



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**MODELADO Y SOLUCIÓN DEL DESPACHO
ÓPTIMO REACTIVO MULTIPERIODO
MEDIANTE UNA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN
METAHEURÍSTICA**

Daniel Camilo Londoño Tamayo

Universidad de Antioquia

**Facultad de ingeniería, Departamento de Ingeniería
Eléctrica**

Medellín, Colombia

2021



**MODELADO Y SOLUCIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO REACTIVO
MULTIPERÍODO MEDIANTE UNA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN
METAHEURÍSTICA**

Daniel Camilo Londoño Tamayo

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería

Asesores:

Jesús María López Lezama Ph.D. en Ingeniería Eléctrica

Walter Mauricio Villa Acevedo MEng, Ph.D(c). en Ingeniería Eléctrica

Línea de Investigación:

Energética

Grupo de Investigación:

GIMEL

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica

Medellín, Colombia

2021|

Dedicatoria

Agradezco enormemente a Dios, mi padre Camilo que se encuentra en el cielo, mi madre Lucelly, a mi hermana Silvana y todos mis familiares, amigos, profesores y a la Universidad de Antioquia, por todo el apoyo brindado y por permitirme tan grande oportunidad de indagar y aportar nuevo conocimiento en ese universo infinitamente grande de la ingeniería eléctrica.

“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad”

Albert Einstein

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. PLANTEAMIENTO Y OBJETIVOS DEL TRABAJO	3
1.1. Planteamiento del Problema	3
1.2. Objetivo general	4
1.3. Objetivos Específicos	4
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. Despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR)	5
2.2. Modelo matemático del DOPR.....	5
2.2.1. Restricciones de igualdad	6
2.2.2. Restricciones de desigualdad	7
2.2.3. Codificación de soluciones	8
2.2.4. Manejo de restricciones del DOPR.....	8
2.3. Métodos de solución del DOPR.....	10
2.3.1. Algoritmos evolutivos	11
2.3.2. Algoritmos de inteligencia de enjambre	11
2.4. Despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo (DOPRM).....	13
2.4.1. Modelamiento matemático del DOPRM.....	14
2.4.2. Características técnicas a tener en cuenta en el modelado de equipos para el DOPRM	14
2.5. Estrategias para el modelado del DOPRM.....	16
3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN DEL DOPRM	28
3.1.2. Componentes del modelo matemático	29
4. RESULTADOS	40
4.1. Curvas de demanda empleadas	41
4.2. Parámetros de entrada.....	45
4.3. Resultados con el sistema IEEE de 30 barras	50
4.3.1. Tensiones en barras de generación.....	51
4.3.2. Voltajes en nodos de carga	53
4.3.3. Taps de los transformadores y operaciones horarias	55
.....	58
4.3.4. Operaciones horarias y diarias de bancos de capacitores	58
4.3.5. Función objetivo	62

4.3.6.	Evolución de la función de aptitud y análisis estadístico	64
4.3.7.	Pérdidas de potencia activa en relación al número de operaciones diarias de los transformadores.....	65
4.4.	Resultados con el sistema IEEE-57 bus.....	66
4.4.1.	Voltajes entregados por los generadores.....	67
4.4.2.	Voltajes en los nodos de carga.....	69
4.4.3.	Taps de los transformadores y operaciones horarias	71
4.4.4.	Bancos de capacitores y operaciones horarias y diarias	74
4.4.5.	Función objetivo	79
4.4.6.	Evolución de la función de aptitud	80
4.4.7.	Pérdidas de potencia activa en relación al número de operaciones diarias de los transformadores.....	82
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
6.	REFERENCIAS	87
7.	PRODUCCIÓN ACADÉMICA	86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Problemas encontrados en equipos de compensación de potencia reactiva.	15
Tabla 2. Variables a tener en cuenta para el modelado de equipos de potencia reactiva.	15
Tabla 3. Referencias empleadas por cada uno de los dispositivos y enfoques de DOPRM en las restricciones en el límite de maniobras.	26
Tabla 4. Tipo de dispositivo bajo estudio en cada referencia y resumen de enfoques para límite de maniobras.	26
Tabla 5. Principales características de los sistemas bajo estudio.	41
Tabla 6. Caracterización de nodos 1-16 para el sistema IEEE de 30 barras.	42
Tabla 7. Caracterización de nodos 1-30 para el sistema IEEE de 57 barras.	43
Tabla 8. Parámetros de configuración de metodología MVMO.	46
Tabla 9. Parámetros técnicos y de costos empleados para los sistemas de prueba.	47
Tabla 10. Metas de pérdidas de potencia activa para sistemas IEEE de 30 y 57 barras.	48
Tabla 11. Restricciones de operaciones horarias y diarias.	48
Tabla 12. Cálculo de operaciones diarias máximas para cambiadores de taps.	49
Tabla 13. Cálculo de operaciones diarias máximas por unidad de compensación capacitiva.	49
Tabla 14. Límites y pasos para variables de control para sistemas IEEE de 30 y 57 barras.	50
Tabla 15. Resultados estadísticos para sistema IEEE 30-bus.	64
Tabla 16. Resultados estadísticos para sistema IEEE 57-bus.	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Codificación de soluciones candidatas para el problema del DOPR	8
Figura 2. Subfunciones para: a) Límites de flujo de potencia; b) Límites de voltaje en las barras de carga; y c) Límite de las pérdidas de potencia activa (Fuente: Autores).	10
Figura 3. a) Límites de flujo de potencia en el tiempo t ; b) Límites de voltaje en las barras de carga el tiempo t ; y c) Límite de las pérdidas de potencia activa diarias.	31
Figura 4. Límite horario de número de operaciones debido a cambio de taps en los transformadores en el tiempo t	33
Figura 5. a) Límites de operaciones diarias para transformadores; b) Límites de operaciones diarias de bancos de capacitores y c) Límites de operaciones diarias de bancos de reactores.	36
Figura 6. Diagrama de flujo del algoritmo MVMO (Fuente: [50]).	40
Figura 7. Curvas de demanda sistema IEEE 30 barras.	45
Figura 8. Curvas de demanda sistema IEEE 57 barras.	45
Figura 9. Sistema de prueba IEEE de 30 barras con nodos y transformadores piloto empleados.	51
Figura 10. Tensiones del generador ubicado en la barra 1 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.	52
Figura 11. Tensiones del generador ubicado en la barra 2 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.	52
Figura 12. Tensiones del generador ubicado en la barra 22 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.	53
Figura 13. Voltaje en el nodo 7 (carga industrial) del sistema IEEE de 30 barras.	54
Figura 14. Voltaje en el nodo 14 (carga comercial) del sistema IEEE de 30 barras.	54
Figura 15. Voltaje en el nodo 21 (carga residencial) del sistema IEEE de 30 barras.	54
Figura 16. Variación horaria de taps del transformador 1 (nodos 6-9) para el sistema IEEE de 30 barras.	55
Figura 17. Variación horaria de taps del transformador 2 (nodos 6-10) para el sistema IEEE de 30 barras.	56
Figura 18. Variación horaria de taps del transformador 3 (nodos 4-12) para el sistema IEEE de 30 barras.	56
Figura 19. Operaciones horarias del transformador 1 (nodos 6-9) para el sistema IEEE de 30 barras.	57
Figura 20. Operaciones horarias de transformador 2 (nodos 6-10) para el sistema IEEE de 30 barras.	57
Figura 21. Operaciones horarias de transformador 3 (nodos 4-12) para el sistema IEEE de 30 barras.	58
Figura 22. Variación de potencia reactiva del banco de capacitores 1 (nodo 10) para el sistema IEEE de 30 barras.	59
Figura 23. Variación de potencia reactiva de banco de capacitores 5 (nodo 20) para el sistema IEEE de 30 barras.	59
Figura 24. Variación de potencia reactiva de banco de capacitores 9 (nodo 29) para el sistema IEEE de 30 barras.	60
Figura 25. Variación de potencia reactiva total horaria para el sistema IEEE de 30 barras.	60

Figura 26. Operaciones horarias de banco de capacitores 1(nodo 10) para el sistema IEEE de 30 barras.....	61
Figura 27. Operaciones horarias de banco de capacitores 5 (nodo 20) para el sistema IEEE de 30 barras.....	61
Figura 28. Operaciones horarias de banco de capacitores 9 (nodo 29) para el sistema IEEE de 30 barras.....	62
Figura 29. Operaciones diarias de los bancos de capacitores sistema IEEE de 30 barras.	62
Figura 30. Pérdidas de potencia activa sin y con compensación óptima de potencia reactiva para el sistema IEEE de 30 barras.	63
Figura 31. Convergencia del MVMO para el problema DOPRM para el sistema IEEE de 30 nodos.....	64
Figura 32. Pérdidas de potencia activa sistema IEEE 30-bus en relación al número de operaciones de los transformadores.....	66
Figura 33. Sistema de prueba IEEE de 57 barras con nodos y transformadores piloto empleados.	67
Figura 34. Tensiones del generador ubicado en la barra 2 para el sistema IEEE de 57 barras en diferentes corridas del algoritmo.	68
Figura 35. Tensiones del generador ubicado en la barra 3 para el sistema IEEE de 57 barras en diferentes corridas del algoritmo.	68
Figura 36. Tensiones del generador ubicado en la barra 6 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.	69
Figura 37. Voltaje en el nodo 12 (carga industrial) del sistema IEEE de 57 barras.	70
Figura 38. Voltaje en el nodo 9 (carga comercial) del sistema IEEE de 57 barras.	70
Figura 39. Voltaje en el nodo 8 (carga residencial) del sistema IEEE de 57 barras.....	71
Figura 40. Variación horaria de taps del transformador 1 (nodos 4-18) para el sistema IEEE de 57 barras.....	72
Figura 41. Variación horaria de taps del transformador 5 (nodos 7-29) para sistema IEEE de 57 barras.....	72
Figura 42. Variación horaria de taps del transformador 10 nodos (nodos 10-51) para sistema IEEE de 57 barras.....	73
Figura 43. Operaciones horarias del transformador 1 (nodos 4-18) sistema IEEE de 57 barras.	73
Figura 44. Operaciones horarias del transformador 5 (nodos 7-29) sistema IEEE de 57 barras.	74
Figura 45. Operaciones horarias del transformador 10 (nodos 10-51) sistema IEEE de 57 barras.	74
Figura 46. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 1(nodo 18) sistema IEEE de 57 barras.....	75
Figura 47. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 2 (nodo 25) sistema IEEE de 57 barras.....	76
Figura 48. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 3 (nodo 53) para el sistema IEEE de 57 barras.....	76
Figura 49. Variación total horaria de potencia reactiva para el sistema IEEE de 57 barras.	77
Figura 50. Operaciones horarias banco de capacitores 1 (nodo 18) para el sistema IEEE de 57 barras.....	77
Figura 51. Operaciones horarias banco de capacitores 2 (nodo 25) para el sistema IEEE de 57 barras.....	78

Figura 52. Operaciones horarias banco de capacitores 3 (nodo 53) para el sistema IEEE de 57 barras.....	78
Figura 53. Operaciones diarias bancos de capacitores sistema IEEE de 57 barras.	79
Figura 54. Pérdidas de potencia activa sin y con compensación óptima de potencia reactiva para el sistema IEEE de 57 barras.	80
Figura 55. Convergencia del MVMO para el problema DOPRM en el sistema IEEE de 57 nodos.....	81
Figura 56. Pérdidas de potencia activa en sistema IEEE 57-bus en relación al número de operaciones de los transformadores.....	82

1.

