow R_{ij} \cdot \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|^2}$ 
20: end for
21: Calcular pérdida total:  $\Delta P_{total} \leftarrow \sum \Delta P_{ij}$ 
22: Salida: Perfil de tensiones  $V_i$ , pérdidas por tramo  $\Delta P_{ij}$ ,
   pérdidas totales  $\Delta P_{total}$ 

```

El procedimiento se desarrolla mediante el método Backward/Forward Sweep, seleccionado por su eficiencia en sistemas de topología radial. Se consideran como entrada las impedancias R_{ij} - X_{ij} , las potencias de carga P_i^c - Q_i^c , la estructura de la red y una tolerancia de convergencia ϵ . Inicialmente, se asigna una tensión nominal de 1 p.u. a todos los nodos y se inicializan las variables de control del algoritmo.

El proceso itera en dos fases principales. En el barrido hacia atrás se calcula la corriente en cada nodo, iniciando desde las cargas hasta llegar a la barra fuente. Cada corriente se determina dividiendo la potencia aparente local entre la tensión nodal, y luego se agregan las contribuciones aguas abajo a lo largo de cada tramo.

En el barrido hacia adelante se actualizan los voltajes nodales desde la

barra fuente hacia las cargas, empleando la impedancia de cada línea y la corriente correspondiente. Este ciclo se repite hasta que la diferencia máxima entre iteraciones sucesivas sea inferior a la tolerancia establecida.

Una vez alcanzada la convergencia, se calculan las pérdidas activas en cada línea mediante ΔP_{ij} . La pérdida total se obtiene sumando todas las contribuciones individuales. Finalmente, se estima el costo anual asociado considerando las horas de operación y el valor unitario de la energía.

En consecuencia, los resultados de los voltajes nodales, pérdidas de potencia y costo energético constituyen la base de entrada para el modelo de optimización formulado en la siguiente fase.

3.2 Modelo de optimización oportuna de BESS

Una vez obtenido el flujo de potencia inicial, se elabora una estructura de optimización orientada a localizar estratégicamente los sistemas BESS en la red. Para ello, se utilizan como datos de entrada las desviaciones de voltaje ΔV_i , los parámetros c_p , c_E , el coeficiente de ponderación λ , el número máximo de ubicaciones N_{max} , y los límites superiores de potencia y energía P_{BESS}^{max} y E_{BESS}^{max} .

El proceso inicia con la inicialización en cero de las variables x_i , $P_{BESS,i}$ y $E_{BESS,i}$ para todos los nodos. A continuación, se define el conjunto de barras críticas $B_{criticas}$, compuesto por aquellas barras cuya desviación de tensión inicial supera el 5 % respecto al valor nominal.

Luego, el modelo evalúa todas las combinaciones posibles de ubicación para un máximo de N_{max} sistemas BESS en la red. Para cada combinación, si una barra es seleccionada como ubicación candidata, se activa la variable x_i y se asignan los valores máximos de potencia y energía al sistema BESS correspondiente. En caso contrario, las variables permanecen en cero.

Posteriormente, se calcula la función objetivo J , que combina la suma de desviaciones de tensión en las barras críticas con el término ponderado del costo de instalación de los BESS. Si el valor obtenido de J es inferior al mejor valor registrado J_{mejor} , se actualiza la solución óptima.

Como resultado, el modelo entrega el vector óptimo de ubicación x_i , junto con las potencias P_{BESS} , las energías E_{BESS} y el valor mínimo alcanzado de la función objetivo J_{mejor} , los cuales serán utilizados en la fase de validación.

Símbolo	Descripción	Unidad
x_i	1 si se instala BESS en barra i , 0 caso contrario	binaria
$P_{BESS,i}$	Potencia activa del BESS en barra i	kW
$E_{BESS,i}$	Capacidad energética del BESS en barra i	kWh
ΔV_i	Desviación de tensión en barra i	pu
c_P	Costo unitario por kW de potencia	USD/kW
c_E	Costo unitario por kWh de energía	USD/kWh
λ	Peso de penalización del costo	adimensional
N_{max}	Número máximo de unidades BESS	entero
P_{BESS}^{max}	Potencia máxima por unidad BESS	kW
E_{BESS}^{max}	Energía máxima por unidad BESS	kWh

Algorithm 2 Modelo para la Ubicación Óptima de BESS

```

1: Entrada:  $\Delta V_i, c_P, c_E, \lambda, N_{max}, P_{BESS}^{max}, E_{BESS}^{max}$ 
2: Inicializar:  $x_i \leftarrow 0, P_{BESS,i} \leftarrow 0, E_{BESS,i} \leftarrow 0$  para todo  $i$ 
3: Definir conjunto  $B_{criticas}$  de barras con  $|V_i^{(0)} - 1| > 0,05$ 
4: for cada combinación posible de  $N_{max}$  ubicaciones do
5:   for cada barra  $i$  del sistema do
6:     if  $i \in$  ubicación candidata then
7:        $x_i \leftarrow 1$ 
8:        $P_{BESS,i} \leftarrow P_{BESS}^{max}$ 
9:        $E_{BESS,i} \leftarrow E_{BESS}^{max}$ 
10:    else
11:       $x_i \leftarrow 0$ 
12:       $P_{BESS,i} \leftarrow 0$ 
13:       $E_{BESS,i} \leftarrow 0$ 
14:    end if
15:  end for
16:  Calcular:

$$J \leftarrow \sum_{i \in B_{criticas}} x_i \cdot \Delta V_i + \lambda \cdot \sum_i x_i \cdot (c_P \cdot P_{BESS,i} + c_E \cdot E_{BESS,i})$$

17:  if  $J < J_{mejor}$  then
18:    Guardar solución como óptima
19:     $J_{mejor} \leftarrow J$ 
20:  end if
21: end for
22: Salida: Vector  $x_i$  óptimo, potencias  $P_{BESS,i}$ , energías  $E_{BESS,i}$ , y costo total  $J_{mejor}$ 

```

3.3 Aplicación del algoritmo ACO

Una vez formulado el modelo de optimización, se implementa el algoritmo de colonia de hormigas (ACO) para identificar las ubicaciones óptimas de los sistemas BESS. Este enfoque permite explorar configuraciones posibles de forma iterativa, guiado por información heurística y por el refuerzo de feromonas acumuladas.

Al inicio, se definen los parámetros de control del algoritmo: el número de hormigas m , la tasa de evaporación ρ , el factor de depósito Q , y los coeficientes α y β , que determinan la influencia de la feromona y de la heurística en el proceso de selección. También se establece el número máximo de unidades a ubicar N_{max} , junto con los datos técnicos y económicos correspondientes a los sistemas BESS.

Se inicializa la matriz de feromonas $\tau_i = 1$ para todas las barras de la red. Además, se calcula el valor heurístico η_i únicamente para las barras incluidas en el conjunto crítico $B_{critivo}$, definido previamente según el perfil de tensión.

Durante cada iteración, cada hormiga construye una solución seleccionando de manera probabilística un conjunto de barras candidatas. Las probabilidades de selección se calculan como el producto entre la feromona acumulada y la heurística, elevadas a las potencias coeficientes α y β , respectivamente. Cada hormiga evita repetir barras dentro de su solución y completa hasta N_{max} ubicaciones.

Una vez generada la solución, se evalúa la función objetivo $f^{(k)}$ que considera la desviación de tensión en las barras críticas y el costo asociado a los BESS instalados. Finalizada la iteración, se actualizan las feromonas a nivel global. Primero se aplica la evaporación sobre todos los nodos y luego se refuerzan las trayectorias

recorridas por las hormigas, en proporción a la calidad de sus soluciones.

