



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**COMPENSACIÓN SIMULTÁNEA DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y
BANCOS DE CAPACITORES MEDIANTE EL ALGORITMO GREY WOLF
OPTIMIZER (GWO) PARA MEJORAR LA CALIDAD DE POTENCIA Y LA
MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS**

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

AUTOR: SUSAN NICOLE MURILLO SARANGO
TUTOR: ALEXANDER AGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador
2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Susan Nicole Murillo Sarango con documento de identificación N° 1754600375 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, 10 de marzo del año 2026

Atentamente,



Susan Nicole Murillo Sarango
1754600375

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

Yo, Susan Nicole Murillo Sarango con documento de identificación N° 1754600375, 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: “Compensación simultánea de potencias activa y reactiva en redes de distribución utilizando sistemas fotovoltaicos y bancos de capacitores mediante el algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO) para mejorar la calidad de potencia y la minimización de pérdidas”, 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, 10 de marzo del año 2026

Atentamente,



Susan Nicole Murillo Sarango

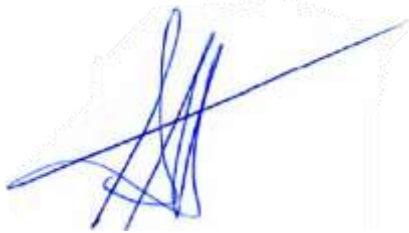
1754600375

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Aguila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: Compensación simultánea de potencias activa y reactiva en redes de distribución utilizando sistemas fotovoltaicos y bancos de capacitores mediante el algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO) para mejorar la calidad de potencia y la minimización de pérdidas, realizado por Susan Nicole Murillo Sarango con documento de identificación N° 1754600375, 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, 10 de marzo el año 2026

Atentamente,



Ing. Alexander Águila Téllez, Ph.D.
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico	5
2.1	Sistemas de distribución	5
2.1.1	Topología en redes de distribución	5
2.1.2	Límites de voltaje	5
2.1.3	Factor de potencia (FP)	6
2.1.4	Pérdidas de potencia	6
2.2	Generación fotovoltaica.....	7
2.3	Banco de capacitores.....	7
2.4	Compensación simultánea	7
2.5	Algoritmos Metaheurísticos	7
2.6	Algoritmo de optimización del lobo gris	8
2.6.1	Clasificación de la jerarquía	8
2.6.2	Rodear a la presa	9
2.6.3	Caza de la presa.....	9
2.6.4	Función Objetivo	10
3	Problema de estudio	10
3.1	Metodología	10
3.1.1	Delimitación del alcance técnico del estudio.....	10
3.2	Escenario 1: Caso base	11
3.3	Escenario 2: Integración de SFV.....	11
3.4	Escenario 3: Integración de SFV con BC	11
3.5	Escenario 4: Desarrollo del algoritmo GWO.....	12
3.5.1	Función objetivo por minimizar	12
3.5.2	Definición de variables y pesos de la FO.....	13
3.5.3	Pérdidas de potencia	13
3.5.4	Costo de sistemas fotovoltaicos.....	14
3.5.5	Costo del banco de capacitores.....	14
3.5.6	Costo normalizado de inversión de referencia económica.....	14
3.5.7	Restricción de voltaje.....	15
3.5.8	Restricción del factor de potencia	15
3.5.9	Restricción de la ubicación de los SFV y los BC.....	15
3.5.10	Restricción de SFV y BC a implementar.....	15
3.5.11	Restricción de limitación de capacidad instalada de SFV	15
3.5.12	Restricción de Limitación de capacidad instalada de BC.....	16
3.6	Pseudocódigo GWO.....	16
3.7	Análisis a partir de los resultados del algoritmo GWO	17
3.7.1	Reducción de pérdidas	17
3.7.2	Ahorro económico anual	17
3.7.3	Desviación promedio de voltaje	17
3.8	Análisis de sensibilidad con diferentes pesos.	17
3.9	Sistemas de prueba	18
3.9.1	Sistema de 15 barras.....	18
3.9.2	Sistema de 34 barras.....	18
4	Análisis de resultados	19
4.1	Escenario 1: Caso base	19
4.1.1	Perfiles de voltaje del sistema IEEE-15 en su caso base	19
4.1.2	Factor de potencia de la IEEE-15 en su caso base	19
4.1.3	Pérdidas de potencia de la IEEE-15 en su caso base	19
4.1.4	Perfiles de voltaje de la IEEE-34 en su caso base.....	20
4.1.5	Factor de potencia en la IEEE-34 en su caso base	20
4.1.6	Pérdidas de potencia de la IEEE-34 en su caso base	20
4.2	Escenario 2: Integración de sistemas fotovoltaicos.....	21
4.2.1	Perfiles de voltaje de la IEEE-15 con SFV	22
4.2.2	Factor de potencia de la IEEE-15 con SFV	22

4.2.3	Pérdidas de potencia del sistema IEEE-15 con SFV	22
4.2.4	Perfiles de voltaje del sistema IEEE-34 con SFV.....	23
4.2.5	Factor de potencia del sistema IEEE-34 con SFV	23
4.2.6	Pérdidas de potencia del sistema IEEE-34 con SFV	23
4.3	Escenario 3: Integración de bancos de capacitores con sistemas fotovoltaicos.	24
4.3.1	Perfil de voltaje en el sistema IEEE-15 con SFV y BC.....	24
4.3.2	Factor de potencia en el sistema IEEE-15 con SFV y BC	25
4.3.3	Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-15 con SFV y BC	25
4.3.4	Perfil de voltaje en el sistema IEEE-34 con SFV y BC.....	26
4.3.5	Factor de potencia en el sistema IEEE-34 con SFV y BC	26
4.3.6	Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-34 con SFV y BC	26
4.4	Escenario 4: Optimización del algoritmo GWO	27
4.4.1	Perfil de voltaje en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO.....	28
4.4.2	Factor de potencia en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO.....	28
4.4.3	Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO.....	29
4.4.4	Perfil de voltaje en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO.....	29
4.4.5	Factor de potencia en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO.....	30
4.4.6	Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO.....	30
4.4.7	Resultados del ahorro económico anual con la optimización del algoritmo GWO .	31
5	Resultados del análisis de sensibilidad	31
6	Conclusiones.....	31
6.1	Trabajos futuros	32
7	Referencias	33
7.1	Matriz estado del arte.....	39
7.2	Resumen de indicadores.....	43
8	Anexos	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Jerarquía social de los lobos grises [autor].	8
Figura 2. Sistema de la IEEE -15 [autor].	18
Figura 3. Sistema de la IEEE -34 [autor].	18
Figura 4. Perfiles de voltaje caso base de la IEEE-15 [autor].	19
Figura 5. Pérdidas de potencia (P) caso base de la IEEE-15 [autor].	20
Figura 6. Pérdidas de potencia (Q) caso base de la IEEE-15 [autor].	20
Figura 7. Perfiles de voltaje caso base de la IEEE- 34[autor].	20
Figura 8. Pérdidas de potencia (P) caso base de la IEEE-34 [autor].	21
Figura 9. Pérdidas de potencia (Q) caso base de la IEEE-34 [autor].	21
Figura 10. Índice de benefició fotovoltaico promedio de la IEEE-15 [autor].	21
Figura 11. Índice de benefició fotovoltaico promedio de la IEEE-34 [autor].	21
Figura 12. Perfiles de voltaje con SFV de la IEEE-15 [autor].	22
Figura 13. Pérdidas (P) con SFV de la IEEE-15 [autor].	22
Figura 14. Pérdidas (Q) con SFV de la IEEE-15 [autor].	22
Figura 15. Perfiles de voltaje con SFV de la IEEE-34 [autor].	23
Figura 16. Pérdidas (P) con SFV de la IEEE-34 [autor].	23
Figura 17. Pérdidas (Q) con SFV de la IEEE-34 [autor].	23
Figura 18. Índice de beneficio promedio de BC de la IEEE-15 [autor].	24
Figura 19. Índice de beneficio promedio de BC de la IEEE-34 [autor].	24
Figura 20. Perfiles de voltaje con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].	25
Figura 21. Pérdidas (P) con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].	25
Figura 22. Pérdidas (Q) con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].	25
Figura 23. Perfiles de voltaje con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].	26
Figura 24. Pérdidas (P) con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].	26
Figura 25. Pérdidas (Q) con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].	26
Figura 26. Óptima ubicación de SFV y BC con el algoritmo GWO IEEE-15 [autor].	27
Figura 27. Óptima ubicación de SFV y BC con el algoritmo GWO IEEE-34 [autor].	27
Figura 28. Convergencia del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].	28
Figura 29. Convergencia del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].	28
Figura 30. Perfiles de voltaje con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].	28
Figura 31. Pérdidas (P) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].	29
Figura 32. Pérdidas (Q) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].	29
Figura 33. Perfiles de voltaje con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].	30
Figura 34. Pérdidas (P) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].	30
Figura 35. Pérdidas (Q) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].	31
Figura 36. Resumen e indicador de la temática- Estado del arte.	43
Figura 37. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	43
Figura 38. Indicador de solución - Estado del arte	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Abreviaciones y Nomenclatura	4
Tabla 2. Clasificación por nivel de voltaje y límites permitidos [19].	6
Tabla 3. Dimensionamiento de SFV [autor].....	11
Tabla 4. Dimensionamiento de BC [autor].....	12
Tabla 5. Pesos utilizados en la FO para cada sistema [autor].....	13
Tabla 6. Algoritmo GWO [autor].	16
Tabla 7. Variación de pesos de la FO [autor].	17
Tabla 8. Parámetros de líneas y carga de la IEEE-15 [autor].....	18
Tabla 9. Parámetros de líneas y carga de la IEEE-34 [autor].....	18
Tabla 10. FP de la barra SLACK caso base de la IEEE-15 [autor].....	19
Tabla 11. Pérdidas totales caso base de la IEEE-15 [autor].	20
Tabla 12. FP de la barra SLACK caso base de la IEEE-34 [autor].....	20
Tabla 13. Pérdidas totales caso base de la IEEE-34 [autor].	21
Tabla 14. Barra con mayor índice de beneficio promedio de SFV de cada sistema [autor].	21
Tabla 15. FP de la barra SLACK con SFV de la IEEE-15[autor].	22
Tabla 16. Pérdidas totales con SFV de la IEEE-15 [autor].	23
Tabla 17. FP de la barra SLACK con SFV de la IEEE-34 [autor].	23
Tabla 18. Pérdidas totales con SFV de la IEEE-34 [autor].	24
Tabla 19. Barra con mayor índice de beneficio promedio de BC para cada sistema [autor].	24
Tabla 20. FP Potencia de la barra SLACK con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].	25
Tabla 21. Pérdidas totales con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].....	25
Tabla 22. FP de la barra SLACK con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].	26
Tabla 23. Pérdidas totales con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].....	27
Tabla 24. Ubicación y dimensionamiento óptimo algoritmo GWO [autor].....	27
Tabla 25. Desviación promedio de voltaje de la IEEE-15 [autor].....	28
Tabla 26 FP en la barra SLACK con la optimización del algoritmo GWO IEEE-15 [autor].....	29
Tabla 27. Pérdidas totales con la optimización del algoritmo GWO IEEE-15 [autor].....	29
Tabla 28. Desviación promedio de voltaje de la IEEE-34 [autor].....	30
Tabla 29. FP en la barra SLACK con la optimización del algoritmo GWO IEEE-34 [autor].....	30
Tabla 30. Pérdidas de potencia totales con la optimización del algoritmo GWO IEEE-34 [autor].	31
Tabla 31. Ahorro anual.....	31
Tabla 32. Matriz del estado del arte	39

COMPENSACIÓN SIMULTÁNEA DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y BANCOS DE CAPACITORES MEDIANTE EL ALGORITMO GREY WOLF OPTIMIZER (GWO) PARA MEJORAR LA CALIDAD DE POTENCIA Y LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS.

Resumen

El presente trabajo desarrollo un análisis previo partiendo desde su caso base que servirá como referencia comparativa para saber el estado de los perfiles de voltaje, el factor de potencia (FP) del sistema y las pérdidas de potencia. Para el segundo escenario se integró un sistema fotovoltaico (SFV) para observar su comportamiento a diferentes niveles de penetración, posteriormente se evaluó ese mismo escenario con la incorporación de banco de capacitores (BC) como compensación reactiva a diferentes niveles de compensación para observar su comportamiento de los parámetros a evaluar.

Finalmente se diseñó el modelo de compensación simultánea mediante sistemas fotovoltaicos y banco de capacitores a través de la implementación del algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO), con el objetivo de reducir pérdidas, mejorar el perfil de voltaje y el FP del sistema, considerando también una referencia económica básica incluida en la función objetivo junto con los demás parámetros, como guía para que la optimización sea eficiente y económica.

Palabras Clave: Banco de capacitores, Compensación simultánea, Grey Wolf Optimizer, Redes de distribución, Sistemas fotovoltaicos.

Abstracto

This study developed a preliminary analysis based on its baseline case, which will serve as a comparative reference to determine the status of voltage profiles, the system's power factor, and power losses. For the second scenario, a photovoltaic system was integrated to observe its behavior at different penetration levels. Subsequently, the same scenario was evaluated with the incorporation of a capacitor bank as reactive compensation at different compensation levels to observe the behavior of the parameters to be evaluated.

Finally, the simultaneous compensation model using photovoltaic systems and capacitor banks was designed through the implementation of the Grey Wolf Optimizer (GWO) algorithm, with the aim of reducing losses, improving the voltage profile and the power factor of the system, also considering a basic economic reference included in the objective function together with the other parameters, as a guide for efficient and economical optimization.

Keywords: Capacitor bank, Simultaneous compensation, Grey Wolf Optimizer, Distribution networks, Photovoltaic systems.

1 Introducción

Las tres primeras etapas del sistema eléctrico de potencia (SEP) son generación, transmisión y distribución. Garantizando que la energía producida llegue a los consumidores finales con niveles de voltaje adecuados y con las menores pérdidas posibles durante el trayecto [1].

En los últimos años, la crisis energética y la creciente demanda han impulsado significativamente la incorporación de sistemas fotovoltaicos, este crecimiento evidencia la importancia de aprovechar de forma eficiente las fuentes renovables y de integrarlas adecuadamente en las redes eléctricas. Los sistemas fotovoltaicos ayudan a generar parte de la potencia activa de forma local y disminuye la necesidad de recibir toda la energía desde las barras, haciendo que circule menos corriente por las líneas, por lo cual reducen las pérdidas de energía en el sistema. Sin embargo, su ubicación debe planificarse de manera estratégica, ya que una instalación inadecuada puede producir efectos contraproducentes en el desempeño del sistema eléctrico [2], [3].

Por otra parte, para mejorar la calidad del SEP se utiliza compensación reactiva mediante BC que ayuda a reducir los niveles de potencia reactiva consumida a lo largo del sistema, ya que aquella es la responsable de un bajo factor de potencia, caídas de voltaje y corrientes elevadas, pero es indispensable para el funcionamiento de cargas principalmente inductivas [4], [5].

Por ende, la compensación simultánea de potencia P y Q se ha convertido en una estrategia altamente favorable al momento de mejorar la calidad del

servicio y fortalecer el desempeño del sistema eléctrico, con el uso de banco de capacitores como compensación reactiva y sistemas fotovoltaicos como compensación activa. Además, este tipo de compensación ayuda a que el sistema eléctrico se mantenga dentro de los valores que exige la normativa en Ecuador. La Regulación ARCERNR-002/20 indica que el voltaje puede variar hasta $\pm 6\%$ en media tensión dentro de la distribución, permitiendo asegurar un funcionamiento más estable y confiable [6], [7].

A continuación, se presentan trabajos relacionadas con la implementación del algoritmo Grey Wolf Optimizer (GWO).

En algoritmo GWO se utiliza en [8] para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida fotovoltaica en sistemas de distribución. En este estudio, el (GWO) se utiliza para identificar las barras más adecuadas para integrar generación renovable, mejorar el voltaje y disminuir las pérdidas eléctricas. El modelo evalúa diversos escenarios operativos que incluyen variaciones de carga, cambios en la irradiancia y diferentes combinaciones de ubicación de los sistemas fotovoltaicos. Los resultados evidencian que el algoritmo converge de manera estable y permite obtener configuraciones que fortalecen notablemente el desempeño del sistema eléctrico, demostrando que el (GWO) es una alternativa eficaz para abordar problemas de optimización en redes de distribución.

En [9] se aplica el algoritmo (GWO) a la IEEE-34, combinando MATLAB y OpenDDS para ejecutar hasta 100 iteraciones y encontrar la mejor configuración de generación distribuida

y ajuste de TAPS en transformadores, su función objetivo se basó en garantizar que el voltaje permaneciera dentro de los límites definidos. El estudio analizó escenarios de carga e inyección de generación renovable, demostrando una convergencia estable del algoritmo, se evidenció una disminución de las pérdidas totales del 26,3% y una mejora adicional de 13,72 % atribuida solo a la optimización sin SFV y a su vez las barras críticas como la 9 y 22 mejoraron sus niveles de voltaje un 6,2% y 5,7%.

De manera similar en [10] se obtuvo resultados favorables con el algoritmo (GWO) para resolver la ubicación y determinar el tamaño ideal de capacitores en derivación (SC) en la IEEE-34, formulando como prioridad la reducción de pérdidas de potencia activas totales en la red. El algoritmo se configura a partir de los datos del sistema con parámetros de búsqueda como la cantidad de iteraciones, nivel de la población y un equipo predeterminado de tres (SC), se consideró la curabilidad del sistema en tres escenarios distintos de demanda, de modo que el (GWO) determinó para cada caso la óptima ubicación y tamaño de los (SC). En conclusión, en este estudio el algoritmo logró reducir un 28% las pérdidas activas y mejorar el voltaje mínimo en todos los escenarios.

En [11] propone la implementación del algoritmo (GWO) al despacho óptimo de potencia reactiva en la IEEE-30 y la IEEE-118, con integración de generación eólica. El algoritmo ajusta voltajes de generadores, TAPS de transformadores, así como posición y tamaño de la generación eólica con la intención de disminuir pérdidas de potencia activa y desviaciones de voltaje. Los resultados mostraron que el método propuesto supera otra clase de algoritmos

heurísticos como PSO, GA, ABC, entre otros, logrando reducir los parámetros con menos iteraciones.

En [12] se implementa el algoritmo (GWO) para evaluar su comportamiento en problemas de optimización, realizando pruebas con problemas de 10 variables, con una población de 40 lobos y 500 iteraciones y de con un rango de búsqueda de $[-10, 10]$ de las 10 variables a analizar. Al compararlo con otros algoritmos como el PSO, FA demostró que el algoritmo (GWO) logró encontrar soluciones más cercanas al óptimo en la mayoría de los escenarios mostrando una buena precisión con un tiempo ligeramente mayor con una diferencia de milisegundos frente a los demás, pero no presenta una desventaja en la solución.