LISTADO DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

DFP: Desviaciones de flujo de potencia.

DOPR: Despacho óptimo de potencia reactiva.

DOPRM: Despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo.

DV: Desviaciones de voltaje.

MADSON: Maximum allowable daily switching operations.

MVMO: Mean Variance Mapping Optimization Algorithm.

OLTC: On load tap changer.

PCC: Pérdidas de potencia activa con compensación.

PSC: Pérdidas de potencia activa sin compensación.

VCC: Voltajes con compensación.

VSC: Voltajes sin compensación.

RESUMEN

El despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR) es un problema clásico de los sistemas de potencia que consiste en la gestión óptima de reactivos, normalmente con el objetivo de reducir pérdidas. Si bien el DOPR ha sido ampliamente estudiado, existen relativamente pocos trabajos que han abordado este problema desde la perspectiva multiperiodo; siendo uno de los principales desafíos el modelado para limitar el número de maniobras de los taps de transformadores y elementos de compensación de potencia reactiva. En este estudio se realiza una revisión exhaustiva de las estrategias empleadas en la literatura técnica para modelar el despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo (DOPRM). Se presenta un modelo matemático con un nuevo manejo alternativo de restricciones, y se realiza una aplicación de una técnica metaheurística conocida como MVMO (*Mean Variance Mapping Optimization Algorithm*) en los sistemas IEEE 30-bus y IEEE 57-bus. Los resultados muestran la efectividad del modelo matemático en encontrar soluciones de alta calidad, que cumplen las metas planteadas horarias y diarias de maniobras para equipos de compensación reactiva, reducción de pérdidas de potencia activa, límites de tensión en nodos de generación y nodos de carga y límites máximos de los flujos por las líneas de transmisión.

Palabras clave: Flujo óptimo reactivo, sistemas de potencia, optimización, reducción de maniobras, métodos metaheurísticos.

ABSTRACT

The optimal reactive power dispatch (ORPD) is a classic problem in power systems that involves the optimal management of reactive power, with the main objective of reducing power losses. Although the ORPD has been widely studied, there are relatively few studies that have addressed this problem from a multi-period perspective; one of the main challenges is modeling limits on the number of maneuvers of transformer taps and reactive compensation elements. This work presents an exhaustive review of the strategies used in the technical literature to model the multiperiod optimal reactive power dispatch (MORPD). Special emphasis is made on limiting the number of maneuvers in transformer taps, as well as in capacitors and reactor elements. A mathematical model is presented with a constraint handling approach, and an application of a metaheuristic technique known as MVMO (Mean Variance Mapping Optimization Algorithm) is performed in the IEEE 30 and 57 bus test systems. The results show the effectiveness of the mathematical model to find high quality solutions, that meet different hourly and daily goals related to reactive compensation equipment maneuvers, power losses reduction, voltage limits in generation and load buses and maximum limits of flux for transmission lines.

Keywords: Optimal reactive power flow, power systems, optimization, maneuvers reduction, metaheuristic methodologies.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo de investigación se realiza un estudio del despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo (DOPRM) para los sistemas de prueba IEEE 30-bus y IEEE 57-bus, mediante una metodología metaheurística conocida como MVMO.

El despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR) es un proceso vital en la operación diaria de los sistemas de potencia. El objetivo principal del DOPR es la minimización de las pérdidas de potencia activa, aunque se han propuesto otros objetivos como la minimización de la desviación de voltaje en los nodos y la mejora de los límites de estabilidad de voltaje del sistema [1]. Estos objetivos se cumplen al encontrar una configuración óptima de las fuentes de potencia reactiva disponibles y otros elementos de control en el sistema eléctrico.

El DOPR involucra variables de decisión enteras, como la configuración de taps de transformadores y la posición o paso de los dispositivos de compensación de potencia reactiva; así como variables de decisión continuas, como las tensiones de los generadores del sistema. Además, el modelo matemático del DOPR presenta restricciones no lineales y función objetivo no lineal, lo que lo convierte en un problema de optimización desafiante. Los primeros intentos de abordar este problema recurrieron a técnicas de optimización convencionales como la programación lineal [2], programación lineal entera mixta [3], programación cuadrática [4], programación dinámica [5] y métodos de punto interior [6]. A pesar del éxito relativo de tales técnicas, todavía se asocian algunas dificultades con ellas. La principal desventaja de las técnicas de optimización convencionales es su convergencia a un óptimo local dada la naturaleza no diferencial, no lineal y no convexa del problema del DOPR. Desde el punto de vista de la optimización matemática, el problema de DOPR es NP-completo. Este tipo de problemas se manejan mejor con técnicas metaheurísticas que con los métodos de optimización clásicos.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción y contextualización al problema del DOPRM y los objetivos generales y específicos del trabajo de investigación. En el Capítulo

2 se presenta el marco teórico del proyecto, donde se ilustran el DOPR y el DOPRM, sus modelos y métodos de solución, como también aspectos particulares a tener en cuenta cuando se aborda el DOPRM. En el Capítulo 3 se propone un nuevo modelo matemático para el DOPRM y este se soluciona mediante la técnica MVMO. En el Capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos para los sistemas IEEE de 30 y 57 barras. Finalmente, en el Capítulo 5 se resumen las principales conclusiones del trabajo de investigación.

1. PLANTEAMIENTO Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

En esta sección se presenta el planteamiento y contextualización del problema del DOPR y DOPRM. Adicionalmente se presentan los objetivos del trabajo de investigación propuesto.

1.1. Planteamiento del Problema

El despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR) es un problema de optimización no lineal entero mixto, que involucra variables de control discretas y continuas. El DOPR consiste en ajustar las tensiones de los generadores, los taps de los transformadores y las compensaciones de potencia reactiva (bancos de capacitores y reactores), con el objetivo de reducir las pérdidas de potencia, mejorar el perfil de tensiones o la estabilidad de tensión, entre otros. Este ajuste de parámetros de control debe hacerse teniendo en cuenta los límites físicos de la red de transmisión [1].

El DOPR multiperiodo (DOPRM) es una variante del DOPR, que busca gestionar los recursos de potencia reactiva de manera multihoraria, considerando las mismas variables de control del DOPR monopериodo, con restricciones en el número de operaciones en un intervalo de tiempo dado [7-9]. Si bien en la literatura científica se encuentran muchos modelos y métodos de solución del DOPR, se han realizado pocos estudios sobre el DOPRM. Se plantea un nuevo modelo DOPRM que tiene en cuenta restricciones intertemporales de los elementos compensadores del sistema, en este caso corresponden a transformadores, bancos de capacitores y bancos de reactores, limitando el número de maniobras horarias y diarias con lo cual se mantiene la vida útil de los equipos y se evitan mantenimientos no programados por exceso de operaciones. Se busca desarrollar un modelo DOPRM apropiado a las condiciones de demanda de energía, durante las 24 horas del día, considerando nodos de demanda de tipo residencial, comercial e industrial, y tener presente las restricciones que presenta un sistema real en la operación con despacho óptimo de la potencia reactiva, tales como perfiles de tensión horarios en cada uno de los nodos, reducción de pérdidas de potencia activa, y flujos de potencia por las líneas de transmisión, dentro de sus límites. La solución del modelo propuesto se realiza mediante una técnica de optimización metaheurística conocida como MVMO (Mean Variance Mapping Optimization Algorithm). En el

modelamiento propuesto se tiene en cuenta diferentes estrategias para el manejo de restricciones y la representación de la función de adaptación del problema.

1.2. Objetivo general

Proponer y validar un modelo matemático para solucionar el problema de despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo en sistemas de potencia, con el fin de minimizar las variaciones en los taps de los transformadores y cambio de pasos de bancos de capacitores y reactores.

1.3. Objetivos Específicos

- a) Proponer una formulación mono-objetivo y multiperiodo que considere restricciones inter-temporales, a partir de una formulación base monopериодо, para modelar el problema de DOPRM.
- b) Proponer un enfoque para el manejo de restricciones del DOPRM, basado en el empleo del modelo existente monopериодо, con el objetivo de considerar condiciones de operación reales en los sistemas de potencia.
- c) Solucionar el modelo matemático propuesto para el DOPRM mediante la técnica de optimización metaheurística MVMO.
- d) Validar resultados obtenidos para el DOPRM con el uso de la metodología MVMO mediante un comparativo de resultados para los sistemas IEEE de 30 y de 57 barras.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan las formulaciones del DOPR y DOPRM. Adicionalmente se discute el manejo de restricciones, la función objetivo, la codificación de soluciones, las diversas metodologías de solución para el DOPR, las características técnicas a tener en cuenta para el modelado de equipos de potencia reactiva y las estrategias para el modelado de DOPRM.

2.1. Despacho óptimo de potencia reactiva (DOPR)

El DOPR consiste en la gestión óptima de los recursos de generación de reactivos y control de tensión de un sistema de potencia. Este problema se lleva a cabo después de la programación del despacho de la potencia activa, y debe realizarse sin alterar la programación previa de esta en los generadores (con excepción del nodo de referencia (slack) que debe compensar las pérdidas). Aunque el objetivo principal del DOPR es la reducción de pérdidas, también se han considerado otros objetivos como el mejoramiento del perfil de tensiones, la minimización del desvío de tensiones con respecto a un valor dado y el mejoramiento de la estabilidad de tensión [1].

El DOPR se puede ver como un subproblema del flujo de potencia óptimo, que tiene por objetivo realizar una adecuada gestión de los recursos de potencia reactiva del sistema. Algunas de las expresiones comúnmente usadas para su función objetivo se presentan en [10] y [11]. El objetivo más usado en el DOPR, después de la reducción de pérdidas, corresponde al mejoramiento del perfil de tensiones, como se reporta en [12] y [13]. En tercer lugar, también se ha buscado mejorar la estabilidad de tensión con el DOPR, como se reporta en [14] y [15].

2.2. Modelo matemático del DOPR

La formulación matemática general del DOPR está dada por las ecuaciones (1)-(3) [16].