Símbolo	Descripción	Unidad
$\tau_{ij}(t)$	Nivel de feromona en el enlace $i \rightarrow j$ en el instante t	-
ρ	Coefficiente de evaporación de feromona	-
$\Delta\tau_{ij}(t)$	Feromona total acumulada en el enlace $i \rightarrow j$	-
$\Delta\tau_{ij}^{(k)}(t)$	Feromona depositada por la hormiga k	-
Q	Constante de refuerzo de feromonas	-
$f^{(k)}$	Valor de la función objetivo para la hormiga k	-
$p_{ij}^{(k)}(t)$	Probabilidad de que la hormiga k elija el nodo j desde i	-
η_{ij}	Información heurística del enlace $i \rightarrow j$	-
α, β	Pesos de influencia de feromona y heurística	-
m	Número de hormigas en la población	-
N_i	Conjunto de nodos candidatos accesibles desde i	-

Algorithm 3 Colonia de hormigas para ubicación óptima de BESS

```

1: Entrada:  $m, \rho, Q, \alpha, \beta, N_{\max}$ , parámetros técnicos y económicos del BESS
2: Inicializar matriz de feromonas:  $\tau_i \leftarrow 1$  para toda barra  $i$ 
3: Calcular heurística  $\eta_i = 1/(\Delta V_i + \epsilon)$  para barras críticas
4: for cada iteración do
5:   for cada hormiga  $k = 1$  hasta  $m$  do
6:     Inicializar solución vacía  $x_i^{(k)} \leftarrow 0$  para todo  $i$ 
7:      $C_k \leftarrow \emptyset$   $\triangleright$  Conjunto de barras seleccionadas
8:     while  $|C_k| < N_{\max}$  do
9:       Calcular probabilidades  $p_i^{(k)}$  según (19)
10:      Seleccionar barra  $j$  según  $p_i^{(k)}$ 
11:      if  $j \notin C_k$  then
12:        Añadir  $j$  a  $C_k$ , actualizar  $x_j^{(k)} \leftarrow 1$ 
13:      end if
14:      end while
15:      Evaluar  $f^{(k)}$  con subrutina de evaluación:

$$f^{(k)} = \sum_{i \in B_{\text{críticas}}} x_i^{(k)} \cdot \Delta V_i + \lambda \cdot \sum_i x_i^{(k)} \cdot (c_P \cdot P_{\text{BESS}} + c_E \cdot E_{\text{BESS}})$$

16:    end for
17:    Actualización de feromonas
18:    for cada barra  $i$  do
19:       $\tau_i \leftarrow (1 - \rho) \cdot \tau_i$ 
20:      for cada hormiga  $k$  tal que  $x_i^{(k)} = 1$  do
21:         $\tau_i \leftarrow \tau_i + \frac{Q}{f^{(k)}}$ 
22:      end for
23:    end for
24:    Registrar la mejor solución global si  $f^{(k)}$  mejora mínimo
25:  end for
26: Salida: Vector  $x_i$  óptimo, barras con BESS,  $f^{(*)}$  mínimo

```

Tras completar todas las iteraciones, se selecciona como óptima la solución asociada al menor valor alcanzado de la función objetivo $f^{(k)}$. Esta solución contiene el vector de ubicación x_i de los BESS, junto con el valor mínimo obtenido f^* , que será utilizado en la etapa de validación.

3.4 Caso de estudio

Para aplicar la propuesta, se selecciona como caso de estudio el sistema de distribución radial de 33 barras, expuesto en la Figura 2. Esta red se alimenta desde una subestación 33/11 kV ubicada en la barra 1 y presenta una topología principal de tipo lineal. Adicionalmente, se identifican tres ramificaciones laterales: una desde la barra 2 hacia las barras 19 a 22, otra desde la barra 3 hacia las barras 23 a 25, y una tercera desde la barra 7 hacia las barras 26 a 33 [44].

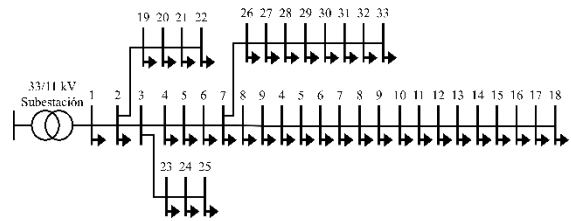


Figura 2. Caso de prueba para aplicación de metodología propuesta.

4 Análisis de resultados

Tras ejecutar el esquema de optimización junto con la técnica ACO, se identifican las barras 13 y 31 como las ubicaciones más adecuadas para instalar dos unidades BESS, tal como se muestra en la Tabla 5 y Figura 3. Esta configuración se utiliza para ejecutar un nuevo flujo de potencia y comparar los resultados técnicos y económicos obtenidos respecto al caso base.

Tabla 5. Solución de la metodología para ubicar de forma óptima los BESS.

# de BESS	Barra de instalación
1	13
2	31

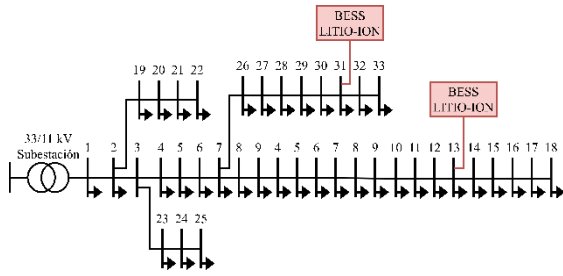


Figura 3. Ubicación óptima de BESS sobre escenario de prueba.

Por su parte, la Figura 4 representa la variación del voltaje en los nodos del sistema. En dicha gráfica se aprecia un incremento considerable en los niveles de tensión como consecuencia directa de la incorporación de los BESS en las barras 13 y 31. En el escenario sin BESS, se observa una caída progresiva de tensión desde el nodo 1 hasta el nodo 18, alcanzando valores cercanos a 0.91 pu. Con la integración de los BESS, el perfil se eleva y mantiene valores superiores a 0.94 pu en todo el sistema. La recuperación es especialmente notable a partir del nodo 13, donde se ubica una de las unidades de almacenamiento, y se extiende hasta el extremo final de la red. Este comportamiento indica una regulación más uniforme y estable, con una disminución clara de las caídas de tensión en tramos alejados de la subestación.

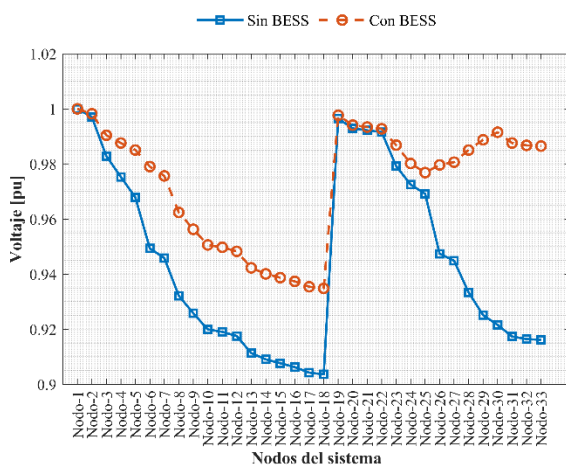


Figura 4. Comparativa de perfil de tensión con y sin BESS.

El análisis del índice de estabilidad de tensión, que se presenta en la Figura 5, muestra una mejora significativa tras la

incorporación de los sistemas BESS. En el escenario sin almacenamiento, varios nodos presentan valores críticos por debajo de 0.75, con un mínimo cercano a 0.66, lo cual indica una alta vulnerabilidad frente a perturbaciones. Con la instalación de los BESS en las barras 13 y 31, el índice se incrementa de manera uniforme en todos los nodos, manteniéndose por encima de 0.88 incluso en los puntos más alejados de la subestación. Este resultado evidencia que los BESS fortalecen la estabilidad del perfil de tensión, disminuyendo el riesgo de colapso ante variaciones de carga o generación.

