

**DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN
PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE
CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**



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

**DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN
PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE
CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

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

AUTOR: RICARDO STEVEN VILLACRÉS TOMAREMA
TUTOR: DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA

Quito - Ecuador
2022

Ricardo Steven Villacrés Tomarema

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Ricardo Steven Villacrés Tomarema (Y'1997). Realizó sus estudios secundarios en la Institución Educativa “Miguel de Santiago”, se graduó de Bachiller en Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo de investigación se basa en el despacho óptimo de potencia reactiva basado en programación no lineal entera mixta y restricciones de cargabilidad de líneas de transmisión. rvillacrest@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981). Doctor y Máster en Ingeniería por la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia, Máster en Energías Renovables por la Universidad de las Fuerzas Armadas, Sangolquí – Ecuador, Ingeniero Eléctrico por la Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. Profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

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

Yo, Ricardo Steven Villacrés Tomarema con documento de identificación N° 1723838437 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, 5 de mayo del año 2022

Atentamente,



Ricardo Steven Villacrés Tomarema

1723838437

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

Yo, Ricardo Steven Villacrés Tomarema con documento de identificación No. 1723838437, 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: “Despacho óptimo de potencia reactiva basado en programación no lineal entera mixta y restricciones de cargabilidad de líneas de transmisión”, 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, 5 de mayo del año 2022

Atentamente,



Ricardo Steven Villacrés Tomarema


1723838437

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza con documento de identificación N° 1713703062, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**, realizado por Ricardo Steven Villacrés Tomarema con documento de identificación N° 1723838437, 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, 5 de mayo del año 2022

Atentamente,



Ing. Diego Francisco Carrión Galarza, MSc
1713703062

ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	2
2	DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA	4
2.1	Formulación matemática de optimización del DOPR.....	5
2.1.1	Función objetivo de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión. 5	
2.1.2	Función objetivo de costos de generación	6
2.1.3	Restricciones del DOPR.....	6
3	PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA MULTIOBJETIVO	8
3.1	Método ε -constraint.....	8
3.2	Método de satisfacción difusa	9
4	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	10
4.1	Modelo de programación matemática multiobjetivo a optimizar	11
4.2	Procedimiento de resolución	11
4.3	Casos de estudio	12
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	12
5.1	Modelo de prueba del IEEE de 14 barras.....	13
5.1.1	Optimización Multiobjetivo	13
5.1.2	Perfiles de voltaje.....	14
5.1.3	Potencia activa y reactiva generada	15
5.1.4	Pérdidas de potencia activa	17
5.1.5	Costos de generación.....	18
5.2	Modelo de prueba del IEEE de 30 barras.....	19
5.2.1	Optimización Multiobjetivo	20
5.2.2	Perfiles de voltaje.....	20
5.2.3	Potencia activa y reactiva generada	22
5.2.4	Pérdidas de potencia activa	24
5.2.5	Costos de generación.....	26
6	CONCLUSIONES	26
7	TRABAJOS FUTUROS	27
8	REFERENCIAS.....	27
8.1	Matriz de Estado del Arte.....	32
8.2	Resumen de Indicadores.....	35
9	ANEXOS	37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despacho óptimo de potencia reactiva en el SEP [Autor].....	4
Figura 2. Modelo π de una línea de transmisión.....	6
Figura 3. Frente óptimo de Pareto.....	9
Figura 4. Sistema eléctrico de 14 barras.	13
Figura 5. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 14 barras.....	14
Figura 6. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 14 barras	15
Figura 7. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 14 barras	17
Figura 8. Potencia reactiva generada del sistema eléctrico de 14 barras	17
Figura 9. Potencia reactiva de bancos de capacitores del sistema de 14 barras.....	17
Figura 10. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 14 barras	18
Figura 11. Sistema eléctrico de 30 barras.	19
Figura 12. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 30 barras.....	20
Figura 13. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 30 barras	22
Figura 14. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 30 barras	24
Figura 15. Potencia reactiva generada del sistema eléctrico de 30 barras	24
Figura 16. Potencia reactiva de bancos de capacitores del sistema de 30 barras.....	24
Figura 17. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 30 barras	25
Figura 18. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	35
Figura 19. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	35
Figura 20. Indicador de solución - Estado del arte	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables del DOPR.....	5
Tabla 2. Tabla Payoff para un problema con p objetivos	9
Tabla 3. Algoritmo para el despacho óptimo de potencia reactiva basado en programación no lineal entera mixta.	12
Tabla 4. Resultados para la formación del Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 14 barras	14
Tabla 5. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 14 barras	15
Tabla 6. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 14 barras.....	16
Tabla 7. Potencia reactiva generada y compensada del sistema eléctrico de 14 barras...	16
Tabla 8. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 14 barras.....	18
Tabla 9. Costos de generación del sistema eléctrico de 14 barras	19
Tabla 10. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 30 barras	20
Tabla 11. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 30 barras.....	21
Tabla 12. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 30 barras.....	23
Tabla 13. Potencia reactiva generada y compensada del sistema eléctrico de 30 barras.	23
Tabla 14. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 30 barras	25
Tabla 15. Costos de generación del sistema eléctrico de 30 barras	26
Tabla 16. Matriz de estado del arte	32
Tabla 17. Datos de potencia activa, reactiva y coeficientes de costos de generación.....	37
Tabla 18. Datos de demanda en cada barra.....	37
Tabla 19. Datos de Líneas de Transmisión	37
Tabla 20. Datos de potencia activa, reactiva y coeficientes de costos de generación.....	38
Tabla 21. Datos de demanda en cada barra.....	38
Tabla 22. Datos de Líneas de Transmisión	39

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Resumen

El despacho óptimo de potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia llega a ser esencial, pues permite operar el sistema eléctrico de manera óptima y estable, al encontrar la asignación más apropiada de potencia reactiva tanto para los generadores como para los elementos de compensación. Sin embargo, al optimizarse los despachos de potencia reactiva los costos de generación se ven en aumento, por lo que es necesario garantizar una optimización multiobjetivo que permita mejorar las características técnicas como económicas de los sistemas eléctricos. Es así como en el presente trabajo, se desarrolla e implementa un algoritmo de optimización multiobjetivo en el software GAMS, sujeto a varias restricciones operativas que mantienen estable el sistema eléctrico, garantizando un despacho óptimo de potencia reactiva sin aumentar en gran medida los costos de generación. El algoritmo propuesto será evaluado y validado mediante la simulación en el software Power Factory Digsilent sobre los sistemas eléctricos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras respectivamente.

Palabras Clave: Despacho Óptimo de Potencia Reactiva, Minimización de Pérdidas, Costos de Generación, Flujo Óptimo de Potencia AC, Optimización Multiobjetivo.

Abstract

The optimal reactive power dispatch in electrical power systems becomes essential, since it allows the electrical system to operate in an optimal and stable way, by finding the most appropriate allocation of reactive power for both generators and compensation elements. However, as reactive power dispatches are optimized, generation costs are increasing, so it is necessary to guarantee a multi-objective optimization that allows improving the technical and economic characteristics of the electrical systems. Thus, at the present work, a multi-objective optimization algorithm is developed and implemented in the GAMS software, subject to several operational restrictions that keep the electrical system stable, guaranteeing an optimal reactive power dispatch without greatly increasing generation costs. The proposed algorithm will be evaluated and validated by simulation in Power Factory Digsilent software on the IEEE 14-, and 30- bus test system respectively.

Keywords: Optimal Reactive Power Dispatch, Loss Minimization, Generation Costs, Optimal Power Flow AC, Multi-objective Optimization.

1 Introducción

A lo largo del tiempo el sistema eléctrico de potencia (SEP) caracterizado por subsistemas tales como la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, busca de manera constante mantener una operación óptima en su funcionamiento, donde el operador central del sistema eléctrico tiene un conocimiento amplio de todo el sistema, que incluye los datos técnicos y económicos del mismo. Es así que el operador central mediante principios de control óptimos, planifica y opera el sistema eléctrico para cubrir la demanda al menor costo posible [1]–[4] [5]–[8]. Dentro de la operación y funcionamiento óptimo del SEP se encuentra el despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR) el cuál es un estudio de optimización para mejorar la seguridad, estabilidad y operación económica de los mismos, debido a que permite minimizar las pérdidas de potencia activa, minimizar variaciones de voltaje y mejorar los índices de estabilidad de voltaje, teniendo en cuenta un ajuste óptimo en las variables de control dentro de diferentes restricciones operativas [6], [9]–[15].

El problema del DOPR llega a ser un problema de programación no lineal entera mixta puesto que tiene variables discretas y variables continuas, siendo el valor de los compensadores reactivos y los taps de transformadores las variables discretas, mientras que la salida de potencia reactiva de los generadores y las magnitudes de voltaje en las barras del SEP son variables continuas [16]–[21]. Para dar solución al problema del DOPR se han propuesto e implementado varias técnicas de solución. En [22] clasifica los métodos de solución en dos grupos que son los algoritmos clásicos de optimización matemática y los métodos de búsqueda estocástica. Dentro de los

métodos de solución tradicionales se tienen como base las técnicas iterativas, que mediante la suposición de un valor inicial se van acercando a la solución real con un error relativamente bajo, donde eventualmente convergen a un óptimo, sin embargo para problemas no convexos estos algoritmos pueden tener un problema para encontrar una solución óptimo global [22]–[25]. Asociados a los algoritmos clásicos de optimización tenemos los algoritmos metaheurísticos los cuales están inspirados en fenómenos físicos tales como la fuerza electromagnética, fuerza gravitacional, fuerza de inercia, comportamiento de los animales, entre otros [26].

En [27] resuelve el problema del DOPR mediante un optimizador basado en la caza que realizan los lobos grises, (GWO, de sus siglas en inglés Gray Wolf Optimization), el cual ofrece un enfoque jerárquico a las variables de decisión permitiendo minimizar las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión, variaciones de voltaje, índices de estabilidad de voltaje y los costos de energía. En [28] se presenta el diseño de un algoritmo de búsqueda gravitacional de optimización de enjambre de partículas, (FPSOGSA, de sus siglas en inglés Fractional Calculus with Particle Swarm Optimization Gravitational Search Algorithm), para realizar el DOPR, que básicamente combina el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) y el algoritmo de búsqueda gravitacional (GSA) con la intención de mejorar la convergencia en la solución del problema. En [29] resuelve el problema del DOPR empleando un optimizador de búsqueda con retroceso, (BSO, de sus siglas en inglés Backtracking Search Optimizer), que es un algoritmo evolutivo basado en la población, el cual presenta una estructura simple y un solo parámetro de

control, ahí las variables dependientes que forman parte de las restricciones del problema se incluyen en la función objetivo usando términos de restricciones cuadráticos.

La mayor parte de las ocasiones el SEP no solo se centra en mejorar una sola variable, cualquiera que sea esta, sino que más bien se busca mejorar la mayor cantidad de variables que ayuden al SEP a tener una mayor robustez en su funcionamiento diario. Es así que en [30] plantea un modelo multiobjetivo mediante la combinación de un algoritmo evolutivo basado en la clasificación y la toma de decisiones integrada, buscando minimizar las pérdidas de potencia activa y además minimizar las fluctuaciones de voltaje, pues estas fluctuaciones son la causa de perder estabilidad en el SEP. Así también en [31] se presenta un flujo óptimo de potencia reactiva usando programación matemática multiobjetivo basado en programación no lineal entera mixta, donde se consideran como funciones objetivos, el costo total del combustible, las pérdidas de potencia activa que se considera en el DOPR y la cargabilidad del sistema. La solución a este problema multiobjetivo se basa en el método ϵ -constraint que selecciona una de las funciones objetivos como función principal, mientras las demás funciones objetivos se consideran como nuevas restricciones del problema y mediante una toma de decisiones difusa da prioridad a una de las funciones objetivo para encontrar una única solución a todo el problema. En [32] el DOPR se resuelve por medio de una configuración adaptativa difusa de optimización por enjambre de partículas y que es una mejora del algoritmo de enjambre de partículas clásico. La mejora de este algoritmo se aplica a un SEP de gran escala considerando dos funciones objetivo para minimizar las pérdidas de

potencia activa y las variaciones de voltaje, mostrando la supremacía de este algoritmo para resolver problemas de optimización complejos, logrando mejorar la eficiencia computacional.

Por otro lado, en [33] se realiza el DOPR haciendo énfasis en la integración de recursos energéticos renovables, buscando reducir la dependencia de los recursos energéticos convencionales, teniendo en cuenta las incertidumbres de los recursos de energía solar y eólica, así como también la demanda de potencia, para lo cual usa una versión mejorada de la técnica de optimización conceptualizada a partir de fenómenos de rayos, (LAPO, de sus siglas en inglés Lightning attachment procedure optimization), que busca minimizar dos funciones objetivo como son las pérdidas de potencia activa y las variaciones de voltaje en las barras de carga PQ. En [34] busca mejorar la solución del DOPR mediante la ubicación óptima de un compensador serie síncrono estático, (SSSC, de sus siglas en inglés Static Synchronous Series Compensator) donde el objetivo principal del SSSC es proporcionar un control de voltaje en serie con la línea de transmisión para mejorar los flujos de potencia activa y reactiva en las mismas, ahí el DOPR se resuelve con y sin el controlador SSSC para observar las mejoras que se tienen en cada uno de los escenarios, logrando minimizar las pérdidas de potencia activa, variaciones de voltaje y mejorando la estabilidad de voltaje.

La figura 1 muestra de manera esquemática cada uno de los subsistemas que conforman el SEP, tales como la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, ahí se resalta la minimización de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión las cuales permiten realizar un despacho óptimo de la potencia reactiva, además se

muestra la reducción de los costos de operación en la etapa de generación. El presente documento expuesto se centra en realizar una optimización multiobjetivo, al añadir la función del costo del combustible al modelo matemático del DOPR como una segunda función objetivo. El modelo matemático de optimización multiobjetivo será resuelto por el método ϵ -constraint, seleccionando la función objetivo de pérdidas de potencia activa como función

principal, mientras que la función objetivo del costo del combustible se añade al conjunto de restricciones, que mediante diferentes valores de restricciones a la que está sujeta la función objetivo del costo del combustible se van obteniendo diferentes valores óptimos, de los cuales mediante una toma de satisfacción difusa selecciona el valor más apropiado como única solución al problema matemático de optimización multiobjetivo.