Minimizar:

$$F(x, u) \tag{1}$$

Sujeto a:

$$g(x, u) = 0 \quad (2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (3)$$

donde $F(x, u)$ es la función objetivo, x son las variables de estado que corresponden a las magnitudes y ángulos de las tensiones en las barras de carga, u son las variables de control que corresponden a: i) las magnitudes de tensión en las barras de generación (también llamadas barras PV); ii) las posiciones de los taps de los transformadores y iii) la potencia reactiva inyectada por los compensadores. $g(x, u)$ representa las restricciones de balance de potencia activa y reactiva en todas las barras del sistema y $h(x, u)$ corresponde al conjunto de restricciones de límites operacionales de los componentes de la red. Estas restricciones incluyen:

- a) Límites de magnitud de tensión en generadores y cargas.
- b) Límites de inyección de potencia reactiva entregada por generadores.
- c) Límites de inyección de potencia reactiva de elementos de compensación.
- d) Límites de cargabilidad de las líneas de transmisión.
- e) Límites en los taps de transformadores y pasos de bancos de capacitores y reactores.

2.2.1. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad están dadas por las ecuaciones nodales de balance de potencia activa y reactiva descritas por las ecuaciones (4) y (5), respectivamente. En este caso, N_B representa el conjunto de barras del sistema y K representa el conjunto de barras adyacentes a la barra i -ésima, incluyendo la misma; G_{ij} y B_{ij} son los valores real e imaginario de la posición i, j de la matriz de admitancia nodal, respectivamente; P_{gi} y Q_{gi} son las potencias activa y reactiva generadas en la barra i , mientras que P_{di} y Q_{di} representan las potencias activa y reactiva demandadas en la misma barra, respectivamente. Q_{ci} y Q_{li} representan la potencia reactiva inyectada por bancos de capacitores y reactores, respectivamente. Esta potencia se da en pasos discretos desde el mínimo hasta el máximo permitido para cada tipo de elemento.

$$V_i \sum_{j \in K} V_j [G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}] - P_{gi} + P_{di} = 0 \quad \forall i \in N_B \quad (4)$$

$$V_i \sum_{j \in K} V_j [G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}] - Q_{gi} - Q_{ci} + Q_{li} + Q_{di} = 0 \quad \forall i \in N_B \quad (5)$$

2.2.2. Restricciones de desigualdad

Están dadas por las ecuaciones (6) a (12). Donde N_T , N_C , N_L y N_G representan el número de transformadores con cambio de tomas, bancos de condensadores, bancos de reactores y el número de generadores del sistema, respectivamente. Por otro lado, los superíndices *min* y *max* hacen referencia a los límites mínimos y máximos de sus correspondientes variables. Las ecuaciones (6) y (7) representan los límites de tensión y potencia reactiva de los generadores, respectivamente. V_{gi} y Q_{gi} son la magnitud de tensión y generación de potencia reactiva del generador i , respectivamente. Las ecuaciones (8) y (9) representan los límites de inyección de potencia reactiva de los bancos de capacitores y reactores, respectivamente. En este caso, Q_{cj} y Q_{Lk} representan la potencia reactiva inyectada por el elemento capacitor j y la absorbida por el inductor k , respectivamente. La ecuación (10) representa los límites del movimiento de tomas de derivación de los transformadores, donde T_l representa la posición del tap del transformador l . Los cambios en los taps de los transformadores corresponden a variables discretas; asimismo, la potencia reactiva de los bancos de capacitores y reactores, de acuerdo a la fabricación de cada uno de estos dispositivos.

Finalmente, las restricciones (11) y (12) son conocidas como restricciones de seguridad y representan los límites de tensión en las barras de carga y los límites de flujo de potencia en las ramas. V_{PQm} representa la magnitud de la tensión en la barra de carga m , mientras que S_{ln} representa el flujo de potencia aparente en la rama n y N_n representa el número de ramas del sistema.

$$V_{gi}^{min} \leq V_{gi} \leq V_{gi}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_G \quad (6)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad \forall i = 1, \dots, N_G \quad (7)$$

$$Q_{cj} \in [Q_{cj}^{min}; Q_{cj}^{max}] \quad \forall j = 1, \dots, N_C \quad (8)$$

$$Q_{Lk} \in [Q_{Lk}^{min}; Q_{Lk}^{max}] \quad \forall k = 1, \dots, N_L \quad (9)$$

$$T_l \in [T_l^{min}; T_l^{max}] \quad \forall l = 1, \dots, N_T \quad (10)$$

$$V_{PQm}^{min} \leq V_{PQm} \leq V_{PQm}^{max} \quad \forall m = 1, \dots, N_{PQ} \quad (11)$$

$$|S_{ln}| \leq S_{ln}^{max} \quad \forall n = 1, \dots, N_n \quad (12)$$

2.2.3. Codificación de soluciones

Las variables de control del DOPR están dadas por los puntos de ajuste de los generadores, las posiciones de los taps de los transformadores y las inyecciones de potencia reactiva proporcionadas por los bancos de capacitores y los reactores. Dichos valores están limitados por las restricciones (6)-(10), respectivamente. La aplicación de estas restricciones se hace directamente en la codificación de soluciones candidatas. Cada conjunto de variables se inicia aleatoriamente dentro de sus respectivos límites. Por ejemplo, los voltajes de los generadores se consideran dentro del rango $[V_{gi}^{min}, V_{gi}^{max}]$, para lo cual se propone una discretización. Del mismo modo, se consideran otros límites para las posiciones de los taps de los transformadores, bancos de capacitores y reactores. Cada variable es codificada de acuerdo con los datos específicos del sistema. La figura 1 presenta una forma de codificar una solución candidata.

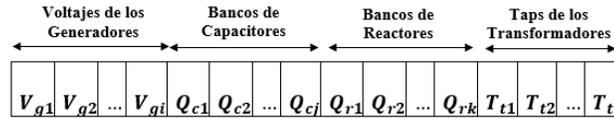


Figura 1. Codificación de soluciones candidatas para el problema del DOPR

2.2.4. Manejo de restricciones del DOPR

El cumplimiento de las ecuaciones (4) y (5) se da a través de la solución de flujo de potencia. El cumplimiento de las restricciones (6)-(10) se proporciona a través de la codificación de los candidatos de solución, como se indica en la sección anterior. Las restricciones restantes, dadas por las ecuaciones (11) y (12), pueden manejarse penalizando las desviaciones de los límites establecidos. En este caso, una función de aptitud etiquetada como F_1 es definida como las pérdidas de potencia más las penalizaciones en las desviaciones de voltaje (DV) y las desviaciones de flujo de potencia (DFP), como se indica en las ecuaciones (13)-(15). En este caso, μ_V y μ_{Pf} son los factores de penalización para las desviaciones de voltaje y flujo de potencia, respectivamente.

$$F_1 = P_{loss} + \mu_V DV + \mu_{Pf} DFP \quad (13)$$

$$DV = \sum_j \max\{0, (V_j^{min} - V_j)\} + \max\{0, (V_j - V_j^{max})\} \quad (14)$$

$$DFP = \sum_k \max\{0, (S_{lk} - S_{lk}^{max})\} \quad (15)$$

En la ecuación (16) [25] se presenta un enfoque alternativo de manejo de restricciones, que también sirve como criterio de parada del proceso de optimización. Este consiste en un producto de subfunciones que tiene tres componentes: límites de voltaje en las barras de carga (f_{VN}), límites de flujo de potencia en las ramas (f_{CR}) y una meta en pérdidas de potencia total (f_{loss}). Cada subfunción está diseñada de tal manera que, si la variable correspondiente está dentro de los límites especificados, entrega un valor igual a 1; de lo contrario, su valor es inferior a uno (ver figura 2). En relación a las pérdidas de potencia, se define una meta previa. Luego, se establece la subfunción como se indica en la figura 2c. Dicha meta de pérdidas se establece a partir del conocimiento del operador del sistema de potencia. Se debe tener en cuenta que el producto de todas las subfunciones es igual a 1 solo si el problema de DOPR es factible (cumple todas las restricciones) y óptimo (de acuerdo con un objetivo específico). Esto representa una ventaja desde el punto de vista de la optimización, ya que el valor de F_2 puede usarse como un criterio de parada. Se pueden consultar más detalles sobre la implementación de F_2 al problema de DOPR en [17].

$$F_2 = \left[\prod_{i=1}^{N_L} f_{VN}(i) \right] \left[\prod_{j=1}^{N_K} f_{CR}(j) \right] f_{loss} \quad (16)$$

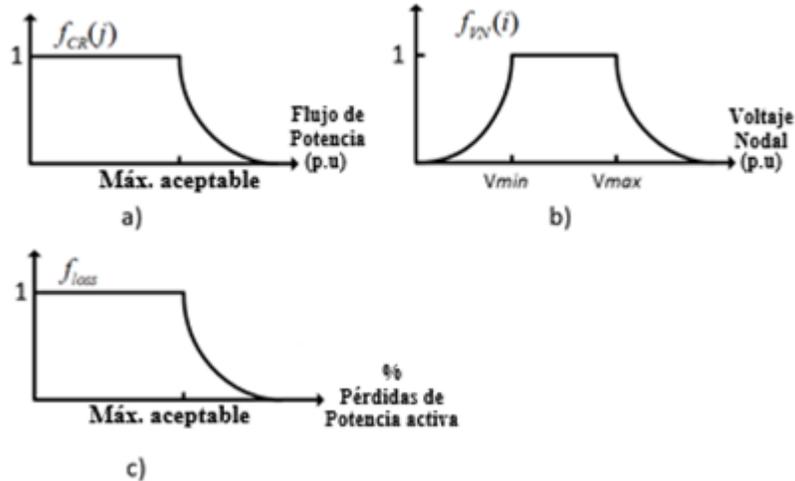


Figura 2. Subfunciones para: a) Límites de flujo de potencia; b) Límites de voltaje en las barras de carga; y c) Límite de las pérdidas de potencia activa (Fuente: Autores).

2.3. Métodos de solución del DOPR

El DOPR ha sido abordado usando enfoques determinísticos y probabilísticos mediante diversos índices técnicos que incluyen la reducción de pérdidas de potencia activa [18] y [19], desviaciones y estabilidad de tensión, [20-21] y operación y mantenimiento [1]. Los estudios reportados en la literatura abordan el problema tanto de manera monobjetivo [22] [23] como multiobjetivo, [24-25] mediante metodologías de carácter clásico ó metaheurístico. Las metodologías clásicas incluyen: programación lineal [26-27], programación cuadrática [4][28] y métodos de descomposición [29-30]. Por otro lado, dentro de las técnicas metaheurísticas se pueden citar: algoritmos evolutivos [31-32], algoritmos de inteligencia de enjambres [33], algoritmos basados en fenómenos físicos [34], algoritmos no inspirados en la naturaleza [35] y, algoritmos inmunes [36]. El DOPR se puede abordar de forma monoperiodo o multiperiodo. Este último conocido como despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo (DOPRM), el cual consiste en realizar el despacho de los recursos de potencia reactiva de manera multihoraria, teniendo en cuenta la variación en el tiempo de las fuentes de generación y las cargas conectadas al sistema. A continuación se explican cada una de las metodologías enunciadas.