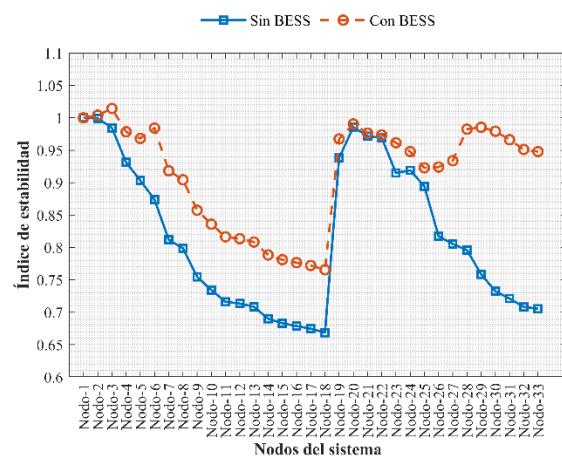


Figura 5. Comparativa del índice de estabilidad de tensión con y sin BESS.

En cuanto a lo que respecta a la desviación de voltaje, expuesto en la Figura 6, sin BESS los nodos del 10 al 18 presentan desviaciones negativas superiores al -5% , alcanzando hasta -10.00% . Todos estos valores se encuentran fuera del rango permitido por la norma IEC 61000-2-2, la cual establece un límite de tolerancia de $\pm 5\%$ respecto al voltaje nominal. Con la inclusión de BESS, dichos nodos reducen su desviación a un rango entre -4.60% y -5.19% , aunque varios aún incumplen la norma.

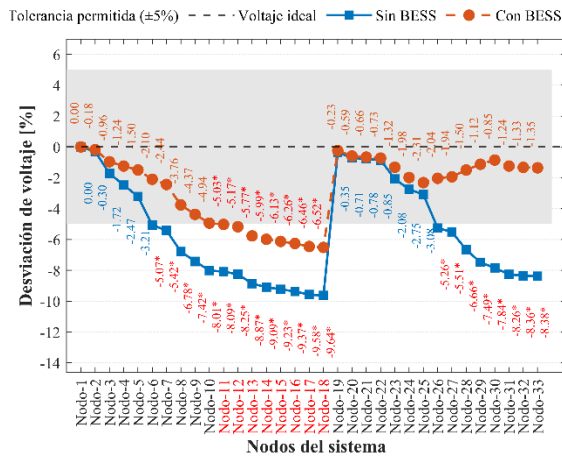


Figura 6. Desviación de voltaje con y sin BESS.

Del nodo 28 al nodo 33 también se observa incumplimiento en ambos escenarios. Las desviaciones alcanzan valores superiores al -6% sin BESS y oscilan entre -5.20% y -6.88% con BESS. Los nodos del 11 al 17 y del 29 al 32 evidencian que, aunque la incorporación del BESS mejora el perfil de tensión, esta no resulta suficiente para cumplir completamente el estándar técnico. El resto de los nodos se mantiene dentro del rango aceptable. Esta condición es especialmente notoria con BESS, donde las desviaciones disminuyen y no superan el -4.4% .

Por otro lado, el comportamiento de las pérdidas de potencia, como se visualiza en los resultados presentados en la Figura 7, muestra una disminución generalizada tras la implementación de los sistemas BESS.

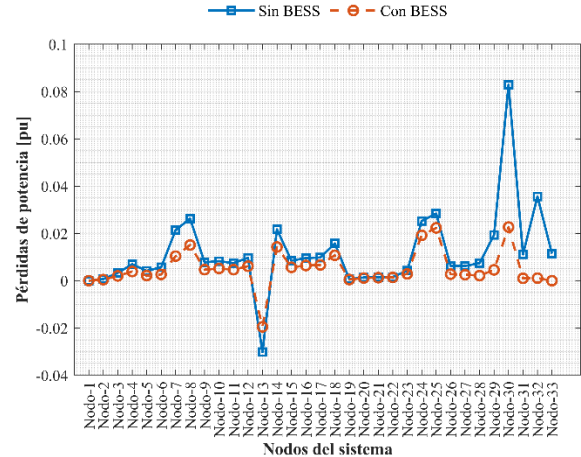


Figura 7. Comparativa de las pérdidas de potencia con y sin BESS.

En el escenario sin almacenamiento, se registran picos de pérdidas superiores a 0.08 pu , especialmente en nodos intermedios como el 30. En contraste, con la incorporación de los BESS, las pérdidas se mantienen por debajo de 0.015 pu en todo el sistema. Esta reducción es particularmente evidente en los tramos próximos a las ubicaciones óptimas de los BESS, lo que confirma su efecto mitigador sobre los flujos excesivos y su contribución al incremento del rendimiento funcional de la red.

Asimismo, el análisis del costo anual por pérdidas, descrito en la Figura 8, muestra una reducción significativa tras la incorporación de los sistemas BESS. En el escenario sin almacenamiento, el valor asciende a $6,462,137.7\text{ USD}$, mientras que con BESS se reduce a $2,160,442.1\text{ USD}$. Esta disminución, superior al 66% , refleja el efecto directo en la estabilización del voltaje junto con la disminución de pérdidas activas. El resultado confirma la efectividad del modelo de optimización al proporcionar una solución que minimiza los costos operativos sin comprometer el desempeño eléctrico de la red.

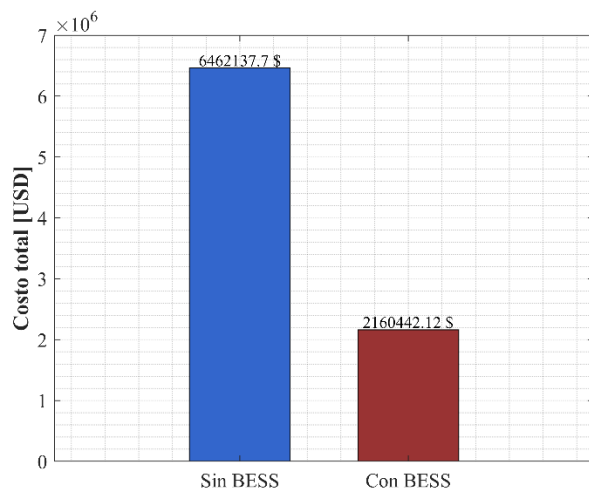


Figura 8. Comparativa del costo de las pérdidas de potencia con y sin BESS.

4.1 Comparativa de ACO con algoritmo genético

En la Tabla 6 se presentan los resultados obtenidos tras aplicar los algoritmos ACO y GA en comparación con el escenario sin almacenamiento (Sin BESS). Se evalúan cinco métricas específicas: pérdidas de potencia, desviación máxima y media de voltaje, índice de inestabilidad y costo anual por pérdidas, bajo idénticas condiciones de simulación.

Tabla 6: Matriz de estado del arte.

Métrica	Sin BESS	ACO	GA
Pérdidas (pu)	0.3794	0.1664	0.1468
Desv. Máx. Voltaje (%)	96.369	65.168	69.669
Desv. Media Voltaje (%)	54.813	26.666	30.731
Índice de Inestabilidad	0.3314	0.2343	0.2490
Costo anual (USD)	6,462,137.70	2,160,442.12	2,131,734.69

La incorporación de sistemas BESS mediante ambas técnicas genera una reducción sustancial en las pérdidas de potencia. Particularmente, GA alcanza un valor mínimo de 0.1468 pu frente a 0.1664 pu obtenido por ACO, ambos valores considerablemente menores al caso base (0.3794 pu).