El algoritmo (GWO) ha demostrado ser una opción eficaz para buscar la solución en problemas de optimización y dimensionamiento sobre todo aquellos relacionados en mejorar el desempeño del sistema. Por este motivo en este trabajo se emplea un modelo de optimización basado en el algoritmo (GWO) desarrollado en MATLAB y apoyado en simulaciones de flujo de potencia en MATPOWER. El objetivo es que el algoritmo analice distintos escenarios y determine de manera óptima en que barras ubicar los sistemas fotovoltaicos y los bancos de capacitores, de igual manera el tamaño de cada uno logrando conseguir una compensación simultánea y con ello disminuir problemas de pérdidas de potencia, bajo FP y la mejora en los niveles voltajes.

Tabla 1. Abreviaciones y Nomenclatura

Abreviaciones	
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
PSO	Optimización por enjambre de partículas.
GA	Algoritmo genético.
ABC	Algoritmo de colonia de abejas.
FA	Algoritmo luciérnaga.
ACO	Optimización por colonia de hormigas.
GWO	Optimización del lobo gris.
BC	Banco de capacitores.
SFV	Sistemas fotovoltaicos.
P	Potencia activa (MW).
Q	Potencia reactiva (Mvar).
S	Potencia aparente.
FP	Factor de potencia.
SLACK	Barra de referencia.
FO	Función objetivo.
DPV	Desviación promedio de voltaje.
CAPEX	Costo de inversión de equipos.
R	Resistencia.
X	Reactancia.
B	Susceptancia.
CS	Compensación simultánea
Nomenclatura	
BI_{SFV}	Índice de beneficio de sistemas fotovoltaicos.
ΔP_{loss}	Variación de las pérdidas de potencia.
$P_{SFV,inst}$	Potencia de sistemas fotovoltaicos instalada.
\overline{BI}_{SFV}	Índice de beneficio promedio de sistemas fotovoltaicos.
BI_{BC}	Índice de beneficio de banco de capacitores.
ΔQ_{SLACK}	Variación de la potencia reactiva en la barra SLACK.
$Q_{BC,inst}$	Potencia de banco de capacitores instalada.
\overline{BI}_{BC}	Índice de beneficio promedio de banco de capacitores.
FP_{SLACK}	Factor de potencia en la barra SLACK.
C_{norm}	Costo normalizado.
V_{ref}	Voltaje de referencia (p.u.)
V_{min}	Voltaje mínimo (p.u.)
V_{max}	Voltaje máximo (p.u.)
P_{loss}	Pérdidas de potencia activa (MW)
$C_{SFV,R}$	Costo total referencial de sistemas fotovoltaicos
$C_{CB,R}$	Costo total referencial de banco de capacitores
C_Q	Costo unitario de banco de capacitores kvar
C_P	Costo unitario de sistemas fotovoltaicos kW
C_{max}	Costo máximo de los límites
C_{total}	Costo total con la optimización
V_i	Voltaje en cada barra (p.u.)
$P_{SFV,min}$	Potencia mínima permitida para sistemas fotovoltaicos kW.
$P_{SFV,max}$	Potencia máxima permitida para sistemas fotovoltaicos kW.
$P_{BC,min}$	Potencia mínima permitida para banco de capacitores kvar.
$P_{BC,max}$	Potencia máxima permitida para banco de capacitores kvar.
N_{SFV}	Número de sistemas fotovoltaicos a instalar
N_{BC}	Número de banco de capacitores a instalar
C_e	Costo unitario de energía eléctrica kWh
N_B	Número de barras del sistema
N_L	Número de líneas del sistema

2 Marco teórico

2.1 Sistemas de distribución

La generación, transmisión y distribución de energía eléctrica son los tres procesos que conforman el SEP [13]. Por ello, el sistema de distribución transporta la energía eléctrica y la hace llegar hasta el consumidor final, proporcionando niveles adecuados de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio. Para poder proporcionar un control eficaz de voltaje en los puntos de consumo de una red eléctrica, es necesario compensar con potencia reactiva para poder mejorar el FP. Se presentan pérdidas técnicas de energía asociadas al consumo interno de los equipos, las cuales no son facturadas al usuario final y las pérdidas por impedancia, causadas por el flujo de corriente en el circuito. Asimismo, existen pérdidas en vacío, originadas por corrientes de magnetización en transformadores y equipos energizados, independientemente del nivel de carga [13].

2.1.1 Topología en redes de distribución

Las principales topologías en las redes de distribución son:

Topología radial es una de las más usadas, identificándose por tener varios ramales teniendo una estructura de árbol, donde la configuración de operación radial es una restricción fundamental para su operación y reconfiguración [14]. La topología en malla se emplea con mayor frecuencia en redes de distribución secundaria, particularmente en zonas rurales. Sin embargo, tiene mayor complejidad por lo cual, conlleva un aumento en los costos operativos [15]. Por su parte, La topología en anillo se emplea principalmente en redes de distribución de media tensión, debido a la

que mejora la fiabilidad del suministro eléctrico, se utiliza principalmente en redes de distribución de media tensión. Esta configuración proporciona múltiples trayectorias para el flujo de energía, lo que permite que, ante la ocurrencia de una falla en uno de los nodos de la red, el suministro pueda mantenerse mediante el flujo en sentido contrario, garantizando así la continuidad operativa del sistema [16].

2.1.2 Límites de voltaje

Para el estudio de las redes de distribución eléctrica, los valores de voltaje expresados en por unidad (p.u.) se consideran dentro de márgenes operativos establecidos, estos valores definen los límites admisibles de voltaje para garantizar un funcionamiento adecuado del sistema [17].

$$0.95 \leq V_{nom} \leq 1.05 \quad (1)$$

La estabilidad adecuada del sistema se alcanza cuando los niveles de voltaje en las barras permanecen dentro de los límites establecidos por la ecuación correspondiente, incluso tras la ocurrencia de una falla. El cumplimiento de esta condición garantiza que el sistema eléctrico funcione de forma eficiente, segura y confiable. En Ecuador, la regulación ARCONEL No. 005/18 establece que las variaciones de voltaje permitidas dependen del nivel de voltaje del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). A partir del análisis de dicha normativa, la Tabla 2 presenta la clasificación por nivel de voltaje y sus rangos admisibles de variación autorizados para la operación del SEP [18], [19].

Tabla 2. Clasificación por nivel de voltaje y límites permitidos [19].

Niveles de voltaje (V)	Rango admisible
Bajo voltaje	$V < 0.6 \text{ kV}$ $\pm 8\%$
Medio voltaje	$0.6 \text{ kV} \leq V \leq 40 \text{ kV}$ $\pm 6\%$
Alto voltaje	$40 \text{ kV} < V \leq 138 \text{ kV}$ $\pm 5\%$

2.1.3 Factor de potencia (FP)

El FP refleja el nivel de eficiencia con el que la potencia aparente se transforma en potencia activa útil dentro de un sistema eléctrico. En [20] analiza como la corrección del FP ayuda a que el sistema trabaje de manera más estable y eficiente, cuando hay mucho consumo de potencia reactiva (Q) los voltajes se deterioran y aumentan las pérdidas eléctricas en las líneas. Por ello se usan técnicas de compensación como los BC y control de potencia reactiva, incluso con generación distribuida como paneles solares o aerogeneradores.

$$\begin{aligned} \text{FP} &= \cos \varphi = \frac{P(\text{kW})}{S(\text{kVA})} \\ &= \cos \left(\tan^{-1} \frac{Q}{P} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

$$P = S * \cos \varphi \quad (3)$$

$$Q = S * \sin \varphi \quad (4)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (5)$$

El FP influye de manera significativa en las pérdidas de potencia activa (P) y en las regulaciones de voltaje, impactando directamente en la eficiencia operativa y en los costos. Por lo cual, los circuitos de distribución se establecen comúnmente un rango mínimo de FP de 0.92 en atraso. Si los valores se encuentran por debajo

del límite, es necesario implementar medidas de corrección las cuales pueden ser asumidas por los usuarios, por la empresa distribuidora o ambas[21].

En los SEP el factor de potencia puede presentarse en atraso y en adelanto. Tener un FP en atraso indica un comportamiento inductivo del sistema, donde la corriente se atrasa al voltaje debido principalmente a cargas como transformadores y motores, lo que genera un mayor consumo de potencia reactiva de la red, incrementando la circulación de corriente y por ende provoca el deterioro del voltaje y aumentan las pérdidas eléctricas especialmente en redes de distribución. Por el contrario, tener un FP en adelanto representa un comportamiento capacitivo en el cual la corriente se adelanta al voltaje, debido a la inyección de potencia reactiva lo que ayuda a mantener los niveles de voltaje. Sin embargo, una compensación excesiva puede generar el deterioro del sistema teniendo elevaciones no deseadas de voltaje [22].

2.1.4 Pérdidas de potencia

Las pérdidas en los sistemas eléctricos representan la energía disipada durante la distribución de electricidad hacia los consumidores. Esto se puede clasificar en dos grupos [23]: Las pérdidas técnicas que es un fenómeno físico inherentes al sistema eléctrico, generalmente son producidas por pérdidas en el cobre, que está relacionadas con el efecto joule como se presenta en la ecuación.

$$P_{\text{loss}} = I^2 * R \quad (6)$$

Las pérdidas no técnicas se relacionan con factores externos al comportamiento eléctrico, aunque esto no afecta

directamente el desempeño eléctrico de la red, afecta en la eficiencia económica de las empresas distribuidoras.

2.2 Generación fotovoltaica

La generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos se ha consolidado como la fuente de producción energética con mayor tasa de crecimiento a nivel mundial durante la última década[24]. El incremento se debe por los avances tecnológicos, la reducción de costos de los módulos solares y el impulso de políticas orientadas al desarrollo de energías renovables. En este contexto, la energía solar fotovoltaica es una alternativa para el bajo impacto ambiental hacia la transición a sistemas energéticos sostenibles. Su incorporación contribuye de manera significativa a la diversificación de la matriz energética, a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y al fortalecimiento de la seguridad energética, tanto en sistemas interconectados como en aplicaciones aisladas [25].

2.3 Banco de capacitores

Los BC son muy importantes en redes de distribución porque ayudan a compensar la potencia reactiva mejorando el funcionamiento del sistema, logrando la disminución de pérdidas en las líneas y los voltajes se mantengan dentro de los límites permitidos. El FP suele medirse en la barra de referencia o en el punto de conexión con la empresa eléctrica, debido a que indica el comportamiento global del sistema y si este es demasiado bajo existe penalizaciones económicas [26].

Su ubicación y dimensionamiento debe planificarse adecuadamente, debido a

que si se sobredimensiona puede causar el deterioro del sistema causando sobrevoltajes y si se instala con un dimensionamiento muy pequeño no será lo suficiente para corregir un FP bajo. Por ello se utilizan algoritmos como el PSO, ROA y otros algoritmos heurísticos para buscar su óptima ubicación y dimensionamiento [27].

2.4 Compensación simultánea

La compensación simultánea (CS) hace referencia a la estrategia de compensar de manera conjunta la compensación activa y reactiva, mediante la integración de unidades de generación fotovoltaica y banco de capacitores. Esta compensación ofrece varias ventajas técnicas, entre las que se destacan en mejorar el desempeño del sistema y la calidad de la energía [28].

2.5 Algoritmos Metaheurísticos

Son algoritmos de optimización que se inspiran en diferentes fenómenos o eventos naturales, imitando un comportamiento de diferentes animales, procesos biológicos y condiciones físicas, entre otros. Al usar la palabra optimizar quiere decir que implica encontrar la mejor solución frente a un problema [29].

Los algoritmos metaheurísticos son principalmente útiles cuando se presentan problemas no lineales, con múltiples restricciones y un espacio de búsqueda muy amplio, se utilizan principalmente para evitar caer en óptimos locales. En los sistemas eléctricos de potencia, esta clase de algoritmos permiten abordar problemas muy complejos donde se obtienen múltiples variables y restricciones operativas [30], [31].

Por lo tanto, se describen algunos de los algoritmos metaheurísticos más utilizados, que son los siguientes:

Algoritmos genéticos (GA), están inspirados en la evolución biológica y se ha demostrado ser un instrumento muy útil para encontrar una solución ante problemas de optimización. Empieza con un conjunto de soluciones aleatorias y mediante procesos de selección, cruzamiento y mutación. Con cada nueva generación, las soluciones van mejorando y acercándose a un resultado óptimo [32].

Los algoritmos inspirados en el comportamiento animal buscan imitar la forma en que distintas especies se organizan y trabajan en grupo. En Particle Swarm Optimization (PSO), cada partícula ajusta su posición considerando su experiencia individual y la del grupo, lo que permite una mejor búsqueda de soluciones [33]. En ACO, las hormigas dejan un rastro que refuerza los caminos más favorables, guiando al algoritmo hacia mejores soluciones. De forma similar, el GWO imita la jerarquía de caza de los lobos grises, donde las mejores alternativas lideran la búsqueda y el resto ajusta su comportamiento siguiendo a los líderes [34].

2.6 Algoritmo de optimización del lobo gris

El GWO es un algoritmo metaheurístico desarrollado en el 2014 por Seyedali Mirjalili. Este algoritmo está inspirado en la caza de los lobos grises, imitando la manera en que estos animales se

organizan en grupo para buscar, rodear y finalmente cazar a la presa. Este comportamiento se trasladó a un modelo matemático para resolver problemas complejos de optimización [35].

2.6.1 Clasificación de la jerarquía

Normalmente los lobos grises organizan la caza de acuerdo a su nivel de jerarquía. El lobo alfa Líder (α) cuya posición es la principal, la cabeza de la manada presenta la mejor solución y guía la búsqueda. El lobo beta Sub-líder (β) y el lobo delta Tercer-líder (δ) son la segunda y tercera mejor solución bajo la autoridad del líder, ellos aportan direcciones alternativas y por último el lobo omega (ω) que se representa con el resto de la manada [35].

A continuación, en la Figura 1 se representará su nivel de jerarquía de acuerdo con cada lobo.

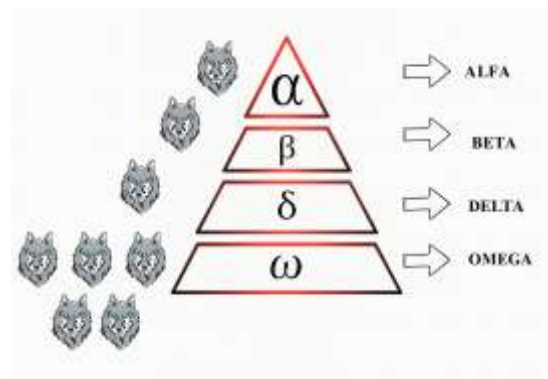


Figura 1. Jerarquía social de los lobos grises [autor].

La modelación matemática de la población de lobos se define el conjunto.

$$x = \{\vec{x}_1, \vec{x}_2, \dots, \vec{x}_p\} \quad (7)$$

Donde p es el número de lobos, que en este caso sería el tamaño de la población. Cada \vec{x}_i es un lobo, una solución

candidata del problema, donde $\vec{x}_i \in R^n$ esto quiere decir que cada lobo en un vector de dirección n que serian las variables de decisión [36], [37]. Por ejemplo la potencia de los paneles fotovoltaicos en cada barra o el tamaño de banco de capacitores.

2.6.2 Rodear a la presa

Una vez identificada la mejor solución los lobos α, β y δ guiarán el proceso para rodear la presa, mientras que los ω los siguen. Este comportamiento se representa como se muestra en la ecuación [38].

$$\vec{D} = |\vec{C} * \vec{x}_p(t) - \vec{x}(t)| \quad (8)$$

$$\vec{x}(t+1) = \vec{x}_p(t) - \vec{A} * \vec{D} \quad (9)$$

Donde \vec{D} es la distancia entre la posición del lobo y la presa, $\vec{x}_p(t)$ es la posición de la presa en la iteración t , la posición del lobo gris es $\vec{x}(t)$. El cálculo de los coeficientes \vec{A} y \vec{C} ayudan a que los lobos ajusten su posición alrededor de la presa y se calculan de la siguiente manera:

$$\vec{A} = 2ar^1 - a \quad (10)$$

$$\vec{C} = 2r^2 \quad (11)$$

Donde $\vec{r1}$ y $\vec{r2}$ son vectores aleatorios que permiten variar la dirección de movimiento de los lobos, el factor a disminuye linealmente de 2 a 0 sirve para ajustar su intensidad de movimiento [39].

$$\vec{a} = 2-t \left(\frac{2}{t_{max}} \right) \quad (12)$$

t_{max} corresponde al número total de iteraciones.

2.6.3 Caza de la presa

En la primera iteración no se conoce aún la posición de la presa, por lo que los lobos se distribuyen aleatoriamente dentro del espacio de búsqueda. Esta fase inicial permite generar posiciones basadas en los valores de las variables que son las más altas y las más bajas posibles a optimizar, fomentando una exploración amplia del entorno antes de iniciar el proceso de caza coordinado. Se comienza conociendo la ubicación de las tres mejores soluciones y fuerza al resto de la manada para que actualicen sus posiciones [40].

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 * \vec{x}_\alpha - \vec{x}| \quad (13)$$

$$\vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 * \vec{x}_\beta - \vec{x}| \quad (14)$$

$$\vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 * \vec{x}_\delta - \vec{x}| \quad (15)$$

Donde $\vec{D}_\alpha, \vec{D}_\beta, \vec{D}_\delta$ representa la distancia respecto a cada líder, mientras que $\vec{C}_1, \vec{C}_2, \vec{C}_3$ son coeficientes aleatorios que indica la dirección del movimiento, $\vec{x}_\alpha, \vec{x}_\beta, \vec{x}_\delta$ corresponde a la posición de los lobos líderes y \vec{x} es el parámetro de la posición actual del lobo evaluado de cada iteración para las posteriores búsquedas [41] y se calculan las siguientes posiciones candidatas:

$$\vec{x}_1 = \vec{x}_\alpha - \vec{A}_1 * \vec{D}_\alpha \quad (16)$$

$$\vec{x}_2 = \vec{x}_\beta - \vec{A}_2 * \vec{D}_\beta \quad (17)$$

$$\vec{x}_3 = \vec{x}_\delta - \vec{A}_3 * \vec{D}_\delta \quad (18)$$

Donde $\vec{x}_1, \vec{x}_2, \vec{x}_3$ son las posiciones candidatas utilizadas para actualizar la posición del lobo evaluado con respecto a los líderes α, β y δ , mientras que $\vec{D}_\alpha, \vec{D}_\beta$ y \vec{D}_δ es la distancia entre la posición

de cada lobo evaluado y cada obo lider. Los coeficientes $\vec{A}_1, \vec{A}_2, \vec{A}_3$ regulan la magnitud y dirección, finalmente la nueva posición de cada lobo se determina promediando las ubicaciones propuestas de los tres líderes principales, logrando un movimiento equilibrado hacia la mejor solución con la siguiente ecuación:

$$\vec{x}_{(t+1)} = \left(\frac{\vec{x}_1 + \vec{x}_2 + \vec{x}_3}{3} \right) \quad (19)$$

2.6.4 Función Objetivo

Se evaluará la función objetivo de cada lobo $f(\vec{x}_i)$ para comparar soluciones y guiar al algoritmo hacia la mejor solución, la cual se considera \vec{x}_α al mejor candidato de la manada, por lo tanto a la segunda y tercera mejor solución se les denomina \vec{x}_β y \vec{x}_δ y al resto (ω). Para problemas de minimización, la mejor solución es la que obtiene el menor valor de la función objetivo [41].