2.3.1. Algoritmos evolutivos

Este tipo de algoritmos se basa en los postulados de la teoría evolutiva darwiniana y funcionan de manera iterativa. Se basan en una población inicial que debe pasar por una serie de etapas: selección, reconfiguración y mutación, en las cuales se generan nuevos individuos y se seleccionan los más aptos (con mejor función objetivo). Existen diferentes variantes de los algoritmos evolutivos que se han aplicado al DOPR, como Programación evolutiva [31], programación genética [32], algoritmo evolutivo inspirado en el quantum [37], competición imperialista [38], algoritmo basado en el salto de las ranas [39] y, estrategias evolutivas híbridas [40].

2.3.2. Algoritmos de inteligencia de enjambre

La inteligencia de enjambre hace alusión a sistemas complejos de múltiples agentes o poblaciones (pájaros, hormigas, abejas, etc.), los cuales muestran comportamientos de cooperación y competición entre ellos. Los algoritmos más conocidos en la literatura son enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés), optimización por colonia de hormigas (ACO, por sus siglas en inglés) y optimización por colonia de abejas (ABC, por sus siglas en inglés).

PSO es un algoritmo que simula comportamientos sociales de pájaros, abejas o bancos de peces. Cada individuo tiene una representación mediante un vector en el espacio de soluciones, y este vector a su vez tiene asociado un vector velocidad el cual determina el posterior movimiento de la partícula. Después de esto se selecciona la mejor posición y la mejor posición global obtenida por el enjambre, lo cual actualiza la posición y velocidad de cada partícula [41]. En [42] y [43], se presentan versiones híbridas del PSO aplicadas al DOPR.

La técnica ACO está basada en el comportamiento de las hormigas, las cuales usan rastros de feromonas como medio de comunicación y seguimiento. Los rastros de feromonas permiten construir soluciones probabilísticas para el problema. Los individuos se adaptan dependiendo de la búsqueda y la colaboración con otros agentes [44]. En [41], se puede encontrar una aplicación del ACO al DOPR.

El ABC emula el comportamiento de las abejas en la manera como distribuyen el trabajo para optimizar la recolección de néctar. En este algoritmo la posición de las fuentes de miel

representa la solución, y la cantidad de néctar representa el valor de la función objetivo. Se presentan tres elementos básicos que interactúan en el comportamiento de las abejas, los cuales corresponden a: Abejas empleadas que comunican a las abejas observadoras la información de las fuentes de alimento que están explotando, abejas observadoras que visitan las fuentes de alimento más prometedoras. Después de que las fuentes de alimento han sido agotadas, las abejas exploradoras buscan nuevas fuentes de alimento. Una aplicación de este algoritmo al DOPR es reportada en [42].

Otras técnicas basadas en inteligencia de enjambre, aplicadas al DOPR, son el Algoritmo de búsqueda Cucú y el algoritmo de la luciérnaga, reportadas en [45] y [46], respectivamente.

2.3.3. Algoritmos basados en fenómenos físicos

Estos algoritmos están basados en las leyes físicas (fuerzas entre cargas eléctricas, fuerza de la gravedad, sistemas de ríos entre otros). Dentro de los algoritmos más destacados en esta categoría está el algoritmo de recocido simulado (SA, por sus siglas en inglés) y el algoritmo de búsqueda gravitacional (GSA por sus siglas en inglés). Estos algoritmos no han sido ampliamente utilizados [34].

El SA está basado en la emulación del recocido del acero y cerámicas. En este algoritmo se calienta y se enfría lentamente un material para variar sus propiedades físicas, una aplicación de este algoritmo al DOPR se puede encontrar en [47]. El GSA está basado en la ley de la gravitación universal. En este algoritmo cada individuo es considerado como un objeto y su masa indica el valor de la función objetivo [48].

Otra aplicación de este tipo de algoritmos corresponde a búsqueda de sistema cargado (CSS, por sus siglas en inglés). Este algoritmo se basa en las leyes de Gauss y Coulomb, donde cada individuo es representado como una partícula cargada, y cada partícula es considerada como una solución candidata. Se emplea la ley de movimiento para guiar el trayecto de las partículas cargadas y se emplean valores de adaptación y distancias de separación. La fuerza que actúa sobre cada partícula determina su posición, velocidad y aceleración. En [49] se aplica este algoritmo a la solución del DOPR.

2.3.4. Algoritmos no inspirados en la naturaleza

Este tipo de algoritmos se caracterizan por ser independientes del conocimiento específico del problema en la orientación de búsqueda de soluciones. Algunos de estos algoritmos utilizan análisis estadísticos y normalización del espacio de búsqueda. Dentro de estos algoritmos se pueden encontrar varias aplicaciones al DOPR, entre las que se encuentran búsqueda local iterada [35], y optimización por mapeo de media varianza (MVMO, por sus siglas en inglés) [50].

El MVMO emplea una función de mapeo aplicada para la mutación de nuevas generaciones, basado en la media y varianza de la mejor población encontrada hasta el momento [51], en este algoritmo la forma y localización de la curva es ajustada de acuerdo al progreso de la búsqueda. El MVMO actualiza el candidato de solución alrededor de la mejor solución encontrada en cada iteración.

2.3.5. Algoritmos Inmunes

Los algoritmos de esta clase están inspirados en el funcionamiento del sistema inmune, sus funciones, principios y modelos. Dentro de estos algoritmos, los más empleados son los algoritmos inmunes artificiales. El algoritmo inmune artificial está basado en el principio de selección clónica y se formulan antígenos (candidatos soluciones) y anticuerpos, los cuales interactúan siguiendo varias reglas biológicas. Este algoritmo realiza una identificación de cuerpos extraños, que son tomadas como moléculas que el cuerpo debe eliminar. La clave principal de este algoritmo está basada en el operador de mutación con que trabaja. En [36], se presenta un algoritmo inmune aplicado a la solución del DOPR.

2.4. Despacho óptimo de potencia reactiva multiperiodo (DOPRM)

El DOPR multiperiodo (DOPRM) es una variante del DOPR, que busca gestionar los recursos de potencia reactiva de manera multihoraria, considerando las mismas variables de control del DOPR monoperiodo. El DOPRM realiza el despacho de los recursos de potencia reactiva de manera multihoraria, teniendo en cuenta la variación en el tiempo de las fuentes de generación y las cargas conectadas al sistema. Así mismo, el problema tiene en cuenta restricciones en el número de operaciones en un intervalo de tiempo dado, entre las que se encuentran restricciones intertemporales y operativas horarias y diarias con las maniobras a realizar.

2.4.1. Modelamiento matemático del DOPRM

El modelo del DOPRM se presenta de forma general en las ecuaciones (17)-(19) de forma compacta.

$$\text{Min } F(x, u, t) \quad (17)$$

Sujeto a:

$$g(x, u, t) = 0 \quad (18)$$

$$h(x, u, t) \leq 0 \quad (19)$$

En este caso se deben de cumplir las mismas condiciones del modelo monoperiodo indicadas anteriormente, para cada periodo de tiempo. Además, se deben cumplir restricciones intertemporales relacionadas con la minimización de la operación de los cambiadores de taps de los transformadores OLTC (On load tap changer) y bancos de reactivos. Una de las particularidades del modelo multiperiodo es que en la función objetivo o en las restricciones se tiene en cuenta la reducción en el número de cambio de taps en los transformadores y maniobras en los bancos de capacitores y reactores.

2.4.2. Características técnicas a tener en cuenta en el modelado de equipos para el DOPRM

En los sistemas de transmisión se tiene un inventario de equipos, dentro de los que se encuentran transformadores de potencia, bancos de capacitores y bancos de reactores, con los cuales se realizan maniobras para cumplir con el DOPRM. Las maniobras deben de ser guardadas en un registro operativo por equipo. Lo anterior con miras a identificar aspectos de la vida útil del equipo, ciclos de mantenimiento e inversiones en nueva tecnología, entre otros. En las Tablas 1 y 2 se muestran las fallas más comunes presentadas en los cambiadores de taps de transformadores, bancos de capacitores y reactores y las características técnicas a tener en cuenta para cuantificar el costo generado por efecto de las maniobras sobre estos equipos [52-55].

Tabla 1. Problemas encontrados en equipos de compensación de potencia reactiva.

Tipos de problema	Cambiadores de tomas de los transformadores	Reactores y capacitores
Mecánicos	Resortes, cojinetes, ejes y mecanismos de accionamiento.	Espacios de aire del núcleo del reactor.
Eléctricos	Daños en el devanado de regulación.	Desgaste por corrientes de arranque debido a conexión o desconexión de bancos de reactores o capacitores.
Dieléctricos	Daños en la rigidez dieléctrica del aceite.	Histéresis en núcleo de reactor.
		Armónicos dominantes.
		Desconexión del reactor shunt o compensador capacitivo.
		Pérdidas en reactores en derivación o compensadores capacitivos.

Tabla 2. Variables a tener en cuenta para el modelado de equipos de potencia reactiva.

Concepto	Equipo		
	Transformadores	Reactores	Capacitores
Número de operaciones máximas por diseño.	X	X	X
Número de operaciones máximas por día especificadas por el operador.	X	X	X
Restricciones inter-temporales hora a hora especificadas por el operador.	X	X	X
Vida útil cuando el equipo opera (Años).	X	X	X
Vida útil cuando el equipo no opera (Años).	X	X	X

Periodos de revisión del equipo.	X	X	X
Inversión realizada sobre OLTC.	X		
Costo de revisión del OLTC.	X		
Inversión realizada sobre el transformador.	X		
Inversión realizada sobre el compensador shunt o reactor.		X	X
Inversión realizada sobre los interruptores y equipos operativos de los compensadores shunt.		X	X
Costo de revisión de un compensador.		X	X
Costo de mano de obra a intervenir en los mantenimientos.	X	X	X
Costo de mano de obra a intervenir por efecto de la operación de diversas maniobras.	X	X	X

2.5. Estrategias para el modelado del DOPRM

Al consultar la literatura técnica se pudo verificar que son pocos los estudios sobre el DOPRM, por lo cual es importante realizar una revisión de las características técnicas a tener en cuenta en los equipos, y las estrategias de limitación de maniobras, propuestas en su modelado matemático. En este problema, la función objetivo más común corresponde a la reducción de pérdidas. En [7] se soluciona el DOPRM para minimización de pérdidas de potencia activa en una central eólica. En los estudios reportados en [8] y [9] se busca optimizar la diferencia entre la potencia total generada y la potencia total demandada en el sistema de transmisión, para un horizonte de tiempo dado. En [9] se consideran áreas descentralizadas en el DOPRM, también para reducción de pérdidas. En [56] se propone una coordinación entre las fuentes de generación distribuida conectadas a un sistema, y la inyección de potencia reactiva discretizada, con el objetivo de reducir pérdidas de energía. Este enfoque es comparado con otras metodologías, y brinda un esquema para reducción de

pérdidas de potencia en un horizonte de tiempo de 24 horas. En [57] los autores emplean una subfunción que compara las pérdidas de potencia activa en un tiempo t , con el valor óptimo propuesto por el operador. En [58] se presenta un análisis de pérdidas de energía mediante una subfunción que involucra los pasos y cambios de taps de bancos de capacitores y reactores, y otras dos subfunciones que involucran la potencia reactiva y activa inyectada en los nodos del sistema, respectivamente.