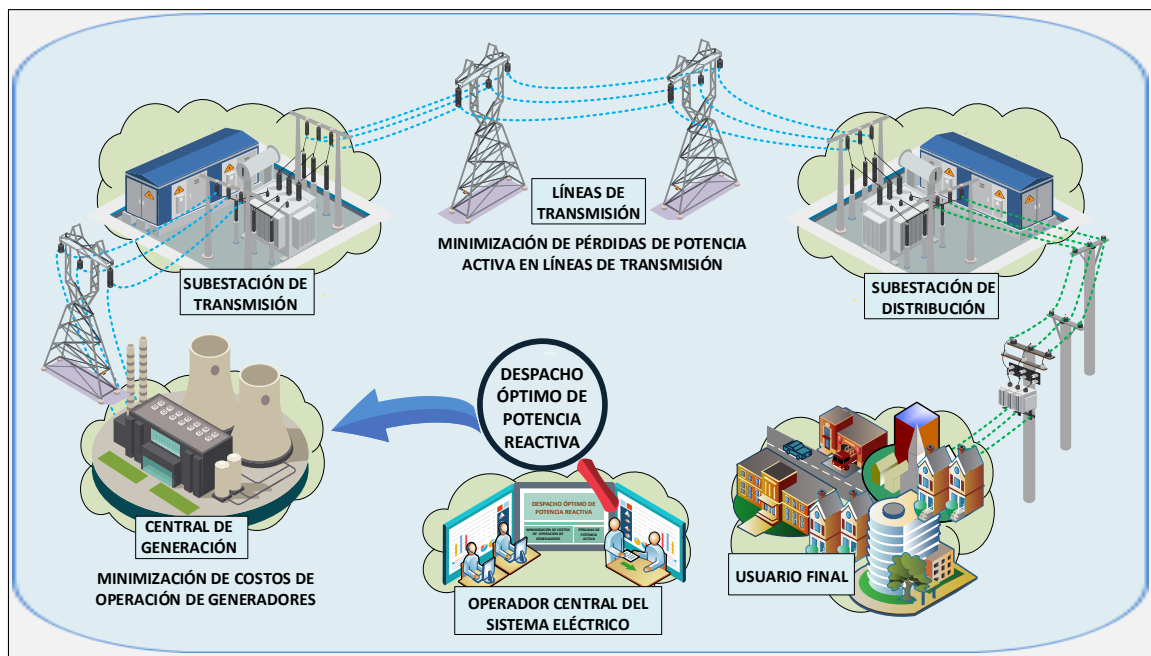


Figura 1. Despacho óptimo de potencia reactiva en el SEP [Autor]

El presente artículo está ordenado por secciones como se muestra a continuación: En la sección 2 se presenta el problema del DOPR y se detalla su modelo matemático de optimización. En la sección 3 se describe la programación matemática multiobjetivo. Seguidamente en la sección 4 se explica la formulación del problema. La sección 5 muestra el análisis de resultados, mientras que en las secciones 6, 7 y 8 se detallan las conclusiones, trabajos futuros y referencias respectivamente. Finalmente, en la sección 9 se muestran los anexos.

2 Despacho óptimo de potencia reactiva

En el contexto de la seguridad y operación económica del SEP, el DOPR se refiere a encontrar la asignación más apropiada de potencia reactiva tanto para los generadores como para los elementos de compensación, permitiendo así una menor cantidad de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión y reduciendo los costos de operación [27], [35]–[39]. En el SEP los compensadores de potencia reactiva, taps de

transformadores y voltajes establecidos son las variables de control del DOPR [40]. El problema del DOPR está relacionado a una solución de optimización de carácter no lineal que a pesar de ser un problema complejo, está considerado como un subproblema del flujo óptimo de potencia - AC (FOP-AC), donde se busca minimizar funciones objetivo a través de restricciones de igualdad y desigualdad [40], [41]. Una de las funciones objetivo que resalta dentro del DOPR es la minimización de las pérdidas de potencia activa que se presentan en las líneas de transmisión, debido a que la potencia reactiva está fuertemente vinculada a la configuración de la red de transmisión. [37], [42], [43].

2.1 Formulación matemática de optimización del DOPR

El DOPR al ser un subproblema del FOP-AC se lo puede resolver como un problema de optimización, donde se establece una o varias funciones objetivo, las cuales mediante un conjunto de restricciones de igualdad y desigualdad encuentran una solución óptima al problema planteado.

2.1.1 Función objetivo de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión.

En el análisis del DOPR la minimización de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión es una de las funciones objetivos mayormente implementadas [10], [16], [18], [26], [28], [29], [32].

En la tabla 1 se detalla la correspondiente simbología empleada en la descripción de las funciones objetivos y las diferentes restricciones de igualdad y desigualdad utilizadas en la descripción del modelo matemático.

Tabla 1. Variables del DOPR

Nombre	Significado
\bar{Y}_{ij}	Fasor admitancia entre la barra i y la barra j
\bar{Y}_S	Fasor admitancia paralelo.
G_{ij}	Conductancia del elemento conectado entre la barra i y la barra j
B_{ij}	Susceptancia del elemento conectado entre la barra i y la barra j
G_{ii}	Conductancia total de los elementos conectados a la barra i
B_{ii}	Susceptancia total de los elementos conectados a la barra i
G_k	Conductancia de la línea k conectada entre la barra i y la barra j .
b_s	Susceptancia capacitiva paralelo.
\bar{V}_i	Fasor voltaje en la barra i .
V_i	Magnitud de voltaje en la barra i .
\bar{V}_j	Fasor voltaje en la barra j .
V_j	Magnitud de voltaje en la barra j .
δ_i	Ángulo de voltaje en la barra i .
δ_j	Ángulo de voltaje en la barra j .
δ_{ij}	Diferencia de ángulo de voltaje entre la barra i y la barra j
\bar{S}_{ij}	Flujo de potencia compleja desde la barra i a la barra j
\bar{S}_{ji}	Flujo de potencia compleja desde la barra j a la barra i
P_{ij}	Flujo de potencia activa desde la barra i a la barra j
P_{ji}	Flujo de potencia activa desde la barra j a la barra i
\bar{I}_{ij}	Fasor corriente que fluye desde la barra i a la barra j
\bar{I}_{ji}	Fasor corriente que fluye desde la barra j a la barra i
P_{Gi}	Potencia activa generada en la barra i
Q_{Gi}	Potencia reactiva generada en la barra i
P_{Di}	Potencia activa demandada en la barra i
Q_{Di}	Potencia reactiva demandada en la barra i
α_i, b_i, c_i	Coefficientes de costos de generación.
N	Número de barras.
N_G	Número de generadores.
N_L	Número de líneas de transmisión.
Q_{ci}	Potencia reactiva entregada por el capacitor en derivación en la barra i .
S_{Li}	Potencia aparente de la i -ésima línea de transmisión.
*	Conjugado del número complejo
Re	Indica la parte real de un número complejo.
min	Límite mínimo.
max	Límite máximo.

Ecuación de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión: Para determinar esta ecuación se parte del

modelo π de la línea de transmisión representada en la figura 2.

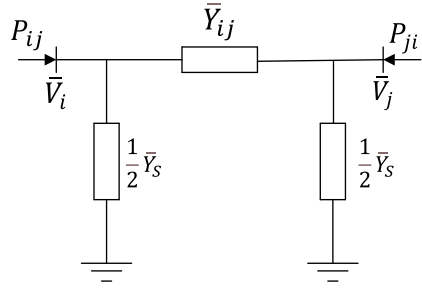


Figura 2. Modelo π de una línea de transmisión

La potencia compleja enviada de la barra i a la barra j se calcula como:

$$\bar{S}_{ij} = \bar{V}_i * \bar{I}_{ij}^* \quad (1)$$

Mientras que la potencia activa enviada de la barra i a la barra j se define como la parte real de la potencia compleja expresada en la ecuación (1).

$$\begin{aligned} P_{ij} &= Re\{\bar{S}_{ij}\} \\ &= Re\left\{\bar{V}_i \left[(\bar{V}_i^* - \bar{V}_j^*) (G_{ij} + jB_{ij})^* - j\bar{V}_i \frac{b_s}{2} \right]\right\} \\ &= V_i^2 G_{ij} - V_i V_j G_{ij} \cos \delta_{ij} \\ &\quad - V_i V_j B_{ij} \sin \delta_{ij} \end{aligned} \quad (2)$$

Así mismo la potencia compleja enviada de la barra j a la barra i se calcula como:

$$\bar{S}_{ji} = \bar{V}_j * \bar{I}_{ji}^* \quad (3)$$

Mientras que la potencia activa enviada de la barra j a la barra i se define como la parte real de la potencia compleja expresada en la ecuación (3).

$$\begin{aligned} P_{ji} &= Re\{\bar{S}_{ji}\} \\ &= Re\left\{\bar{V}_j \left[(\bar{V}_j^* - \bar{V}_i^*) (G_{ij} + jB_{ij})^* - j\bar{V}_j \frac{b_s}{2} \right]\right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= V_j^2 G_{ij} - V_i V_j G_{ij} \cos \delta_{ij} \\ &\quad + V_i V_j B_{ij} \sin \delta_{ij} \end{aligned} \quad (4)$$

De esta manera las pérdidas de potencia activa en una línea de transmisión se definen como:

$$\begin{aligned} P_{loss} &= P_{ij} + P_{ji} \\ &= G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \end{aligned} \quad (5)$$

La ecuación (5) se puede extender a cualquier número de líneas de transmisión de la siguiente manera.

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{N_L} G_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \quad (6)$$

La ecuación (6) representa la ecuación general de pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión. Esta ecuación es utilizada como función objetivo principal en este estudio.

2.1.2 Función objetivo de costos de generación

Los diferentes generadores térmicos del SEP mantienen costos de operación asociados a los combustibles para su respectivo funcionamiento, los cuales se representan en la curva de costo propia de cada central termoeléctrica. Los costos de los diferentes generadores se pueden modelar mediante una función cuadrática [44], [45].

$$Costo = \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (7)$$

2.1.3 Restricciones del DOPR

Para encontrar una solución óptima, es importante delimitar el problema

mediante restricciones de igualdad correspondientes al balance de potencia activa y reactiva, así como también restricciones de desigualdad correspondientes a los límites operativos de potencia activa y reactiva que entregan los diferentes generadores, límites de magnitud de voltaje, ángulo de voltaje, bancos de capacitores en derivación y cargabilidad de las líneas de transmisión.

Restricciones de balance de potencia:

La generación y demanda de potencia activa y reactiva en cada barra del sistema eléctrico debe mantener un balance de potencia, por lo que las ecuaciones (8) y (9) permiten restringir el balance de potencia activa y reactiva respectivamente.

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}] \quad (8)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}] \quad (9)$$

Límites de generación de potencia activa:

Los generadores que se encuentran en funcionamiento pueden producir potencia activa por encima de un límite inferior y por debajo de un límite superior. La ecuación (10) representa los límites de generación de potencia activa.

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (10)$$

Límites de generación de potencia reactiva:

De manera similar a los límites de generación de potencia activa, la potencia reactiva se genera entre

intervalos mínimos y máximos de acuerdo con la ecuación (11).

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max} \quad (11)$$

Límites de voltaje en las barras: Debido a que las variaciones en la magnitud del voltaje producen pérdida de estabilidad, la ecuación (12) permite establecer el voltaje entre valores nominales de operación.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (12)$$

Límites de ángulo de voltaje en las barras:

Mediante la ecuación (13) se establecen límites en los ángulos de voltaje, puesto que la ecuación de pérdidas de potencia activa está en función de la magnitud y ángulo de voltaje.

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \quad (13)$$

Límites de compensadores VAR en derivación:

La ecuación (14) delimita la salida de potencia reactiva de los bancos de capacitores que son elementos de compensación que permiten mejorar los niveles de voltaje.

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad (14)$$

Límites de cargabilidad de las líneas de transmisión:

Una línea de transmisión tiene una cargabilidad que muestra la capacidad de potencia que puede ser transmitida por la línea bajo condiciones de operación permisibles [46]. La ecuación (15) establece este límite.

$$S_{Li} \leq S_{Li}^{max} \quad (15)$$

3 Programación matemática multiobjetivo

La programación matemática multiobjetivo considera más de una función objetivo, y generalmente en su resolución no se encuentra una única solución óptima que de manera simultánea satisfaga todas las funciones objetivo a sus mínimos valores en el caso de un problema de minimización. Es así que un tomador de decisión ayuda en la búsqueda de una solución óptima dentro de un conjunto de soluciones llamado conjunto de soluciones Pareto que muestran las diferentes soluciones factibles [47]. Para generar el conjunto de soluciones Pareto se usa el método ε -constraint y para la selección de la mejor solución se hace uso del método de satisfacción difusa. Ambos métodos se exponen a continuación.

3.1 Método ε -constraint

El método ε -constraint es considerado como uno de los métodos clásicos para la resolución de problemas de optimización multiobjetivo, y básicamente consiste en convertir el problema de optimización multiobjetivo en una optimización de un único objetivo, manteniendo como restricciones las demás funciones objetivo. De esta manera un problema multiobjetivo que considera p objetivos matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera [31], [48], [49]

$$\begin{aligned} \text{minimizar } & \mathbf{F}(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ & = [F_1(x_1, x_2, \dots, x_n), \\ & \quad F_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, \\ & \quad F_p(x_1, x_2, \dots, x_n)] \end{aligned} \quad (16)$$

$$\text{sujeto a: } (x_1, x_2, \dots, x_n) \in \mathbf{F}_d \quad (17)$$

Donde \mathbf{F} representa el conjunto de los p objetivos a ser optimizados, mientras que \mathbf{F}_d es el conjunto de restricciones a las cuales están sujetas cada una de las variables del problema de optimización. Su correspondiente problema restringido para un problema de minimización se expresa como:

$$\text{minimizar } F_h(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (18)$$

$$\text{sujeto a: } (x_1, x_2, \dots, x_n) \in \mathbf{F}_d \quad (19)$$

$$\begin{aligned} & F_k(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq e_k \\ & k = 1, 2, \dots, h-1, h+1, \dots, p \end{aligned} \quad (20)$$

Donde F_h es el objetivo prioritario respecto a los demás objetivos, F_k representa el resto de las funciones objetivo escritas como restricciones adicionales al problema y e_k es el valor que restringe los objetivos F_k .

Para implementar el método ε -constraint en primer lugar, se resuelven los p problemas de optimización de manera individual, ya sea minimizando o maximizando la función objetivo con el fin de obtener la solución óptima para cada uno de los p objetivos, y a dicha solución que minimiza o maximiza el objetivo k se denota como $\mathbf{x}^k = (x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$. Luego en cada una de las p soluciones óptimas se debe evaluar el valor de cada objetivo como $F_1(\mathbf{x}^k)$, $F_2(\mathbf{x}^k)$, \dots , $F_p(\mathbf{x}^k)$, $k = 1, 2, \dots, p$. De esta manera se generan p valores para cada uno de los p objetivos. Los p valores de cada uno de los p objetivos se ordenan en una tabla, llamada tabla Payoff donde las columnas corresponden a los diferentes objetivos, mientras que las filas corresponden a $\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2, \dots, \mathbf{x}^p$ como se muestra en la tabla 2. Para terminar de construir la tabla Payoff el máximo valor de la tabla se denota como $\max(F_k)$,

mientras que el mínimo valor se denota como $\min(F_k)$.

Tabla 2. Tabla Payoff para un problema con p objetivos

	$F_1(x^k)$	$F_2(x^k)$...	$F_p(x^k)$
x^1	$F_1(x^1)$	$F_2(x^1)$...	$F_p(x^1)$
x^2	$F_1(x^2)$	$F_2(x^2)$...	$F_p(x^2)$
\vdots	\vdots	\vdots	\ddots	\vdots
x^p	$F_1(x^p)$	$F_2(x^p)$		$F_p(x^p)$

Como paso siguiente se procede a convertir el problema de optimización multiobjetivo representado en las ecuaciones (16) y (17) en un problema de un único objetivo como se muestra en las ecuaciones (18)-(20), teniendo en cuenta la prioridad de las funciones objetivo y seleccionando una de ellas como la función objetivo principal, mientras el resto de las funciones objetivo se añaden a las demás restricciones del problema. Exceptuando la función objetivo principal, si el objetivo es minimizar o maximizar las funciones objetivo se tiene que $F_k \leq e_k$ y $F_k \geq e_k$, respectivamente. El $\max(F_k)$ y el $\min(F_k)$ de la tabla Payoff mencionado anteriormente representan un rango para asignar una serie de valores diferentes a e_k como se muestra en la ecuación (21).

$$\min(F_k) \leq F_k \leq \max(F_k) \quad (21)$$

Las ecuaciones (22) y (23) permiten generar una serie de valores diferentes para e_k , minimizando o maximizando la función objetivo respectivamente.

$$e_{k,i} = \max(F_k) - \left(\frac{\max(F_k) - \min(F_k)}{q_k} \right) * i, \quad (22)$$

$$i = 0, 1, \dots, q_k$$

$$e_{k,i} = \min(F_k) + \left(\frac{\max(F_k) - \min(F_k)}{q_k} \right) * i, \quad (23)$$

$$i = 0, 1, \dots, q_k$$

Donde q_k representa el número de soluciones establecidas. Al asignar una serie de valores a e_k comprendidos entre los límites de la ecuación (21) se van obteniendo una serie de soluciones óptimas las cuales forman el frente óptimo de Pareto.