Función: $f(x)$

Sujeta a restricciones:

$$\begin{aligned} gi(x) &\leq 0, \quad i = 1, \dots, m \\ hj(x) &= 0, \quad j = 1, \dots, p \end{aligned}$$

Concretamente, la función objetivo f depende de x , la cual se busca minimizar o maximizar. Muchos problemas de optimización están restringidos con funciones de desigualdad $gi(x)$ y ecuaciones de igualdad $hj(x)$ [42].

3 Problema de estudio

En muchos estudios los sistemas fotovoltaicos (SFV) y los bancos de capacitores (BC) se implementan por separado, lo que limita su aprovechamiento. Su integración conjunta es capaz de lograr resultados superiores en términos de minimizar las

pérdidas y mejorar el voltaje presente dentro del sistema eléctrico [43].

El estudio evalúa los sistemas de distribución de la IEEE-15 y la IEEE-34 en su caso base, analiza por separado la integración de SFV y posteriormente con la incorporación de BC. Finalmente se aplica el algoritmo GWO para optimizar su ubicación y dimensionamiento para obtener una mejora global del sistema con respecto a los parámetros a evaluar.

3.1 Metodología

La metodología propuesta se basa en la evaluación comparativa de distintos escenarios, tomando como referencia el caso base del sistema. El análisis se desarrolla de manera ordenada, comenzando con el estudio del comportamiento del sistema en su caso base, luego con la incorporación de SFV para posteriormente integrar BC considerando la interacción con los SFV y finalmente se implementa el algoritmo GWO para su óptima ubicación y dimensionamiento tomando como referencia un criterio económico CAPEX el cual es el costo de los equipos. Para simplificar el modelo se limita el estudio a la instalación de una sola unidad de SFV y de BC, cada una ubicada en una barra seleccionada a partir del análisis previo.

3.1.1 Delimitación del alcance técnico del estudio

Es importante aclarar que el término calidad de potencia, asociado al concepto de Power Quality según la norma IEEE Std 1159, se refiere a fenómenos vinculados a la calidad del producto técnico del voltaje [44], los cuales no son planteados en los objetivos propuestos. Por lo cual, el estudio se enfoca en mejorar el desempeño eléctrico del sistema de distribución, aumentando su

factor de potencia, disminuyendo sus pérdidas y mejorando su perfil de voltaje, analizado únicamente en condiciones de estado estacionario a partir de los resultados de flujo de potencia sin considerar perturbaciones características de Power Quality. En este estudio, se evalúa la compensación simultánea de potencia activa y reactiva para lograr una operación más eficiente del sistema.

3.2 Escenario 1: Caso base

El caso base corresponde a la condición inicial de los sistemas de la IEEE-15 y la IEEE-34, sin ningún tipo de compensación. Se obtiene los parámetros tras correr el flujo de potencia en MATPOWER para obtener los valores de voltaje y también las pérdidas de potencia en cada tramo como referencia comparativa para evaluar su comportamiento. El FP se evaluó en la barra SLACK, debido a que refleja el intercambio de la potencia P y Q, permitiendo analizar el comportamiento global del sistema.

3.3 Escenario 2: Integración de SFV

El dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos se definió considerando tres niveles de penetración de potencia activa, representados por el parámetro α_{FV} , en función de la demanda total de cada sistema, correspondiente al (5%, 10% y 20%), cómo se presenta en la Tabla 3. Estos niveles se seleccionaron de acuerdo con criterios abordados en el análisis de integración fotovoltaica en redes de distribución [45], [46].

Tabla 3. Dimensionamiento de SFV [autor].

Sistema	Demanda activa [MW]	SFV [MW] 5%	SFV [MW] 10%	SFV [MW] 20%
IEEE-15	1.226	0.061	0.122	0.245
IEEE-34	4.858	0.231	0.463	0.927

De manera que la potencia P instalada en la barra i se definió de la siguiente manera:

$$P_{SFV,i}^{(\alpha_{SFV})} = \alpha_{SFV} * \sum_{k=1}^N P_{D,k} \quad (20)$$

Los sistemas fotovoltaicos operan a un FP unitario y no posee un intercambio de potencia reactiva con la red, por lo tanto:

$$Q_{SFV} = 0 \quad (21)$$

Para representar el impacto de los SFV en cada barra se empleó como criterio el BI_{SFV} que representa el beneficio de integración fotovoltaico.

$$BI_{SFV} = \frac{\Delta P_{loss}}{P_{SFV,inst}} \quad (22)$$

Donde BI_{SFV} indica cuánta potencia de pérdidas totales ΔP_{loss} se reducen por cada nivel de penetración fotovoltaica instalada $P_{SFV,inst}$ en una barra. La mejor barra se seleccionó con base al promedio del índice \overline{BI}_{SFV} considerando los niveles de penetración fotovoltaica propuestos, para posteriormente evaluar el impacto de los SFV en los parámetros analizados.

$$\overline{BI}_{SFV} = \frac{BI_{SFV}^{(5\%)} + BI_{SFV}^{(10\%)} + BI_{SFV}^{(20\%)}}{3} \quad (23)$$

3.4 Escenario 3: Integración de SFV con BC

Una vez definida la ubicación fotovoltaica en cada sistema mediante el índice BI_{SFV} , se mantuvo su ubicación fija y se consideró el nivel más alto de penetración fotovoltaica propuesto, para analizar su interacción con la incorporación de banco de capacitores [47]. El dimensionamiento se estableció representado por el parámetro α_{BC} , en

función de la demanda reactiva total correspondiente a niveles de compensación del (30%, 40% y 50%) para cada sistema, como se aprecia en la Tabla 4.

Tabla 4. Dimensionamiento de BC [autor].

Sistema	Demanda reactiva [MVar]	BC [MVar] 30%	BC [MVar] 40%	BC [MVar] 50%
IEEE-15	1.251	0.375	0.500	0.625
IEEE-34	2.873	0.862	1.149	1.436

De manera que la compensación reactiva α_{BC} instalada en la barra j se definió de la siguiente manera:

$$Q_{BC,j}^{(\alpha_{BC})} = \alpha_{BC} * \sum_{k=1}^N Q_{D,k} \quad (24)$$

Como principio de análisis, se definió también para este caso un índice de beneficio para banco de capacitores BI_{BC} , el cual permite tener en cuenta la influencia de la compensación reactiva sobre el comportamiento del sistema, considerando su interacción con los sistemas fotovoltaicos.

$$BI_{BC} = \frac{\Delta Q_{SLACK}}{Q_{BC \text{ inst}}} \quad (25)$$

Donde BI_{BC} representa la reducción de potencia reactiva suministrada por la barra SLACK ΔQ_{SLACK} por cada nivel de compensación reactiva instalada $Q_{BC \text{ inst}}$ en una barra determinada. La selección de la mejor barra es en base al promedio del índice \overline{BI}_{BC} considerando los niveles de compensación propuestos.

$$\overline{BI}_{BC} = \frac{BI_{BC}^{(5\%)} + BI_{BC}^{(10\%)} + BI_{BC}^{(20\%)}}{3} \quad (26)$$

3.5 Escenario 4: Desarrollo del algoritmo GWO

3.5.1 Función objetivo por minimizar

La función más importante de este estudio es tener una óptima ubicación y dimensionamiento de compensación simultánea de SFV y BC con una adecuada inyección de potencia P y Q al menor costo posible, aportando un criterio económico referencial CAPEX, que permita al algoritmo equilibrar la mejora operativa de los sistemas y su tamaño instalado mejorando los parámetros de voltaje, FP y las pérdidas de cada sistema.

Por lo tanto, se propone la siguiente función objetivo (FO) para el problema de optimización:

$$\begin{aligned} FO &= w_1 \left(\frac{P_{loss}}{P_{loss,base}} \right) \\ &+ w_2 \left(\sum_{i=1}^{N_b} [\max(0, V_i - 1.05)]^2 \right. \\ &\quad \left. + \max(0, 0.95 - V_i)^2 \right) \\ &+ w_3 (\max(0, FP_{min} - FP_{slack})^2) \\ &+ w_4 \left(\frac{C_{tot}}{C_{max}} \right) \end{aligned} \quad (27)$$

Donde:

FO: función objetivo.

P_{loss} : pérdidas activas totales del sistema en el caso evaluado [MW].

$P_{loss,base}$: pérdidas activas totales del sistema en el caso base [MW].

N_b : número total de barras del sistema.

V_i : magnitud de voltaje en la barra i [p.u.].

FP_{SLACK}: factor de potencia en la barra SLACK del sistema.

FP_{min}: factor de potencia mínimo permitido.

C_{total}: costo total de inversión asociado a la instalación de SFV y BC mediante la optimización [USD].

C_{max}: costo máximo de inversión considerado para la normalización [USD].

w1: peso asociado a la reducción de pérdidas activas del sistema.

w2: peso asociado a la mejora del perfil de voltaje en las barras.

w3: peso asociado a la mejora del factor de potencia en la barra SLACK.

w4: peso asociado al costo económico de inversión.

3.5.2 Definición de variables y pesos de la FO

Para evitar inconsistencias de unidades, cada parámetro de la función objetivo se expresa en forma adimensional, las pérdidas activas se normalizan respecto al caso base, el costo de inversión respecto al valor máximo considerado, y las restricciones de voltaje y factor de potencia se incorporan mediante penalizaciones cuadráticas, las cuales son nulas cuando se cumplen los límites operativos y aumentan únicamente cuando estos se violan. De este modo, los parámetros se vuelven comparables dentro del proceso de optimización [48].

- **Pesos de la FO**

Los coeficientes w_1 , w_2 , w_3 y w_4 son adimensionales y representan la importancia de cada término en la FO. No representan magnitudes físicas, se usan para priorizar y equilibrar los criterios técnicos y económicos del proceso de optimización se seleccionan cumpliendo con la condición de

normalización, garantizando un balance adecuado.

$$\sum_{i=1}^4 w_i = 1 \quad (28)$$

La solución óptima es sensible a la variación de estos pesos. Sin embargo, este comportamiento es propio de los problemas de optimización multiobjetivo y no afecta la validez del método propuesto [49].

Los pesos utilizados se presentan en la Tabla 5 y fueron seleccionados con el objetivo de mejorar el desempeño eléctrico del sistema al menor costo. Estos valores no son iguales entre sistemas, ya que se ajustaron en función de sus condiciones operativas iniciales para garantizar la mejora de los parámetros propuestos.

Tabla 5. Pesos utilizados en la FO para cada sistema [autor].

Sistema	w1	w2	w3	w4
IEEE-15	0.30	0.20	0.30	0.20
IEEE-34	0.30	0.20	0.20	0.30

La selección de los pesos se realizó tras un ajuste por sensibilidad del algoritmo, ya que al emplear en el sistema IEEE-15 la misma ponderación económica utilizada en el IEEE-34, el término de costo dominaba la función objetivo y conducía a soluciones sin instalación de SFV. Por ello, los pesos se ajustaron para equilibrar los criterios técnicos y económicos.

3.5.3 Pérdidas de potencia

$$P_{\text{loss}} = \sum_{l=1}^{NI} I_l^2 * R_l \quad (29)$$

Donde:

P_{loss} : pérdidas de potencia P (MW)
 NI: número total de líneas.
 I_l : corrientes de la línea.
 R_l : resistencia de la línea.

Las pérdidas activas en las líneas se calculan mediante la ecuación propuesta, en la cual se evidenciará la reducción mediante los mecanismos de compensación propuestos en redes de distribución.

3.5.4 Costo de sistemas fotovoltaicos

$$C_{SFV,R} = C_P * P_{SFV,i} \quad (30)$$

Donde:

C_{SFV} : costo total referencial de los SFV

C_P : costo unitario asumido [USD/kW].

$P_{SFV,i}$: potencia activa instalada en la barra i.

En este trabajo se consideró su costo de forma referencial como un criterio económico básico dentro de la optimización con ello el algoritmo puede determinar un adecuado dimensionamiento considerando su costo y mejora en el sistema, adoptando un valor de referencia C_P de 1000 [USD/kW] [50].

3.5.5 Costo del banco de capacitores

$$C_{BC,R} = C_Q * Q_{BC,i} \quad (31)$$

Donde:

C_{BC} : costo total referencial del banco de capacitores.

C_Q : costo unitario asumido [USD/kvar].

$Q_{BC,i}$: potencia reactiva instalada en la - barra i.

En este trabajo se consideró su costo de forma referencial usado como criterio económico básico dentro de la optimización, con ello el algoritmo puede determinar un adecuado dimensionamiento considerando su costo

y mejora en el sistema, adoptando un valor de referencia C_Q de 50 [USD/kvar] [51], [52].

3.5.6 Costo normalizado de inversión de referencia económica

La normalización del costo se utiliza para convertir el costo de inversión expresado en [USD], en un término adimensional que pueda combinarse en la función objetivo con los demás indicadores técnicos. En este trabajo, el costo normalizado se define como:

$$C_{norm} = \left(\frac{C_{tot}}{C_{max}} \right) \quad (32)$$

Donde C_{tot} es el costo total asociado a la solución obtenida por el algoritmo GWO, mientras que C_{max} representa el costo máximo de referencia calculado a partir de los límites máximos de compensación permitidos. En particular, se consideran:

$$C_{max} = C_P * P_{SFV,max} + C_Q * Q_{BC,max} \quad (33)$$

$$C_{tot} = C_P * P_{SFV,GWO} + C_Q * Q_{BC,GWO} \quad (34)$$

Donde:

C_{norm} : costo normalizado adimensional.

C_{tot} : costo total de inversión de la solución GWO [USD].

C_{max} : costo máximo de referencia para normalización [USD].

$P_{SFV,max}$ y $Q_{BC,max}$: valores máximos permitidos de compensación.

$P_{SFV,GWO}$ y $Q_{BC,GWO}$: valores dados por la optimización del algoritmo GWO.

C_P y C_Q : costo referencial de cada equipo.

La C_{norm} actúa como una penalización, de modo que las soluciones más costosas

aumentan el valor de la función objetivo, haciéndolas menos atractivas para el algoritmo, el cual busca minimizar la FO [53].

3.5.7 Restricción de voltaje

$$[V_{min}] \leq V_i \leq [V_{max}] \quad (35)$$

Donde:

El valor V_{min} se determina el valor mínimo equivalente a 0.95 [p.u.], mientras que para V_{max} corresponde al valor máximo de 1.05 [p.u.]. Estos rangos son utilizados en sistemas de distribución, finalmente el V_i es la magnitud de voltaje en las barras del sistema [54].

3.5.8 Restricción del factor de potencia

$$[FP_{min}] \leq FP_i \leq [FP_{max}] \quad (36)$$

En este estudio, el factor de potencia mínimo FP_{min} se define de acuerdo con la normativa ecuatoriana de calidad del servicio eléctrico establecida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) [55], la cual exige que los usuarios operen con un factor de potencia mayor o igual a 0.92 en atraso, con el fin de reducir la potencia reactiva que circula innecesariamente por la red y evitar sanciones económicas, por su parte el factor de potencia máximo FP_{max} es 1.0. El valor de FP_i corresponde al factor de potencia evaluado en la barra SLACK del sistema. Adicionalmente, se establece una restricción en el algoritmo basada en la ecuación (37), con el fin de prevenir la sobrecompensación capacitiva, asegurando un FP en atraso en la barra SLACK.

$$Q_{SLACK} \geq 0 \quad (37)$$

3.5.9 Restricción de la ubicación de los SFV y los BC

$$Barra_2 \leq Barra_{Total} \quad (38)$$

La ubicación de sistemas fotovoltaicos SFV y de banco de capacitores BC se da entre la segunda barra $Barra_2$ hasta $Barra_{Total}$ la cantidad total de barras encontradas, la barra de referencia SLACK no se toma en cuenta porque su función es mantener el sistema estable, por lo general trabaja con un voltaje de 1 [p.u.].

3.5.10 Restricción de SFV y BC a implementar

En este trabajo el número de SFV y BC será un valor constante equivalente a 1.

$$N_{SFV} = 1, \quad N_{BC} = 1 \quad (39)$$

Debido a que colocar más equipos lo vuelve mucho más costoso y el número de escenarios a analizar aumenta. Por lo tanto, la evaluación considera un único SFV y un único BC en barras distintas, con el fin de evaluar su impacto en los sistemas de distribución.

3.5.11 Restricción de limitación de capacidad instalada de SFV

$$P_{SFV,min} \leq P_{SFV,i} \leq P_{SFV,max} \quad (40)$$

Donde:

P_{SFV} : potencia activa fotovoltaica instalada en la barra i (kW).

$P_{SFV,min}$: potencia mínima permitida para SFV en (kW).

$P_{SFV,max}$: potencia máxima permitida para SFV en (kW).

La capacidad de penetración fotovoltaica instalada se define en función de la demanda activa total del sistema, considerando un límite máximo $P_{SFV,max}$ del 70% como referencia para estimar el costo máximo únicamente como rango de búsqueda del algoritmo GWO, siendo este el encargado de determinar el óptimo dimensionamiento del SFV de acuerdo con las restricciones del sistema.

3.5.12 Restricción de Limitación de capacidad instalada de BC

$$Q_{BC,min} \leq Q_{BC,i} \leq Q_{BC,max} \quad (41)$$

Donde:

P_{BC} : potencia reactiva instalada en la barra i (kvar).

$P_{BC,min}$: potencia mínima permitida para BC en (kvar).

$P_{BC,max}$: potencia máxima permitida para BC en (kvar).

En este trabajo se estableció un límite máximo $P_{BC,max}$ del 70% de la demanda total reactiva únicamente como rango de búsqueda del algoritmo GWO, como referencia para estimar el costo máximo y evitar que el algoritmo pruebe tamaños excesivos, mejorando su tiempo de cálculo sin imponer ni condicionar el dimensionamiento final del equipo.