Como se indicó en la sección anterior, es importante realizar un adecuado modelado de las maniobras a realizar en el DOPRM. Esto con el objetivo de preservar la vida útil de los equipos y mejorar la confiabilidad en los sistemas de potencia. En esta sección se presenta una revisión del modelado de límites en número de maniobras, ya sea en la función objetivo o como restricciones del DOPRM.

2.5.1. Consideración de límite de maniobras en la función objetivo

En [59] se emplea la función objetivo indicada en (20) que limita el número de acciones realizadas por los compensadores de potencia reactiva.

$$\min F = \sum_{d=1}^{N_c} \frac{Q_{cap} * IC_{cap}}{Lifespan * usage} [$/MVA_r - h] * \left(\sum_{K=2}^{24} |Q_C^K - Q_C^{K-1}| \right) [MVA_r - h] \quad (20)$$

donde Q_{cap} e IC_{cap} corresponden a la capacidad del capacitor en derivación y el costo de inversión del mismo; $Lifespan$ y $usage$, corresponden a la vida útil y uso del equipo, respectivamente; Q_C^K es la potencia reactiva de los capacitores en el intervalo k –ésimo. Note que en este caso no se tiene en cuenta la variación de los taps en los transformadores.

En [58] y [60] se emplea una función objetivo que limita el número de maniobras realizadas de los transformadores (cambios de taps), junto con la inyección de potencia reactiva desde fuentes eólicas como se indica en (21) y (22). En [61] se emplea una penalización como se indica en (23) dependiendo de la desviación de los taps en dos instantes de tiempo seguidos ($tap_{t,T}$, y $tap_{t-1,T}$); además, se minimiza el número de movimientos de taps.

$$\min F = \sum_{t=1}^{24} w_2 * w_3 * |tap_t - tap_{t-1}| \quad (21)$$

$$\min F = \sum_{i,j \in \beta, G_{i,j} \neq 0} \sum_{t \in \tau} |\alpha_{i,j,t} - \alpha_{i,j,t-1}| \quad (22)$$

$$\min F = W_c \sum_{t=1}^{t=N} \sum_{T=1}^{T=N_{tr}} |tap_{t,T} - tap_{t-1,T}| + W_r \sum_{t=1}^{t=N} |P_t| \quad (23)$$

$$P_t \geq 0 \quad (24)$$

$$\begin{aligned} & \text{Penalización 1: } P_t \geq p_1 Tap_t + p_2, \\ & \text{por debajo de límite inferior establecido.} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} & \text{Penalización 2: } P_t \geq p_3 Tap_t + p_4, \\ & \text{por encima de límite superior establecido.} \end{aligned} \quad (26)$$

En (21) w_2 es el factor de peso dado para los cambios de taps del transformador reportado en [58] y w_3 , es el factor de peso empleado para calcular el costo de cambio de taps.

En (22) $\alpha_{i,j,t}$, es el estado del tap en el tiempo t , donde i corresponde a los taps de referencia y j a los taps seleccionados de los transformadores tomados en consideración, lo cual se traduce en cambios de impedancia entre los puntos i –ésimos y j –ésimos, β y $G_{i,j}$ son el conjunto de barras i y j y las admitancias entre los puntos i y j , respectivamente. En (23) $tap_{t,T}$, es la posición del tap del transformador T en la hora t ; W_c , es el factor de peso escalar para los cambios de taps realizados del periodo $t - 1$ al periodo t ; W_r es el factor de peso dado a una función de penalización P_t , que garantiza que los taps de los transformadores que estén por fuera de determinado rango sean penalizados de diversa manera, dependiendo de su ubicación; P_1, P_2, P_3 y P_4 , corresponden a valores de las pendientes e interceptos de la función de penalización, tal como se muestra en (25) y (26).

En [62] se hace uso de una función objetivo de reducción de maniobras en compensadores capacitivos y reactivos, como se indica en (27). Donde I_{b,t_k} , representa el estado de encendido y apagado de bancos de capacitores o reactores conectados al sistema de potencia.

$$\min F = \sum_{k=1}^m \sum_{b \in N_C} (I_{b,t_k} - I_{b,t_{k-1}})^2 \quad (27)$$

En [56] y [63] se aplican funciones de minimización cuadrática similares. En [56], después de relajar valores discretos a continuos, se aproximan nuevamente los valores continuos a discretos y se aplica la función objetivo dada por (28), para minimizar la desviación del valor continuo al menor valor discreto y más cercano posible para el transformador y el compensador. En [63] se propone la función objetivo presentada en (29) para minimizar el número de maniobras realizadas por bancos de capacitores y reguladores de tensión.

$$\min F = \sum_{t \in \Gamma} \left[\sum_{c \in \Gamma_a^C} (Q_{c,t}^C - Q_{c,t}^{C*})^2 + \sum_{c \in \Gamma_a^T} (K_{r,t}^T - K_{r,t}^{T*})^2 \right] \quad (28)$$

$$\min F = \sum_{K \in N^{swC}} (Q_k^{swC} - Q_k^{swC*})^2 + \sum_{(k,j) \in N^T} (t_{kj} - t_{kj}^*)^2 \quad (29)$$

En (28) $Q_{c,t}^C$, $Q_{c,t}^{C*}$, corresponden en su orden a los valores de potencia reactiva continuos de los compensadores capacitivos hallados al relajar el problema y los valores de potencia reactiva capacitiva aproximados a nuevos valores discretos; $K_{r,t}^T$ y $K_{r,t}^{T*}$, corresponden a los valores de taps continuos, hallados después de relajar el problema y los valores de taps aproximados a nuevos valores discretos; Γ_a^C y Γ_a^T , corresponden a los capacitores y transformadores pertenecientes a un área determinada del sistema.

En (29) Q_k^{swC} , Q_k^{swC*} , corresponden a los estados de inyección de potencia reactiva de los bancos de capacitores sin optimizar y optimizando; t_{kj} y t_{kj}^* , corresponden a los estados de variación de la posición del tap del regulador sin optimizar y después de optimizar entre las barras k y j ; N^{swC} y N^T , corresponden al número de compensadores en derivación y al número de transformadores respectivamente.

En [7] se utiliza una optimización previa (despacho ideal de potencia reactiva con, pero sin considerar el número de operaciones realizadas por compensadores de potencia reactiva)

y posteriormente se afina la función objetivo dada por (30), que penaliza el número de operaciones realizadas por los elementos de compensación.

$$\min F = \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^n (C_s * |k_s^t - k_s^{t-1}|) \right\} \quad (30)$$

donde C_s , corresponde al costo de operación de conexión para compensadores tipo shunt, k_s^t , corresponde a la posición del capacitor en el tiempo t , respectivamente; T es el número de periodos (24 horas).

En [64] se presenta un enfoque que además de reducir las pérdidas de potencia activa, reduce el número de operaciones de los taps, y equipos de operación de bancos de capacitores y reactores. Se emplea la función objetivo dada por (31).

$$\min F = C_A * \Delta U \quad (31)$$

donde C_A es el vector de costos de mantenimiento en $\$/manobra$, para cada uno de los equipos compensadores; y ΔU corresponde a un vector columna con las desviaciones de las variables de control discreto de la posición antes y después de optimizar.

En [47] y [65] se penaliza el número de maniobras realizadas por transformadores y bancos de capacitores mediante las expresiones (32) y (33), respectivamente. En ambas funciones objetivo se pretende reducir el número de maniobras realizadas por los bancos de capacitores y un transformador principal. Adicionalmente, en [47] se realiza una gestión de reducción de las maniobras en un banco de capacitores principal y bancos de capacitores distribuidos en varios alimentadores de distribución. En [65] se presenta un proceso que maximiza una función que penaliza la desviación del número de maniobras en bancos de capacitores y transformadores, respecto a un valor máximo permitido.

$$\min F = \mu_{tap} + \mu_{s-cap} + \sum_{k=1}^{10} \mu_{f-cap(k)} \quad (32)$$

$$\max F = \mu_{N_{tap}} + \mu_{N_C} \quad (33)$$

En (19) μ_{tap} , μ_{s-cap} , y $\mu_{f-cap(k)}$, corresponden a valores unitarios asignados acorde al número de operaciones realizadas por el transformador principal, banco de capacitores principal de todos los alimentadores y bancos de capacitores para compensar cada alimentador. En (33) $\mu_{N_{tap}}$ es una función de asignación unitaria que depende del número de operaciones realizadas por el cambiador de taps del transformador; μ_{N_C} es una función de asignación unitaria que depende del número de operaciones realizadas por el interruptor del banco de capacitores.

En [66] se aplica la función objetivo dada en (34) que minimiza el número de maniobras en un transformador principal, bancos de capacitores distribuidos y un banco de capacitores principal.

$$\min F = \sum_{h=1}^N C_{Tap} |tap^{h+1} - tap^h| + C_S |K_S^{h+1} - K_S^h| + C_F |K_F^{h+1} - K_F^h| \quad (34)$$

donde tap^h es la posición del tap del transformador en a hora h ; K_S^h es el cambio operativo del banco de capacitores principal para todos los alimentadores, ante la entrada o salida de unidades del banco; K_F^h es el cambio operativo de cada banco de capacitores de cada uno de los alimentadores, ante la entrada o salida de unidades de compensación y número máximo de unidades para compensación en cada alimentador; C_{Tap} , C_S , y C_F corresponden a los factores de costo de las pérdidas de potencia, cambio de taps, y cambio de compensación por entrada del banco de capacitores principal y los bancos de capacitores de los alimentadores.