En lo referente al perfil de tensión, la desviación máxima de voltaje disminuye del 9.6369 % (sin BESS) a 6.5168 % y 6.9669 % con ACO y GA, respectivamente. En este aspecto, el algoritmo ACO presenta una ventaja puntual respecto al GA. De manera similar, la desviación media del voltaje mejora significativamente respecto al escenario original (5.4813 %), alcanzando valores de 2.6666 % (ACO) y 3.0731 % (GA), donde nuevamente ACO muestra un comportamiento ligeramente superior.

En términos de estabilidad, ambos algoritmos reducen de forma notable el índice de inestabilidad desde un valor inicial de 0.3314 a 0.2343 (ACO) y 0.2490 (GA). En esta métrica específica, la técnica ACO exhibe una pequeña ventaja numérica.

El costo anual asociado a las pérdidas eléctricas disminuye de manera significativa al emplear almacenamiento optimizado. GA consigue el menor costo anual (2,131,734.69 USD), mientras que ACO presenta un valor ligeramente mayor (2,160,442.12 USD), aunque la diferencia absoluta entre ambos es pequeña respecto al valor base sin almacenamiento (6,462,137.70 USD).

La Figura 9 resume visualmente los resultados mediante un gráfico radar normalizado. En este gráfico se evidencia que ambas técnicas presentan desempeños cercanos en términos generales. Sin embargo, el método ACO resulta ligeramente superior en términos del perfil de tensión (desviaciones máxima y media) y estabilidad, mientras que el método GA ofrece una reducción marginalmente mayor en pérdidas.

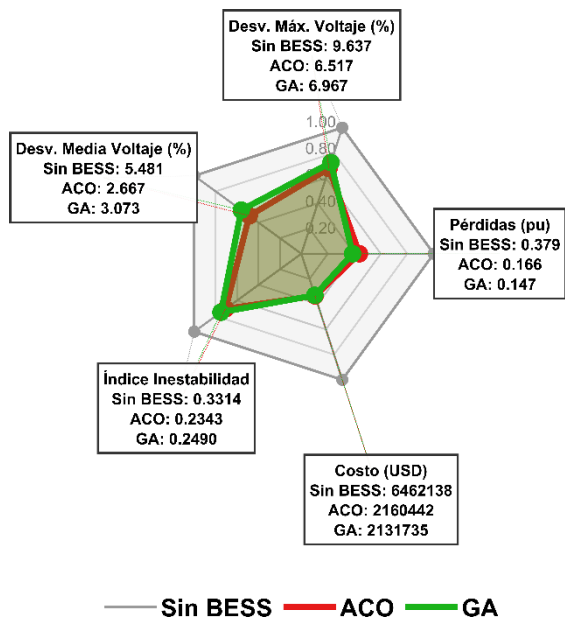


Figura 9. Comparativa de técnico ACO contra GA para la ubicación óptima de BESS.

La Figura 10 muestra los perfiles de voltaje para los escenarios analizados. La implementación de BESS mediante ACO y GA incrementa significativamente los niveles de tensión en todos los nodos respecto al caso base (sin BESS). ACO mantiene voltajes ligeramente más cercanos a 1 pu. en los nodos más alejados, especialmente desde el nodo 20 al nodo 33, mientras que GA muestra valores menores en este mismo tramo. Ambos algoritmos corrigen la caída de tensión, estabilizando el perfil general del sistema.

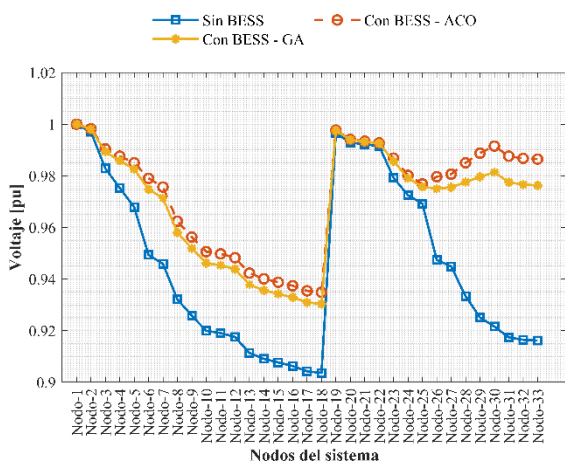


Figura 10. Comparativa de perfil de tensión con y sin BESS- técnicas ACO y GA

La Figura 11 presenta el índice de estabilidad de tensión para los diferentes escenarios evaluados. Los métodos ACO y GA mejoran notablemente la estabilidad en comparación al caso sin BESS, elevando el índice por encima de 0.9 en la mayoría de los nodos. ACO muestra una ventaja leve frente a GA especialmente desde el nodo 20 al 33, donde el índice es consistentemente mayor. Ambos métodos reducen significativamente el riesgo de inestabilidad en la red evaluada.

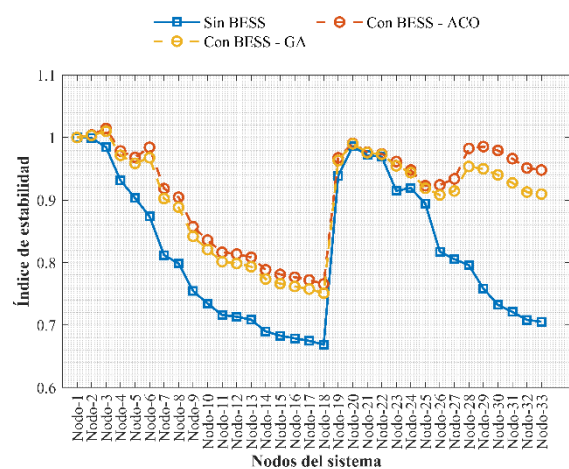


Figura 11. Comparativa del índice de estabilidad de tensión con y sin BESS - técnicas ACO y GA.

La Figura 12 ilustra el comportamiento de las pérdidas de potencia en cada nodo del sistema evaluado. Ambos algoritmos (ACO y GA) reducen significativamente las pérdidas respecto al escenario sin almacenamiento, especialmente en los nodos 30, donde las pérdidas superaban 0.06 pu. El método GA muestra una leve ventaja sobre ACO en varios nodos, alcanzando pérdidas cercanas a cero e incluso negativas en puntos específicos. En general, los resultados reflejan una reducción consistente de las pérdidas totales con la implementación del almacenamiento distribuido.

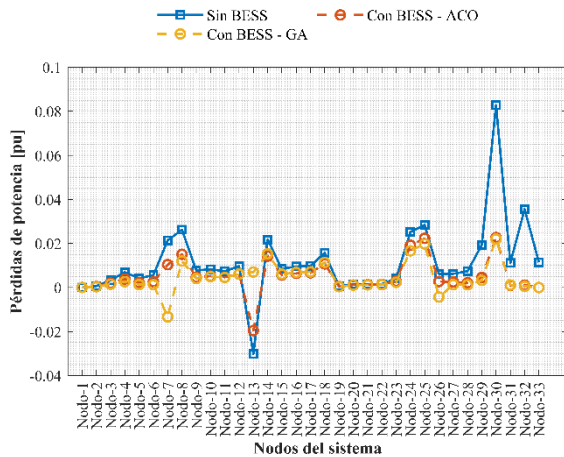


Figura 12. Comparativa de las pérdidas de potencia con y sin BESS - técnicas ACO y GA.