3.6 Pseudocódigo GWO

A continuación, en la Tabla 6 se presenta el pseudocódigo del algoritmo GWO para encontrar una solución al problema de optimización.

Tabla 6. Algoritmo GWO [autor].

Pseudocódigo Algoritmo del Lobo Gris GWO
Paso 1: Inicio
Paso 2: Asignación de valores Se carga los datos del sistema como: líneas, cargas, potencias, número de iteraciones y número de lobos.
Paso 3: Ejecución inicial del flujo de potencia (Newton-Raphson)

Calcular condiciones base del sistema

Paso 4: Cálculo de los parámetros

$$P_{loss} = \sum_{l=1}^{Nl} I_l^2 * R_l$$

$$DV_{avg} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |V_i - V_{ref}|$$

$$FP = \cos\left(\tan^{-1} \frac{Q}{P}\right)$$

$$C_{max} = C_P * P_{FV,max} + C_Q * Q_{BC,max}$$

C_{max} : costo máximo de referencia para normalizar el termino económico.

Paso 5: inicialización de la población de lobos

En este trabajo se considera la instalación de un único SFV y un único BC, el vector de decisión está formado por la ubicación y el tamaño de cada equipo.

$$X = [Barra_{SFV}, P_{SFV}, Barra_{BC}, Q_{BC}]$$

$$x_{ij} = x_j^{min} + rand(0,1)(x_j^{max} - x_j^{min})$$

Los límites utilizados son:

$$\begin{aligned} 2 &\leq Barra_{SFV} \leq n \\ 0 &\leq P_{SFV} \leq P_{SFV,max} \\ 2 &\leq Barra_{BC} \leq n \\ 0 &\leq Q_{BC} \leq Q_{BC,max} \end{aligned}$$

Paso 6: Evaluar la función objetivo

$$FO : w1 * \sum_{l=1}^{Nl} P_{loss,l}(x) + w2 * \sum_{i=1}^{Nb} |V_i - V_{ref}| + w3 * [\max(0, FP_{min} - FP_{SLACK})]^2 + w4 * \left(\frac{C_{tot}}{C_{max}}\right)$$

Los pesos $w1$, $w2$, $w3$ y $w4$ representan la importancia de cada parámetro dentro de la función objetivo.

Paso 7: Identificar lobos líderes

Ordena soluciones:

$$\alpha = \min(FO), \beta = 2da, \delta = 3ra$$

Paso 8: Actualizar coeficientes

$$a = 2(1 - (t/t_{max}))$$

$$A = 2ar_1 - 1, C = 2r_2$$

Paso 9: Mover los lobos hacia α , β y δ

Calcular distancia:

$$D\alpha = |C_\alpha X_\alpha - X|$$

Igual para β y δ .

Actualizar posiciones:

$$X_1 = X_\alpha - A_\alpha D_\alpha$$

$$X_2 = X_\beta - A_\beta D_\beta$$

$$X_3 = X_\delta - A_\delta D_\delta$$

Posición final:

$$X(t+1) = \frac{3X_1 + X_2 + X_3}{3}$$

Paso 10: Aplicar restricciones

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}$$

$$FP_{min} \leq FP_i \leq FP_{max}$$

$$\begin{aligned}
Q_{SLACK} &\geq 0 \\
N_{SFV} &= 1, \quad N_{BC} = 1 \\
Q_{BC,min} &\leq Q_{BC,i} \leq Q_{BC,max} \\
P_{SFV,min} &\leq P_{SFV,i} \leq P_{SFV,max}
\end{aligned}$$

Paso 11: Correr flujo de potencia

Con las nuevas posiciones del SFV y BC calcular la función objetivo.

Paso 12: Actualizar α , β y δ

Si una solución mejora se reemplaza hasta su iteración máxima.

Paso 13: Resultados

Mejor barra para SFV

Óptimo dimensionamiento para SFV

Mejor barra para BC

Óptimo dimensionamiento para BC

3.7 Análisis a partir de los resultados del algoritmo GWO

3.7.1 Reducción de pérdidas

Se realizó a partir de la disminución de pérdidas activas con respecto al caso base de cada sistema y la solución óptima obtenida mediante el algoritmo GWO. La disminución de pérdidas se obtuvo mediante:

$$\Delta P_{loss,A} = P_{loss,base} - P_{loss,GWO} \quad (42)$$

Donde:

$P_{loss,A}$: pérdidas actuales para el cálculo

$P_{loss,base}$: pérdidas del sistema base.

$P_{loss,GWO}$: pérdidas del sistema con la optimización del algoritmo GWO.

3.7.2 Ahorro económico anual

Se estimó a partir de la reducción de pérdidas activas obtenidas con la solución de la optimización del algoritmo GWO.

$$Ahorro_{anual} = \Delta P_{loss,A} * 8760 * C_e \quad (43)$$

Donde:

ΔP_{loss} : reducción de pérdidas activas del sistema [kW].

8760: número total de horas en un año.

C_e : el precio de la electricidad por unidad[USD/KWh].

Para el cálculo del ahorro anual se considera el precio de la electricidad por unidad de 8.14 [ctv/kWh], de la regulación 006/24 del ARCONEL[56], valor definido para plantas de energía fotovoltaica. Permitiendo convertir la reducción de pérdidas en términos económicos.

3.7.3 Desviación promedio de voltaje

$$DPV(\%) = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{Nb} |V_i - V_{ref}| \right) * 100 \quad (44)$$

Donde:

Nb : número de barras.

V_i : voltaje en la barra i [p. u.].

V_{ref} : voltaje de referencia 1 [p. u.].

3.8 Análisis de sensibilidad con diferentes pesos.

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad mediante la variación de los pesos asociados a los parámetros de la función objetivo, con el fin de evaluar cómo cambia la respuesta del algoritmo en función de la importancia asignada a cada variable, propuestas en la Tabla 7. Este análisis permite identificar la sensibilidad de cada sistema ante distintas prioridades establecidas durante el proceso de optimización.

Tabla 7. Variación de pesos de la FO [autor].

Sistema	Escenario	w1	w2	w3	w4
IEEE-15	CASO A	0.30	0.20	0.30	0.20
IEEE-15	CASO B	0.30	0.20	0.20	0.30
IEEE-15	CASO C	0.30	0.20	0.25	0.25
IEEE-15	CASO D	0.45	0.20	0.20	0.15
IEEE-15	CASO E	0.25	0.40	0.20	0.15
IEEE-34	CASO A	0.30	0.20	0.30	0.20
IEEE-34	CASO B	0.30	0.20	0.20	0.30
IEEE-34	CASO C	0.30	0.20	0.25	0.25
IEEE-34	CASO D	0.45	0.20	0.20	0.15
IEEE-34	CASO E	0.25	0.40	0.20	0.15

Donde en cada caso se estableció más importancia a una y en otras a dos variables para evaluar el comportamiento del algoritmo GWO.

3.9 Sistemas de prueba

Para la validación del algoritmo propuesto se emplea la IEEE de 15 y la IEEE-34, debido a que son bastante utilizados para evaluar técnicas de optimización en redes de distribución radiales [57].

3.9.1 Sistema de 15 barras

El sistema está representado por 1 barra generadora SLACK, 14 líneas y 14 barras con carga, como se observa en la Figura 2. Es un sistema radial de distribución y su demanda total es de 1.226 [MW] y 1.251 [Mvar].

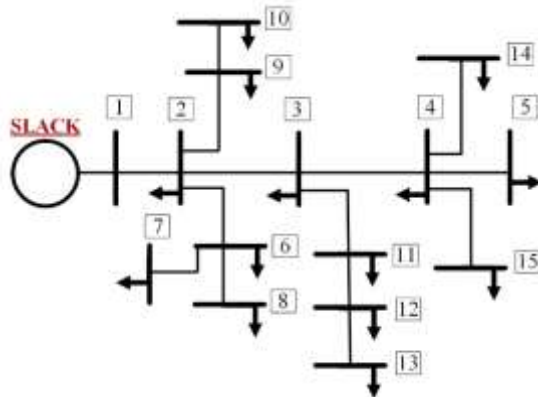


Figura 2. Sistema de la IEEE -15 [autor].

En la Tabla 8 se indica cada uno de los parámetros del sistema [58].

Tabla 8. Parámetros de líneas y carga de la IEEE-15 [autor].

Barra i	Barra j	R_{ij} (Ω)	X_{ij} (Ω)	P_j (kW)	Q_j (kvar)
1	2	1.353	1.323	44.1	44.99
2	3	1.170	1.144	70.1	71.44
3	4	0.841	0.822	40	142.82

4	5	1.523	1.027	44.1	44.99
2	9	2.013	1.327	70	71.44
9	10	1.686	1.137	44.1	44.99
2	6	2.557	1.724	140	142.82
6	7	1.088	0.734	140	142.82
6	8	1.251	0.844	70	71.414
3	11	1.795	1.211	140	142.82
11	12	2.448	1.651	70	71.414
12	13	2.013	1.357	44.1	44.99
4	14	2.230	1.504	70	71.414
4	15	1.970	0.807	140	142.82

3.9.2 Sistema de 34 barras

La IEEE-34 se emplea como segundo caso de análisis y está representado por 1 barra generadora SLACK, 33 líneas y 29 cargas. El sistema presenta una demanda total de 4.636 [MW] y 2.873 [Mvar] y su respectivo diagrama unifilar presentado en la Figura 3.

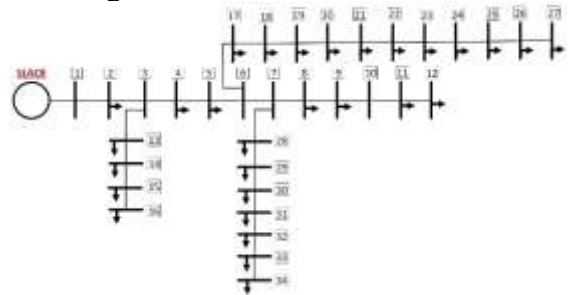


Figura 3. Sistema de la IEEE -34 [autor].

En la Tabla 9 se indica cada uno de los parámetros del sistema [59].

Tabla 9. Parámetros de líneas y carga de la IEEE-34 [autor].

Barra i	Barra j	R_{ij} (Ω)	X_{ij} (Ω)	P_i [kW]	Q_i [kvar]
1	2	0.117	0.048	0	0
2	3	0.107	0.044	230	142.5
3	4	0.164	0.046	0	0
4	5	0.15	0.042	230	142.5
5	6	0.15	0.042	230	142.5
6	7	0.314	0.054	0	0
7	8	0.21	0.036	0	0

8	9	0.314	0.054	230	142.5
9	10	0.21	0.036	230	142.5
10	11	0.131	0.023	0	0
11	12	0.105	0.018	230	142.5
3	13	0.157	0.027	137	84
13	14	0.21	0.036	72	45
14	15	0.105	0.018	72	45
15	16	0.052	0.009	72	45
6	17	0.179	0.050	13,5	7.5
17	18	0.164	0.046	230	142.5
18	19	0.208	0.047	230	142.5
19	20	0.189	0.043	230	142.5
20	21	0.189	0.043	230	142.5
21	22	0.262	0.045	230	142.5
22	23	0.262	0.045	230	142.5
23	24	0.314	0.054	230	142.5
24	25	0.210	0.036	230	142.5
25	26	0.131	0.023	230	142.5
26	27	0.105	0.018	230	142.5
7	28	0.157	0.027	137	85
28	29	0.157	0.027	75	48
29	30	0.157	0.027	75	48
30	31	0.157	0.027	75	48
31	32	0.21	0.036	57	34.5
32	33	0.157	0.027	57	34.5
33	34	0.105	0.018	57	34.5

4 Análisis de resultados

4.1 Escenario 1: Caso base

La obtención de los resultados del caso base de cada sistema se presentan a continuación, los cuales servirán como referencia comparativa para los demás escenarios.

4.1.1 Perfiles de voltaje del sistema IEEE-15 en su caso base

En la Figura 4 se observa el perfil de voltaje en todas las barras del sistema, donde se aprecia su disminución progresiva especialmente en las barras

finales donde se presenta el valor mínimo de voltaje en la barra 13 de 0.945 [p.u.]. Tener niveles bajos de voltaje provoca un aumento de la cantidad de corriente que fluye por las líneas, lo que provoca un incremento de las pérdidas en el sistema

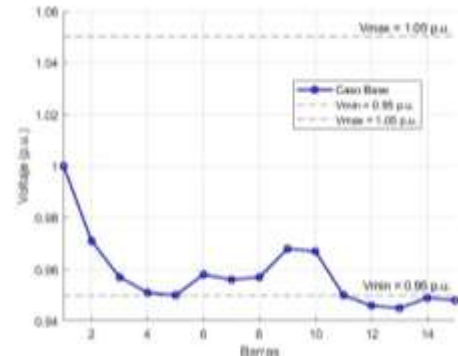


Figura 4. Perfiles de voltaje caso base de la IEEE-15 [autor].

4.1.2 Factor de potencia de la IEEE-15 en su caso base

La Tabla 10, presenta el factor de potencia en la barra SLACK con un valor de 0.701, evidenciando una elevada demanda de potencia reactiva por parte de las cargas. Un FP bajo hace que el sistema transporte una mayor cantidad de corriente para suministrar la misma cantidad de potencia activa, incrementando las pérdidas.

Tabla 10. FP de la barra SLACK caso base de la IEEE-15 [autor].

P	Q	[FP]
[MW]	[Mvar]	
1.288	1.308	0.701

4.1.3 Pérdidas de potencia de la IEEE-15 en su caso base

En la Figura 5 y la Figura 6 se presentan las pérdidas de potencia P y Q del sistema. Se observa que en los primeros tramos se concentran las mayores pérdidas, esto se debe a que por medio de esos tramos circula la mayor parte de la potencia que se entrega al sistema, generando corrientes altas. Además, la

cantidad de potencia reactiva que se transporta también contribuye al incremento de la corriente y a medida que esta va disminuyendo a lo largo del sistema las pérdidas disminuyen progresivamente en tramos posteriores.

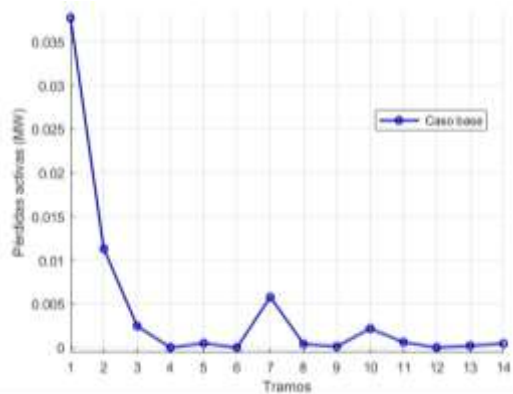


Figura 5. Pérdidas de potencia (P) caso base de la IEEE-15 [autor].

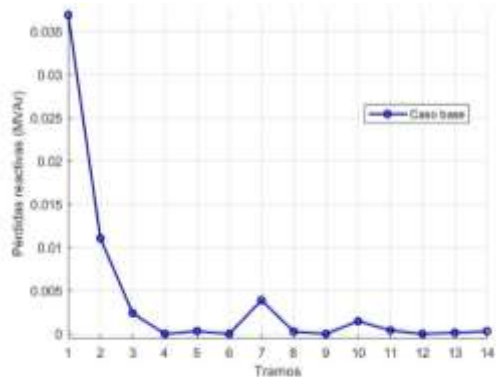


Figura 6. Pérdidas de potencia (Q) caso base de la IEEE-15 [autor].

En la Tabla 11 se aprecia el total de las pérdidas de todo el sistema.

Tabla 11. Pérdidas totales caso base de la IEEE-15 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVAR]
Caso Base	0.061	0.057

4.1.4 Perfiles de voltaje de la IEEE-34 en su caso base

En la Figura 7 se observa que los voltajes descienden de forma progresiva a lo largo del sistema desde la barra SLACK

hacia las barras más alejadas, llegando a un valor mínimo de 0.941 [p.u.], en la barra 27. Un voltaje menor a 0.95 [p.u.] causa el aumento de la cantidad de corriente que transita por las líneas, lo que provoca un incremento en las pérdidas eléctricas.

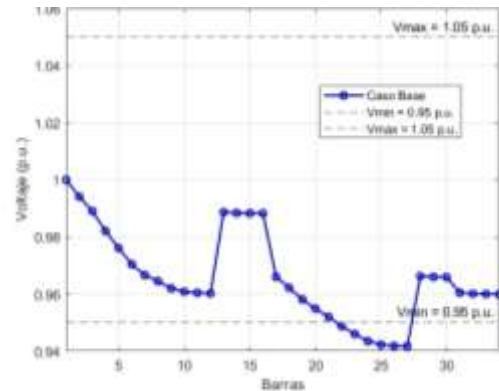


Figura 7. Perfiles de voltaje caso base de la IEEE- 34[autor].

4.1.5 Factor de potencia en la IEEE-34 en su caso base

La Tabla 12 presenta el FP en la barra SLACK con un valor de 0.855. Al tener un bajo FP demuestra que el sistema necesita una gran proporción de potencia reactiva para suministrar a las cargas, elevando las corrientes en los tramos causando el deterioro del sistema.

Tabla 12. FP de la barra SLACK caso base de la IEEE-34 [autor].

P [MW]	Q [Mvar]	[FP]
4.86	2.94	0.855

4.1.6 Pérdidas de potencia de la IEEE-34 en su caso base

Se puede observar en Figura 8 y la Figura 9, las pérdidas de potencia P y Q en cada uno de los tramos. Las mayores pérdidas se concentran en los primeros tramos, debido a que por ahí pasa una gran proporción de la potencia que se suministra al sistema, aumentando la

corriente que circula. Además, el transporte de potencia reactiva contribuye al incremento de las pérdidas en los tramos, a medida que se reduce la potencia reactiva, también disminuyen las pérdidas del sistema.

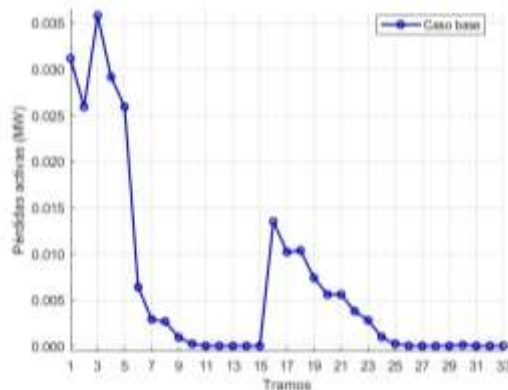


Figura 8. Pérdidas de potencia (P) caso base de la IEEE-34 [autor].