En [67] se pretende minimizar el costo obtenido en la operación debido a pérdidas de potencia activa, operación, costo acumulado y transición de fuentes de compensación capacitiva. La función objetivo es dada por (35).

$$\min F = [O(i, j) + T(i - 1, l; i, j) + C(i - 1, l)] \quad (35)$$

donde $O(i, j)$, representa el costo operativo de la j - ésima combinación o arreglo de capacitores en la hora i ; $T(i - 1, l; i, j)$ costo acumulado de la transición de la l - ésima

combinación en la hora $i - 1$ a la $j - \text{ésima}$ combinación en la hora i ; $C(i - 1, l)$ es el costo acumulado de la $l - \text{ésima}$ combinación en la hora i .

2.5.2. Consideración de límite de maniobras en las restricciones

Además de limitar el número de maniobras mediante su penalización en la función objetivo, estas también se pueden controlar en las restricciones del problema de optimización como se indica en esta sección.

a. Límite de maniobras en taps de transformadores

Límites diarios

Las expresiones más comúnmente empleadas en la literatura para indicar la capacidad máxima de maniobra de taps de transformadores, están dadas por las ecuaciones (36) a (41).

$$\sum_{t \in \Gamma} u_{r,t}^T \leq T_r^{adj} \quad \forall r \in \Gamma_a^T, a \in \Gamma^{area} \quad (36)$$

donde $u_{r,t}^T$ corresponde al cambio de estado un transformador en un periodo t , para contabilizar una maniobra; T_r^{adj} corresponde al número de operaciones máximas permitidas para un cambiador de taps de un transformador durante el día; Γ_a^T corresponde a los transformadores del área tomada en consideración, y Γ^{area} es el conjunto de áreas bajo estudio [56].

$$\sum_{t=1}^{N_T} (K_i^t \oplus K_i^{t-1}) \leq S_{K,i,max} \quad i = 1, \dots, N_K \quad (37)$$

donde K_i^t es la posición $i - \text{ésima}$ del tap del transformador en el tiempo t ; $S_{K,i,max}$ representa el número máximo de operaciones permitidas para los transformadores; la operación \oplus representa una maniobra, si $K_i^t \neq K_i^{t-1}$; en caso contrario, la operación es igual a cero; finalmente, N_K corresponde al número de transformadores [9].

$$\sum_{i=1}^{24} |TAP_{k,i} - TAP_{k,i-1}| \leq MK_T \quad (38)$$

$$\sum_{t=1}^{24} |x_{T,t+1} - x_{T,t}| \leq S_{xT} * C_{xT} \quad (39)$$

En (38), $TAP_{k,i}$ corresponde a la posición del tap del transformador k –ésimo en la hora i –ésima y MK_T , corresponde al número de operaciones máximas permitidas durante el día [68][69]. En (39), $x_{T,t}$, es la posición del tap del transformador T –ésimo en la hora t ; S_{xT} , es una matriz diagonal formada por los tamaños de los pasos de los taps de los transformadores T –ésimo; C_{xT} , es un vector conformado por el número de operaciones máximo de los transformadores de potencia o lo que se denomina en [70] como MADSON (Maximum Allowable Daily Switching Operations).

$$\alpha_i = \sum_{t=h}^T (u_{i,t} - u_{i,t-h})^2 \leq \alpha_{i,max} \quad (40)$$

donde $u_{i,t} \in \{0, 1\}$, $u_{i,t} = 1$ sin ocurre un cambio en el estado de la unidad i , del tiempo $t - h$ al tiempo t , $u_{i,t} = 0$, en caso contrario; α_i y $\alpha_{i,max}$ representan el número de operaciones en un periodo de tiempo considerado y el número de operaciones máximo permitido [71].

$$S_{Ti} \leq S_{Tmax} \quad (41)$$

donde S_{Ti} representa un vector con las veces de operación de cada uno de los transformadores, y las veces de operación máximas para transformadores durante un periodo de tiempo considerado [72].

Límites entre periodos sucesivos

En [9] se tiene en cuenta la capacidad máxima de maniobra de taps de transformadores, entre periodos sucesivos como se indica en (42).

$$|K_i^t - K_i^{t-1}| \leq S_{K,i,\Delta} K_{i,step} \quad i = 1, \dots, N_K, t = 1, \dots, N_T \quad (42)$$

donde K_i^t representa la posición i –ésima del tap del transformador en el tiempo t ; $S_{K,i,\Delta}$ corresponden al número máximo de operaciones permitidas entre intervalos sucesivos y $K_{i,step}$ el tamaño del paso del transformador i –ésimo en el intervalo t ; N_K corresponde al número de transformadores.

b. Límite de maniobras en bancos de capacitores y reactores

Límites diarios

Las expresiones más usadas en la literatura técnica para indicar la capacidad máxima de maniobra de pasos en bancos de capacitores y reactores, están dadas por las ecuaciones (43) a (46).

$$\sum_{t \in \Gamma} u_{x,t}^x \leq X_x^{adj} \forall c \in \Gamma_a^x, a \in \Gamma^{area} \quad (43)$$

donde $u_{x,t}^c$ corresponde al cambio de estado en un banco de capacitores o reactores en el periodo t , para contabilizar una maniobra; X_x^{adj} corresponde al número de operaciones máximas permitidas para un banco de capacitores o reactores durante el día; Γ_a^x corresponde al banco de capacitores o reactores del área tomada en consideración, y Γ^{area} es el conjunto de áreas bajo estudio [56].

$$\sum_{t=1}^{N_T} (Q_{x,i}^t \oplus Q_{x,i}^{t-1}) \leq S_{Q_{x,i,max}} \quad i = 1, \dots, N_x \quad (44)$$

donde $Q_{x,i}^t$, es la posición i –ésima del banco de capacitores o reactores en el tiempo t ; $S_{Q_{x,i,max}}$ representa el número máximo de operaciones permitidas para los bancos de capacitores o reactores; la operación \oplus representa una maniobra, si $Q_{x,i}^t \neq Q_{x,i}^{t-1}$, en caso contrario la operación es igual a cero; N_x , corresponde al número de bancos de capacitores ó reactores [68][73].

$$s - cap \equiv \sum_{i=1}^{24} |X_{s,i} - X_{s,i-1}| \leq N_{max} \quad i = 1, \dots, N_s \quad (45)$$

$$\sum_{t=1}^{24} |x_{s,t+1} - x_{s,t}| \leq S_{xs} * C_{xs} \quad (46)$$

En (45) $X_{s,i}$, corresponde al estado on-off de los bancos de capacitores o reactores y N_{max} al número de operaciones máximo permitido durante el día. En (46), $x_{s,t}$ es la posición del banco de capacitores ó reactores S – *ésimo* en la hora t ; S_{xS} es una matriz diagonal formada por los tamaños de los pasos de los bancos de capacitores o reactores S – *ésimo* y C_{xS} es un vector conformado por el número de operaciones máximo de los bancos de capacitores o reactores [70].

Límites entre periodos sucesivos

En [9] se presenta una restricción respecto a la capacidad máxima de maniobra de bancos de capacitores, entre periodos sucesivos como se indica en (47).

$$|Q_{x,i}^t - Q_{x,i}^{t-1}| \leq S_{Q_{x,i,\Delta}} Q_{x,i,step} \quad i = 1, \dots, N_x, t = 1, \dots, N_T \quad (47)$$

donde $Q_{x,i}^t$ representa la posición i – *ésima* del banco de capacitores o reactores en el tiempo t ; $S_{Q_{x,i,\Delta}}$ corresponde al número máximo de operaciones permitidas entre intervalos sucesivos y $Q_{x,i,step}$ es el tamaño del paso del banco de capacitores o reactores en el intervalo t .

En la Tabla 3 se muestra un resumen de las referencias que emplean límites diarios y sucesivos en las maniobras de transformadores y bancos de capacitores o reactores. En la Tabla 4 se muestra un resumen de las referencias que emplean dispositivos considerados y el enfoque realizado para las maniobras acorde a la función objetivo, a las restricciones y a ambos aspectos y cada enfoque.

Tabla 3. Referencias empleadas por cada uno de los dispositivos y enfoques de DOPRM en las restricciones en el límite de maniobras.

Dispositivo	Límite de maniobras	Enfoque	Referencia
Transformador	Diario	(36)	[52]
		(37)	[51]
		(38)	[40][61][64][65][67]
		(39)	[66]
		(40)	[67]
		(41)	[68]
	Interhorario	(42)	[51][70]
Capacitor ó reactor	Diario	(43)	[52]
		(44)	[51][64][65][69]
		(45)	[40][61]
		(46)	[66]
		Interhorario	(47)

Tabla 4. Tipo de dispositivo bajo estudio en cada referencia y resumen de enfoques para límite de maniobras.

Elementos modelados a través de despacho de potencia reactiva multiperiodo			
Referencia	Capacitores	Reactores	Transformadores
[49][55][69]	X		
[54][56][57][67][68]			X
[58]	X	X	
[51][52][59][40][61][62][63][64][65][66][70]	X		X
[60]	X	X	X
Límite de maniobras en la función objetivo	[49][54][55][56][58][59][60][63]		
Límite de maniobras en las restricciones	[51][64][66][65][67][68][69][70]		
Límite de maniobras en ambas	[52][40][61]		

Después de la revisión del estado del arte del DOPRM y sus estrategias para el manejo del límite de maniobras de compensadores de potencia reactiva y taps de transformadores (desde penalizaciones en la función objetivo y ecuaciones de restricciones). El límite de maniobras se modela con miras a reducir su desgaste por mantenimientos y para mejorar su

confiabilidad y vida útil. Adicionalmente, para el límite de maniobras mediante restricciones, se encontró que casi todos los estudios lo abordan de manera diaria, y muy pocos de manera interhoraria; por lo cual, es importante desarrollar nuevos modelos matemáticos que tengan en cuenta los límites interhorarios de maniobrabilidad. Se encontró que son relativamente pocos los estudios que se han realizado sobre el DOPRM, siendo un tema de investigación abierto con posibilidades de brindar nuevas estrategias de modelado y solución. Por esta razón se hace importante plantear un nuevo modelo matemático que cuantifique la reducción de maniobras con miras a reducir el desgaste de los equipos que intervienen en el DOPRM, mediante la reducción de operaciones interhorarias y diarias.

En todos los modelos revisados en la literatura para el DOPRM, se observó que siempre se busca minimizar en el proceso de optimización, y desde el modelo matemático no se define una meta objetivo que limite el número de evaluaciones, garantizando siempre condiciones operativas viables, es decir, que cumplan todas las restricciones operativas y de maniobras de los dispositivos de control en el sistema de potencia. Lo anterior es un aporte importante que se busca en la definición del modelo DOPRM propuesto en este trabajo de investigación, como se presenta en la siguiente sección.

3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN DEL DOPRM

Este capítulo presenta el modelo matemático desarrollado para el DOPRM: su formulación, componentes, modelado de restricciones de tensiones, flujos por las líneas de transmisión, función objetivo y restricciones intertemporales en maniobras horarias y diarias realizadas por transformadores y bancos de capacitores. Adicionalmente, se presenta la metodología de solución MVMO y se explica su funcionamiento y componentes.