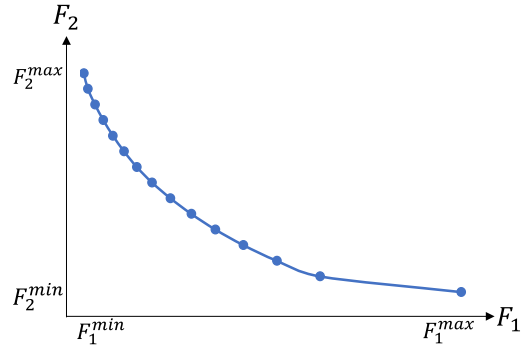


Figura 3. Frente óptimo de Pareto

En la figura 3 se puede observar la gráfica del frente óptimo de Pareto para un problema de optimización que considera dos objetivos, ahí cada punto de la gráfica pertenece al conjunto de soluciones Pareto. De la figura 3, se puede elegir una solución óptima que de manera simultánea satisfaga ambos objetivos. Uno de los métodos que permite elegir una solución óptima del conjunto de soluciones Pareto es el método de satisfacción difusa el cual se detalla a continuación.

3.2 Método de satisfacción difusa

Al obtener el frente óptimo de Pareto se obtiene un conjunto de soluciones óptimas, donde algunas de las soluciones favorecen en mayor grado a un objetivo y desfavorecen al otro objetivo. Por esta razón se utiliza el método de satisfacción

difusa [31], [50] el cual permite encontrar “la mejor solución compromiso” para optimizar de manera equitativa todas las funciones objetivo incluidas en el problema. El método consiste en definir una función de satisfacción lineal μ_i para cada solución del frente óptimo de Pareto. Las ecuaciones (24) y (25) definen las funciones de satisfacción lineal para el caso de una minimización y maximización respectivamente.

$$\mu_i = \begin{cases} 1 & F_i^n \leq \min(F_i) \\ \frac{\max(F_i) - F_i^n}{\max(F_i) - \min(F_i)} & \min(F_i) \leq F_i^n \leq \max(F_i) \\ 0 & F_i^n \geq \max(F_i) \end{cases} \quad (24)$$

$$\mu_i = \begin{cases} 1 & F_i^n \leq \min(F_i) \\ \frac{F_i^n - \min(F_i)}{\max(F_i) - \min(F_i)} & \min(F_i) \leq F_i^n \leq \max(F_i) \\ 0 & F_i^n \geq \max(F_i) \end{cases} \quad (25)$$

Las ecuaciones (24) y (25) varían únicamente entre los valores de 0 y 1 desde $i = 1, 2, \dots, n$ solución del frente óptimo de Pareto. Por último para realizar la toma de decisión final se busca maximizar la satisfacción mínima de todas las soluciones, o a su vez se trata de minimizar la insatisfacción máxima [50]. De esta manera la solución final se puede encontrar con la expresión (26).

$$SC = \max(\min(\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n)) \quad (26)$$

Donde SC es la mejor solución compromiso del problema, la cual satisface de manera simultánea cada una de las funciones objetivos consideradas en el problema de optimización multiobjetivo.

4 Formulación del problema

El presente trabajo de investigación propone realizar el DOPR formulando una optimización matemática multiobjetivo basado en programación no

lineal entera mixta (MINLP), la cual considera funciones no lineales y variables binarias. En el problema del DOPR las funciones objetivo y parte de las restricciones son del tipo no lineales, mientras que la variable binaria es utilizada para representar el elemento de compensación en derivación conectado en diferentes partes del SEP. Es así que las funciones objetivo a ser consideradas en el problema corresponden a las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión y a los costos de operación de los generadores. Ambas funciones objetivo se delimitan mediante un conjunto de restricciones, tales como el balance de potencia activa y reactiva, límites mínimos y máximos de: potencia activa y reactiva que entregan los generadores, magnitud y ángulo de voltaje, capacidad de los bancos de capacitores en derivación y cargabilidad de las líneas de transmisión. En cuanto a límites de magnitud de voltaje se considera un rango de 0.9 a 1.1 p.u., mientras que para los ángulos un rango de -0.6 a 0.6 rad. Estos límites son utilizados en estudios de optimización y garantizan que el sistema eléctrico opere en condiciones estables [14].

El modelo matemático de optimización multiobjetivo será implementado para dos sistemas eléctricos como son: el sistema eléctrico de prueba de 14 barras y 30 barras respectivamente. Respecto a la barra slack (barra de referencia), para cada uno de los sistemas empleados se considera un voltaje de 1.06 p.u y un ángulo de 0 rad. Por otro lado, para transformar los valores reales a p.u. o viceversa se utiliza una potencia base de 100 MVA y para indicar la ubicación de los bancos de capacitores en paralelo se utiliza una variable binaria X_i , la cual toma el valor de 0 cuando no se tiene bancos de capacitores y toma el valor de 1 en el caso de si tenerlos.

4.1 Modelo de programación matemática multiobjetivo a optimizar

El modelo de optimización multiobjetivo para realizar el DOPR considerando las restricciones de cargabilidad de líneas de transmisión escrito de manera compacta se detalla a continuación.

Funciones Objetivos:

$$F_1 = \min \sum_{k=1}^{N_L} G_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \quad (27)$$

$$F_2 = \min \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (28)$$

Sujeto a:

$$P_{Gi} - P_{Di} = \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}] \quad (29)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} + X_i Q_{Ci} = \sum_{i=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}] \quad (30)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (31)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (32)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (33)$$

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{\max} \quad (34)$$

$$Q_{Ci}^{\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} \quad (35)$$

$$S_{Li} \leq S_{Li}^{\max} \quad (36)$$

4.2 Procedimiento de resolución

Para la resolución al problema del DOPR se hace uso del Sistema de Modelado Algebraico General (GAMS, de sus siglas en inglés General Algebraic Modeling System), el cual permite plantear y resolver problemas de optimización lineales, no lineales, enteros mixtos, entre otros. La estructura básica para implementar un modelo de optimización en GAMS consta del ingreso de datos, estructura de las ecuaciones y la salida de resultados [50]. Teniendo en cuenta la estructura que maneja el software GAMS se procedió a resolver el problema del DOPR ingresando los datos de generadores, cargas, líneas de transmisión, bancos de capacitores, así como también las variables de: objetivos, potencia activa y reactiva, magnitud y ángulo de voltaje y pérdidas. Posteriormente se definieron las ecuaciones del modelo, referente a las funciones objetivo y restricciones que permiten delimitar el problema para encontrar una solución óptima. Como siguiente paso se procedió a resolver el problema minimizando primero la función objetivo F_1 , después minimizando la función objetivo F_2 . Al optimizar F_1 y F_2 por separado se obtiene los valores óptimos y desfavorables para cada objetivo, los cuales permiten establecer un límite para restringir F_2 . Con F_2 restringido se vuelve a optimizar F_1 para formar el frente óptimo de Pareto. Finalmente utilizando el método de satisfacción difusa se selecciona una única solución compromiso que satisface simultáneamente las funciones objetivo F_1 y F_2 respectivamente. A continuación, en la tabla 3 se detalla el algoritmo de optimización utilizado para resolver el problema del DOPR.

Tabla 3. Algoritmo para el despacho óptimo de potencia reactiva basado en programación no lineal entera mixta.

Algoritmo solución del DOPR	
Paso 1	Inicio
Paso 2	Ingreso de datos Generadores, banco de capacitores, cargas y líneas de transmisión.
Paso 3	Definición de variables, funciones objetivos y restricciones. $F_1, F_2, P_{ij}, Q_{ij}, loss, P_g, Q_g, Q_c, V, \delta$ Variable binaria x
Paso 4	Definición del modelo matemático como DOPR
Paso 5	Optimizar DOPR minimizando F_1 $R_{F1} =$ Minimizar F_1 usando MINLP $min(F_1) = R_{F1}$ $max(F_2) = R_{F2}$
Paso 6	Optimizar DOPR minimizando F_2 $R_{F2} =$ Minimizar F_2 usando MINLP $min(F_2) = R_{F2}$ $max(F_1) = R_{F1}$
Paso 7	Determinación de q soluciones a encontrar for $i = 1:q_2$ $e_{2,i} =$ $max(F_2) - \left(\frac{max(F_2) - min(F_2)}{q_2} \right) * i$ $F_2 \leq e_{2,i}$ Optimizar DOPR minimizando F_1 usando MINLP end for
Paso 8	Visualizar resultados $F_1, F_2, e_{2,i}$
Paso 9	Determinación de la solución compromiso $\mu_i = \frac{max(F_i) - F_i^n}{max(F_i) - min(F_i)}$ $R = min(\mu_i)$ $SC = max(R)$
Paso 10	Visualizar resultados SC
Paso 11	Fin

4.3 Casos de estudio

Las diferentes simulaciones para los análisis de resultados se realizan sobre los sistemas eléctricos de prueba del IEEE de 14 y 30 barras respectivamente. Para cada sistema se tiene 4 casos de estudio como se muestra a continuación:

Caso 1: Flujo óptimo de potencia - AC

Caso 2: Minimización de pérdidas de potencia activa.

Caso 3: Minimización de costos de generación.

Caso 4: Optimización multiobjetivo minimizando pérdidas de potencia activa y costos de generación.

Para el caso 1 la simulación del FOP-AC no considera los bancos de capacitores, por ende, el problema planteado en GAMS se resuelve mediante programación no lineal usando el solver "CONOPT". La función objetivo que considera el FOP-AC corresponde a los costos de generación que se representa en la ecuación (7). Es así que los casos 1 y 3 son semejantes, la única diferencia radica en que, el caso 3 considera los bancos de capacitores conectados a las diferentes barras del SEP. El FOP-AC que se simula en el caso 1 permite tener un estudio base para determinar el estado operativo en que se encuentra cada sistema. Los diferentes resultados obtenidos en GAMS para los casos 1, 2 y 3 son verificados mediante la simulación en Digsilent y mostrados en tablas. Los resultados obtenidos en Digsilent únicamente permiten validar el algoritmo implementado en GAMS, por lo que específicamente se analizan los resultados obtenidos en GAMS que es objetivo de este estudio, siendo así que las gráficas mostradas son de los resultados obtenidos en GAMS. Para el caso 4 únicamente se muestra los resultados de GAMS debido a que Digsilent no permite minimizar dos funciones objetivo de manera simultánea.

5 Análisis de resultados

Para las simulaciones de los diferentes casos de estudio se empleó un ordenador HP Intel(R) Pentium(R) CPU N3540 @ 2.1 GHz 2.16 GHz, que cuenta con una memoria RAM de 8,00 GB y un sistema operativo de 64 bits. Respecto al software de optimización que se usó fue GAMS

versión 27.3.0 donde se seleccionó el solver “BONMIN” que permite resolver problemas de programación no lineal entera mixta, mientras que la simulación se la realizó en el software Power Factory Digsilent versión 15.1.7.

5.1 Modelo de prueba del IEEE de 14 barras

El sistema de prueba del IEEE de 14 barras está formado por un total de 5 generadores, que se conectan a las barras 1, 2, 3, 6 y 8 respectivamente. A su vez cuenta con un total de 20 ramales de los cuales 15 corresponden a las líneas de transmisión, mientras que los 5 restantes corresponden a los transformadores. Además, se cuenta con 2 bancos de capacitores en derivación conectados a las barras 9 y 14 donde la capacidad de cada uno de los bancos capacitores fueron tomados de la referencia [51], y corresponden a una capacidad de 0.3 p.u. La figura 4 muestra el diagrama unifilar del modelo de prueba, donde los datos técnicos y económicos fueron tomados de la referencia [52] y adjuntos en el anexo 1 de este documento.

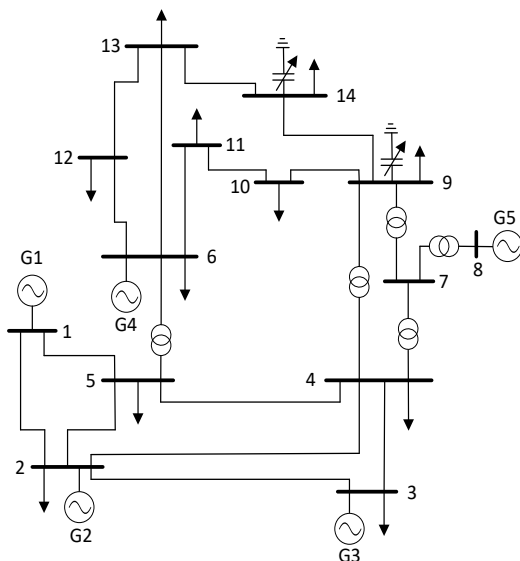


Figura 4. Sistema eléctrico de 14 barras.

5.1.1 Optimización Multiobjetivo

En la tabla 4 se presentan los resultados obtenidos al realizarse la optimización multiobjetivo. Como se puede apreciar en la mencionada tabla, se han seleccionado un total de 15 soluciones para formar el Frente óptimo de Pareto que se muestra en la figura 5. De la tabla 4 se puede observar que la columna 4 representa los distintos valores de restricción que son tomados en cada solución y que corresponden al valor de la función objetivo F_2 . Las columnas 5 y 6 representan los valores de las funciones de satisfacción lineal, las cuales varían entre 0 y 1 como se definió anteriormente. En la solución c1 se tiene que el valor de la función de satisfacción lineal para el objetivo F_1 tiene un valor de 0, mientras que para la función objetivo F_2 su valor es 1. De manera inversa sucede en la solución c15, de ahí que los valores intermedios de las columnas 5 y 6 mientras él un valor aumenta el otro valor disminuye respectivamente.

La columna 6 representa el mínimo valor de la función de satisfacción lineal para cada solución, donde se encontró que el máximo resultado de la columna 6 es 0.651 correspondiente a la solución c5, que llega a ser la mejor solución y que se muestra resaltada. En la figura 5 se puede observar que cuando se minimiza las pérdidas de potencia activa se obtienen los mayores costos de generación, mientras que cuando se minimiza los costos de generación se obtienen las mayores pérdidas. El único punto que optimiza de manera equitativa ambas funciones objetivo para minimizar tanto pérdidas como costos corresponde a la solución c5 que se muestra señalada en la figura 5 como la óptima solución, donde se obtienen unas pérdidas de potencia activa totales de 2.399 MW y unos costos de generación totales de 3468.770 \$/h.