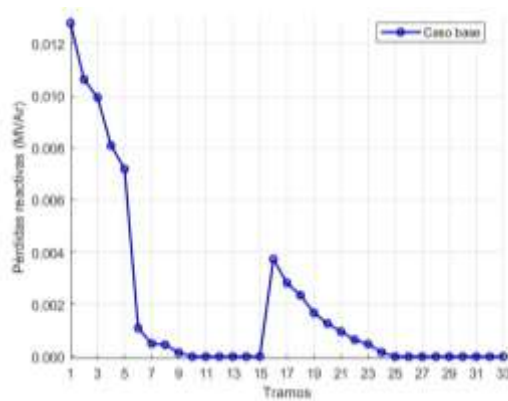


Figura 9. Pérdidas de potencia (Q) caso base de la IEEE-34 [autor].

En la Tabla 13 se aprecia el total de las pérdidas en todo el sistema.

Tabla 13. Pérdidas totales caso base de la IEEE-34 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso Base	0.221	0.065

4.2 Escenario 2: Integración de sistemas fotovoltaicos

En la Figura 10 y la Figura 11 se muestra el índice promedio \overline{BI}_{SFV} obtenido al promediar los valores BI_{SFV} calculados en todas las barras para los distintos niveles de penetración fotovoltaica. Este indicador permite medir la disminución de las pérdidas de potencia relacionadas con cada nivel de penetración fotovoltaica propuesto en los sistemas de la IEEE-15 y la IEEE-34.

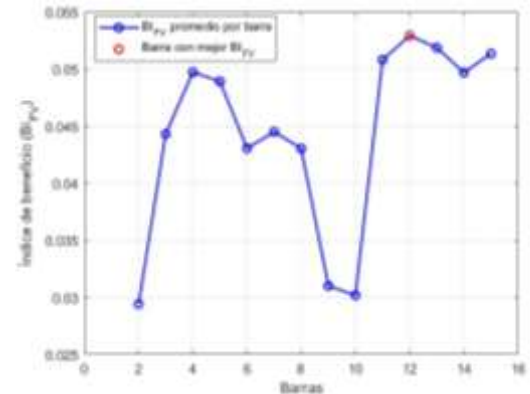


Figura 10. Índice de beneficio fotovoltaico promedio de la IEEE-15 [autor].

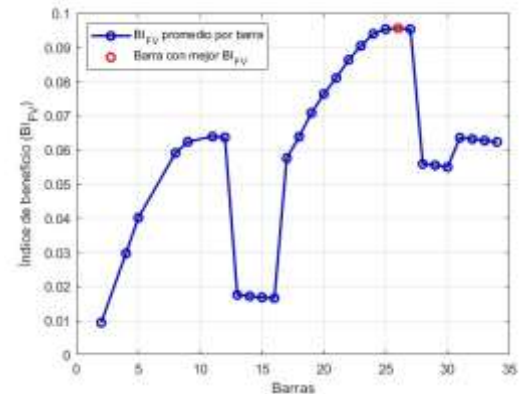


Figura 11. Índice de beneficio fotovoltaico promedio de la IEEE-34 [autor].

En la Tabla 14 se presentan la mejor barra para cada sistema en las cuales se realizará el análisis respectivo del perfil de voltaje, FP del sistema y las pérdidas de potencia.

Tabla 14. Barra con mayor índice de beneficio promedio de SFV de cada sistema [autor].

Sistema	Nº barra	$[BI_{SFV}]$ 5%	$[BI_{SFV}]$ 10%	$[BI_{SFV}]$ 20%	\overline{BI}_{SFV}
IEEE-15	12	0.022	0.542	0.046	0.203
IEEE-34	26	0.104	0.097	0.084	0.095

4.2.1 Perfiles de voltaje de la IEEE-15 con SFV

Al incorporar SFV se puede apreciar el incremento de voltaje en todas las barras a diferentes niveles de penetración fotovoltaica como se observa en la Figura 12. El mayor incremento se dio con una penetración al (20%) especialmente en las últimas barras, elevando el voltaje mínimo de la barra 13 pasando de 0.945 a 0.959 [p.u.].

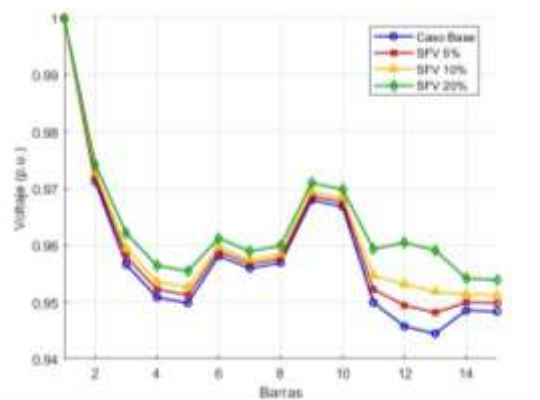


Figura 12. Perfiles de voltaje con SFV de la IEEE-15 [autor].

4.2.2 Factor de potencia de la IEEE-15 con SFV

Se observó en la Tabla 15, el deterioro del factor de potencia en la barra SLACK al incorporar SFV a diferentes niveles de penetración, el cual tuvo una disminución mayor con la penetración del (20%) pasando de 0.701 a 0.622.

Tabla 15. FP de la barra SLACK con SFV de la IEEE-15[autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.701
[SFV] 5%	0.683
[SFV] 10%	0.664
[SFV] 20%	0.662

4.2.3 Pérdidas de potencia del sistema IEEE-15 con SFV

Las pérdidas de potencia P y Q en cada tramo se muestran en la Figura 13 y la Figura 14, donde al incorporar diferentes niveles de penetración fotovoltaica se observa una reducción significativa en los primeros tramos, ya que al disminuir la potencia que circula la corriente tiende a disminuir y por lo tanto las pérdidas se reducen.

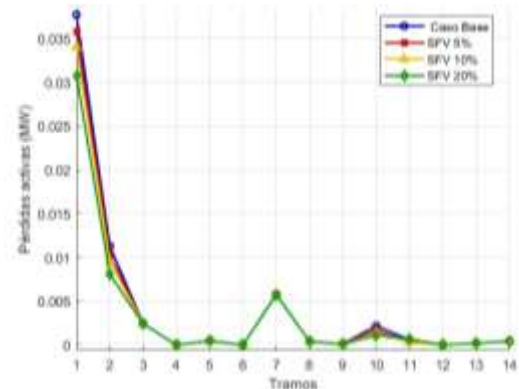


Figura 13. Pérdidas (P) con SFV de la IEEE-15 [autor].

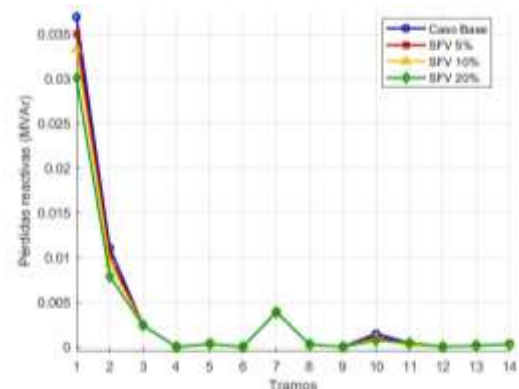


Figura 14. Pérdidas (Q) con SFV de la IEEE-15 [autor].

La reducción total de pérdidas al incorporar SFV a distintos niveles de penetración fotovoltaica se presenta en la Tabla 16, siendo su máxima reducción del 18.32% de pérdidas activas y un 18.71% de pérdidas reactivas con respecto al caso base con una penetración al (20%).

Tabla 16. Pérdidas totales con SFV de la IEEE-15 [autor].

Pérdidas	P	Q
	[MW]	[MVar]
Caso Base	0.061	0.057
[SFV] 5%	0.058	0.054
[SFV] 10%	0.055	0.051
[SFV] 20%	0.050	0.046

4.2.4 Perfiles de voltaje del sistema IEEE-34 con SFV

Al incorporar SFV se puede apreciar el incremento de voltaje en todas las barras a diferentes niveles de penetración fotovoltaica como se observa en la Figura 15. El mayor incremento se dio con una penetración al (20%) especialmente en las últimas barras, elevando el voltaje mínimo de la barra 27 pasando de 0.941 a 0.967 [p.u.].

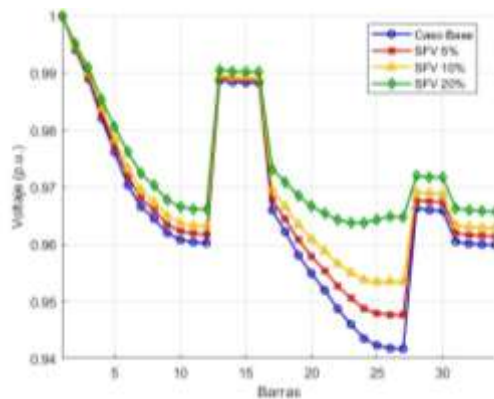


Figura 15. Perfiles de voltaje con SFV de la IEEE-34 [autor].

4.2.5 Factor de potencia del sistema IEEE-34 con SFV

Se observó en la Tabla 17, el deterioro del factor de potencia en la barra SLACK al incorporar SFV a diferentes niveles de penetración, el cual tuvo una disminución mayor con la penetración del (20%) pasando de 0.855 a 0.797.

Tabla 17. FP de la barra SLACK con SFV de la IEEE-34 [autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.855
[SFV] 5%	0.843
[SFV] 10%	0.829
[SFV] 20%	0.797

4.2.6 Pérdidas de potencia del sistema IEEE-34 con SFV

Las pérdidas de potencia P y Q de cada tramo se muestran en la Figura 16 y la Figura 17, donde al incorporar diferentes niveles de penetración fotovoltaica se observa una reducción significativa, ya que al disminuir la potencia que circula por los primeros tramos se reduce la corriente y por lo tanto las pérdidas disminuyen.

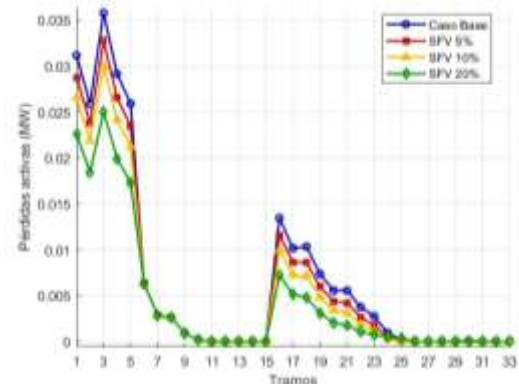


Figura 16. Pérdidas (P) con SFV de la IEEE-34 [autor].

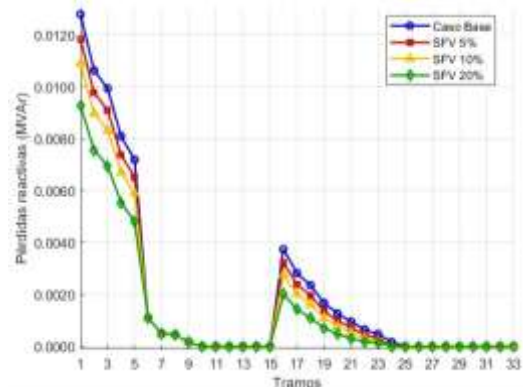


Figura 17. Pérdidas (Q) con SFV de la IEEE-34 [autor].

La reducción total de pérdidas al incorporar SFV a distintos niveles de penetración se presenta en la Tabla 18, siendo su máxima reducción del 35.29% de pérdidas activas y un 34.25% de pérdidas reactivas con respecto al caso base con una penetración al (20%).

Tabla 18. Pérdidas totales con SFV de la IEEE-34 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso base	0.221	0.065
[SFV] 5%	0.197	0.058
[SFV] 10%	0.176	0.052
[SFV] 20%	0.143	0.042

4.3 Escenario 3: Integración de bancos de capacitores con sistemas fotovoltaicos.

En la Figura 18 y la Figura 19 se muestra el índice promedio \bar{BI}_{BC} obtenido al promediar los valores BI_{BC} calculados en todas las barras para los distintos niveles de compensación reactiva. Este indicador permite cuantificar la reducción de potencia reactiva de la barra SLACK asociado a cada nivel de compensación reactiva propuesto mediante banco de capacitores. En el cual se mantuvo fija la ubicación del SFV en la barra 13 para la IEEE-15 y la barra 26 para la IEEE-34, evaluado a su nivel más alto de penetración fotovoltaica al (20%).

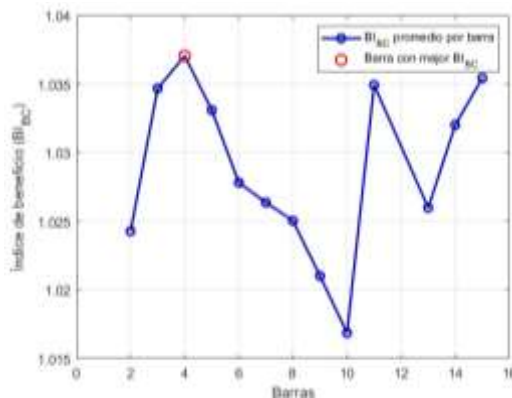


Figura 18. Índice de beneficio promedio de BC de la IEEE-15 [autor].

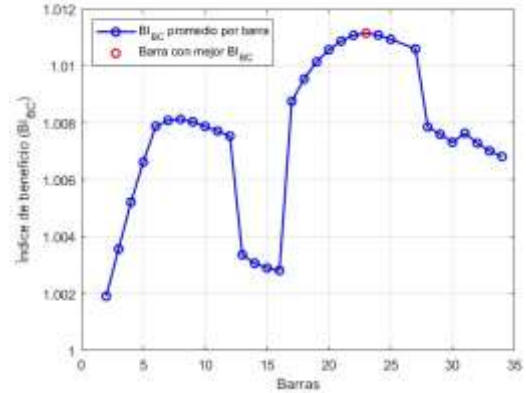


Figura 19. Índice de beneficio promedio de BC de la IEEE-34 [autor].

En la Tabla 19 se muestran la mejor barra para instalar BC, considerando la ubicación de los SFV fijos. A partir de estos resultados se realiza el análisis correspondiente en cada sistema del perfil de voltaje, FP y pérdidas de potencia.

Tabla 19. Barra con mayor índice de beneficio promedio de BC para cada sistema [autor].

Sistema	Nº barra	$[BI_{BC}]_{30\%}$	$[BI_{BC}]_{40\%}$	$[BI_{BC}]_{50\%}$	\bar{BI}_{BC}
IEEE-15	4	1.040	1.037	1.033	1.036
IEEE-34	23	0.104	0.097	0.084	0.095

4.3.1 Perfil de voltaje en el sistema IEEE-15 con SFV y BC

Al incorporar compensación simultánea de SFV y BC se puede apreciar el incremento de voltaje en comparación con el caso base y con la máxima penetración de SFV como se observa en la Figura 20. El mayor incremento se obtiene cuando se combina la máxima penetración de SFV con una compensación reactiva del (50%), logrando elevar los niveles de voltaje en todas las barras dentro de los límites permitidos y aumentando el voltaje mínimo de la barra 13 de 0.945 a 0.973 [p.u.].

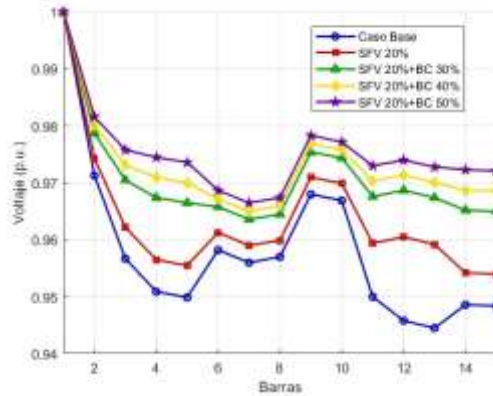


Figura 20. Perfiles de voltaje con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].

4.3.2 Factor de potencia en el sistema IEEE-15 con SFV y BC

Al incorporar compensación simultánea el FP del sistema alcanza un valor máximo de 0.840, mostrando una mejora progresiva en comparación con los demás niveles de compensación y también evidenciado el incremento con respecto a los demás escenarios analizados, como puede observar en la Tabla 20.

Tabla 20. FP Potencia de la barra SLACK con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.701
[SFV] 20%	0.622
[SFV] 20% + [BC] 30%	0.745
[SFV] 20% + [BC] 40%	0.792
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.840

4.3.3 Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-15 con SFV y BC

En la Figura 21 y la Figura 22 se observa que la compensación simultánea contribuye con la reducción de las pérdidas P y Q en los tramos del sistema, para los diferentes niveles de compensación propuestos, mostrando un desempeño superior en comparación con los demás escenarios analizados.

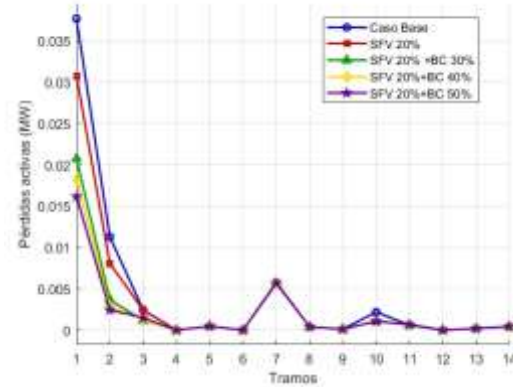


Figura 21. Pérdidas (P) con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].

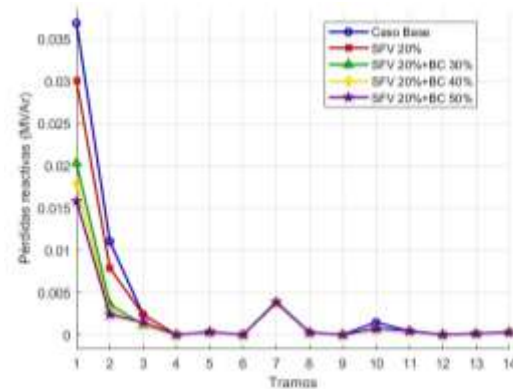


Figura 22. Pérdidas (Q) con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].

La Tabla 21 presenta la reducción total de pérdidas en el sistema mediante la compensación simultánea. En el mayor nivel de compensación evaluado las pérdidas totales disminuyeron un 52,5% de pérdidas activas y un 56.1% de pérdidas reactivas en comparación con el caso base.