La Figura 13 expone el costo anual asociado a las pérdidas eléctricas para cada escenario evaluado. Se evidencia que la implementación de BESS mediante los algoritmos ACO y GA reduce considerablemente el costo operativo respecto al caso sin almacenamiento, con disminuciones cercanas al 66 %. Entre los métodos optimizados, GA consigue el menor costo (2,131,734.69 USD), ligeramente inferior al obtenido con ACO (2,160,442.12 USD). Este resultado confirma la eficiencia económica de ambas técnicas, con una leve ventaja del algoritmo genético.

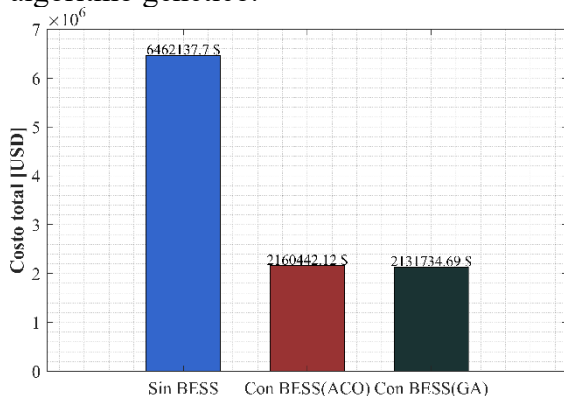


Figura 13. Comparativa del costo de las pérdidas de potencia con y sin BESS- técnicas ACO y GA.

La Figura 14 presenta la desviación porcentual del voltaje respecto al valor nominal en cada escenario. Sin almacenamiento, múltiples nodos superan el límite permisible ($\pm 5\%$), alcanzando

desviaciones hasta del -10% . Al integrar BESS con ambos métodos, la desviación mejora notablemente, aunque aún se observan nodos fuera del rango permitido. El algoritmo ACO ofrece una mejor corrección en la mayoría de los nodos críticos respecto al GA, ubicándose ligeramente más cerca del rango normativo (área sombreada).

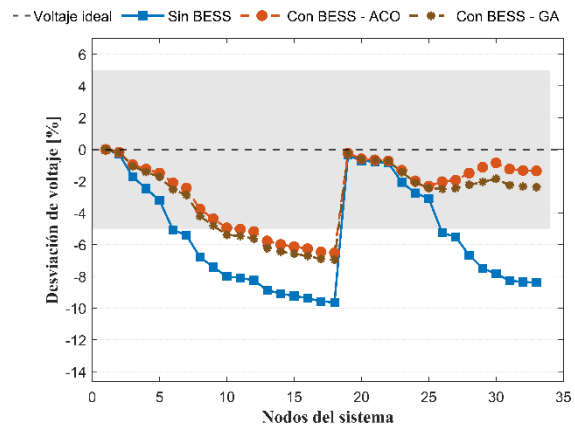


Figura 14. Desviación de voltaje con y sin BESS. - técnicas ACO y GA.

4.2 Interpretación de resultados

Los resultados obtenidos evidencian mejoras técnicas relevantes tras la incorporación de sistemas BESS en el sistema de 33 nodos. Se observa una mejora progresiva en los valores de voltaje por nodo al compararlo con la condición sin almacenamiento. Asimismo, el índice de estabilidad de voltaje mejora de forma generalizada, reflejando una mayor seguridad operativa en la red. Adicionalmente, las pérdidas de potencia se reducen significativamente en la mayoría de los nodos, lo cual se alinea con los objetivos definidos en este estudio.

Estas mejoras técnicas son consecuencia directa de la ubicación óptima de dos BESS en los nodos 13 y 31, determinada mediante el modelo de optimización complementado por la técnica inspirada en colonias de hormigas. En términos económicos, el costo anual por pérdidas se reduce de 6.462.137,7 USD a 2.160.442,12 USD, lo que confirma la eficacia del enfoque propuesto.

En conjunto, los resultados cumplen los objetivos de la investigación, al optimizar los niveles de voltaje, minimizar las pérdidas energéticas y reducir los gastos operativos del sistema. La metodología aplicada demuestra ser efectiva bajo las condiciones del caso de estudio, con potencial para su implementación en otras redes de configuración similar, siempre que se disponga de los datos técnicos requeridos.

La comparación técnica efectuada entre los algoritmos ACO y GA demuestra que ambas técnicas alcanzan resultados equiparables en la optimización del sistema evaluado. ACO destaca ligeramente al estabilizar de manera más eficiente el perfil de voltaje y mejorar marginalmente el índice de estabilidad, mientras que GA presenta una leve ventaja en reducción de pérdidas y costos operativos. Estas diferencias, aunque puntuales, refuerzan la validez del enfoque propuesto con ACO, ofreciendo resultados robustos y coherentes con los objetivos planteados.

5 Conclusiones

Este estudio desarrolla una estrategia sistemática para localizar de forma eficiente los sistemas BESS dentro de una red de distribución radial. La metodología inicia con el cálculo del flujo de potencia, que representa el comportamiento eléctrico de la red original. Los valores obtenidos, incluyendo el voltaje, las pérdidas activas y el índice de estabilidad, se utilizan como insumo directo para el modelo de optimización.

La formulación del modelo considera como variables de decisión la ubicación, potencia y capacidad energética de los BESS. La función objetivo minimiza la desviación de tensión y los costos asociados a la instalación. Las restricciones aseguran la factibilidad operativa, limitando tanto el número como la capacidad de las unidades a instalar.

La aplicación del algoritmo ACO permite identificar una configuración eficiente mediante un proceso de búsqueda heurística. La solución óptima obtenida corresponde a la instalación de sistemas BESS en las barras 13 y 31. La validación mediante un nuevo flujo de potencia confirma mejoras técnicas significativas.

Los resultados evidencian una elevación sostenida en la tensión del sistema, una mayor estabilidad operativa en zonas críticas y una disminución de las pérdidas energéticas activas. Adicionalmente, el costo anual por pérdidas disminuye de forma considerable, lo que respalda el impacto económico favorable de la solución propuesta.

En conjunto, la metodología desarrollada cumple con los objetivos establecidos. El procedimiento es replicable, se adapta a redes con características similares.

5.1 Trabajos futuros

Como línea de investigación futura, se propone integrar perfiles de carga y generación variable en múltiples periodos para evaluar el desempeño dinámico de los BESS bajo condiciones cambiantes. Asimismo, se sugiere incorporar restricciones adicionales, como la degradación de las baterías y la coordinación con recursos renovables, lo que permitiría ampliar la aplicabilidad del modelo a escenarios reales con mayor complejidad operativa.

6 Referencias

- [1] C. Moldoveanu, I. Ionita, V. Brezoianu, A. Tava, S. Zaharescu, and S. Dan Grigorescu, "Requirements of a real time monitoring and analysis system of power losses in electrical transmission and distribution systems," in *2019 8th International Conference on Modern Power*

Systems (MPS), IEEE, May 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/MPS.2019.8759792.

[2] M. K. Benjamin and P. M. Moises, “A Modified Approach for Monitoring Technical and Non-Technical Losses in a Distribution Feeder in a Developing Country: The Democratic Republic of Congo as a Case Study,” in *2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, IEEE, Aug. 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/PowerAfrica53997.2022.9905286.

[3] Z. Zhang, “Energy saving management technology for electrical automation and power distribution network dispatching,” *Intell. Decis. Technol.*, vol. 18, no. 4, pp. 2715–2729, Nov. 2024, doi: 10.3233/IDT-230121.

[4] G. Goren, B. Dindar, and O. Gul, “Artificial Neural Network based Cost Estimation of Power Losses in Electricity Distribution System,” in *2022 4th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM)*, IEEE, Jun. 2022, pp. 455–460. doi: 10.1109/GPECOM55404.2022.9815721.