Tabla 4. Resultados para la formación del Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 14 barras

Solución	F_1 [MW]	F_2 [\$/h]	e	μ_{F1}	μ_{F2}	$\min(\mu_{F1}, \mu_{F2})$
c1	4.752	3417.557	3417.557	0.000	1.000	0.000
c2	3.401	3430.360	3430.360	0.374	0.929	0.374
c3	2.988	3443.164	3443.164	0.488	0.857	0.488
c4	2.668	3455.967	3455.967	0.577	0.786	0.577
c5	2.399	3468.770	3468.770	0.651	0.714	0.651
c6	2.169	3481.573	3481.573	0.715	0.643	0.643
c7	1.969	3494.377	3494.377	0.770	0.571	0.571
c8	1.794	3507.180	3507.180	0.819	0.500	0.500
c9	1.647	3519.983	3519.983	0.860	0.429	0.429
c10	1.525	3532.786	3532.786	0.893	0.357	0.357
c11	1.419	3545.590	3545.590	0.923	0.286	0.286
c12	1.327	3558.393	3558.393	0.948	0.214	0.214
c13	1.247	3571.196	3571.196	0.970	0.143	0.143
c14	1.179	3584.000	3584.000	0.989	0.071	0.071
c15	1.140	3596.801	3596.801	1.000	0.000	0.000

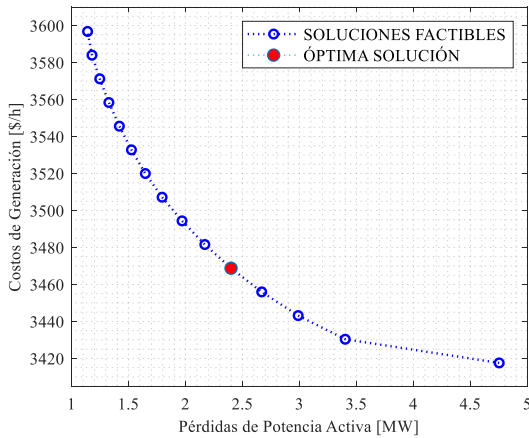


Figura 5. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 14 barras

5.1.2 Perfiles de voltaje

En la tabla 5 se muestran los resultados de los perfiles de voltaje, donde realizando el análisis para cada caso los valores obtenidos en GAMS son iguales o muy similares a los valores obtenidos mediante la simulación en Digsilent. Por otro lado, en la figura 6 se muestra el comportamiento de los perfiles de voltaje para los cuatro casos, donde se puede

notar que los casos 1 y 3 que consideran la misma función objetivo tienen un comportamiento de los perfiles de voltaje diferente, producto de los bancos de capacitores conectados a las barras 9 y 14. Es así que, su perfil de voltaje en el caso 3 se ve mejorado presentando menores variaciones respecto del caso 1. De acuerdo con la figura 6 para el caso 1 se tiene un perfil de voltaje alto en la barra 8 con una magnitud de 1.07 p.u., por encima del 1 p.u. que es lo ideal, sin embargo, al realizarse las diferentes optimizaciones vemos como este voltaje se acerca al 1 p.u. presentando menores variaciones con respecto a los demás perfiles de voltaje. Para el caso 2 en la mayoría de las barras se tiene un incremento de los perfiles de voltaje con respecto a los otros casos, debido a que al minimizar las pérdidas de potencia activa la corriente disminuye y por ende el voltaje aumenta. Respecto al caso 4 la respuesta de los perfiles de voltaje se encuentran dentro los casos 2 y 3, producto de minimizar las pérdidas de potencia activa y costos de generación.

Tabla 5. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 14 barras

N. Barra	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS
1	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2	1.04	1.04	1.05	1.05	1.04	1.04	1.05
3	1.03	1.03	1.05	1.05	1.03	1.03	1.04
4	1.03	1.03	1.05	1.05	1.03	1.03	1.04
5	1.03	1.03	1.05	1.05	1.03	1.03	1.04
6	1.02	1.02	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04
7	1.03	1.03	1.04	1.04	1.03	1.03	1.03
8	1.07	1.07	1.02	1.04	1.02	1.02	1.02
9	1.01	1.00	1.04	1.04	1.03	1.03	1.04
10	1.00	1.00	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03
11	1.01	1.01	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03
12	1.01	1.01	1.04	1.02	1.03	1.03	1.03
13	1.00	1.00	1.04	1.02	1.03	1.02	1.03
14	0.99	0.98	1.03	1.02	1.02	1.02	1.03

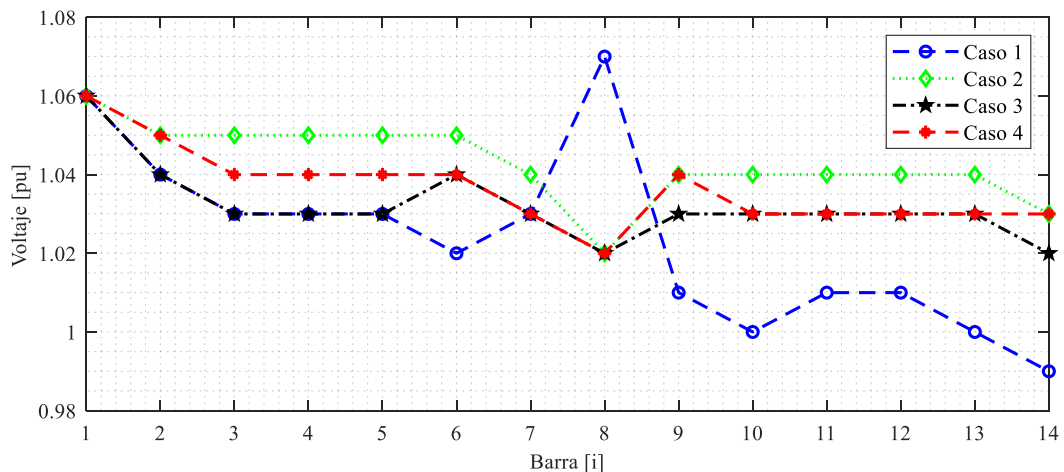


Figura 6. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 14 barras

5.1.3 Potencia activa y reactiva generada

En las tablas 6 y 7 se presentan los resultados de potencia activa y reactiva generada y compensada respectivamente. Los valores de potencia activa totales que se muestran en la tabla 6 para los 4 casos son muy semejantes, sin embargo, en el despacho de generación individual el mismo generador despacha diferente potencia activa según sea el caso. Es así que analizando el generador 1 para el caso 1 se tiene que el generador despacha 142.96 MW, mientras que en el caso 2 el mismo generador despacha un 34.97% de

la potencia despachada en el caso 1. El caso 3 es muy semejante al caso 1 puesto que los elementos de compensación reactiva considerados en el caso 3 no afectan de manera directa en los despachos de potencia activa. Respecto al caso 4 el generador 1 despacha un 65.12 % de la potencia despachada en los casos 1 y 3. En la figura 7 se puede ver que el despacho de todos los generadores para los casos 1 y 3 se mantienen entregando la misma potencia, siendo el generador 1 el que mayor potencia despacha. Al minimizarse las pérdidas en el caso 2 se observa que el generador 3 es el que mayor potencia despacha. Para el caso 4

se tiene que los generadores 1 y 3 despachan la mayor cantidad de potencia. Por otro lado, en la tabla 7 la potencia reactiva total del caso 1 con respecto a los demás casos tiene una ligera variación, producto de la inserción de los bancos de capacitores. En la figura 8 se puede observar que el generador 1 no produce potencia reactiva y que esta es suministrada por el resto de los generadores. De acuerdo con la figura 8 el generador 5 para el caso 1 entrega la mayor cantidad de potencia reactiva respecto a los demás generadores del SEP. Al introducirse los elementos de compensación en el caso 3 esta potencia suministrada por el generador 5 se ve reducida ayudando a equilibrar la potencia reactiva en los demás generadores, logrando una reducción de 1.48 Mvar respecto del caso 1. Para el caso 2 donde también se incluyen los bancos de capacitores y además se

minimizan pérdidas de potencia activa se tiene un mejor despacho de la potencia reactiva, logrando reducir 12.3 Mvar respecto del caso 1. En el caso 4 al optimizarse los despachos de potencia reactiva junto con los costos de generación se logra una reducción de 9.44 Mvar respecto del caso 1 y una reducción de 7.96 Mvar respecto del caso 3. En cuanto a la potencia reactiva que entrega el banco capacitor 1 conectado a la barra 9 de acuerdo con la figura 9 es el mismo para todos los casos. El capacitor 2 conectado a la barra 14 en cambio tiene una pequeña variación de un caso respecto de otro, pero que dicha variación no es representativa.

Comparando los casos 1, 2, 3 y 4 se tiene que el mejor escenario para realizarse un despacho óptimo de reactivos se da en el caso 2, cuando se hace mayor énfasis en reducir las pérdidas.

Tabla 6. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 14 barras

Elemento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS
G1	142.96	142.42	50.00	50.47	142.96	142.42	93.10
G2	20.00	20.01	20.00	20.97	20.00	20.01	20.00
G3	60.95	61.44	96.98	83.71	60.86	61.35	92.90
G4	20.00	20.01	43.16	31.52	20.00	20.01	20.00
G5	20.00	20.01	50.00	73.34	20.00	20.01	35.40
Total	263.91	263.88	260.14	260.01	263.83	263.80	261.40

Tabla 7. Potencia reactiva generada y compensada del sistema eléctrico de 14 barras

Elemento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	Q [Mvar]	Q [Mvar]	Q [Mvar]	Q [Mvar]	Q [Mvar]	Q [Mvar]	Q [Mvar]
	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS
G1	0.00	0.30	0.00	2.65	0.00	0.29	0.00
G2	7.22	7.31	-4.66	-2.73	0.82	0.67	-2.90
G3	19.50	19.57	15.45	16.10	17.46	17.36	15.80
G4	19.83	19.47	15.82	11.83	19.59	18.58	17.20
G5	24.00	23.74	-6.00	7.78	-6.00	-2.11	-6.00
C1	----	----	30.00	20.31	30.00	26.82	30.00
C2	----	----	7.00	7.86	7.20	7.18	7.00
Total	70.54	70.39	57.61	63.81	69.06	68.80	61.10

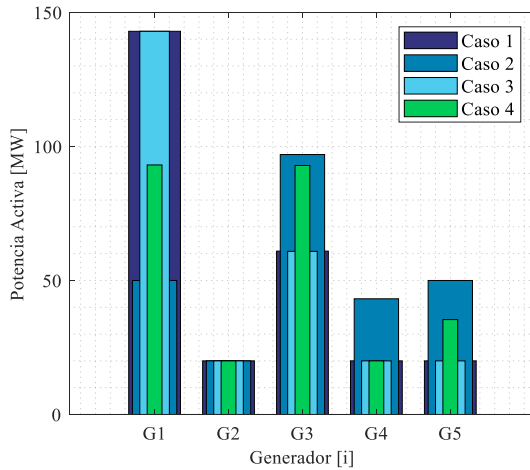


Figura 7. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 14 barras

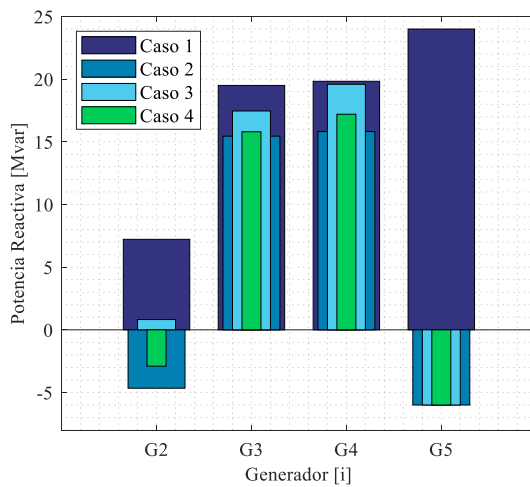


Figura 8. Potencia reactiva generada del sistema eléctrico de 14 barras

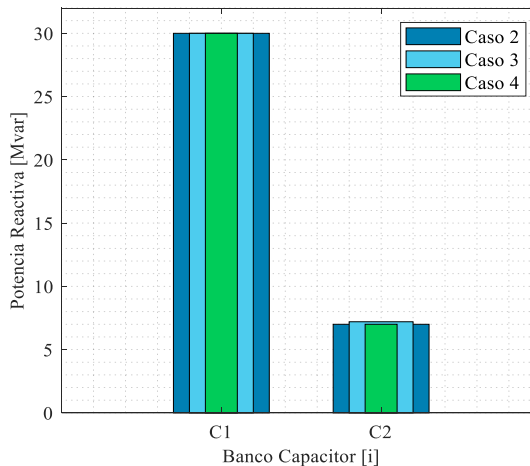


Figura 9. Potencia reactiva de bancos de capacitores del sistema de 14 barras

5.1.4 Pérdidas de potencia activa

En la tabla 8 se detallan las pérdidas de potencia activa que se presentan en las diferentes líneas de transmisión. Comparando las pérdidas totales obtenidas en GAMS con las simuladas en Digsilent para los casos 1, 2 y 3 se tienen errores del 0.36%, 7.21% y 0.46 % respectivamente.

Para los casos 1 y 3 es donde se presentan las mayores pérdidas de potencia activa con un total de 4.8621 MW y 4.8189 MW respectivamente. Para el caso 2 se tienen las menores pérdidas con un total de 1.0852 MW. Para el caso 4 tenemos unas pérdidas totales de 2.2794 MW, que a pesar de no alcanzar el valor del caso 2, tampoco tenemos las mayores pérdidas como en el caso 1 y 3. Este valor de pérdidas de 2.2794 MW obtenido mediante la suma individual de cada línea, difiere en un 4.99 % del valor obtenido de manera directa en la optimización multiobjetivo, puesto que al cuantificar las pérdidas individuales, ciertas líneas presentan valores de pérdidas muy pequeños que se van perdiendo al reducir la cantidad de cifras decimales.

En la figura 10 se puede apreciar que las mayores pérdidas para los casos 1 y 3 se presenta en la línea 1-2. Seguidamente las líneas que también presentan unas mayores pérdidas para los casos 1 y 3 con respecto a las demás líneas son las líneas 1-5, 2-3, 2-4 y 2-5. Para el caso 4 se van teniendo unas pérdidas promedio entre los valores mínimos del caso 2 y máximos del los casos 1 y 3. Además se puede ver que las pérdidas en las líneas 9-10, 10-11 y 12-13 son muy reducidas, pero no nulas como se aprecia en la expansión gráfica de la figura 10.