3.1. Modelo matemático desarrollado

En esta sección se presenta un nuevo modelo matemático para el DOPRM que parte del modelo matemático considerado en [17]. El modelo propone como función objetivo la reducción de pérdidas de potencia objetivo y un manejo alternativo de restricciones relacionadas con límites de tensión en los nodos del sistema, flujos y pérdidas de potencia por las líneas de transmisión. El nuevo modelo matemático, extrapola las consideraciones hacia el multiperiodo con una demanda de potencia para cada una de las 24 horas del día, y se incluyen nuevas condiciones interhorarias y diarias relacionadas con el número de operaciones permitidas para transformadores, bancos de capacitores y reactores. Para las operaciones máximas permitidas para los compensadores, se aplican valores de costos que son determinados mediante un valor de costo por maniobra, que al multiplicarse por el número de maniobras máximo permitido, indica el costo permitido intrahorario y diario. Adicionalmente, se emplean varios factores de penalización (λ) que indican el suavizamiento o rigurosidad de cada una de las funciones que involucra el modelo matemático.

3.1.1. Formulación del modelo matemático propuesto para el DOPRM

Como se menciona con anterioridad, se propone un modelo matemático que permita mantener las características del modelo desarrollado en [17], algunas de las características son el uso del producto de subfunciones que permitan encontrar una solución viable de forma rápida, esto es, estableciéndose a priori el valor final de la función de aptitud igual a uno, como un criterio de parada en el proceso de optimización.

El modelo implementado en este trabajo es monoobjetivo, donde la función objetivo corresponde a la reducción de pérdidas de potencia activa.

La ecuación (48) expresa el modelo matemático desarrollado y es empleada para contornar las infactibilidades de restricciones de voltajes, flujos por las líneas de transmisión, operaciones horarias y diarias de los transformadores y operaciones diarias de bancos de capacitores y reactores.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{F} = & \prod_{t=1}^{24} \left\{ \prod_{i=1}^{N_L} f_{VN}(i, t) * \prod_{j=1}^{N_K} f_{CL}(j, t) * \prod_{k=1}^{N_T} f_{CTh}(k, t) \right\} * f_{lossd} \\
 & * \left\{ \prod_{k=1}^{N_T} f_{CTd}(k) * \prod_{l=1}^{N_C} f_{CCd}(l) * \prod_{m=1}^{N_R} f_{CRd}(m) \right\}
 \end{aligned} \tag{48}$$

En este modelo se multiplican diferentes subfunciones exponenciales que evalúan una meta o restricción operativa y de maniobra en el sistema bajo análisis. La idea es que en cada subfunción si se cumplen las condiciones o metas operativas propuestas, se entregue un valor igual a 1, para el producto total de las subfunciones, en las condiciones operativas factibles del sistema de potencia. Para condiciones inviables, el resultado será menor a 1. En este modelo se tienen los siguientes componentes:

$f_{VN}(i, t)$: Subfunción de voltaje para todas las i -ésimas barras en el tiempo t .

$f_{CL}(j, t)$: Subfunción de flujo por las j -ésimas líneas de transmisión en el tiempo t .

$f_{CTh}(k, t)$: Subfunción de maniobras realizadas en el tiempo t para OLTC (On load tap changers en los k -ésimos transformadores).

f_{lossd} : Subfunción de pérdidas de potencia activa diarias (Función objetivo).

$f_{CTd}(k)$: Subfunción de maniobras realizadas en un día por los OLTC (On load taps changers) en los transformadores k -ésimos).

$f_{CCd}(l)$: Subfunción de maniobras realizadas en un día por los l -ésimos bancos de capacitores.

$f_{CRd}(m)$: Subfunción de maniobras realizadas en un día por los m -ésimos bancos de reactores.

3.1.2. Componentes del modelo matemático

A continuación se presenta de forma detalla las ecuaciones que conforman cada una de las subfunciones que se consideran en el modelo para la solución del problema DOPRM.

a) Modelado de restricciones de tensiones, flujo por las líneas de transmisión y pérdidas de potencia activa

Para mantener las tensiones dentro de sus límites operativos, al igual que los flujos de potencia aparente de las líneas y transformadores y garantizar el cumplimiento de límites operativos y la minimización de las pérdidas de potencia activa en el sistema de potencia, se emplean las ecuaciones dadas por (49), (50) y (51).

$$f_{VN}(i, t) = \min \left\{ \begin{array}{l} e^{\lambda_v(V_{max_i} - V_{i,t})} \\ e^{\lambda_v(V_{i,t} - V_{min_i})} \end{array} \right\} \quad (49)$$

$$f_{CL}(j, t) = \min \{ e^{\lambda_b(Load_{Rjmax} - Load_{Rj,t})} \} \quad (50)$$

$$f_{lossd} = e^{\lambda_l(LOSS_{Ref} - P_{lossd})} \quad (51)$$

Donde:

$f_{VN}(i, t)$, corresponde a una subfunción que controla la desviación de tensiones en el nodo i en el periodo t ; λ_v , es una constante de penalización exponencial por desviación de tensión encontrada en cada nodo; V_{max_i} , es el voltaje máximo permitido en cada nodo i en p.u; V_{min_i} , es el voltaje mínimo permitido en cada nodo i en p.u; $V_{i,t}$, es el voltaje en cada nodo i en el periodo t .

$f_{CL}(j, t)$ es una subfunción que controla el flujo máximo por las líneas de transmisión j en el periodo t en el p.u; λ_b , es una constante de penalización exponencial por desviación de flujo máximo por cada línea de transmisión; $Load_{Rjmax}$, flujo de potencia máximo permitido por una línea de transmisión j en p.u; $Load_{Rj,t}$, flujo de potencia por una línea de transmisión j en p.u en el periodo t .

f_{lossd} es una subfunción que vigila las pérdidas de potencia activa diarias; λ_l , es una constante de penalización exponencial por desviación de pérdidas de potencia activa máxima; $LOSS_{Ref}$, es la referencia de pérdidas de potencia activa máxima diaria; P_{lossd} , son las pérdidas de potencia activa diarias.

En la figura 3 se muestran las subfunciones empleadas para evaluar tensiones en los nodos,

flujos por las líneas y pérdidas de potencia durante las 24 horas del día.

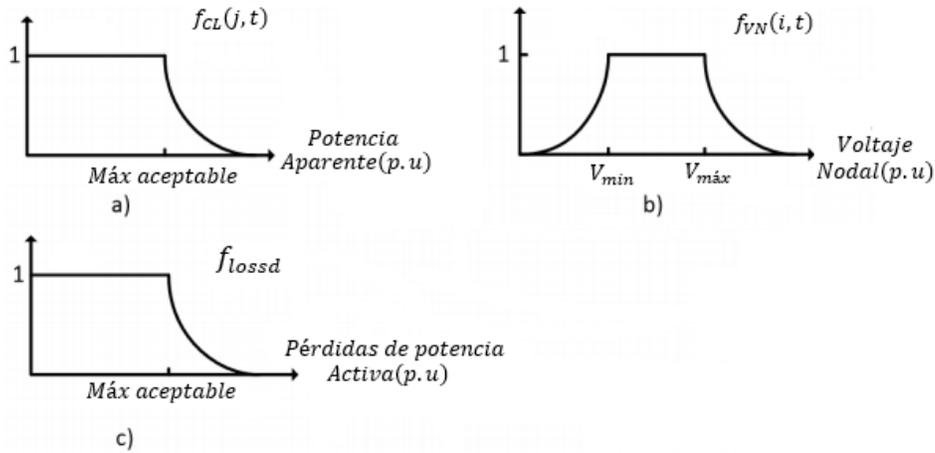


Figura 3. a) Límites de flujo de potencia en el tiempo t ; b) Límites de voltaje en las barras de carga el tiempo t ; y c) Límite de las pérdidas de potencia activa diarias.

b) Modelado de restricciones interhorarias para maniobras en OLTC de transformadores

Como se ha mencionado es importante que en la optimización de los recursos y la potencia reactiva que fluye por el sistema se tenga un modelado de las restricciones en el número de pasos de los transformadores entre cada periodo consecutivo, para esto se emplean las ecuaciones dadas por (52), (53), (54), (55), (56) y (57).

$$f_{CT}(\mathbf{k}, \mathbf{t}) = e^{\{\lambda_{CT}[C_{Maxh,T,k} - C_{OT}(k,t)]\}} \quad (52)$$

$$C_{Maxh,T,k} = \frac{CT_k * T_{maxh,k}}{P_{base}} \quad (53)$$

$$C_{OT}(\mathbf{k}, \mathbf{t}) = \frac{CT_k * NT_{k,t}}{P_{base}} \quad (54)$$

$$P_{base} = 0.9 * S_{base} [MW] \quad (55)$$

$$\begin{aligned} NT_{k,t} &= |Tap_{k,t} - Tap_{k,t-1}|, \text{ para todo } k = 1, \dots, T, t \\ &= 1, \dots, 24h. \end{aligned} \quad (56)$$

$$\begin{aligned} \alpha_{k,t} &= 1 + P_k * Tap_{k,t}, \text{ para todo } k = 1, \dots, T, t \\ &= 1, \dots, 24h. \end{aligned} \quad (57)$$

Donde:

$f_{CT}(k, t)$ es una subfunción de costos de compensación por maniobras realizadas en el transformador k -ésimo, en el periodo t ; λ_{CT} , es una constante de penalización exponencial por desviación de maniobras máximas permitidas en los transformadores.

$C_{Maxh,T,k}$ es el costo máximo de maniobras horarias permitidas en el transformador k -ésimo, CT_k , es el costo de operar el transformador k -ésimo; $Tmax_{h,k}$, es el número de maniobras máximo horario permitido para el transformador k -ésimo.

$C_{OT}(k, t)$, es el costo de operación horaria por maniobras realizadas en el transformador k -ésimo, en el periodo t , $NT_{k,t}$ es el número de maniobras realizadas por el transformador k -ésimo en el tiempo t ; $Tap_{k,t}$ y $Tap_{k,t-1}$, son las posiciones del tap del transformador k -ésimo en el tiempo t y en el tiempo $t - 1$, respectivamente

$\alpha_{k,t}$, corresponde al valor en p.u de la ubicación del tap del transformador k -ésimo; P_k , es el paso del cambio de tap del transformador k -ésimo.

En la figura 4 se muestra la subfunción empleada para evaluar las operaciones horarias realizadas por los cambiadores de taps de cada uno de los transformadores, durante las 24 horas del día.