[5] Y. Cao, Y. Zhang, and Y. Wu, “Distribution Automation: Enhancing Efficiency and Reliability in Power Distribution Systems,” *Acad. J. Sci. Technol.*, vol. 6, no. 2, pp. 6–8, 2023, doi: 10.54097/ajst.v6i2.9434.

[6] W. Wójcik *et al.*, “Integrated Assessment of the Quality of Functioning of Local Electric Energy Systems,” *Energies*, vol. 18, no. 1, pp. 1–15, 2025, doi: 10.3390/en18010137.

[7] U. A. Dodo, M. N. Nwohu, I. N. Abubakar, and M. A. Dodo, “Appraisal of aggregate technical, commercial and collection losses in

nigerian electricity distribution system,” *Niger. J. Technol. Dev.*, vol. 17, no. 4, pp. 286–294, 2020, doi: 10.4314/njtd.v17i4.6.

[8] D. Ponce, A. Aguila Téllez, and N. Krishnan, “Optimal Selection of Conductors in Distribution System Designs Using Multi-Criteria Decision,” *Energies*, vol. 16, no. 20, 2023, doi: 10.3390/en16207167.

[9] V. Vijayan, A. Mohapatra, S. N. Singh, and A. Tiwari, “A Blended Approach to Improve Reliability and Efficiency of Active EDN via Dynamic Feeder Reconfiguration, Demand Response, and VVO,” *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 21, no. 1, pp. 684–695, Jan. 2024, doi: 10.1109/TASE.2022.3220523.

[10] M. Mahesh, D. Vijaya Bhaskar, T. Narsa Reddy, P. Sanjeevikumar, and J. B. Holm-Nielsen, “Evaluation of ancillary services in distribution grid using large-scale battery energy storage systems,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 19, pp. 4216–4222, Dec. 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0169.

[11] Q.-R. WANG, “Development on Large-scale Energy Storage Technology,” *DEStech Trans. Eng. Technol. Res.*, no. icicr, Aug. 2019, doi: 10.12783/dtetr/icicr2019/30584.

[12] R. Syahputra, N. Safitri, and T. Hasannuddin, “Analysis of Battery Technologies for Use as Battery Management Systems in a Simple Solar Power Plant,” vol. 2024, no. 24, 2024.

[13] Y. M. Mendi, M. Demirtas, and H. E. Akinc, “Importance of Lithium-Ion Energy Storage Systems in Balancing the Grid: Case Study in Turkey,” in *2021 10th*

International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), IEEE, Sep. 2021, pp. 320–326. doi: 10.1109/ICRERA52334.2021.9598546.

[14] Y. Zhang, K. Meng, F. Luo, H. Yang, J. Zhu, and Z. Y. Dong, “Multi-Agent-Based Voltage Regulation Scheme for High Photovoltaic Penetrated Active Distribution Networks Using Battery Energy Storage Systems,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 7323–7333, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2962717.

[15] C. Parthasarathy, H. Hafezi, and H. Laaksonen, “Integration and control of lithium-ion BESSs for active network management in smart grids: Sundom smart grid backup feeding case,” *Electr. Eng.*, vol. 104, no. 2, pp. 539–553, 2022, doi: 10.1007/s00202-021-01311-8.

[16] C. Parthasarathy, H. Laaksonen, E. Redondo-Iglesias, and S. Pelissier, “Aging aware adaptive control of Li-ion battery energy storage system for flexibility services provision,” *J. Energy Storage*, vol. 57, p. 106268, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106268.

[17] W. Gao, J. Drake, and F. R. Brushett, “Towards Efficient Thermal Management within Intercalation Batteries through Electrolyte Convection,” *ECS Meet. Abstr.*, vol. MA2022-02, no. 5, pp. 557–557, Oct. 2022, doi: 10.1149/MA2022-025557mtgabs.

[18] Y. Xiong, Q. Shi, L. Shen, C. Chen, W. Lu, and C. Xu, “A hybrid neural network based on KF-SA-Transformer for SOC prediction of lithium-ion battery energy storage systems,” *Front. Energy Res.*, vol. 12, Jun. 2024, doi:

10.3389/fenrg.2024.1424204.

[19] S. Shafiq, B. Khan, and A. T. Al-Awami, “Optimal Battery Placement in Distribution Network Using Voltage Sensitivity Approach,” in *2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, IEEE, Feb. 2019, pp. 1–4. doi: 10.1109/PECI.2019.8698781.

[20] S. Gupta, M. S. Rawat, and T. N. Gupta, “Optimal Placement and Sizing of Various C-Rate Type of BESS for Minimizing the Impact of Intermittent DG Output on Hourly Peak Load Variation in Radial Distribution Network,” in *2022 2nd International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*, IEEE, Jun. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICEFEET51821.2022.9847777.

[21] C. E. Okafor and K. A. Folly, “Optimal Placement of a Battery Energy Storage System (BESS) in a Distribution Network,” in *2023 31st Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC)*, IEEE, Jan. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/SAUPEC57889.2023.10057659.

[22] S. E. Damian and L. A. Wong, “Optimal Energy Storage Placement and Sizing in Distribution System,” in *2022 IEEE International Conference in Power Engineering Application (ICPEA)*, IEEE, Mar. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPEA53519.2022.9744639.

[23] G. M. Binini, J. L. Munda, and O. M. Popoola, “Optimal location, sizing and scheduling of distributed energy storage in a radial distribution network,” *J. Energy Storage*, vol. 94, p. 112499, Jul.

2024, doi:

10.1016/j.est.2024.112499.

[24] A. Ali, Z. Liu, A. Ali, G. Abbas, E. Touti, and W. Nureldeen, "Dynamic Multi-Objective Optimization of Grid-Connected Distributed Resources Along With Battery Energy Storage Management via Improved Bidirectional Coevolutionary Algorithm," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 58972–58992, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3392911.

[25] X. Li, R. Ma, N. Yan, S. Wang, and D. Hui, "Research on Optimal Scheduling Method of Hybrid Energy Storage System Considering Health State of Echelon-Use Lithium-Ion Battery," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 31, no. 8, pp. 1–4, Nov. 2021, doi: 10.1109/TASC.2021.3117752.

[26] Z. Ma, Z. Zhao, Y. Wang, and Z. Hou, "Study on the Optimal Configuration of Battery Energy Storage System in Distribution Networks Considering Carbon Capture Units," *Recent Adv. Electr. Electron. Eng. (Formerly Recent Patents Electr. Electron. Eng.)*, vol. 17, no. 6, pp. 582–601, Jul. 2024, doi: 10.2174/2352096516666230714154857.

[27] U. Mumtahina, S. Alahakoon, and P. Wolfs, "Optimal Allocation and Sizing of Battery Energy Storage System in Distribution Network Using Mountain Gazelle Optimization Algorithm," *Energies*, vol. 18, no. 2, 2025, doi: 10.3390/en18020379.

[28] G. V. Gerasimov, E. N. Gryazina, and E. M. Grishin, "Optimal Siting and Sizing of Battery Energy Storage Systems in Low Voltage Distribution Networks," in *2024 IEEE 25th*

International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), IEEE, Jun. 2024, pp. 1400–1403. doi: 10.1109/EDM61683.2024.10615128

[29] L. F. Grisales-Noreña, B. Cortes-Caicedo, O. D. Montoya, W. Gil-González, and J. Muñoz, "Enhancing DC distribution network efficiency through optimal power coordination in lithium-ion batteries: A sparse nonlinear optimization approach," *J. Energy Storage*, vol. 96, p. 112484, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112484.