Tabla 8. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 14 barras

Línea	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS
1-2	1.6000	1.5861	0.2000	0.2030	1.6000	1.5824	0.6000
1-5	1.1000	1.0528	0.1000	0.1367	1.1000	1.0529	0.5000
2-3	0.5000	0.4552	0.0139	0.0512	0.5000	0.4539	0.0708
2-4	0.6000	0.6356	0.1000	0.0811	0.6000	0.6412	0.3000
2-5	0.3000	0.3443	0.0591	0.0468	0.3000	0.3467	0.2000
3-4	0.0033	0.0034	0.0441	0.0001	0.0008	0.0005	0.0812
4-5	0.2000	0.1842	0.0389	0.0198	0.2000	0.1891	0.0687
6-11	0.0717	0.0713	0.0606	0.0138	0.0548	0.0541	0.0288
6-12	0.0806	0.0807	0.0702	0.0615	0.0706	0.0706	0.0655
6-13	0.2000	0.2417	0.2000	0.1606	0.2000	0.2069	0.2000
9-10	0.0113	0.0114	0.0165	0.0345	0.0168	0.0174	0.0247
9-14	0.1000	0.1181	0.0943	0.1763	0.1000	0.1052	0.1000
10-11	0.0188	0.0186	0.0165	0.0002	0.0128	0.0126	0.0026
12-13	0.0077	0.0077	0.0052	0.0019	0.0048	0.0048	0.0031
13-14	0.0686	0.0683	0.0660	0.0194	0.0583	0.0586	0.0341
Pérdidas Totales	4.8621	4.8794	1.0852	1.0070	4.8189	4.7968	2.2794

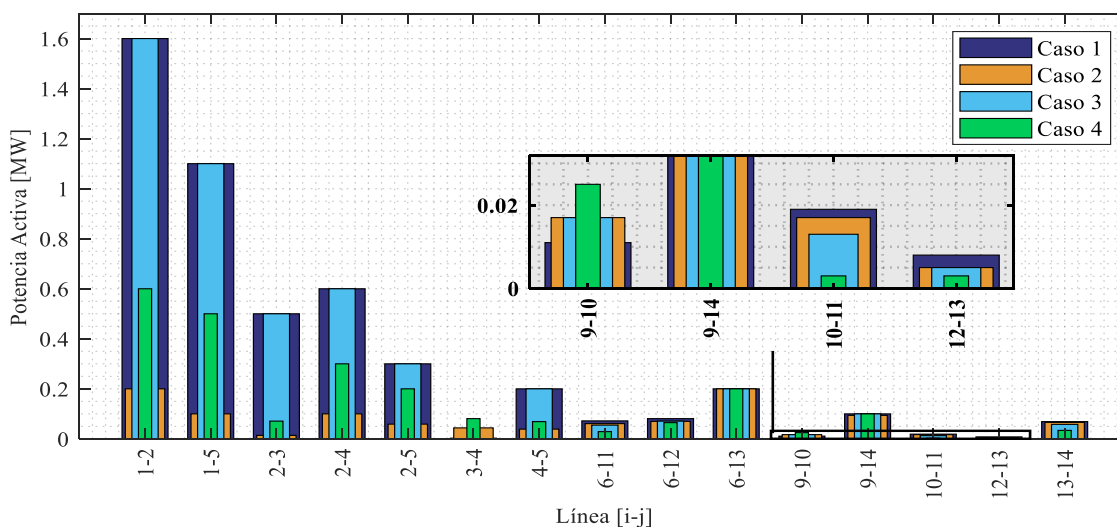


Figura 10. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 14 barras

5.1.5 Costos de generación

La tabla 9 muestra los costos de generación, donde al comparar los datos de GAMS y Digsilent para los casos 1, 2 y 3 se tienen errores del 0.002 %, 0.320% y 0.001% respectivamente.

En los casos 1 y 3 se tienen los menores costos totales, mientras que para el caso 2 se tiene los mayores costos totales. La diferencia de costos totales del caso 2 respecto del caso 3 es de 181.69 \$/h, lo que representa un incremento de costos

considerable en la operación diaria del SEP. En cambio, para el caso 4 con respecto al caso 3 la diferencia de los costos totales es de 53.72 \$/h, llegando así a obtener una reducción considerable de costos totales respecto a los 181.69 \$/h que se habían obtenido comparando los casos 2 y 3. El caso 4 sin embargo, no solamente reduce los costos de generación si no también las pérdidas de potencia activa. Otro aspecto importante que se puede destacar del costo total del

caso 4 obtenido mediante la cuantificación individual de cada generador es que su valor presenta un error del 0.001 % en comparación con el costo total obtenido de manera directa del frente óptimo de Pareto. En este caso el

error es muy pequeño debido a que los valores de costos no son extremadamente bajos en comparación con los valores obtenidos en las pérdidas de potencia activa.

Tabla 9. Costos de generación del sistema eléctrico de 14 barras

Elemento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS
G1	1383.76	1378.94	607.50	611.15	1383.82	1378.94	952.37
G2	403.80	403.89	403.80	413.86	403.80	403.89	403.80
G3	771.54	776.17	1128.95	994.56	770.68	775.38	1087.32
G4	423.60	423.66	691.55	555.65	423.60	423.66	423.60
G5	433.20	433.28	765.00	1033.09	433.20	433.28	601.73
Costos Totales	3415.89	3415.95	3596.79	3608.31	3415.10	3415.15	3468.82

5.2 Modelo de prueba del IEEE de 30 barras

El sistema de prueba del IEEE de 30 barras está formado por un total de 6 generadores que se conectan a las barras 1, 2, 5, 8, 11 y 13 respectivamente. Además, cuenta con un total de 41 ramales de los cuales 34 son líneas de transmisión, mientras que los 7 restantes corresponden a los transformadores. A su

vez existen dos bancos de capacitores en derivación conectados a las barras 10 y 24, donde se considera una capacidad de 0.3 p.u. al igual que en el sistema de 14 barras. La figura 11 muestra el diagrama unifilar del modelo de prueba del IEEE de 30 barras [53], donde los datos técnicos y económicos fueron tomados del Apéndice A del IEEE, (Datos para el sistema de prueba del IEEE de 30 barras) [54] y adjuntos en el anexo 2 de este documento.

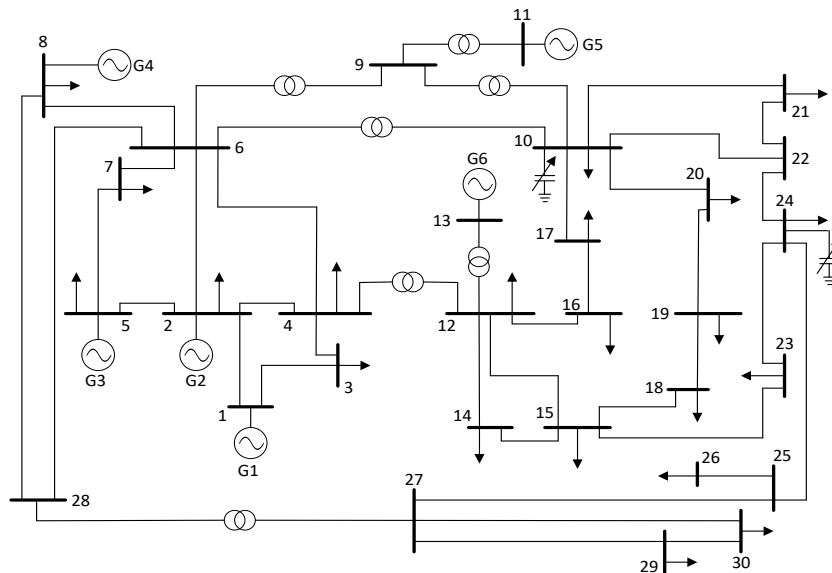


Figura 11. Sistema eléctrico de 30 barras.

5.2.1 Optimización Multiobjetivo

En la tabla 10 se tiene los resultados de la optimización multiobjetivo para el sistema de 30 barras que conforman el frente óptimo de Pareto, donde al maximizar la satisfacción mínima de todas las soluciones se obtuvo un valor de 0.709 correspondiente a la solución c5.

En la figura 12 se muestra el frente óptimo de Pareto donde se puede observar que la óptima solución satisface de manera equitativa ambas funciones objetivo, teniendo como resultados pérdidas totales de 4.964 MW y costos totales de generación de 849.266 \$/h. De acuerdo con las figuras 5 y 12 del Frente óptimo de Pareto para el caso del sistema de 14 y 30 barras respectivamente, el operador central del sistema puede seleccionar alguna otra solución factible que haga mayor énfasis, ya sea en la reducción de las pérdidas o costos. Es así que si se

selecciona la solución c6 se tendría unas pérdidas de 4.629 MW, lo que reduciría 0.335 MW respecto de la solución c5, pero incrementaría el costo en 11.856 \$/h. Por otro lado, si se selecciona la solución c4 se reduciría el costo a un valor de 11.856 \$/h, pero el valor de las pérdidas aumentaría en 0.425 MW.

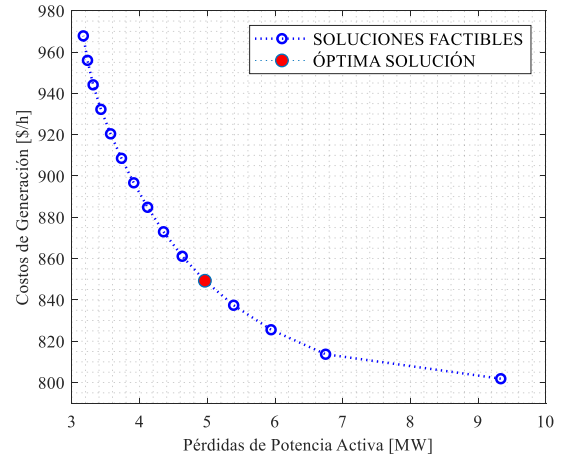


Figura 12. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 30 barras

Tabla 10. Frente óptimo de Pareto del sistema eléctrico de 30 barras

Solución	F_1 [MW]	F_2 [\$/h]	e	μ_{F1}	μ_{F2}	$\min(\mu_{F1}, \mu_{F2})$
c1	9.335	801.842	801.842	0.000	1.000	0.000
c2	6.747	813.698	813.698	0.420	0.929	0.420
c3	5.942	825.554	825.554	0.550	0.857	0.550
c4	5.389	837.410	837.410	0.640	0.786	0.640
c5	4.964	849.266	849.266	0.709	0.714	0.709
c6	4.629	861.122	861.122	0.763	0.643	0.643
c7	4.353	872.978	872.978	0.808	0.571	0.571
c8	4.118	884.834	884.834	0.846	0.500	0.500
c9	3.913	896.690	896.690	0.879	0.429	0.429
c10	3.732	908.546	908.546	0.909	0.357	0.357
c11	3.571	920.401	920.401	0.935	0.286	0.286
c12	3.428	932.257	932.257	0.958	0.214	0.214
c13	3.313	944.113	944.113	0.976	0.143	0.143
c14	3.230	955.969	955.969	0.990	0.071	0.071
c15	3.168	967.825	967.825	1.000	0.000	0.000

5.2.2 Perfiles de voltaje

En la tabla 11 se muestran los perfiles de voltaje, donde en cada caso los valores obtenidos en GAMS son iguales o similares a los perfiles de voltajes

simulados en Digsilent. Analizando los resultados de GAMS, en la figura 13, para el caso 1 se presenta un voltaje con una magnitud de 1.1 p.u. en la barra 11, que es el límite máximo que se definió en las

restricciones de voltaje, por lo que, si se produjera un aumento de voltaje en esta barra, el sistema podría perder estabilidad. A su vez la figura 13 para el mismo caso también muestra que existen voltajes por debajo del 1 p.u. siendo los más pronunciados los voltajes de las barras 26, 29 y 30 con valores de 0.97, 0.98 y 0.97 p.u. respectivamente. Para el caso 2 se tiene que el perfil de voltaje para todas las barras se ven en aumento en comparación con los casos 1, 3 y 4, presentándose el valor más elevado en la barra 13 con un valor de 1.09 p.u. El caso 2 aumenta sus perfiles de voltaje en comparación con los otros casos puesto que se minimizan las pérdidas y se

incluyen los elementos de compensación. Respecto al caso 3 que considera la misma función objetivo del caso 1, sus perfiles de voltaje también se ven mejorados respecto del caso 1, por el mismo hecho de compensación que realizan los bancos de capacitores. Finalmente, en el caso 4 los perfiles de voltaje se mantienen dentro de los valores del caso 2 y 3, debido a que en este caso se realiza la optimización multiobjetivo. De acuerdo con la figura 13 el caso 1 al no mejorar alguna variable técnica y no considerar los bancos de capacitores los perfiles de voltaje presentan variaciones muy pronunciadas respecto a los demás casos, donde si se mejoran los parámetros técnicos.

Tabla 11. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 30 barras

N. Barra	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS
1	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
2	1.05	1.05	1.06	1.06	1.05	1.05	1.05
3	1.04	1.04	1.06	1.05	1.04	1.04	1.05
4	1.03	1.03	1.05	1.05	1.04	1.03	1.05
5	1.02	1.02	1.04	1.04	1.02	1.02	1.03
6	1.03	1.03	1.05	1.04	1.03	1.03	1.04
7	1.02	1.02	1.04	1.03	1.02	1.02	1.03
8	1.03	1.03	1.05	1.05	1.03	1.03	1.04
9	1.04	1.04	1.06	1.05	1.05	1.04	1.05
10	1.02	1.01	1.06	1.04	1.05	1.04	1.05
11	1.10	1.10	1.06	1.06	1.09	1.07	1.07
12	1.03	1.03	1.07	1.05	1.05	1.05	1.06
13	1.06	1.05	1.09	1.07	1.08	1.07	1.09
14	1.02	1.02	1.05	1.03	1.04	1.03	1.05
15	1.01	1.01	1.05	1.03	1.04	1.03	1.04
16	1.02	1.02	1.05	1.04	1.04	1.03	1.05
17	1.01	1.01	1.05	1.03	1.04	1.03	1.05
18	1.00	1.00	1.04	1.02	1.03	1.02	1.03
19	1.00	0.99	1.04	1.02	1.03	1.02	1.03
20	1.00	1.00	1.04	1.02	1.03	1.02	1.04
21	1.00	1.00	1.05	1.03	1.04	1.03	1.04
22	1.00	1.00	1.05	1.03	1.04	1.03	1.04
23	1.00	1.00	1.04	1.03	1.03	1.02	1.04
24	0.99	0.99	1.04	1.03	1.03	1.02	1.04
25	0.99	0.99	1.03	1.02	1.02	1.01	1.03
26	0.97	0.97	1.02	1.00	1.00	0.99	1.01
27	1.00	1.00	1.03	1.02	1.02	1.01	1.03
28	1.03	1.02	1.05	1.04	1.03	1.03	1.04
29	0.98	0.98	1.02	1.00	1.00	0.99	1.01
30	0.97	0.96	1.00	0.99	0.99	0.98	1.00

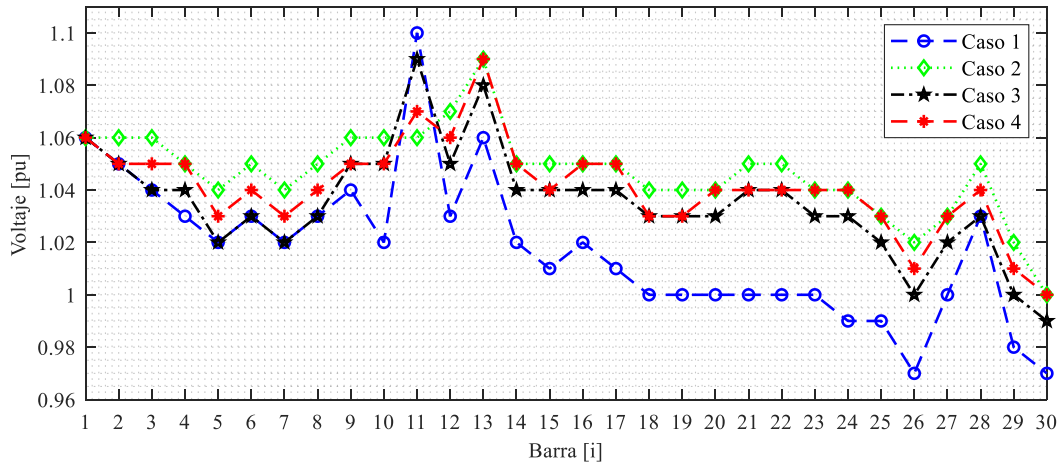


Figura 13. Perfiles de voltaje del sistema eléctrico de 30 barras

5.2.3 Potencia activa y reactiva generada

En las tablas 12 y 13 se muestran los resultados de potencia activa y reactiva generada y compensada respectivamente. Analizando la potencia total para el caso 1 en la tabla 12 el resultado obtenido mediante GAMS genera 2.1 MW menos que la potencia generada obtenida en Digsilent. El exceso de potencia activa generada en Digsilent es producto de una mayor cantidad de pérdidas totales de potencia activa que se presentan en las líneas de transmisión como se muestra en la tabla 14, y que efectivamente corresponde a 2.0537 MW más de pérdidas con respecto a las pérdidas obtenidas en GAMS, por lo que en este caso se muestra que el algoritmo implementado en GAMS nos brindó una mejor optimización en comparación con Digsilent. De manera similar en el caso 3 se genera 2.09 MW más en Digsilent, debido a que se produce 1.985 MW más de pérdidas con respecto a las pérdidas obtenidas en GAMS según la tabla 14. Respecto al caso 2 los resultados obtenidos en GAMS y Digsilent para la potencia activa generada presentan un error del 0.042%.