Tabla 21. Pérdidas totales con compensación simultánea de la IEEE-15 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso base	0.061	0.057
[SFV] 20%	0.050	0.046
[SFV] 20% + [BC] 30%	0.034	0.031
[SFV] 20% + [BC] 40%	0.031	0.028
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.029	0.025

4.3.4 Perfil de voltaje en el sistema IEEE-34 con SFV y BC

Al incorporar compensación simultánea de SFV y BC se puede observar el incremento de voltaje en comparación con el caso base y con la máxima penetración de SFV como se observa en la Figura 23. El mayor incremento se obtiene cuando se combina la máxima penetración de SFV con una compensación reactiva del (50%), logrando elevar los niveles de voltaje en todas las barras dentro de los límites permitidos y aumentando el voltaje mínimo de la barra 27 de 0.941 a 0.974 [p.u.].

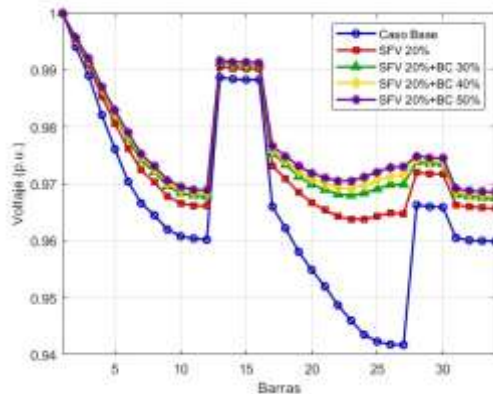


Figura 23. Perfiles de voltaje con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].

4.3.5 Factor de potencia en el sistema IEEE-34 con SFV y BC

Al incorporar compensación simultánea el FP del sistema alcanza un valor máximo de 0.921, mostrando una mejora progresiva en comparación con los demás niveles de compensación y también evidenciado el incremento con respecto a los demás escenarios analizados, como se puede apreciar en la Tabla 22.

Tabla 22. FP de la barra SLACK con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.855
[SFV] 20%	0.797
[SFV] 20% + [BC] 30%	0.876
[SFV] 20% + [BC] 40%	0.901
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.921

4.3.6 Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-34 con SFV y BC

En la Figura 24 y la Figura 25 se observa que la compensación simultánea contribuye con la reducción de las pérdidas P y Q en los tramos del sistema, para los diferentes niveles de compensación propuestos mostrando un desempeño superior en comparación con los demás escenarios analizados.

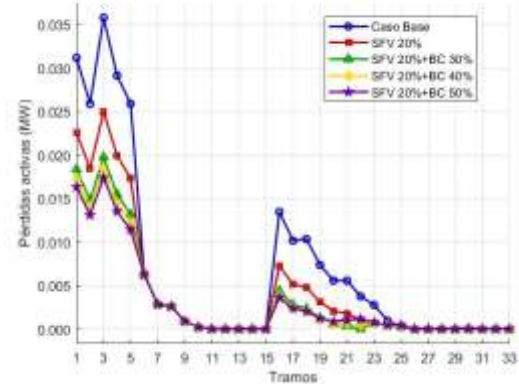


Figura 24. Pérdidas (P) con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].

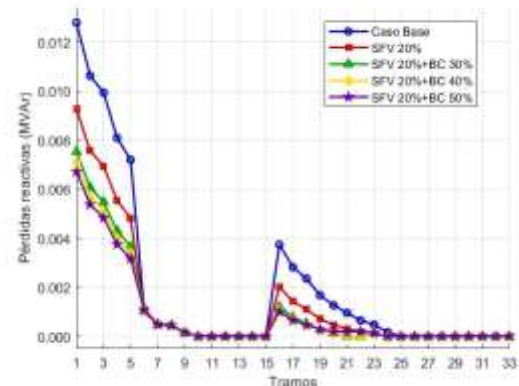


Figura 25. Pérdidas (Q) con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].

La Tabla 23 presenta la reducción total de pérdidas en el sistema mediante la compensación simultánea. En el mayor nivel de compensación evaluado, las pérdidas totales disminuyeron un 52,2% de pérdidas activas y un 56.4% de pérdidas reactivas en comparación con el caso base.

Tabla 23. Pérdidas totales con compensación simultánea de la IEEE-34 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso base	0.221	0.065
[SFV] 20%	0.143	0.042
[SFV] 20% + [BC] 30%	0.108	0.032
[SFV] 20% + [BC] 40%	0.102	0.030
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.099	0.029

4.4 Escenario 4: Optimización del algoritmo GWO

En este escenario se presenta las soluciones óptimas determinadas por el algoritmo GWO con respecto a la ubicación y el dimensionamiento de SFV y BC. Estas soluciones tienen como objetivo reducir las pérdidas de potencia, mejorar el FP y elevar los bajos perfiles de voltaje, incorporando un criterio económico referencial dentro de la función objetivo permitiendo al algoritmo determinar su óptimo dimensionamiento al menor costo posible. En la Figura 26 y la Figura 27 se presenta la ubicación óptima de sistemas fotovoltaicos y banco de capacitores dada por el algoritmo GWO para cada sistema.

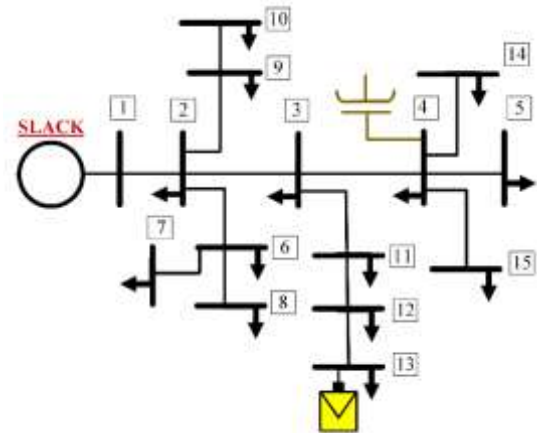


Figura 26. Óptima ubicación de SFV y BC con el algoritmo GWO IEEE-15 [autor].

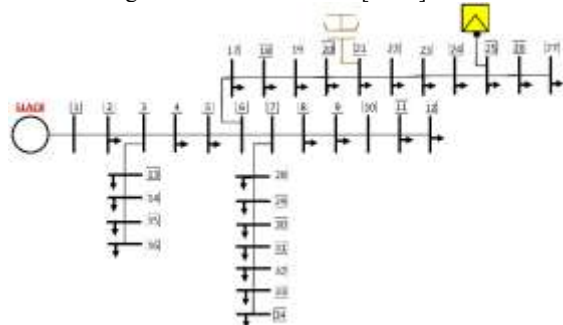


Figura 27. Óptima ubicación de SFV y BC con el algoritmo GWO IEEE-34 [autor].

La Tabla 24 presentan las barras óptimas que determino el algoritmo GWO con el respectivo dimensionamiento de SFV ubicado en la barra 13 y el BC en barra 4 para el sistema IEEE-15, mientras que para el sistema IEEE-34 el SFV está localizado en la barra 25 y el BC en la barra 22.

Tabla 24. Ubicación y dimensionamiento óptimo algoritmo GWO [autor].

Sistema	Barra	SFV [MW]	Barra	BC [MVar]
IEEE-15	13	0.074	4	0.750
IEEE-34	25	0.766	21	1.672

Las curvas de convergencia nos permiten analizar la evolución del algoritmo GWO, mediante la reducción de su función objetivo en cada iteración y optimizando el proceso de ubicación con

su dimensionamiento de SFV y BC. En la Figura 28 se observa una disminución rápida de la función objetivo en las primeras iteraciones alcanzando una convergencia alrededor de la iteración 16 para el sistema de la IEEE-15.

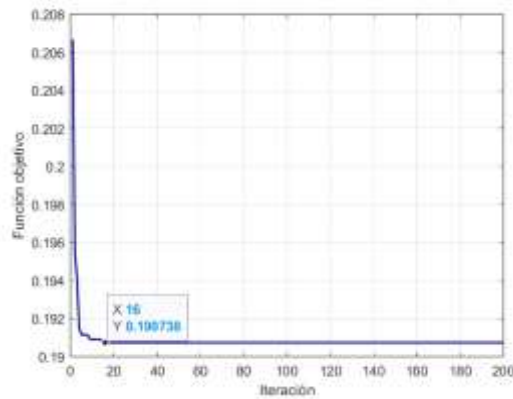


Figura 28. Convergencia del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].

Por su parte, la Figura 29 muestra la convergencia alrededor de la iteración 133, donde se estabiliza encontrando la mejor solución en la IEEE-34.

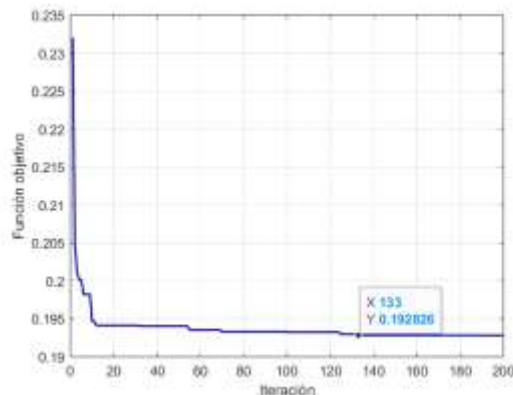


Figura 29. Convergencia del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].

4.4.1 Perfil de voltaje en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO

La Figura 30 presenta la solución encontrada por medio del algoritmo GWO mejorando los niveles de voltaje dentro de los rangos establecidos y evidenciando su incremento con respecto al caso base, el cual presentaba el voltaje

mínimo en la barra 13 que paso de 0.945 a 0.970 [p.u.] con la optimización.

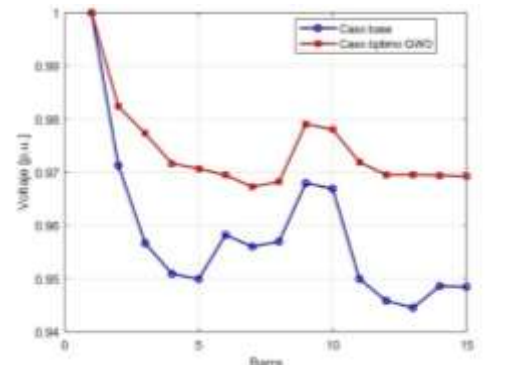


Figura 30. Perfiles de voltaje con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].

En la Tabla 25 se muestra la desviación promedio de voltaje para cada uno de los escenarios analizados, tomando en cuenta que esta medida hace referencia a cuanto se alejan los voltajes de las barras respecto a un valor de 1.0 [p.u.]. En el caso base se registra una desviación del 4.14%, posteriormente con compensación simultánea se obtiene una reducción de 2,48% mientras que para el escenario con la optimización del algoritmo GWO presentó una desviación de 2,57% debido a que la optimización busca priorizar el equilibrio global entre la mejora del sistema y el dimensionamiento óptimo de los equipos.

Tabla 25. Desviación promedio de voltaje de la IEEE-15 [autor].

Escenario	DPV(%)
Caso base	4.14
[SFV] 20%	3.62
[SFV] 20% + [BC] 50%	2.48
GWO (óptimo)	2.57

4.4.2 Factor de potencia en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO

La Tabla 26 muestra el FP del sistema en la barra SLACK para los distintos escenarios analizados, con la optimización del algoritmo GWO el FP

mejora de 0.701 a 0.947, evidenciado una operación más eficiente del sistema.

Tabla 26 FP en la barra SLACK con la optimización del algoritmo GWO IEEE-15 [autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.701
[SFV] 20%	0.622
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.840
GWO (óptimo)	0.947

4.4.3 Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-15 con el algoritmo GWO

La Figura 31 y la Figura 32 muestran la distribución de las pérdidas P y Q por tramo después de la optimización. Se observa una reducción mayor en los primeros tramos, donde circulaba una gran parte de la potencia que se suministra, con ello también disminuye la corriente y reduce las pérdidas en los tramos del sistema.

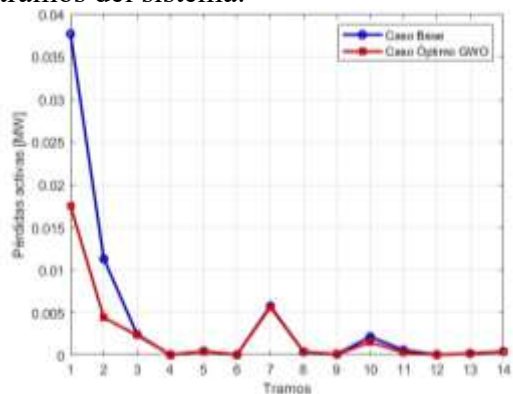


Figura 31. Pérdidas (P) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].

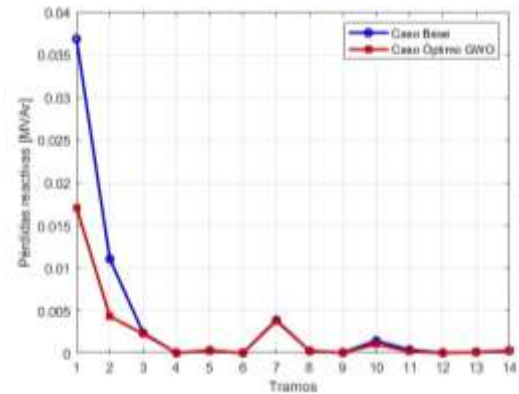


Figura 32. Pérdidas (Q) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-15 [autor].

La Tabla 27 presenta la reducción total de las pérdidas de potencia de cada escenario, donde la optimización del algoritmo GWO alcanzó una reducción del 45.9% de pérdidas activas y un 49.1% de pérdidas reactivas en comparación con el caso base, evidenciando su capacidad de identificar soluciones óptimas de compensación simultánea.

Tabla 27. Pérdidas totales con la optimización del algoritmo GWO IEEE-15 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso Base	0.061	0.057
[SFV] 20%	0.0504	0.046
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.029	0.025
GWO óptimo	0.033	0.029

4.4.4 Perfil de voltaje en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO

La Figura 33 presenta la solución obtenida mediante el algoritmo GWO mejorando el perfil de voltaje del sistema manteniéndolo dentro de los rangos establecidos y evidenciando su incremento con respecto al caso base, el cual presentaba el voltaje mínimo en la barra 27 que paso de 0.941 a 0.971 [p.u.] con la optimización.

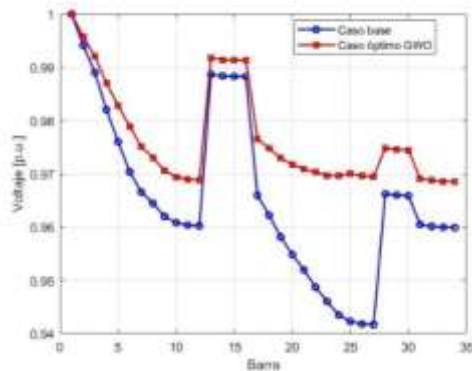


Figura 33. Perfiles de voltaje con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].

En la Tabla 28 se muestra la desviación promedio de voltaje para cada uno de los escenarios analizados, tomando en cuenta que esta medida hace referencia a cuanto se alejan los voltajes de las barras respecto a un valor de 1.0 [p.u.]. En el caso base se registra una desviación del 3.42%, posteriormente con compensación simultánea se obtiene una reducción de 2,28% mientras que para el escenario de optimización con el algoritmo GWO presentó una desviación de 2,39% debido a que la optimización busca priorizar el equilibrio global entre la mejora del sistema y el dimensionamiento óptimo de los equipos.

Tabla 28. Desviación promedio de voltaje de la IEEE-34 [autor].

Escenario	DPV(%)
Caso base	3.42
[SFV] 20%	2.62
[SFV] 20% + [BC] 50%	2.28
GWO (óptimo)	2.39

4.4.5 Factor de potencia en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO

La Tabla 29 muestra el FP del sistema en la barra SLACK para los distintos escenarios analizados, con la optimización del algoritmo GWO el FP

mejora de 0.855 a 0.951, evidenciado una operación más eficiente del sistema.

Tabla 29. FP en la barra SLACK con la optimización del algoritmo GWO IEEE-34 [autor].

Escenario	[FP]
Caso base	0.855
[SFV] 20%	0.797
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.921
GWO (óptimo)	0.955

4.4.6 Pérdidas de potencia en el sistema IEEE-34 con el algoritmo GWO

La Figura 34 y la Figura 35 muestran la distribución de las pérdidas activas y reactivas por tramo antes y después de la optimización mediante el algoritmo GWO. Se observa una reducción más significativa en los primeros tramos y en los intermedios, donde circulaba gran parte de la potencia que se suministra, con ello también disminuye la corriente y reduce las pérdidas en los tramos del sistema.

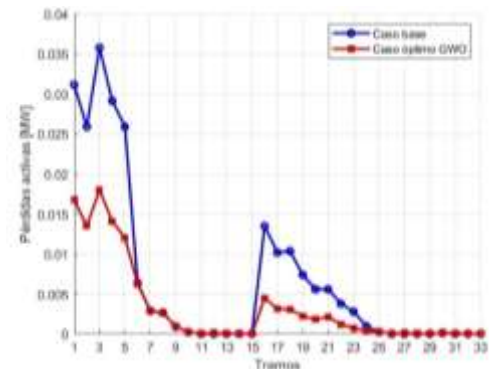


Figura 34. Pérdidas (P) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].

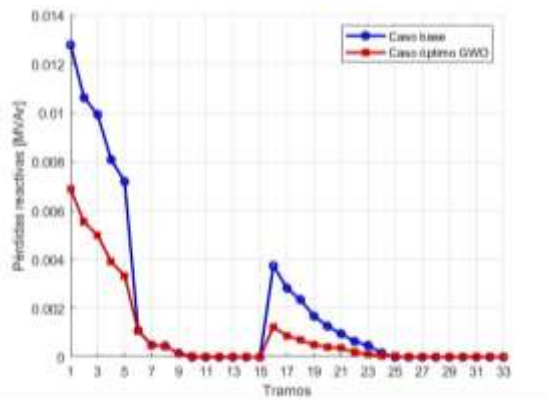


Figura 35. Pérdidas (Q) con la optimización del algoritmo GWO de la IEEE-34 [autor].

En la Tabla 30 se presenta la reducción total de pérdidas de potencia de cada escenario, donde la optimización del algoritmo GWO alcanzó una reducción del 49.8% de pérdidas activas y un 50.8% de pérdidas reactivas en comparación con el caso base, evidenciando su capacidad de identificar soluciones óptimas de compensación simultánea.

Tabla 30. Pérdidas de potencia totales con la optimización del algoritmo GWO IEEE-34 [autor].