[30] H. Fadhil, "Metaheuristic Algorithms in Optimization and its Application: A Review," in *Proceedings of the 3rd International Conference on Engineering and Innovative Technology*, Salahaddin University-Erbil, Feb. 2025. doi: 10.31972/iceit2024.013.

[31] G. Kumar, K. Sharma, K. Sharma, S. P. Dwivedi, A. Shrivastava, and Y. S. Bisht, "Optimizing Power Distribution Grids Using Particle Swarm Optimization Algorithm," in *2024 4th International Conference on Innovative Practices in Technology and Management (ICIPTM)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICIPTM59628.2024.10563676.

[32] M. Ş. BEŞTAŞ and Ö. BATUR DİNLER, "Detection of Android Based Applications with Traditional Metaheuristic Algorithms," *Int. J. Pure Appl. Sci.*, vol. 9, no. 2, pp. 381–392, 2023, doi: 10.29132/ijpas.1382344.

[33] O. Ivanov, B. C. Neagu, G. Grigoras, and M. Gavrilas, "Optimal capacitor bank allocation in electricity distribution networks using metaheuristic algorithms,"

Energies, vol. 12, no. 22, 2019, doi: 10.3390/en12224239.

[34] A. K. Pandey and S. Kirmani, "Placement of distributed generator in distribution systems using Crow search algorithm," in *2019 International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)*, IEEE, Nov. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPCON47278.2019.8980157.

[35] H. T. Sadeeq and A. M. Abdulazeez, "Metaheuristics: A Review of Algorithms," *Int. J. online Biomed. Eng.*, vol. 19, no. 9, pp. 142–164, 2023, doi: 10.3991/ijoe.v19i09.39683.

[36] R. B. Roy, S. Alahakoon, and P. J. Van Rensburg, "Optimal Capacities of Electric Ferry Charging Stations by Hybrid Metaheuristic Algorithm," in *2024 IEEE 34th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, IEEE, Nov. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/AUPEC62273.2024.10807529.

[37] O. Ivanov, B.-C. Neagu, N.-C. Toma, G. Grigoras, P.-D. Ghilan, and M. Gavrilas, "Metaheuristic Approaches for Distributed Generation Placement Optimization in Electrical Grids : A comparison between PSO, Tiki-Taka and Archimedes Optimization Algorithms," in *2022 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*, IEEE, Oct. 2022, pp. 208–212. doi: 10.1109/EPE56121.2022.9959077.

[38] M. A. Saeed, A. H. Alharbi, and S. Arabia, "A Review of Metaheuristic Algorithms for Load Forecasting in Smart Grids," vol. 02, no. 01, pp. 42–52, 2024.

[39] Dr. Benaissa Brahim, M. Kobayashi, M. Al Ali, T. Khatir, and M. E. A. Elaissaoui Elmeliani, "Metaheuristic Optimization Algorithms: an overview," *HCMCOU J. Sci. – Adv. Comput. Struct.*, vol. 14, no. 1, pp. 34–61, 2024, doi: 10.46223/hcmcoujs.acs.en.14.1.47.2024.

[40] M. H. Sulaiman, Z. Mustaffa, M. M. Saari, and M. S. Jadin, "A simulation-metaheuristic approach for finding the optimal allocation of the battery energy storage system problem in distribution networks," *Decis. Anal. J.*, vol. 7, p. 100208, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.dajour.2023.100208.

[41] N. Pompern, S. Premrudeepreechacharn, A. Siritaratiwat, and S. Khunkitti, "Optimal Placement and Capacity of Battery Energy Storage System in Distribution Networks Integrated With PV and EVs Using Metaheuristic Algorithms," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 68379–68394, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3291590.

[42] M. Singh Rawat, "Utilizing Particle Swarm Optimization (PSO) for Battery Energy Storage System Sizing and Deployment in Renewable Integrated Distribution Network," in *2024 IEEE International Conference on Smart Power Control and Renewable Energy (ICSPCRE)*, IEEE, Jul. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICSPCRE62303.2024.10675081.

[43] M. Stevanovic, A. Janjic, S. Stojanovic, and D. Tasic, "Optimal battery storage location and control in distribution network," *Facta Univ. - Ser. Electron. Energ.*, vol. 35, no. 1, pp. 121–136, 2022, doi:

10.2298/fuee2201121s.

[44] M. A. Gana, B. U. Musa, and A. Bukar, "Power Quality and Harmonics Study of IEEE 33 Bus Test Power Distribution System Using Digsilent," vol. 2, no. 2, pp. 110–123, 2023.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 7: Matriz de estado del arte.

UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS DE LITIO-ION EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN USANDO EL ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS																														
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA							SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación Distribuida "Estado del Arte"	Sistema de Distribución (Radial)	Incorporación de Generación Distribuida	Emplazamiento de Generación Distribuida	Dimensionamiento de Generación Distribuida	Reconfiguración de Sistema Eléctrico	Minimización de Pérdidas en la Red	Estabilidad del Índice de Potencia	Estabilidad del Índice de Tensión	Minimización de Cargabilidad de la Red	Nivel de Tensión	Topología de la Red	Niveles de Potencia	Flujo de Potencia Óptimo	Algoritmo Genético (GA)	Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)	Recocido Simulado (SA)	Algoritmo de Simulación Heurístico	Algoritmo de Simulación Modificado "Plant Growth"	Algoritmo de Simulación "Harmony Search"	Factor de Sensibilidad	Algoritmo de búsqueda backtracking	Método Pareto - Fuzzy	Mejora de Estabilidad - Eficiencia - Rendimiento	Optimización de la Red	Maximo Aprovechamiento de Energía/ Recurso	Planificación Óptima
1	2016	Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method	15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2015	Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG)	33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2015	Optimal allocation of multi-type distributed generators using backtracking search optimization algorithm	51	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2015	Performance Improvement of Radial Distribution Network with Distributed Generation Integration Using Extended Particle Swarm Optimization Algorithm	59	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2015	Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth	49	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2014	Planning the location and rating of distributed energy storage in LV networks using a genetic algorithm with simulated annealing	30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7	2014	A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm	82	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO EN SISTEMAS DE ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCLUYENDO CURVAS DE CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL MÉTODO DE CONTINUACIÓN