En la figura 14 se muestran los despachos de potencia activa, presentándose la misma generación de potencia para los casos 1 y 3, siendo el generador 1 el que mayor potencia activa suministra al sistema. Sin embargo, al realizarse la minimización de pérdidas en el caso 2, el generador 2 pasa a suministrar la mayor cantidad de potencia activa.

Para el caso 4 el generador 1 vuelve a suministrar la mayor cantidad de potencia, sin embargo, su generación es menor en comparación con los casos 1 y 3, por lo que el resto de los generadores ahora generan más potencia, permitiendo de esta manera equilibrar las pérdidas y los costos.

Respecto a la potencia reactiva generada en la tabla 13, los casos 1 y 3 muestran que la potencia reactiva total obtenida mediante GAMS genera 5.42 Mvar y 5.06 Mvar menos que el resultado obtenido en Digsilent, mientras que en el caso 2 se tiene 0.77 Mvar más en GAMS respecto de Digsilent. Esta diferencia que se presenta es debido a que la potencia reactiva está fuertemente vinculada con la topología de la red y al presentarse mayores pérdidas en Digsilent se tiene esta variación en la potencia reactiva.

Comparando los resultados de potencia reactiva de cada generador en la figura 15

para los casos 2 y 3, los cuales consideran los bancos de capacitores se encontró que al minimizar pérdidas de potencia activa en el caso 2 la potencia reactiva generada es menor al caso 3 donde no se minimiza pérdidas, lo cual indica que al reducir pérdidas se logra optimizar el despacho de potencia reactiva.

De acuerdo con la figura 15 para el caso 1 se puede ver que al no existir elementos de compensación de potencia reactiva los generadores aumentan su potencia reactiva en la mayoría de los casos.

En cuanto a la compensación de potencia reactiva considerada en los casos 2, 3 y 4, de acuerdo con la figura 16 el banco

capacitor 1 conectado a la barra 10 compensa mayor potencia reactiva cuando se minimiza pérdidas y menos potencia reactiva cuando se minimiza costos, mientras que en el caso 4 la compensación se encuentra en el intervalo del caso 2 y 3. Para el banco capacitor 2 que se conecta a la barra 24 no existe una variación pronunciada de un caso respecto del otro. El efecto de colocar los bancos de capacitores en el caso 3 respecto del caso 1 permite relajar la potencia reactiva producida por parte de los generadores como se muestra en la figura 15.

Tabla 12. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 30 barras

Elemento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS	P [MW] Digsilent	P [MW] GAMS
G1	176.34	198.95	51.57	54.23	176.3	198.96	108.40
G2	48.83	47.80	80.00	78.74	48.82	47.66	54.50
G3	21.48	16.06	50.00	49.79	21.47	16.01	35.40
G4	22.05	10.13	35.00	34.70	21.97	10.13	35.00
G5	12.21	10.05	30.00	29.73	12.18	10.05	30.00
G6	12.00	12.03	40.00	39.50	12.00	12.03	25.10
Total	292.91	295.01	286.57	286.69	292.74	294.83	288.40

Tabla 13. Potencia reactiva generada y compensada del sistema eléctrico de 30 barras

Elemento	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	Q [Mvar] GAMS	Q [Mvar] Digsilent	Q [Mvar] GAMS	Q [Mvar] Digsilent	Q [Mvar] GAMS	Q [Mvar] Digsilent	Q [Mvar] GAMS
G1	-19.13	-17.70	-15.27	-8.86	-20.00	-18.34	-17.10
G2	26.22	25.82	6.79	6.99	19.56	20.60	11.30
G3	28.68	29.92	22.13	22.13	27.14	28.64	24.00
G4	40.08	38.84	27.72	29.66	28.16	29.40	28.10
G5	31.85	32.30	4.37	8.11	19.08	14.03	9.10
G6	23.93	27.86	21.98	16.33	24.54	27.71	21.50
C1	----	----	25.30	17.88	18.10	19.63	22.90
C2	----	----	12.70	12.69	12.90	12.86	12.70
Total	131.62	137.04	105.71	104.94	129.47	134.53	112.50

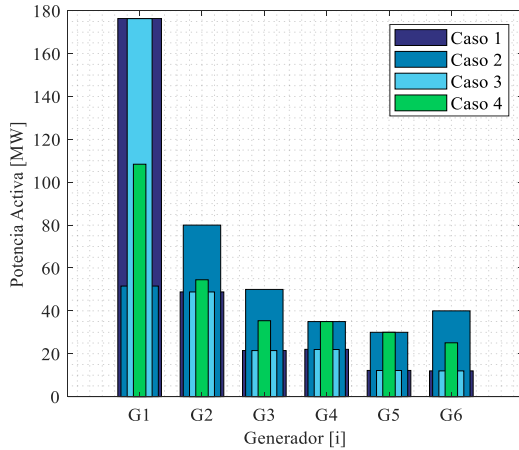


Figura 14. Potencia activa generada del sistema eléctrico de 30 barras

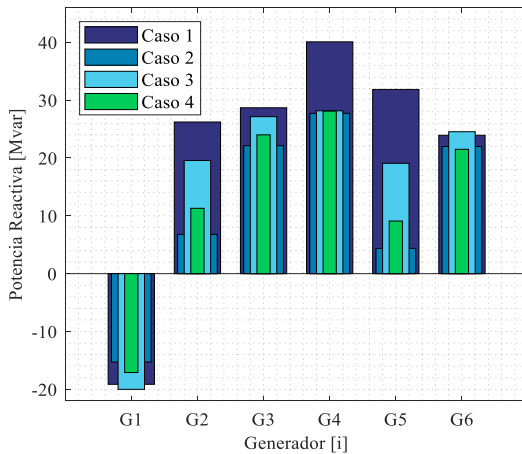


Figura 15. Potencia reactiva generada del sistema eléctrico de 30 barras

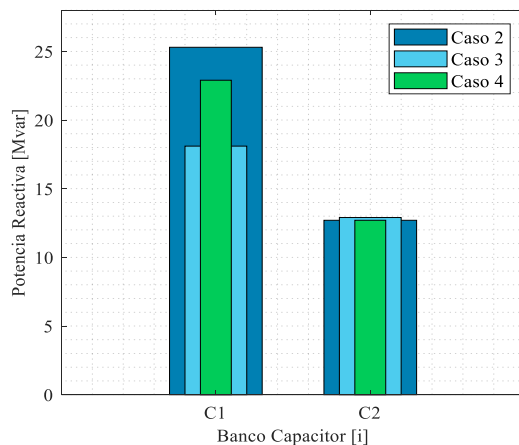


Figura 16. Potencia reactiva de bancos de capacitores del sistema de 30 barras

5.2.4 Pérdidas de potencia activa

La figura 17 muestra las pérdidas de potencia activa que se presentan en las líneas de transmisión, mientras que en la tabla 14 se muestran los resultados obtenidos mediante GAMS y comparados con las simulaciones realizadas en Digsilent. Como se puede apreciar en la figura 17 para los casos 1 y 3 se presentan las mayores cantidades de pérdidas en las líneas 1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-5, 2-6, 4-6 y 6-7, mientras que en el resto de las líneas se presentan pérdidas muy bajas.

Al realizarse la optimización minimizando pérdidas para el caso 2, se puede notar que se logra reducir gran parte de las pérdidas obtenidas en las mencionadas líneas de los casos 1 y 3. Por ejemplo para las líneas 1-2, 1-3, 2-4, 3-4, 2-5, 2-6, 4-6 y 6-7 se logra reducir 2.3, 1.2, 0.4, 0.3448, 1, 0.8, 0.2364 y 0.1 MW respectivamente, llegando a reducir más de la mitad de las pérdidas producidas en los casos 1 y 3, exceptuando la línea 6-7. En la misma figura, otro punto que se puede destacar es que, a partir de la línea 14-15 en adelante las pérdidas para todos los casos llegan a ser muy reducidas, en comparación con las líneas precedentes, por lo que con ayuda de la expansión gráfica de las mencionadas líneas se logra apreciar que efectivamente existen pérdidas.

Continuando con el análisis del caso 2, se tiene que existe un pequeño aumento de pérdidas en las líneas 14-15, 16-17, 15-18, 18-19, 15-23 y 23-24, producto de una mejor distribución de pérdidas en todo el sistema. Por otro lado, el caso 4 mantiene un equilibrio de pérdidas entre los casos 2 y 3, logrando obtener también una mejor distribución de pérdidas respecto de los casos 1 y 3.

Tabla 14. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 30 barras

Línea	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]	P [MW]
	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS	Digsilent	GAMS
1-2	2.4000	3.0516	0.1000	0.1499	2.4000	3.0418	0.9000
1-3	1.4000	1.7558	0.2000	0.2477	1.4000	1.7614	0.6000
2-4	0.6000	0.7576	0.2000	0.2222	0.6000	0.7594	0.3000
3-4	0.4000	0.4737	0.0552	0.0588	0.4000	0.4749	0.1000
2-5	1.7000	2.0165	0.7000	0.6632	1.7000	2.0127	1.0000
2-6	1.1000	1.3019	0.3000	0.3497	1.1000	1.3078	0.5000
4-6	0.3000	0.2890	0.0636	0.0578	0.3000	0.2941	0.1000
5-7	0.0815	0.0909	0.0223	0.0260	0.0720	0.0837	0.0632
6-7	0.3000	0.3124	0.2000	0.2032	0.3000	0.3154	0.3000
6-8	0.0241	0.0570	0.0002	0.0005	0.0122	0.0475	0.0002
12-14	0.0809	0.0972	0.0789	0.0841	0.0701	0.0855	0.0706
12-15	0.2000	0.3265	0.3000	0.2804	0.2000	0.2843	0.2000
12-16	0.0590	0.1226	0.0777	0.0948	0.0441	0.1015	0.0447
14-15	0.0076	0.0149	0.0090	0.0110	0.0043	0.0111	0.0049
16-17	0.0134	0.0475	0.0265	0.0365	0.0084	0.0394	0.0092
15-18	0.0416	0.0730	0.0500	0.0584	0.0346	0.0627	0.0340
18-19	0.0054	0.0156	0.0088	0.0115	0.0039	0.0128	0.0038
19-20	0.0177	0.0098	0.0140	0.0132	0.0189	0.0122	0.0189
10-20	0.0850	0.0548	0.0688	0.0661	0.0878	0.0625	0.0876
10-17	0.0140	0.0060	0.0145	0.0152	0.0190	0.0134	0.0194
10-21	0.1000	0.1193	0.0991	0.0983	0.1000	0.0959	0.1000
10-22	0.0599	0.0565	0.0461	0.0451	0.0463	0.0431	0.0490
21-22	0.0004	0.0007	0.0020	0.0024	0.0019	0.0022	0.0020
15-23	0.0409	0.0672	0.0460	0.0540	0.0243	0.0506	0.0292
22-24	0.0603	0.0496	0.0480	0.0451	0.0430	0.0312	0.0569
23-24	0.0117	0.0280	0.0231	0.0311	0.0062	0.0256	0.0103
24-25	0.0023	0.0009	0.0143	0.0084	0.0265	0.0174	0.0146
25-26	0.0472	0.0476	0.0433	0.0443	0.0444	0.0452	0.0438
25-27	0.0313	0.0212	0.0036	0.0047	0.0207	0.0102	0.0081
27-29	0.0903	0.0913	0.0843	0.0860	0.0866	0.0881	0.0853
27-30	0.2000	0.1718	0.2000	0.1617	0.2000	0.1656	0.2000
29-30	0.0352	0.0355	0.0328	0.0334	0.0337	0.0343	0.0332
8-28	0.0078	0.0039	0.0079	0.0081	0.0033	0.0003	0.0088
6-28	0.0388	0.0419	0.0204	0.0210	0.0366	0.0403	0.0232
Total	9.5564	11.6101	3.1605	3.2937	9.4490	11.4340	5.0207

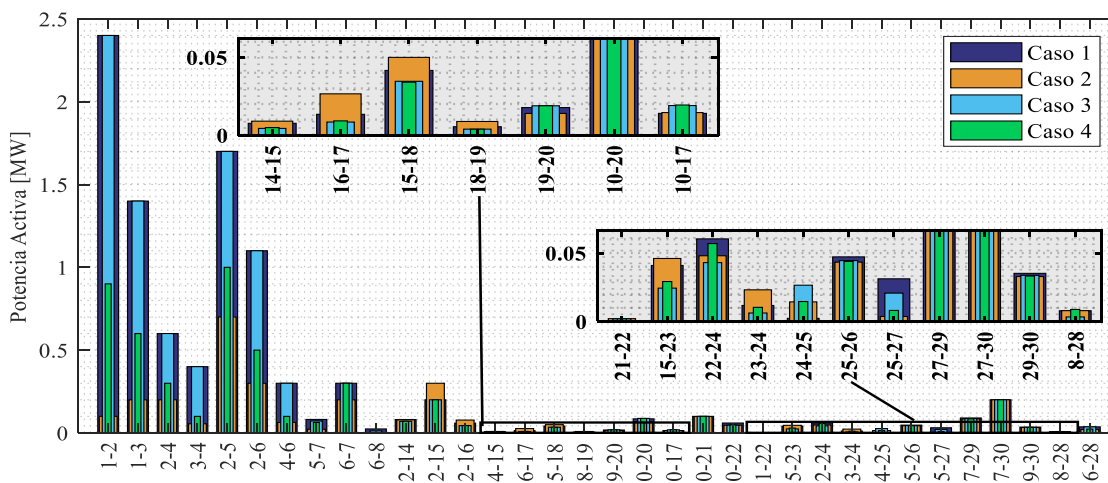


Figura 17. Pérdidas de potencia activa del sistema eléctrico de 30 barras

Tabla 15. Costos de generación del sistema eléctrico de 30 barras

N. Gen	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4
	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS	Costos [\$/h] Digsilent	Costos [\$/h] GAMS
1	469.28	546.32	113.11	119.49	469.16	546.36	260.86
2	127.19	123.63	252.00	246.29	127.14	123.15	147.35
3	50.31	32.17	206.25	204.75	50.28	32.03	113.72
4	75.70	33.77	123.97	122.82	75.41	33.76	123.97
5	40.36	32.68	112.50	111.29	40.26	32.68	112.50
6	39.60	39.71	160.00	157.50	39.60	39.71	91.05
Costos Totales	802.45	808.27	967.82	962.15	801.84	807.69	849.46

5.2.5 Costos de generación

En la tabla 15 se muestran los costos de generación, donde se puede observar que los costos obtenidos en GAMS para los casos 1 y 3 son 5.82 \$/h y 5.85 \$/h menos respectivamente, en comparación con los costos obtenidos en Digsilent.

El incremento de costos en Digsilent es producto del aumento de generación necesario, para cubrir el exceso de pérdidas que se presentan en el sistema para los casos 1 y 3 como se muestra en la tabla 14. Para el caso 2, en GAMS se tiene un incremento de 5.67 \$/h producto de los despachos y costos individuales de cada generador.