Pérdidas	P [MW]	Q [MVar]
Caso Base	0.221	0.065
[SFV] 20%	0.143	0.042
[SFV] 20% + [BC] 50%	0.099	0.029
GWO óptimo	0.111	0.032

4.4.7 Resultados del ahorro económico anual con la optimización del algoritmo GWO

La Tabla 31 presenta el ahorro económico anual referencial para los sistemas de la IEEE-15 y la IEEE-34, calculados considerando la diferencia entre las pérdidas activas del caso base con la optimización del algoritmo GWO, convertidas a energía anual mediante las 8760 horas de operación y valorizada tomando como referencia el costo de generación fotovoltaica de 8.14[ctv/

kWh]. Se observa que el sistema de la IEEE-34 presenta un mayor ahorro anual de 78.475 [USD] en comparación a la IEEE-15 que presenta un ahorro anual de 19.975 [USD], esto se debe a su mayor tamaño, nivel de carga y la reducción de pérdidas a pesar de requerir una mayor inversión de SFV y BC. Estos resultados evidencian que la optimización propuesta no solo mejora el desempeño de los sistemas, sino que también presenta beneficios económicos.

Tabla 31. Ahorro anual

Sistema	SFV [USD]	BC [USD]	Total [USD]	Ahorro ^{anual} [USD]
IEEE-15	74.028	43.791	117.819	19.975
IEEE-34	766.741	83.622	850.363	78.475

5 Resultados del análisis de sensibilidad

Como se puede observar en el Anexo 1, los casos resaltados corresponden al conjunto de pesos previamente utilizados en el análisis principal, los cuales fueron seleccionados por presentar un adecuado equilibrio entre el desempeño del sistema y el costo de inversión. También se pudo apreciar que dependiendo de cómo se priorizaba cada peso se va obteniendo una mejora en los parámetros evaluados, evidenciando la importancia de ajustar los pesos según las necesidades específicas de cada sistema, al ser un algoritmo metaheurístico la convergencia puede variar entre ejecuciones. Por lo tanto, los valores presentados corresponden a cada ejecución analizada, siendo el sistema de la IEEE-34 el que requirió más iteraciones para alcanzar la convergencia por su mayor tamaño.

6 Conclusiones

Se evidencia que los sistemas de distribución propuestos presentan

condiciones operativas desfavorables en su caso base, con niveles de voltajes por debajo de 0.95 [p.u.] mostrando un deterioro progresivo en las barras finales, con una desviación promedio de voltaje del 4.14% para la IEEE-15 y de 3.42% para la IEEE-34. Trabajando con factores de potencia de 0.701 y 0.855 valores que están por debajo de los límites operativos recomendados, estas condiciones implican una mayor circulación de corriente y en consecuencia el incremento de las pérdidas totales del sistema.

La incorporación de sistemas fotovoltaicos SFV al (20%) mejora el desempeño de los sistemas, reduciendo la desviación promedio de voltaje a 3.62% para la IEEE-15 y a 2.62% para la IEEE-34, disminuyendo las pérdidas activas un 18.32% para la IEEE-15 y un 35.29% para la IEEE-34. Sin embargo, el factor de potencia se deteriora llegando a valores de 0.662 para la IEEE-15 y de 0.797 para la IEEE-34, evidenciando la necesidad de una compensación reactiva para mejorar el desempeño eléctrico.

De los resultados obtenidos se concluye que la compensación simultánea mediante sistemas fotovoltaicos y bancos de capacitores es una estrategia efectiva para mejorar el desempeño de los sistemas. En la IEEE-15, con 0.245 MW de sistemas fotovoltaicos y 0.065 Mvar de compensación reactiva, se logró una desviación de voltaje de 2.48 %, un factor de potencia de 0.843 y una reducción de pérdidas del 52.5 %. De forma similar, en el IEEE-34, con 0.625 MW y 1.436 Mvar, se alcanzó una desviación de 2.28 %, un factor de potencia de 0.921 y una reducción de pérdidas del 52.2 %. Estos resultados confirman que la compensación simultánea cumple el objetivo de mejorar

de manera global el perfil de voltaje, el factor de potencia y las pérdidas en ambos sistemas.

El modelo propuesto basado en el algoritmo GWO permitió obtener soluciones óptimas que equilibran desempeño eléctrico y costo de inversión. En la IEEE-15 con una penetración fotovoltaica de 0.074 MW y una compensación reactiva mediante BC de 0.875 Mvar, desviación promedio de voltaje DPV se redujo al 2.57%, el factor de potencia se elevó a 0.947 y las pérdidas de potencia activa disminuyeron en 45.9%. En la IEEE-34 con una penetración fotovoltaica al 0.766MW y una compensación reactiva mediante BC de 1.672 Mvar, la desviación promedio de voltaje DPV se redujo al 2.39%, el factor de potencia se elevó a 0.955 y las pérdidas de potencia disminuyeron en 49.8%. Adicionalmente, el análisis económico mostró que la solución propuesta por el algoritmo GWO genera un ahorro anual de 19.975 USD para la IEEE-15 y de 78.475 USD para la IEEE-34, demostrando que la solución óptima propuesta es económicamente viable.

Para finalizar, el presente trabajo demuestra que la adecuada selección de pesos permite balancear los criterios técnicos y económicos, evidenciando la robustez del algoritmo GWO frente a distintas variaciones en los pesos de los parámetros analizados.

6.1 Trabajos futuros

Se recomienda, para futuros trabajos determinar la ubicación y el tamaño óptimo de compensación simultánea con SFV y BC considerando diferentes niveles de carga bajo escenarios de

demanda baja, demanda media y demanda alta del sistema.

Se propone evaluar el desempeño del sistema utilizando otras alternativas de compensación diferentes a las que se empleó en este estudio, como el uso de dispositivos FACTS o sistemas fotovoltaicos con inyecciones de potencia reactiva, para observar el comportamiento del sistema ante nuevas alternativas de compensación.

7 Referencias

- [1] C. Wang, P. Ju, F. Wu, X. Pan, and Z. Wang, "A systematic review on power system resilience from the perspective of generation, network, and load," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, p. 112567, Oct. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112567.
- [2] E. D. Albán Andrade and C. G. Oña Cando, "Impacto de la industria 4.0 y su relación con la energía fotovoltaica en Ecuador," *Revista Científica Multidisciplinar G-nerando*, vol. 5, no. 1, Feb. 2024, doi: 10.60100/RCMG.V5I1.190.
- [3] S. Bautista, "Generación renovable eólica y fotovoltaica en Ecuador: Una revisión sistemática de literatura," *CienciAmérica*, vol. 13, no. 2, pp. 40–62, Oct. 2024, doi: 10.33210/ca.v13i2.472.
- [4] M. Ahmadi Kamarposhti *et al.*, "Optimizing capacitor bank placement in distribution networks using a multi-objective particle swarm optimization approach for energy efficiency and cost reduction," *Scientific Reports 2025 15:1*, vol. 15, no. 1, pp. 12332–, Apr. 2025, doi: 10.1038/s41598-025-96341-8.
- [5] F. Muhammad, "Reactive Power Compensation by Power Capacitor Method," *Engineering Technology Open Access Journal*, vol. 1, no. 3, Apr. 2018, doi: 10.19080/ETOAJ.2018.01.55556 5.
- [6] ARCERNNR, "Regulación de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (ARCERNNR-002/20)," 2020, [Online]. Available: https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2021-01/Documento_Regulacion-ARCERNNR-002-20-Calidad-Distribucion.pdf
- [7] D. L. Schultis and A. Ilo, "Increasing the Utilization of Existing Infrastructures by Using the Newly Introduced Boundary Voltage Limits," *Energies 2021, Vol. 14, Page 5106*, vol. 14, no. 16, p. 5106, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14165106.
- [8] P. S. Merchán Guarango and M. F. Uguña Quilli, "Universidad Politécnica Salesiana. Optimización de la topología de un sistema de distribución residencial en bajo voltaje, aplicando el método GWO (Grey Wolf Optimization)," 2019.
- [9] C. De Electromecánica, P. Umajinga, J. Danilo, M. Johnatan, and I. Corrales Bonilla, "Optimización de microrredes con generación distribuida utilizando GWO (Grey Wolf Optimizer) para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 nodos.," *CONNECTIVIDAD*, vol. 6, no. 3,

- pp. 396–414, Jul. 2025, doi: 10.37431/CONECTIVIDAD.V6I3.343.
- [10] D. O. Gualotuña Caiza, “Reducción de pérdidas de potencia activa mediante la ubicación óptima de condensadores en derivación en una red de distribución haciendo uso del algoritmo del lobo gris,” 2023, Accessed: Nov. 14, 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26436>
- [11] M. Varan, A. Erduman, and F. Menevşeoğlu, “A Grey Wolf Optimization Algorithm-Based Optimal Reactive Power Dispatch with Wind-Integrated Power Systems,” *Energies* 2023, Vol. 16, Page 5021, vol. 16, no. 13, p. 5021, Jun. 2023, doi: 10.3390/EN16135021.
- [12] M. Dorigo and T. Stützle, “The Ant Colony Optimization Metaheuristic: Algorithms, Applications, and Advances *.”
- [13] O. G. E. M. Z. G. C. J. Gómez Carmona, *Pérdidas técnicas en redes secundarias de distribución de energía eléctrica*. Universidad Tecnológica de Pereira, 2020.
- [14] J. Rios and A. Valenzuela, “Ajuste de la topología de la red eléctrica de distribución basado en restricciones de seguridad usando algoritmo de búsqueda / Ajuste da topologia da rede de distribuição elétrica com base em restrições de segurança usando algoritmo de busca,” *Brazilian Applied Science Review*, vol. 6, no. 3, pp. 1203–1223, Jun. 2022, doi: 10.34115/basrv6n3-029.
- [15] F. Samanipour and J. Jelovica, “Adaptive repair method for constraint handling in multi-objective genetic algorithm based on relationship between constraints and variables,” *Appl. Soft Comput.*, vol. 90, p. 106143, May 2020, doi: 10.1016/j.asoc.2020.106143.
- [16] A. El Berkaoui, S. Bahsine, A. Oukennou, F. Ait Nouh, and B. Rzine, “Distribution network topology planning and optimization: A brief review,” *E3S Web of Conferences*, vol. 469, p. 00054, Dec. 2023, doi: 10.1051/e3sconf/202346900054.
- [17] “Simulación y Análisis del Comportamiento del Voltaje en una Microrred de Corriente Alterna Considerando Generación de Energía Fotovoltaica y Eólica,” *CIENCIA, INGENIERÍA Y DESARROLLO TEC LERDO*, vol. 1, no. 10, pp. 235–243, Sep. 2024, doi: 10.62805/cid2024.CID062.
- [18] G. M. Baleboina and R. Mageshvaran, “A survey on voltage stability indices for power system transmission and distribution systems,” *Front. Energy Res.*, vol. 11, p. 1159410, Nov. 2023, doi: 10.3389/FENRG.2023.1159410/FULL.
- [19] Z. W. Khan and S. Khan, “Analyzing the impacts of Distributed Generation on power losses and voltage profile,” in *2015 International Conference on Emerging Technologies (ICET)*, IEEE, Dec. 2015, pp. 1–4. doi: 10.1109/ICET.2015.7389182.
- [20] A. Aljabbab and I. O. Habiballah, “The Power Factor Correction Features,” *International Journal of Engineering Research & Technology*, vol. 11, no. 10, Nov.

- 2022, doi:
10.17577/IJERTV11IS100094.
- [21] J. A. Rojas Gómez, “Óptima compensación de la potencia reactiva en redes de distribución eléctrica basado en SIMULATED ANNEALING,” 2017, Accessed: Dec. 28, 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14229>
- [22] X. Li, H. Li, S. Li, Z. Jiang, and X. Ma, “Review on Reactive Power and Voltage Optimization of Active Distribution Network with Renewable Distributed Generation and Time-Varying Loads,” *Math. Probl. Eng.*, vol. 2021, pp. 1–18, Nov. 2021, doi: 10.1155/2021/1196369.
- [23] A. Aguila Téllez, “Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución,” Dec. 2014. doi: 10.13140/RG.2.1.3963.7207.
- [24] A. Jäger-Waldau, “Snapshot of photovoltaics – March 2021,” *EPJ Photovoltaics*, vol. 12, p. 2, May 2021, doi: 10.1051/epjpv/2021002.
- [25] J. R. H. de Oliveira, “ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA,” *Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação*, vol. 9, no. 3, pp. 1945–1954, Apr. 2023, doi: 10.51891/rease.v9i3.9030.
- [26] G. G. Soma, “Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks Using a Genetic Algorithm,” *Electricity*, vol. 2, no. 2, pp. 187–204, May 2021, doi: 10.3390/electricity2020012.
- [27] M. Babanezhad, S. Arabi Nowdeh, A. Y. Abdelaziz, K. M. AboRas, and H. Kotb, “Reactive power based capacitors allocation in distribution network using mathematical remora optimization algorithm considering operation cost and loading conditions,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 12, pp. 10511–10526, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2022.04.009.
- [28] J. David, C. Murcia, C. Andrés, and R. Salcedo, “Compensación dinámica de potencia activa y reactiva en sistemas de distribución empleando PV-STATCOMs,” 2024. Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/11349/40338>
- [29] “METAHEURÍSTICOS: UNA ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS COMBINATORIOS EN ADMINISTRACIÓN DE OPERACIONES.” Accessed: Nov. 16, 2025. [Online]. Available: http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S1794-12372007000200009&script=sci_arttext
- [30] K. Rajwar, K. Deep, and S. Das, “An exhaustive review of the metaheuristic algorithms for search and optimization: taxonomy, applications, and open challenges,” *Artif. Intell. Rev.*, vol. 56, no. 11, p. 1, Nov. 2023, doi: 10.1007/S10462-023-10470-Y.
- [31] K. Fettah, T. Guia, A. Salhi, S. Mouassa, A. Bosisio, and R. Shirvani, “Optimal Allocation of Capacitor Banks and Distributed Generation: A Comparison of Recently Developed Metaheuristic Optimization Techniques on the Real

- Distribution Networks of ALG-AB-Hassi Sida, Algeria,” *Sustainability* 2024, Vol. 16, Page 4419, vol. 16, no. 11, p. 4419, May 2024, doi: 10.3390/SU16114419.
- [32] J. Jesús Romero Carlos Dafonte Ángel Gómez Fernando Jorge Penousal and F. Alfredo Brañas, “Avances en Algoritmos Evolutivos”, Accessed: Nov. 16, 2025. [Online]. Available: <https://lc.fie.umich.mx/~a1039048f/ST/ms07.pdf#page=35>
- [33] S. Katoch, S. S. Chauhan, and V. Kumar, “A review on genetic algorithm: past, present, and future,” *Multimed. Tools Appl.*, vol. 80, no. 5, pp. 8091–8126, Feb. 2021, doi: 10.1007/s11042-020-10139-6.
- [34] R. Baldick, “Applied Optimization: Formulation and Algorithms for Engineering Systems,” *IEEE Control Syst.*, vol. 28, no. 3, p. 85, 2008, doi: 10.1109/MCS.2008.920952.
- [35] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A. Lewis, “Grey Wolf Optimizer,” *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46–61, Mar. 2014, doi: 10.1016/J.ADVENGSOFT.2013.12.007.
- [36] R. A. Benítez and J. R. Delgado, “Implementación del algoritmo meta-heurístico Gray Wolf Optimization para la optimización de funciones objetivo estándar,” *Serie Científica de la Universidad de las Ciencias Informáticas*, vol. 13, no. 8, pp. 174–194, Aug. 2020, Accessed: Nov. 16, 2025. [Online]. Available: <https://publicaciones.uci.cu/index.php/serie/article/view/716>
- [37] A. Das, R. Rai, B. Sasmal, K. G. Dhal, R. A. Khurma, and R. Saha, “Metaheuristic Algorithms Since 2020: Development, Taxonomy, Analysis, and Applications,” *Archives of Computational Methods in Engineering* 2025, pp. 1–69, Oct. 2025, doi: 10.1007/S11831-025-10408-3.
- [38] S. K. Mosavi, E. Jalalian, and F. S. Gharahchopog, “A COMPREHENSIVE SURVEY OF GREY WOLF OPTIMIZER ALGORITHM AND ITS APPLICATION,” *International Journal of Advance Robotics & Expert Systems (JARES)*, vol. 1, no. 6, 2018.
- [39] S. Lakshminarayanan, S. K. Paramacharya, and D. Kaur, “Inspired Grey Wolf Optimizer Algorithm for Minimizing Operating Cost in Green Smart Home by Srivathsan Lakshminarayanan,” 2015, Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: https://etd.ohiolink.edu/acprod/odb_etd/ws/send_file/send?accession=toledo1438102173&disposition=inline&utm_source
- [40] M. Premkumar *et al.*, “Augmented weighted K-means grey wolf optimizer: An enhanced metaheuristic algorithm for data clustering problems”, Accessed: Nov. 17, 2025. [Online]. Available: https://www.nature.com/articles/s41598-024-55619-z.pdf?utm_source=consensus
- [41] Z.-M. Gao and J. Zhao, “An Improved Grey Wolf Optimization Algorithm with Variable Weights,” 2019, doi: 10.1155/2019/2981282.

- [42] “Convex Optimization – Boyd and Vandenberghe.” Accessed: Nov. 16, 2025. [Online]. Available: <https://web.stanford.edu/~boyd/cvxbook/>
- [43] E. B. Fahnbulleh, B. Panda, S. R. Ghatak, L. Nanda, S. Kundu, and A. Pradhan, “A Review on Reactive Power Compensation Techniques in Grid-Integrated Photovoltaic System Using Facts Devices and Fixed Capacitor Bank,” *3rd IEEE International Conference on Industrial Electronics: Developments and Applications, ICIDEA 2025*, 2025, doi: 10.1109/ICIDEA64800.2025.10962864.
- [44] D. Committee of the IEEE Power and E. Society, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality Developed by the Transmission and Distribution Committee IEEE Power and Energy Society,” 2019. [Online]. Available: <http://www.ieee.org/web/aboutus/whatis/policies/p9-26.html>.
- [45] S. Fatima, V. Püvi, M. Lehtonen, S. Fatima, V. Püvi, and M. Lehtonen, “Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks,” *Energies 2020, Vol. 13*, vol. 13, no. 18, Sep. 2020, doi: 10.3390/EN13184756.
- [46] H. Sadeghian, M. H. Athari, and Z. Wang, “Optimized solar photovoltaic generation in a real local distribution network,” *2017 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2017*, Oct. 2017, doi: 10.1109/ISGT.2017.8086067.
- [47] N. R. Dagade, R. V. Dagade, and N. R. Godha, “Optimal Allocation of PV based DG and Capacitor in Radial Distribution Network,” *IET Conference Proceedings*, vol. 2023, no. 44, pp. 632–636, 2023, doi: 10.1049/ICP.2024.1030.
- [48] A. A. Z. Diab, A. M. Abdelhamid, and H. M. Sultan, “Comprehensive analysis of optimal power flow using recent metaheuristic algorithms,” *Sci. Rep.*, vol. 14, no. 1, Dec. 2024, doi: 10.1038/s41598-024-58565-y.
- [49] M. Ehr Gott, M. Köksalan, M. Kadziński, and K. Deb, “Fifty years of multi-objective optimization and decision-making: From mathematical programming to evolutionary computation,” 2025, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.ejor.2025.06.012.
- [50] H. Vatankhah Ghadim *et al.*, “Are we too pessimistic? Cost projections for solar photovoltaics, wind power, and batteries are over-estimating actual costs globally,” *Appl. Energy*, vol. 390, p. 125856, Jul. 2025, doi: 10.1016/J.APENERGY.2025.125856.
- [51] M. O. Okelola, O. W. Adebisi, S. A. Salimon, S. O. Ayanlade, and A. L. Amoo, “Optimal Sizing and Placement of Shunt Capacitors on the Distribution System Using Whale Optimization Algorithm,” *Nigerian Journal of Technological Development*, vol. 19, no. 1, pp. 39–47, Apr. 2022, doi: 10.4314/NJTD.V19I1.5.
- [52] M. Mahdavi, A. Soleimani, A. Pinnarelli, M. Heidari, and F.