ITEM	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación Distribuida "Estado del Arte"	Sistema de Distribución (Radial)	Incorporación de Generación Distribuida	Emplazamiento de Generación Distribuida	Dimensionamiento de Generación Distribuida	Reconfiguración de Sistema Eléctrico	Minimización de Pérdidas en la Red	Estabilidad del Índice de Potencia	Estabilidad del Índice de Tensión	Minimización de Cargabilidad de la Red	Nivel de Tensión	Topología de la Red	Niveles de Potencia	Flujo de Potencia Óptimo	Algoritmo Genético (GA)	Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)	Recocido Simulado (SA)	Algoritmo de Simulación Heurístico	Algoritmo de Simulación Modificado "Plant Growth"	Algoritmo de Simulación "Harmony Search"	Factor de Sensibilidad	Algoritmo de búsqueda backtracking	Método Pareto - Fuzzy	Mejora de Estabilidad - Eficiencia - Rendimiento	Optimización de la Red	Maximo Aprovechamiento de Energía / Recurso	Planificación Óptima	
8	2013	Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement	114	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2013	A new approach for optimum DG placement and sizing based on voltage stability maximization and minimization of power losses	77	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	2013	A novel approach to identify optimal access point and capacity of multiple DGs in a small, medium and large scale radial distribution systems	113	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	2013	Multiple-distributed generation planning under load uncertainty and different penetration levels	62	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	2013	Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research	347	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2012	A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems	522	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2012	Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses	132	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2012	Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation	356	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2012	Optimization of distributed generation systems using a new discrete PSO and OPF	101	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO EN SISTEMAS DE ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCLUYENDO CURVAS DE CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN EL MÉTODO DE CONTINUACIÓN

ITEM	DATOS			TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA										SOLUCIÓN PROPUESTA			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Generación Distribuida "Estado del Arte"	Sistema de Distribución (Radial)	Incorporación de Generación Distribuida	Emplazamiento de Generación Distribuida	Dimensionamiento de Generación Distribuida	Reconfiguración de Sistema Eléctrico	Minimización de Pérdidas en la Red	Estabilidad del Índice de Potencia	Estabilidad del Índice de Tensión	Minimización de Cargabilidad de la Red	Nivel de Tensión	Topología de la Red	Niveles de Potencia	Flujo de Potencia Óptimo	Algoritmo Genético (GA)	Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)	Recocido Simulado (SA)	Algoritmo de Simulación Heurístico	Algoritmo de Simulación Modificado "Plant Growth"	Algoritmo de Simulación "Harmony Search"	Factor de Sensibilidad	Algoritmo de búsqueda backtracking	Método Pareto - Fuzzy	Mejora de Estabilidad - Eficiencia - Rendimiento	Optimización de la Red	Maximo Aprovechamiento de Energía / Recurso	Planificación Óptima
17	2012	Fuzzy-Pareto-dominance driven possibilistic model based planning of electrical distribution systems using multi-objective particle swarm optimization	46	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
18	2011	Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization	157	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2010	Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization	670	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
20	2010	Unbalanced model and power-flow analysis of microgrids and active distribution systems	123	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2008	Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique	107	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
22	2005	Distributed generation: definition, benefits and issues	1287	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
23	2005	Multiple distributed generators for distribution feeder voltage support	111	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2001	Distributed generation : a definition	2225	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	1994	Optimum Location of Resources in Distributed Planning	371	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CANTIDAD:				3	13	12	22	11	4	19	1	1	7	10	5	17	8	2	9	3	2	1	1	3	1	2	12	9	4	8

6.2 Resumen de Indicadores

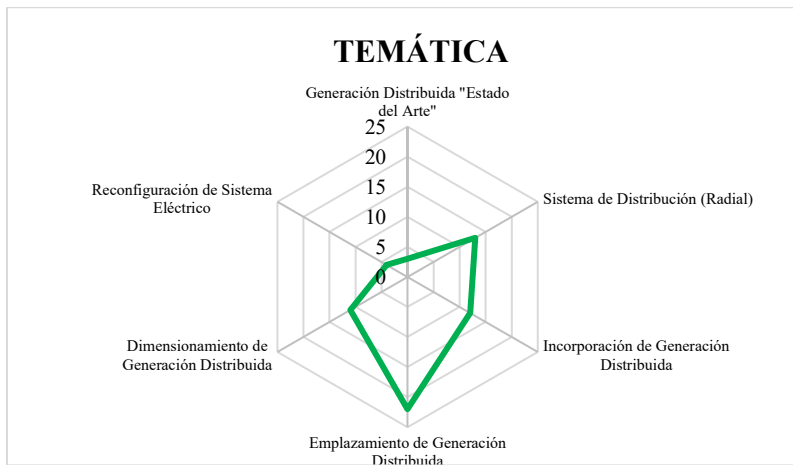


Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

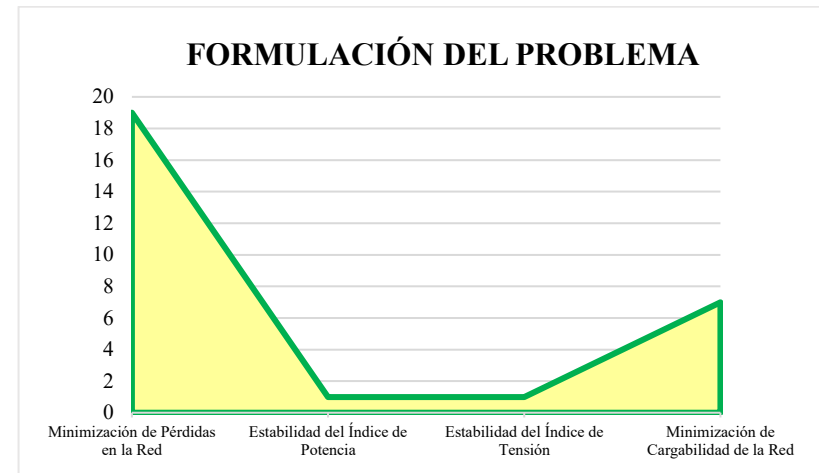


Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

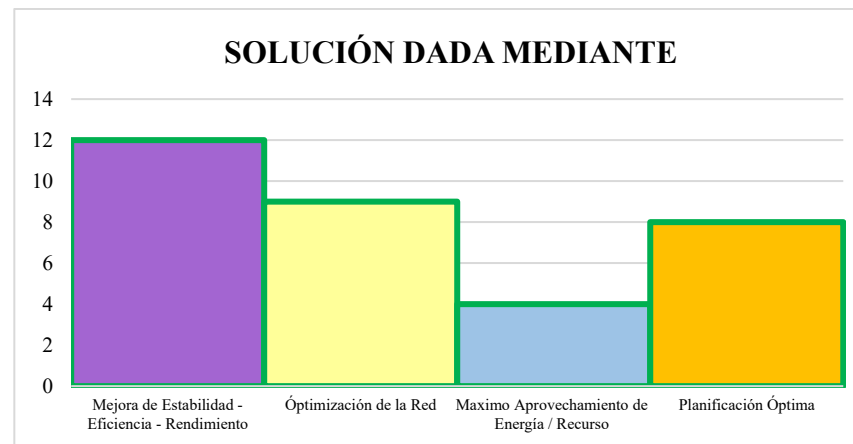


Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte.

7 Anexos

Tabla 8. Datos de líneas del sistema IEEE de 33 barras.

Datos de Líneas				
Nº Línea	Bus inicial	Bus final	R [ohm]	X [ohm]
1	1	2	0.0922	0.0477
2	2	3	0.4930	0.2511
3	3	4	0.3660	0.1864
4	4	5	0.3811	0.1941
5	5	6	0.8190	0.7070
6	6	7	0.1872	0.6188
7	7	8	1.7114	1.2351
8	8	9	1.0300	0.7400
9	9	10	1.0400	0.7400
10	10	11	0.1966	0.0650
11	11	12	0.3744	0.1238
12	12	13	1.4680	1.1550
13	13	14	0.5416	0.7129
14	14	15	0.5910	0.5260
15	15	16	0.7463	0.5450
16	16	17	1.2890	1.7210
17	17	18	0.7320	0.5740
18	2	19	0.1640	0.1565
19	19	20	1.5042	1.3554
20	20	21	0.4095	0.4784
21	21	22	0.7089	0.9373
22	3	23	0.4512	0.3083
23	23	24	0.8980	0.7091
24	24	25	0.8960	0.7011
25	6	26	0.2030	0.1034
26	26	27	0.2842	0.1447
27	27	28	1.0590	0.9337
28	28	29	0.8042	0.7006
29	29	30	0.5075	0.2585
30	30	31	0.9744	0.9630
31	31	32	0.3105	0.3619
32	32	33	0.3410	0.5302
33	8	21	2.0000	2.0000
34	9	15	2.0000	2.0000
35	12	22	2.0000	2.0000
36	18	33	0.5000	0.5000
37	25	29	0.5000	0.5000

Tabla 9. Datos de cargas del sistema IEEE de 33 barras.

Datos de Cargas		
Nº Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	20	100
8	20	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40