Analizando los resultados de GAMS obtenidos en los casos 1 y 3 se encontró que la diferencia del caso 1 respecto del 3 es de 0.61 \$/h, lo que indica que al insertarse los bancos de capacitores en el caso 3, los costos de generación no se ven afectados en gran medida. Por otro lado, los costos para los casos 1 y 3 efectivamente son menores al caso 2 cumpliendo con la minimización de costos planteada en la función objetivo. Para el caso 4 vemos que al realizarse la optimización multiobjetivo los costos aumentan 47.62 \$/h respecto del caso 3 pero se logra reducir las pérdidas de potencia activa sin alcanzar los máximos costos del caso 2.

6 Conclusiones

Mediante el estudio propuesto se determinó que al minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico de potencia se logró efectivamente optimizar los despachos de potencia reactiva, encontrándose en el sistema de 14 barras, correspondiente al caso 2 una reducción de 11.45 Mvar en comparación con el caso 3 donde no se minimizaron las pérdidas, mientras que para el sistema de 30 barras se obtuvo una reducción de 23.76 Mvar.

Al compararse los casos 2 y 3 se estimó que los costos de generación totales se ven en aumento cuando se reducen las pérdidas de potencia, encontrándose un aumento de 181.69 \$/h para el sistema de 14 barras y un aumento de 165.98 \$/h para el sistema de 30 barras.

Mediante la optimización multiobjetivo se logró mejorar de manera equitativa tanto los recursos técnicos como económicos mejorando las condiciones operativas de los sistemas eléctricos de potencia sin elevar en gran medida los costos de generación, teniendo como resultados unas pérdidas de potencia totales de 2.399 MW con un aumento del costo de generación de 51.21 \$/h respecto del mínimo costo correspondiente al sistema de 14 barras, mientras que para el sistema de 30 barras se logró reducir las pérdidas de potencia totales a 4.964 MW

con un incremento de 47.42 \$/h en los costos de generación.

Los resultados obtenidos del algoritmo propuesto e implementado en GAMS al ser comparados con las simulaciones en Digsilent muestran que el algoritmo resulta ser eficaz y confiable.

7 Trabajos futuros

El estudio del despacho óptimo de potencia reactiva presentado en este trabajo puede servir como base para realizar investigaciones tales como:

- Despacho óptimo de potencia reactiva considerando taps de transformadores.
- Despacho óptimo de potencia reactiva considerando la integración de recursos energéticos renovables.
- Implementación de nuevas funciones objetivos como: cargabilidad del sistema, variaciones de voltaje, índices de estabilidad de voltaje, entre otros.
- Ubicación óptima de dispositivos SVCS considerando el problema del despacho óptimo de potencia reactiva.

8 Referencias

- [1] A. J. Conejo and L. Baringo, "Power System Operation," in *Power Electronics and Power Systems*, 2018, p. 296.
- [2] G. Salazar and D. Carrión, "Characterization and Modeling of the Efficiency of Photovoltaic Systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015.
- [3] D. Carrión, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, "Load Characterization Based on Voltage and Current

Phasorial Measurements in Micro-Grids," *2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 1–6, 2017.

- [4] D. Carrión, E. García, J. W. González, I. A. Isaac, G. J. López, and R. Hincapié, "Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución.," *Rev. T*, vol. 13, no. 1, 2017.
- [5] D. Carrión and J. W. González, "Ubicación óptima de PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en sistemas eléctricos de potencia," *Enfoque UTE*, vol. 10, no. 1, pp. 1–12, 2019.
- [6] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, "Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020.
- [7] D. Carrion and J. W. Gonzalez, "Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency," in *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 2018, no. 1, pp. 165–170.
- [8] D. Carrión, "Energy saving model through lighting management systems for residences," in *2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013, pp. 0–5.
- [9] Q. Li *et al.*, "Robust Optimal Reactive Power Dispatch with Feedback and Correction Against Uncertainty of Transmission Line Parameters," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 39452–39465, 2018.
- [10] M. Ghasemi, S. Ghavidel, M. Mehdi, and A. Habibi, "A new hybrid algorithm for optimal

- reactive power dispatch problem with discrete and continuous control variables,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 22, pp. 126–140, 2014.
- [11] M. Hashemi and M. H. Zarif, “A novel hierarchical distributed framework for optimal reactive power dispatch based on a system of systems structure,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 78, pp. 162–183, 2019.
- [12] A. Sánchez and D. Carrión, “Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 4, pp. 1142–1149, 2017.
- [13] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
- [14] D. Carrion, A. Ayo, and J. W. Gonzalez, “Under Frequency Load Disconnection Scheme Based on Improvement to Semi-Adaptative Model,” *Proc. - 2019 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2019*, pp. 361–365, 2019.
- [15] D. Carrión, J. Francisco, and M. Paul, “Revisión para la restauración optima de la operación del sistema eléctrico basado en criterios de calidad de energía y estabilidad,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 9, 2021.
- [16] M. Mehdinejad, B. Mohammadi-Ivatloo, R. Dadashzadeh-Bonab, and K. Zare, “Solution of optimal reactive power dispatch of power systems using hybrid particle swarm optimization and imperialist competitive algorithms,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 104–116, 2016.
- [17] J. Liu, Y. Chen, C. Duan, J. Lin, S. Member, and J. Lyu, “Distributionally Robust Optimal Reactive Power Dispatch with Wasserstein Distance in Active Distribution Network,” vol. 8, no. 3, pp. 426–436, 2020.
- [18] S. Sayah, “Modified differential evolution approach for practical optimal reactive power dispatch of hybrid AC – DC power systems,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 73, pp. 591–606, 2018.
- [19] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [20] D. Salazar, Jair; García, Edwin; Carrión, “Recarga de vehículos eléctricos mediante una optimización entera mixta con participación de respuesta de la demanda,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 0–6, 2020.
- [21] D. Carrión, E. Correa, and E. M. Garcia, “Predicción de la Demanda Eléctrica a Corto Plazo Mediante Cadenas de Markov y Monte Carlo,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Technol. Inf.*, no. E30, p. 241 527, 2019.
- [22] E. Davoodi, E. Babaei, and S. Member, “A Novel Fast Semidefinite Programming-Based Approach for Optimal Reactive Power Dispatch,” vol. 16, no. 1, pp. 288–298, 2020.
- [23] J. Toctaquiza and D. Carrión, “Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando

- conmutación de los sistemas de transmisión,” *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, no. 2, p. 17, 2021.
- [24] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021.
- [25] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basado en programación no lineal considerando ubicación óptima de SVC,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. February, 2021.
- [26] S. Mugemanyi, Z. Qu, F. X. Rugema, Y. Dong, C. Bananeza, and L. Wang, “Optimal Reactive Power Dispatch Using Chaotic Bat Algorithm,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 65830–65867, 2020.
- [27] R. Jamal, B. Men, and N. H. Khan, “A Novel Nature Inspired Meta-Heuristic Optimization Approach of GWO Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch Problems,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 202596–202610, 2020.
- [28] N. H. Khan *et al.*, “Design of Fractional Particle Swarm Optimization Gravitational Search Algorithm for Optimal Reactive Power Dispatch Problems,” pp. 146785–146806, 2020.
- [29] A. M. Shaheen, R. A. El-Sehiemy, and S. M. Farrag, “Integrated Strategies of Backtracking Search Optimizer for Solving Reactive Power Dispatch Problem,” *IEEE Syst. J.*, vol. 12, no. 1, pp. 424–433, 2018.
- [30] M. Zhang and Y. Li, “Multi-Objective Optimal Reactive Power Dispatch of Power Systems by Combining Classification-Based Multi-Objective Evolutionary Algorithm and Integrated Decision Making,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 38198–38209, 2020.
- [31] A. L. Ara, A. Kazemi, S. Gahramani, and M. Behshad, “Optimal reactive power flow using multi-objective mathematical programming,” *Sci. Iran.*, vol. 19, no. 6, pp. 1829–1836, 2012.
- [32] E. Naderi, H. Narimani, M. Fathi, and M. R. Narimani, “A novel fuzzy adaptive configuration of particle swarm optimization to solve large-scale optimal reactive power dispatch,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 53, pp. 441–456, 2017.
- [33] A. Ali and M. I. Mosaad, “An Improved Lightning Attachment Procedure Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch With Uncertainty in Renewable Energy Resources,” vol. 8, pp. 168721–168731, 2020.
- [34] N. H. Khan and Y. Wang, “Optimal Siting and Sizing of SSSC Using Modified Salp Swarm Algorithm Considering Optimal Reactive Power Dispatch Problem,” pp. 49249–49266, 2021.
- [35] M. H. Hassan, S. Kamel, M. A. El-Dabah, T. Khurshaid, and J. L. Dominguez-Garcia, “Optimal Reactive Power Dispatch with Time-Varying Demand and Renewable Energy Uncertainty Using Rao-3 Algorithm,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 23264–23283, 2021.
- [36] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, “A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration,” *Energies*,

- vol. 14, no. 20, pp. 1–17, 2021.
- [37] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. González, “Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,” in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, 2021, pp. 266–279.
- [38] P. Masache, D. Carrión, and J. Cárdenas, “Optimal Transmission Line Switching to Improve the Reliability of the Power System Considering AC Power Flows,” *Energies* 2021, Vol. 14, Page 3281, vol. 14, no. 11, p. 3281, Jun. 2021.
- [39] F. Quinteros, D. Carrión, and M. Jaramillo, “Optimal Power Systems Restoration Based on Energy Quality and Stability Criteria,” *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022.
- [40] D. Gutiérrez, J. M. López, and W. M. Villa, “Metaheuristic Techniques Applied to the Optimal Reactive Power Dispatch: A Review,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2253–2263, 2016.
- [41] M. Ahmed and S. Member, “An Improved Heap-Based Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch,” pp. 58319–58336, 2021.
- [42] Y. C. Kuyu and F. Vatansever, “Real Loss Minimization in Power Systems via Recent Optimization Techniques,” *ISMSIT 2018 - 2nd Int. Symp. Multidiscip. Stud. Innov. Technol. Proc.*, pp. 22–25, 2018.
- [43] P. Masache and D. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019.
- [44] M. Pourakbari-Kasmaei and J. R. Sanches Mantovani, “Logically constrained optimal power flow: Solver-based mixed-integer nonlinear programming model,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 97, no. November 2017, pp. 240–249, 2018.
- [45] A. Srivastava, D. Kumar, D. Pradeep, and K. Gupta, “A quantum class topper optimization algorithm to solve combined emission economic dispatch problem,” *Evol. Intell.*, no. 0123456789, 2020.
- [46] C.-B. Rafael, “Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia,” *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 15, no. 2, pp. 271–286, 2014.
- [47] G. Mavrotas, “Effective implementation of the ϵ -constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems,” *Appl. Math. Comput.*, vol. 213, no. 2, pp. 455–465, 2009.
- [48] J. L. Cohon, “Techniques for Generating Noninferior Solutions,” *Math. Sci. Eng.*, vol. 140, no. C, pp. 98–162, 1978.
- [49] A. H. Shojaei, A. A. Ghadimi, M. R. Miveh, F. Mohammadi, and F. Jurado, “Multi-objective optimal reactive power planning under load demand and wind power generation uncertainties using ϵ -constraint method,” *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 8, 2020.
- [50] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*, First Edit. Dublin: Springer, 2017.
- [51] M. Ghasemi, M. Taghizadeh, S. Ghavidel, J. Aghaei, and A. Abbasian, “Solving optimal reactive power dispatch problem using a novel teaching-learning-based optimization algorithm,”

- Eng. Appl. Artif. Intell.*, pp. 100–108, 2015.
- [52] S. B. Abbes, “Secured Economic Dispatch Algorithm using GSDF Matrix,” *Leonardo J. Sci.*, no. 24, pp. 1–14, 2014.
- [53] M. Basu, “Optimal power flow with FACTS devices using differential evolution,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 150–156, 2008.
- [54] IEEE, “Appendix - A Data for IEEE-30 Bus Test System,” *IEEE*, p. 20, 1961.

8.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 16. Matriz de estado del arte

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN																										
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA									
				DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA AC	DESPACHO ECONÓMICO	VARIABLES DE VOLTAJE	PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA	PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	VARIABLES DE VOLTAJE	COSTOS DE GENERACIÓN	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE ÁNGULO DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE COMPENSADORES VAR EN DERIVACIÓN	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO	MÉTODO ϵ -CONSTRAINT	MÉTODO DE SATISFACCIÓN DIFUSA	OPTIMIZACIÓN MEDIANTE TÉCNICAS NUMÉRICAS	ALGORITMOS META HEURÍSTICOS	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	MEJORAMIENTO DE PERFILES DE VOLTAJE	MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS Y MEJORAMIENTO DE PERFILES DE
1	2018	Power System Operation	25		☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒			☒	☒			
2	2018	Robust Optimal Reactive Power Dispatch with Feedback and Correction Against Uncertainty of Transmission Line Parameters	2	☒					☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒			☒				
3	2014	A new hybrid algorithm for optimal reactive power dispatch problem with discrete and continuous control variables	101	☒					☒	☒	☒	☒	☒	☒							☒	☒				
4	2019	A novel hierarchical distributed framework for optimal reactive power dispatch based on a system of systems structure	4	☒				☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒			☒	☒			☒
5	2016	Solution of optimal reactive power dispatch of power systems using hybrid particle swarm optimization and imperialist competitive algorithms	108	☒				☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒			☒
6	2020	Distributionally Robust Optimal Reactive Power Dispatch with Wasserstein Distance in Active Distribution Network	3	☒				☒	☒		☒	☒	☒	☒					☒			☒				
7	2018	Modified differential evolution approach for practical optimal reactive power dispatch of hybrid AC - DC power systems	21	☒				☒	☒		☒	☒	☒	☒					☒			☒				

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
				DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA AC	DESPACHO ECONÓMICO	VARIACIONES DE VOLTAJE	PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA	PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	VARIACIONES DE VOLTAJE	COSTOS DE GENERACIÓN	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE ÁNGULO DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE COMPENSADORES VAR EN DERIVACIÓN	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO	MÉTODO ϵ -CONSTRAINT	MÉTODO DE SATISFACCIÓN DIFUSA	OPTIMIZACIÓN MEDIANTE TÉCNICAS NUMÉRICAS	ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	MEJORAMIENTO DE PERFILES DE VOLTAJE	MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS Y MEJORAMIENTO DE PERFILES DE
8	2020	A Novel Fast Semidefinite Programming-Based Approach for Optimal Reactive Power Dispatch	12	☒					☒	☒	☒	☒	☒	☒				☒		☒						
9	2020	Optimal Reactive Power Dispatch Using Chaotic Bat Algorithm	8	☒					☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒				☒
10	2020	A Novel Nature Inspired Meta-Heuristic Optimization Approach of GWO Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch Problems	7	☒						☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒	☒	☒		☒
11	2020	Design of Fractional Particle Swarm Optimization Gravitational Search Algorithm for Optimal Reactive Power Dispatch Problems	9	☒						☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒	☒				☒
12	2018	Integrated Strategies of Backtracking Search Optimizer for Solving Reactive Power Dispatch Problem	14	☒						☒			☒	☒	☒				☒		☒					
13	2020	Multi-Objective Optimal Reactive Power Dispatch of Systems by Combining Classification-Based Multi-Objective Evolutionary Algorithm and Integrated Decision Making	21	☒			☒			☒	☒		☒	☒	☒	☒				☒		☒	☒			☒
14	2012	Optimal reactive power flow using multi-objective mathematical programming	35		☒				☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒			☒	☒	☒		☒	☒	☒
15	2017	A novel fuzzy adaptive configuration of particle swarm optimization to solve large-scale optimal reactive power dispatch	77	☒						☒	☒		☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒			☒
16	2020	An Improved Lightning Attachment Procedure Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch With Uncertainty in Renewable Energy Resources	6	☒						☒			☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒			☒
17	2021	Optimal Siting and Sizing of SSSC Using Modified Salp Swarm Algorithm Considering Optimal Reactive Power Dispatch Problem	0	☒						☒	☒		☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒			☒

DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA Y RESTRICCIONES DE CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CTAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA						
				DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA	FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA AC	DESPACHO ECONÓMICO	VARIACIONES DE VOLTAJE	PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA	PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	VARIACIONES DE VOLTAJE	COSTOS DE GENERACIÓN	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	LÍMITES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE ÁNGULO DE VOLTAJE EN LAS BARRAS	LÍMITES DE COMPENSADORES VAR EN DERIVACIÓN	CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO	MÉTODO ϵ -CONSTRAINT	MÉTODO DE SATISFACCIÓN DIFUSA	OPTIMIZACIÓN MEDIANTE TÉCNICAS NUMÉRICAS	ALGORITMOS METAHEURÍSTICOS	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	MEJORAMIENTO DE PERFILES DE VOLTAJE	MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS Y MEJORAMIENTO DE PERFILES DE
18	2021	Optimal Reactive Power Dispatch with Time-Varying Demand and Renewable Energy Uncertainty Using Rao-3 Algorithm	1	☒					☒	☒			☒	☒	☒	☒	☒			☒		☒	☒		☒	
19	2016	Metaheuristic Techniques Applied to the Optimal Reactive Power Dispatch	2	☒				☒	☒	☒			☒	☒	☒	☒	☒			☒	☒	☒	☒		☒	
20	2021	An improved Heap-Based Optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch	0	☒					☒	☒			☒	☒	☒	☒	☒			☒		☒	☒		☒	
21	2018	Real Loss Minimization in Power Systems via Recent Optimization Techniques	1		☒				☒				☒	☒	☒	☒	☒			☒		☒				
22	2018	Logically constrained optimal power flow: Solver-based mixed-integer nonlinear programming model	22		☒			☒			☒		☒	☒	☒	☒				☒				☒		
23	2020	A quantum class topper optimization algorithm to solve combined emission economic dispatch problem	1			☒					☒		☒							☒				☒		
24	2014	Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia	0				☒									☒										
25	2009	Effective implementation of the ϵ -constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems	1100				☒									☒	☒			☒						
26	1978	Multiobjective Programming and Planning	0													☒	☒			☒						
27	2020	Multi-objective optimal reactive power planning under load demand and wind power generation uncertainties using ϵ -constraint method	8	☒			☒			☒			☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒		☒				
28	2017	Power System Optimization Modeling in GAMS	87		☒	☒		☒		☒			☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒				☒		
29	2015	Solving optimal reactive power dispatch problem using a novel teaching-learning-based optimization algorithm	83	☒																						
30	2014	Secured Economic Dispatch Algorithm using GSDF Matrix	8			☒			☒	☒						☒				☒				☒		
31	2008	Optimal power flow with FACTS devices using differential evolution	108		☒		☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒				
			CANTIDAD:	20	6	4	6	9	23	12	7	27	27	25	25	23	22	15	5	3	19	10	22	13	7	13

8.2 Resumen de Indicadores

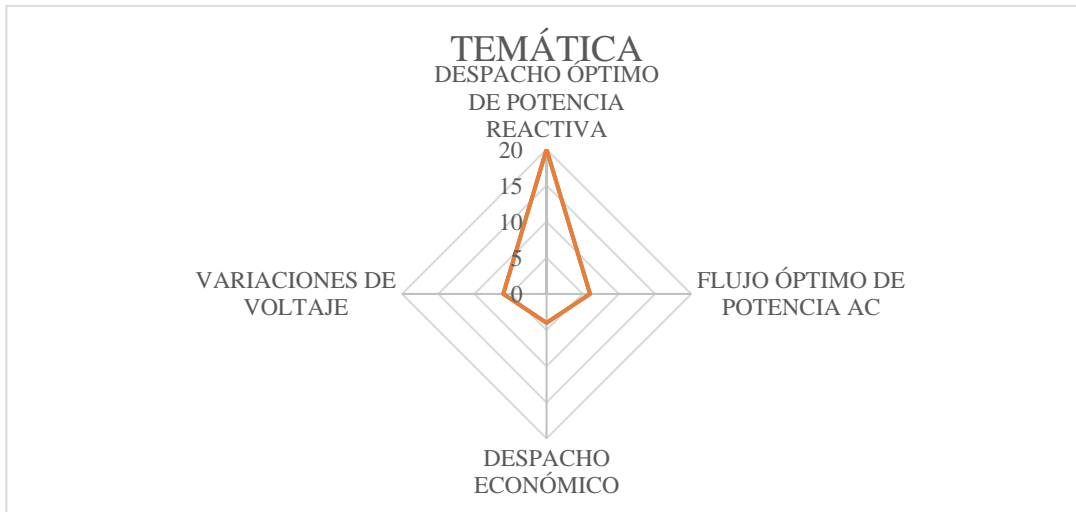


Figura 18. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

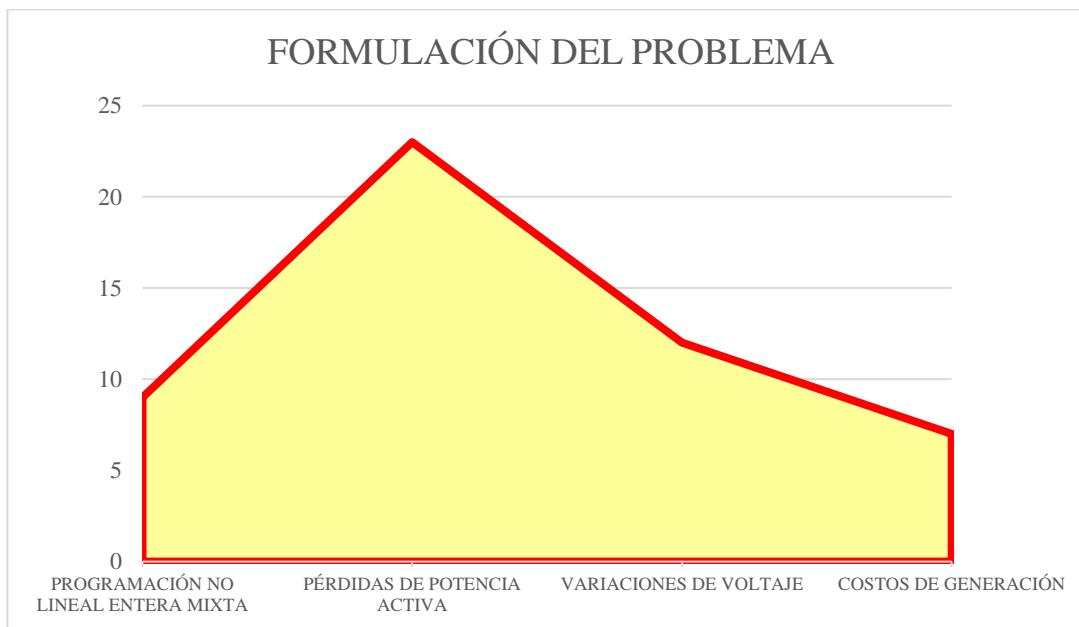


Figura 19. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

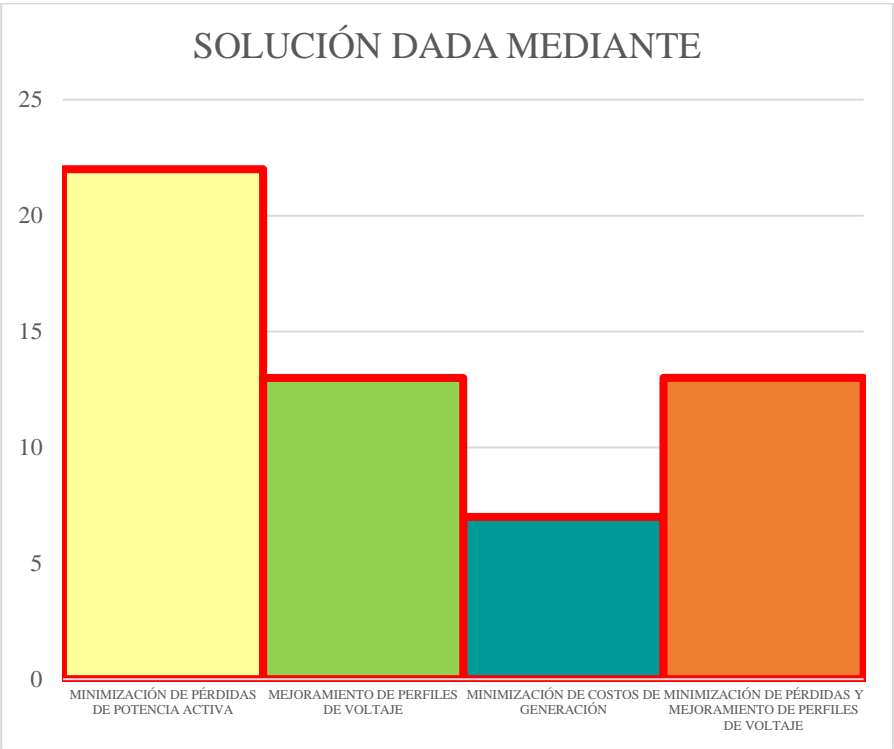


Figura 20. Indicador de solución - Estado del arte

9 Anexos

Anexo 1. Datos Técnicos y Económicos del Sistema de 14 Barras del IEEE

Tabla 17. Datos de potencia activa, reactiva y coeficientes de costos de generación

N. Gen	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]	Q_{\min} [Mvar]	Q_{\max} [Mvar]	a	b	c
1	50	500	0	10	0.0070	7	240
2	20	200	-40	50	0.0095	10	200
3	20	300	0	40	0.0090	8.5	220
4	20	150	-6	24	0.0090	11	200
5	20	200	-6	24	0.0080	10.5	220

Tabla 18. Datos de demanda en cada barra

N. Barra	P [MW]	Q [Mvar]
1	0.00	0.00
2	21.7	12.7
3	94.2	19.0
4	47.8	-3.9
5	7.60	1.60
6	11.2	7.50
7	0.00	0.00
8	0.00	0.00
9	29.5	16.6
10	9.00	5.80
11	3.50	1.80
12	6.10	1.60
13	13.5	5.80
14	14.9	5.00

Tabla 19. Datos de Líneas de Transmisión

N. Línea	Barra Inicial	Barra Final	Impedancia Serie		Susceptancia b [p.u]	Capacidad máxima [MVA]
			R [p.u]	X [p.u]		
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0528	200
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0492	100
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0438	100
4	2	4	0.05811	0.17632	0.034	100
5	2	5	0.05695	0.17388	0.0346	100
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0128	50
7	4	5	0.01335	0.04211	0.0000	100
8	4	7	0.00000	0.20912	0.0000	50
9	4	9	0.00000	0.55618	0.0000	50
10	5	6	0.00000	0.25202	0.0000	100
11	6	11	0.09498	0.19890	0.0000	50
12	6	12	0.12291	0.25581	0.0000	20
13	6	13	0.06615	0.13027	0.0000	50
14	7	8	0.00000	0.17615	0.0000	50
15	7	9	0.00000	0.11001	0.0000	50
16	9	10	0.03181	0.08450	0.0000	20
17	9	14	0.12711	0.27038	0.0000	20
18	10	11	0.08205	0.19207	0.0000	20
19	12	13	0.22092	0.19988	0.0000	20
20	13	14	0.17093	0.34802	0.0000	20

Anexo 2. Datos Técnicos y Económicos del Sistema de 30 Barras del IEEE

Tabla 20. Datos de potencia activa, reactiva y coeficientes de costos de generación

N. Gen	P_{\min} [MW]	P_{\max} [MW]	Q_{\min} [Mvar]	Q_{\max} [Mvar]	a	b	c
1	50	200	-20	250	0.00375	2.00	0
2	20	80	-20	100	0.01750	1.75	0
3	15	50	-15	80	0.06250	1.00	0
4	10	35	-15	60	0.00834	3.25	0
5	10	30	-10	50	0.02500	3.00	0
6	12	40	-15	60	0.02500	3.00	0

Tabla 21. Datos de demanda en cada barra

	P [MW]	Q [Mvar]
1	0.00	0.00
2	21.7	12.7
3	2.40	1.20
4	7.60	1.60
5	94.2	19.0
6	0.00	0.00
7	22.8	10.9
8	30.0	30.0
9	0.00	0.00
10	5.80	2.00
11	0.00	0.00
12	11.2	7.50
13	0.00	0.00
14	6.20	1.60
15	8.20	2.50
16	3.50	1.80
17	9.00	5.80
18	3.20	0.90
19	9.50	3.40
20	2.20	0.70
21	17.5	11.2
22	0.00	0.00
23	3.20	1.60
24	8.70	6.70
25	0.00	0.00
26	3.50	2.30
27	0.00	0.00
28	0.00	0.00
29	2.40	0.90
30	10.6	1.90

Tabla 22. Datos de Líneas de Transmisión

N. Línea	Barra Inicial	Barra Final	Impedancia Serie		Susceptancia b [p.u]	Capacidad máxima [MVA]
			R [p.u]	X [p.u]		
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0528	130
2	1	3	0.0452	0.1852	0.0408	130
3	2	4	0.0570	0.1737	0.0368	65
4	3	4	0.0132	0.0379	0.0084	130
5	2	5	0.0472	0.1983	0.0418	130
6	2	6	0.0581	0.1763	0.0374	65
7	4	6	0.0119	0.0414	0.0090	90
8	5	7	0.0460	0.1160	0.0204	70
9	6	7	0.0267	0.0820	0.0170	130
10	6	8	0.0120	0.0420	0.0090	32
11	6	9	0.0000	0.2080	0.0000	65
12	6	10	0.0000	0.5560	0.0000	32
13	9	11	0.0000	0.2080	0.0000	65
14	9	10	0.0000	0.1100	0.0000	65
15	4	12	0.0000	0.2560	0.0000	65
16	12	13	0.0000	0.1400	0.0000	65
17	12	14	0.1231	0.2559	0.0000	32
18	12	15	0.0662	0.1304	0.0000	32
19	12	16	0.0945	0.1987	0.0000	32
20	14	15	0.2210	0.1997	0.0000	16
21	16	17	0.0824	0.1932	0.0000	16
22	15	18	0.1070	0.2185	0.0000	16
23	18	19	0.0639	0.1292	0.0000	16
24	19	20	0.0340	0.0680	0.0000	32
25	10	20	0.0936	0.2090	0.0000	32
26	10	17	0.0324	0.0845	0.0000	32
27	10	21	0.0348	0.0749	0.0000	32
28	10	22	0.0727	0.1499	0.0000	32
29	21	22	0.0116	0.0236	0.0000	32
30	15	23	0.1000	0.2020	0.0000	16
31	22	24	0.1150	0.1790	0.0000	16
32	23	24	0.1320	0.2700	0.0000	16
33	24	25	0.1885	0.3292	0.0000	16
34	25	26	0.2544	0.3800	0.0000	16
35	25	27	0.1093	0.2087	0.0000	16
36	28	27	0.0000	0.3690	0.0000	65
37	27	29	0.2198	0.4153	0.0000	16
38	27	30	0.3202	0.6027	0.0000	16
39	29	30	0.2399	0.4533	0.0000	16
40	8	28	0.0636	0.2000	0.0428	32
41	6	28	0.0169	0.0599	0.0130	32