- Jurado, “Cost-based optimization of DG and capacitor placement in distribution networks under dynamic load conditions,” *Energy Reports*, vol. 13, pp. 5525–5534, Jun. 2025, doi: 10.1016/J.EGYR.2025.05.017.
- [53] I. Kim and I. Kim, “The Optimization of the Location and Capacity of Reactive Power Generation Units, Using a Hybrid Genetic Algorithm Incorporated by the Bus Impedance Power-Flow Calculation Method,” *Applied Sciences 2020, Vol. 10*, vol. 10, no. 3, Feb. 2020, doi: 10.3390/APP10031034.
- [54] A. R. Youssef, S. Kamel, M. Ebeed, and J. Yu, “Optimal Capacitor Allocation in Radial Distribution Networks Using a Combined Optimization Approach,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 46, no. 19–20, pp. 2084–2102, Dec. 2018, doi: 10.1080/15325008.2018.1531956
- [55] A. De Regulación, “PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DIRECCIÓN TÉCNICA DE REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFAS PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑO 2025 PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONTENIDO.”
- [56] “Regulacion-ARCONEL-006-24-1-3”.
- [57] A. Aguila-Téllez, D. González, G. Gutiérrez, and L. Ortiz, “Ubicación y dimensionamiento óptimo de Generación Distribuida en redes de distribución usando PSO,” *I+D Tecnológico*, vol. 18, no. 1, pp. 50–68, Jul. 2022, doi: 10.33412/IDT.V18.1.3219.
- [58] D. L. González Samueza, “Ubicación de recursos distribuidos basado en flujos de potencia usando optimización por enjambre de partículas.,” 2018, Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15896>
- [59] R. J. Alvaro Simbaña, “Óptima ubicación y dimensionamiento de D-STATCOM en sistemas eléctricos de distribución para mejorar el perfil de voltaje considerando restricción de inyección de armónicos mediante el algoritmo JAYA,” 2024, Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26765>

7.1 Matriz estado del arte

Tabla 32. Matriz del estado del arte

COMPENSACIÓN SIMULTÁNEA DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y BANCOS DE CAPACITORES MEDIANTE EL ALGORITMO GREY WOLF OPTIMIZER (GWO) PARA MEJORAR LA CALIDAD DE POTENCIA Y LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS.																				
ITEM	AÑO DE PUBLICACIÓN	TÍTULO DEL ARTÍCULO	NÚMERO DE CITAS PUBLISH OR PERISH SCHOLAR GOOGLE	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Compensación simultánea de potencia activa y reactiva (P-Q)	Integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución	Ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores	Mejora de la calidad de potencia y reducción de pérdidas	Estabilidad de voltaje	Ubicación óptima de los sistemas fotovoltaicos en la red de distribución.	Ubicación óptima de los bancos de capacitores	Dimensionamiento óptimo de potencia activa mediante (SFV) y reactiva mediante planteamiento del problema de optimización	Límites de voltaje por barra	Límites de potencia de sistemas fotovoltaicos	Límites de compensación reactiva	Optimización conjunta del sistema fotovoltaico y bancos de capacitores	Aplicación de algoritmo metaheurístico	Evaluación del perfil de voltaje y reducción de pérdidas	Evaluación del impacto eléctrico de SFV y RC en la red	Evaluación técnica con referencia económica	Ubicación y dimensionamiento óptimo mediante el algoritmo GWO
1	2022	C. Wang, P. Ju, F. Wu, X. Pan, and Z. Wang, "A systematic review on power system resilience from the perspective of generation, network, and load," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 167, p. 112567, Oct. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112567.	160	☒	☒	☒	☒	☒				☒			☒					
2	2024	E. D. Albán Andrade and C. G. Oña Cando, "Impacto de la industria 4.0 y su relación con la energía fotovoltaica en Ecuador," Revista Científica Multidisciplinar Gerando, vol. 5, no. 1, Feb. 2024, doi: 10.60100/RCMG.V5I1.190.	6		☒		☒													
3	2024	S. Bautista, "Generación renovable ética y fotovoltaica en Ecuador: Una revisión sistemática de literatura," CienciaAmérica, vol. 13, no. 2, pp. 40–62, oct. 2024, doi: 10.33210/ca.v13i2.472.	8	☒		☒	☒		☒		☒	☒		☒	☒				☒	
4	2025	M. Ahmadi Kamarposhti et al., "Optimizing capacitor bank placement in distribution networks using a multi-objective particle swarm optimization approach for energy efficiency and cost reduction," Scientific Reports 2025 15:1, vol. 15, no. 1, pp. 12332-, Apr. 2025, doi: 10.1038/s41598-025-96341-8.	9		☒	☒	☒			☒		☒								
5	2018	F. Muhammad, "Reactive Power Compensation by Power Capacitor Method," Engineering Technology Open Access Journal, vol. 1, no. 3, Apr. 2018, doi: 10.19080/ETOAJ.2018.01.555565.	12		☒	☒	☒			☒		☒			☒				☒	
6	2020	ARCERNNR, "Regulación de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica (ARCERNNR-002/20)," 2020, [Online]. Available: https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2021-01/Documento_Regulacion-ARCERNNR-002-20-Calidad-Distribucion.pdf	0				☒	☒			☒								☒	
7	2021	D. L. Schultis and A. Ilo, "Increasing the Utilization of Existing Infrastructures by Using the Newly Introduced Boundary Voltage Limits," Energies 2021, Vol. 14, Page 5106, vol. 14, no. 16, p. 5106, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14165106.	63				☒	☒				☒			☒				☒	

26	2021	G. G. Soma, "Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks Using a Genetic Algorithm," <i>Electricity</i> , vol. 2, no. 2, pp. 187–204, May 2021, doi: 10.3390/electricity2020012.	40	✗		✗	✗			✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗	✗
27	2022	M. Babanezhad, S. Arabi Nowdeh, A. Y. Abdelaziz, K. M. AboRas, and H. Kotb, "Reactive power-based capacitors allocation in distribution network using mathematical remora optimization algorithm considering operation cost and loading conditions," <i>Alexandria Engineering Journal</i> , vol. 61, no. 12, pp. 10511–10526, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2022.04.009.	100	✗		✗	✗			✗	✗	✗			✗	✗	✗		✗	✗
28	2025	J. David, C. Murcia, C. Andrés, and R. Salcedo, "Compensación dinámica de potencia activa y reactiva en sistemas de distribución empleando PV-STATCOMs," 2024. Accessed: Dec. 29, 2025. [Online]. Available: http://hdl.handle.net/11349/40338	8	✗	✗		✗	✗			✗	✗			✗				✗	✗
29	2007	"METAHEURÍSTICOS: UNA ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS COMBINATORIOS EN ADMINISTRACIÓN DE OPERACIONES.	40								✗				✗	✗				
30	2023	K. Rajwar, K. Deep, and S. Das, "An exhaustive review of the metaheuristic algorithms for search and optimization: taxonomy, applications, and open challenges," <i>Artif. Intell. Rev.</i> , vol. 56, no. 11, p. 1, Nov. 2023, doi: 10.1007/S10462-023-10470-Y.	200								✗									
31	2024	K. Fettaf, T. Guia, A. Salhi, S. Mouassa, A. Bosisio, and R. Shirvani, "Optimal Allocation of Capacitor Banks and Distributed Generation: A Comparison of Recently Developed Metaheuristic Optimization Techniques on the Real Distribution Networks of ALG-AB-Hassi Sida, Algeria," <i>Sustainability</i> 2024, Vol. 16, Page 4419, vol. 16, no. 11, p. 4419, May 2024, doi: 10.3390/SU16114419.	15	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
32	2025	J. Jesús Romero Carlos Dafonte Ángel Gómez Fernando Jorge Penousal and F. Alfredo Brañas, "Avances en Algoritmos Evolutivos", Accessed: Nov. 16, 2025.	5								✗				✗					
33	2021	S. Katoch, S. S. Chauhan, and V. Kumar, "A review on genetic algorithm: past, present, and future," <i>Multimed. Tools Appl.</i> , vol. 80, no. 5, pp. 8091–8126, Feb. 2021, doi: 10.1007/s11042-020-10139-6.	180								✗				✗					
34	2008	R. Baldick, "Applied Optimization: Formulation and Algorithms for Engineering Systems," <i>IEEE Control Syst.</i> , vol. 28, no. 3, p. 85, 2008, doi: 10.1109/MCS.2008.920952.	200								✗									
35	2014	S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A. Lewis, "Grey Wolf Optimizer," <i>Advances in Engineering Software</i> , vol. 69, pp. 46–61, Mar. 2014, doi: 10.1016/J.ADVENGSOFT.2013.12.007.	250								✗				✗					
36	2020	R. A. Benítez and J. R. Delgado, "Implementación del algoritmo metaheurístico Gray Wolf Optimization para la optimización de funciones objetivo estándar," <i>Serie Científica de la Universidad de las Ciencias Informáticas</i> , vol. 13, no. 8, pp. 174–194, Aug. 2020.	5								✗				✗					
37	2025	A. Das, R. Rai, B. Sasmal, K. G. Dhal, R. A. Khurma, and R. Saha, "Metaheuristic Algorithms Since 2020: Development, Taxonomy, Analysis, and Applications," <i>Archives of Computational Methods in Engineering</i> 2025, pp. 1–69, Oct. 2025, doi: 10.1007/S11831-025-10408-3.	2								✗	✗			✗	✗				
38	2018	S. K. Mosavi, E. Jalalian, and F. S. Gharahchopog, "A COMPREHENSIVE SURVEY OF GREY WOLF OPTIMIZER ALGORITHM AND ITS APPLICATION," <i>International Journal of Advance Robotics & Expert Systems (JARES)</i> , vol. 1, no. 6, 2018.	60	✗			✗			✗	✗	✗	✗		✗				✗	✗
39	2015	S. Lakshminarayanan, S. K. Paramacharya, and D. Kaur, "Inspired Grey Wolf Optimizer Algorithm for Minimizing Operating Cost in Green Smart Home by Srivathsan Lakshminarayanan," 2015.	2	✗			✗				✗				✗	✗			✗	✗
40	2024	M. Premkumar et al., "Augmented weighted K means grey wolf optimizer: An enhanced metaheuristic algorithm for data clustering problems".	15	✗			✗				✗				✗				✗	✗
41	2019	Z.-M. Gao and J. Zhao, "An Improved Grey Wolf Optimization Algorithm with Variable Weights," 2019, doi: 10.1155/2019/2981282.	200	✗			✗				✗			✗					✗	
42	2004	"Convex Optimization – Boyd and Vandenberghe."	186								✗									
43	2025	E. B. Fahnbulleh, B. Panda, S. R. Ghatak, L. Nanda, S. Kundu, and A. Pradhan, "A Review on Reactive Power Compensation Techniques in Grid-Integrated Photovoltaic System Using Facts Devices and Fixed Capacitor Bank," 3rd IEEE International Conference on Industrial Electronics: Developments and Applications, 2025	3	✗	✗	✗	✗	✗			✗	✗			✗	✗			✗	✗
44	2019	D. Committee of the IEEE Power and E. Society, "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality Developed by the Transmission and Distribution Committee IEEE Power and Energy Society," 2019.	200				✗				✗									

7.2 Resumen de indicadores

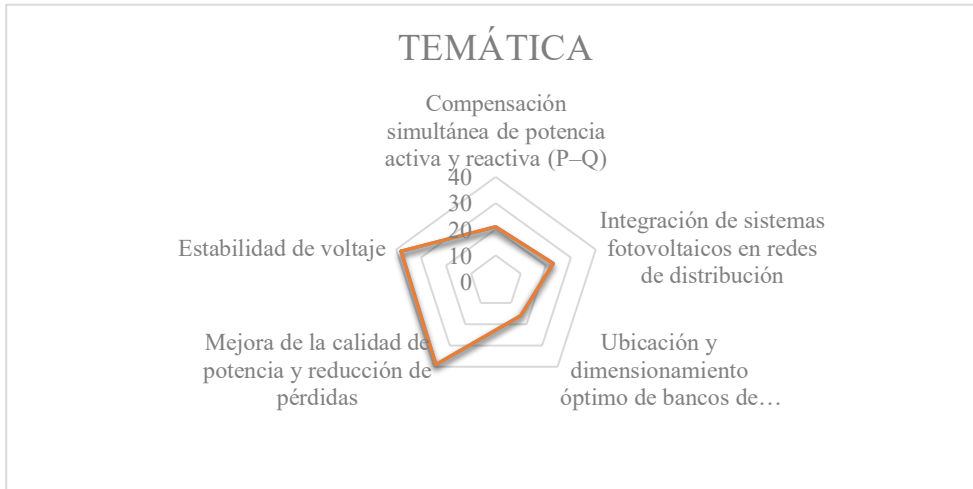


Figura 36. Resumen e indicador de la temática- Estado del arte.

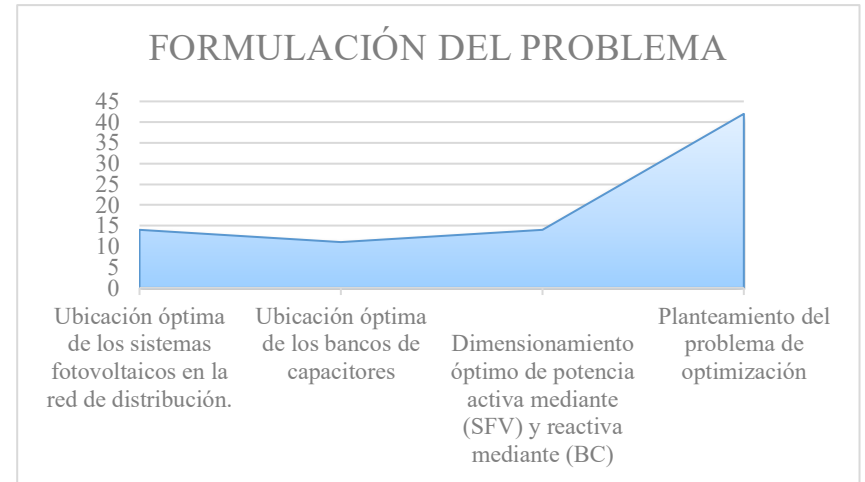


Figura 37. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

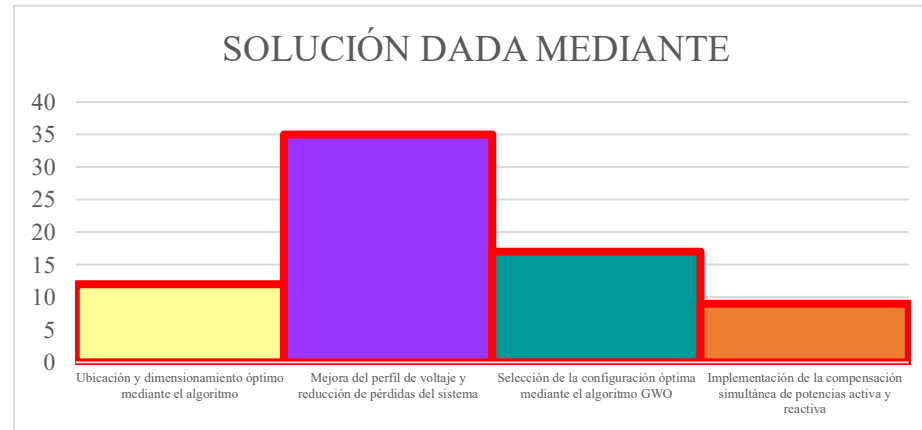


Figura 38. Indicador de solución - Estado del arte

8 Anexos

Anexo 1. Variación de pesos para los diferentes casos de la función objetivo [autor].

Sistema	Escenario	w1	w2	w3	w4	Iteraciones	Convergencia	Tiempo de ejecución (s)	Tiempo de convergencia (s)	UBI SFV	UBI BC	DIM SFV [MW]	DIM BC [Mvar]	Inversión total [USD]	ΔP_{loss} (%)	V_min (p.u.)	DVP (%)	FP_slack
IEEE-15	CASO A	0.30	0.20	0.30	0.20	200	16	1162.4	93.01	13	4	0.074	0.750	117819	45.79	0.967	2.575	0.947
IEEE-15	CASO B	0.30	0.20	0.20	0.30	200	5	1444.4	36.11	2	4	0	0.876	43800	39.01	0.963	2.760	0.951
IEEE-15	CASO C	0.30	0.20	0.25	0.25	200	8	1385.8	55.43	13	4	0.022	0.800	62000	41.17	0.965	2.705	0.949
IEEE-15	CASO D	0.45	0.20	0.20	0.15	200	8	1405.1	56.20	4	3	0.450	0.850	492500	66.24	0.971	1.925	0.896
IEEE-15	CASO E	0.25	0.40	0.20	0.15	200	10	1338.3	66.91	12	4	0.140	0.875	183750	50.41	0.968	2.440	0.940
IEEE-34	CASO A	0.30	0.20	0.30	0.20	200	86	885.1	380.63	24	21	1.256	1.715	1341750	63.76	0.971	1.998	0.946
IEEE-34	CASO B	0.30	0.20	0.20	0.30	200	133	918.8	611.05	25	21	0.766	1.672	849600	51.76	0.966	2.398	0.955
IEEE-34	CASO C	0.30	0.20	0.25	0.25	200	80	1259.9	503.96	25	21	0.982	1.691	1066550	57.69	0.969	2.209	0.951
IEEE-34	CASO D	0.45	0.20	0.20	0.15	200	83	1248.7	518.21	23	21	1.894	1.770	1982500	73.04	0.975	1.537	0.928
IEEE-34	CASO E	0.25	0.40	0.20	0.15	200	105	1223.7	642.44	24	21	1.354	1.724	1440200	65.64	0.971	1.917	0.944