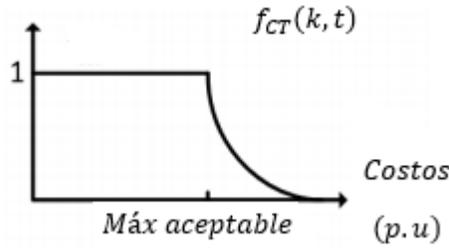


Figura 4. Límite horario de número de operaciones debido a cambio de taps en los transformadores en el tiempo t .

c) Modelado de restricciones diarias para maniobras en OLTC de transformadores

Para mantener las condiciones del número de operaciones de los taps del transformador durante su vida útil se definen un número máximo de maniobras diarias para cada transformador, esto con el objeto que la optimización de la potencia reactiva no afecten la vida útil de los transformadores. Para esto se emplean las ecuaciones dadas por (58) y (59).

$$f_{CTd}(k) = e^{\{\lambda_{CT}[C_{Maxd,T,k} - \sum_{t=1}^{24} C_{OT}(k,t)]\}} \quad (58)$$

$$C_{Maxd,T,k} = \frac{CT_k * T_{maxd,k}}{P_{base}} \quad (59)$$

donde $f_{CTd}(k)$, corresponde a la subfunción de costos diario debido a la operación del transformador k -ésimo; $C_{Maxd,T,k}$, es el costo máximo de maniobras diarias permitidas para el transformador k -ésimo; $C_{OT}(k, t)$, es el costo de maniobras diarias realizadas por el transformador k -ésimo; CT_k , es el costo de operar el transformador k -ésimo; $T_{maxd,k}$, es el número máximo de maniobras diarias permitidas para el transformador k -ésimo; P_{base} , es la potencia base del sistema de potencia considerado.

d) Modelado de restricciones diarias para maniobras en bancos de capacitores

Igualmente, que en los transformadores en los elementos de compensación reactiva en derivación se deben establecer un número máximo de maniobras de conexión diarias

máximas, esto, con el fin de no afectar la vida útil de este dispositivo y de sus elementos de conexión al sistema. Se emplean las ecuaciones dadas por (60), (61), (62) y (63).

$$f_{CCd}(l) = e^{\{\lambda_{CC}[C_{Maxd,c,l} - \sum_{t=1}^{24} C_{OC}(l,t)]\}} \quad (60)$$

$$C_{Maxd,c,l} = \frac{CC_l * C_{maxd,l}}{P_{base}} \quad (61)$$

$$C_{OC}(l,t) = \frac{CC_l * NC_{l,t}}{P_{base}} \quad (62)$$

$$NC_{l,t} = \frac{|C_{l,t} - C_{l,t-1}|}{\Delta C}, \text{ para todo } l = 1, \dots, C, t \\ = 1, \dots, 24h. \quad (63)$$

En este caso, $f_{CCd}(l)$, es la subfunción de costos diario debido a la operación del banco de capacitores l -ésimo; λ_{CC} , es una constante de penalización exponencial por desviación de maniobras máximas permitidas en los bancos de capacitores.

$C_{Maxd,c,l}$, es el costo máximo de maniobras diarias permitidas para el banco de capacitores l -ésimo; $C_{OC}(l,t)$, es el costo de maniobras horarias realizadas por el banco de capacitores l -ésimo; CC_l es el costo de operar el banco de capacitores l -ésimo; $C_{maxd,l}$, es el número máximo diario de maniobras permitido para el banco de capacitores l -ésimo; $NC_{l,t}$, es el número de maniobras diarias realizadas por el banco de capacitores l -ésimo.

P_{base} , es la potencia activa base tomada en consideración para el sistema de potencia dado en MW; $C_{l,t}$, y $C_{l,t-1}$ son las capacidades de potencia reactiva inyectadas por el banco de capacitores l -ésimo, en el tiempo t y en el tiempo $t - 1$, respectivamente; ΔC , es el paso de inyección de potencia reactiva del banco de capacitores l -ésimo.

e) Modelado de restricciones diarias para maniobras en bancos de reactores

Para mantener las restricciones de maniobra de los reactores en el sistema se emplean las ecuaciones dadas por (64), (65), (66) y (67).

$$f_{CRd}(m) = e^{\{\lambda_{CR}[C_{Maxd,R,m} - \sum_{t=1}^{24} C_{OR}(m,t)]\}} \quad (64)$$

$$C_{Maxd,R,m} = \frac{CR_m * Rmax_{d,m}}{P_{base}} \quad (65)$$

$$C_{OR}(m, t) = \frac{CR_m * NR_{m,t}}{P_{base}} \quad (66)$$

$$NR_{m,t} = \frac{|R_{m,t} - R_{m,t-1}|}{\Delta R}, \text{ para todo } m = 1, \dots, R, t \\ = 1, \dots, 24h. \quad (67)$$

$f_{CRd}(m)$, es la subfunción de costos diario debido a la operación del banco de reactores m -ésimo; λ_{CR} , es una constante de penalización exponencial por desviación de maniobras máximas permitidas en los bancos de reactores; $C_{Maxd,R,m}$, es el costo máximo de maniobras diarias permitidas para el banco de reactores m -ésimo.

$C_{OR}(m, t)$, es el costo de maniobras diarias realizadas por el banco de reactores m -ésimo; CR_m , es el costo de operar el banco de reactores m -ésimo; $Rmax_{d,m}$, es el número máximo de maniobras diarias permitidas para el banco de reactores m -ésimo; $NR_{m,t}$, es el número de maniobras realizadas por el banco de reactores m -ésimo en la hora t .

P_{base} , es la potencia base tomada en consideración para el sistema de potencia dado; $R_{m,t}$ y $R_{m,t-1}$, corresponden a la capacidad de potencia reactiva absorbida en el periodo t y $t - 1$; ΔR , es el paso del banco de reactores en consideración.

En la figura 5 se muestran las subfunciones empleadas para evaluar las operaciones diarias realizadas por los cambiadores de taps de cada uno de los transformadores, operaciones de los bancos de capacitores y bancos de reactores durante las 24 horas del día.

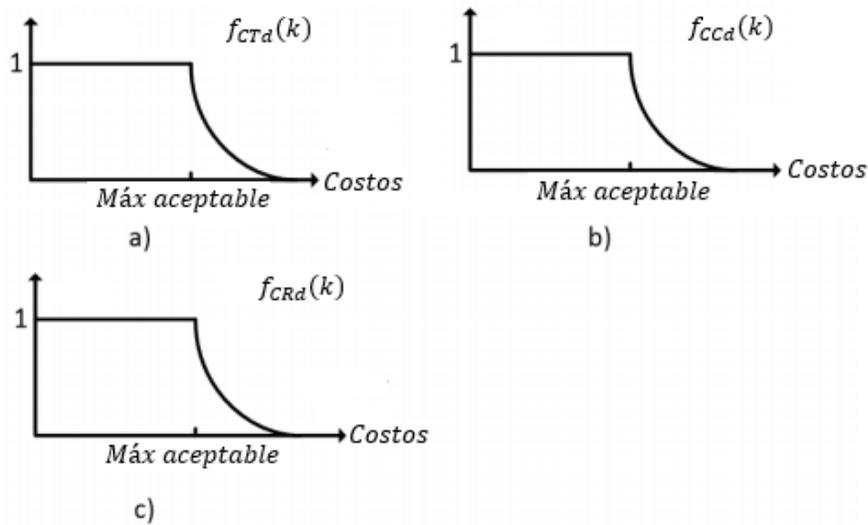


Figura 5. a) Límites de operaciones diarias para transformadores; b) Límites de operaciones diarias de bancos de capacitores y c) Límites de operaciones diarias de bancos de reactores.

1.1. Algoritmo MVMO

El algoritmo MVMO fue inicialmente concebido y desarrollado por István Erlich en 2010 [51]. El concepto básico comparte varias similitudes con otros algoritmos evolutivos; sin embargo, su característica principal es el uso de una función de asignación o mapeo especial, para luego aplicar la mutación a la descendencia, basado en la media y la varianza de la n -mejor población. La versión enjambre de este algoritmo, descrita en [50] y [74] se implementa en este documento.

Como en la mayoría de los algoritmos evolutivos, el MVMO clásico opera sobre un conjunto de soluciones. El espacio de búsqueda interno de todas las variables dentro de MVMO está restringido a $[0,1]$. Por lo tanto, los límites mínimo y máximo de las variables deben normalizarse en este rango. Durante cada iteración, no es posible que ningún componente de solución vectorial viole los límites correspondientes. Para lograr este objetivo, se desarrolló una función de mapeo especial. Las entradas de esta función son la media y la varianza de las mejores soluciones que el MVMO haya encontrado. Se debe tener en cuenta que la salida de esta función de mapeo siempre estará dentro del rango $[0,1]$, evitando la violación de límites de las variables durante el proceso de búsqueda. Las curvas de forma y mapeo se ajustan de acuerdo con el progreso en el proceso de búsqueda y el

MVMO actualiza la solución candidata alrededor de la mejor solución en cada paso de la iteración [51]. Las consideraciones básicas del MVMO clásico se detallan a continuación.

1.1.1. Evaluación de función objetivo y manejo de restricciones

La prueba chi-cuadrado es aplicada para cada solución candidata. La factibilidad de la solución es verificada y se asigna un valor a la función de aptitud. El enfoque de penalización estática se utiliza para manejar restricciones. Como las variables de control son autolimitadas, todas las variables dependientes se restringen aplicando la función de aptitud como se indica en la ecuación (68) donde f es la función objetivo original, n es el número de restricciones, β es el orden del término de penalización, v_i es el coeficiente de penalización de la restricción i -ésima y g_i representa las restricciones de desigualdad.

$$\min f' = f + \sum_{i=1}^n v_i \max[0, g_i]^\beta \quad (68)$$

1.1.2. Mapeo mejorado

La función de mapeo transforma una variable x_i^* variada aleatoriamente con distribución unitaria a otra variable x_i , que se concentra alrededor del valor medio. El nuevo valor de la i -ésima variable está determinado por la ecuación (69). Donde h_x , h_1 and h_0 son las salidas de la función de mapeo basada en las diferentes entradas dadas por la ecuación (70).

La función de mapeo (función h) se parametriza como se indica en la ecuación (71), donde s_1 y s_2 son factores de forma que permiten variaciones asimétricas de la función de mapeo. Finalmente, el factor de forma se calcula como se indica en la ecuación (72). En este caso, f_s es un factor de escala que permite controlar el proceso de búsqueda durante cada iteración, mientras \bar{x}_i y v_i son la media y la varianza del archivo de la solución, respectivamente. En [75] se presenta una descripción detallada sobre cómo ajustar la forma y la escala.

$$x_i = h_x + (1 - h_1 + h_0)x_i^* - h_0 \quad (69)$$

$$h_x = h(x = x_i^*), h_0 = h(x = 0), \quad (70)$$

$$h_1 = h(x = 1)$$

$$h(\bar{x}, s_1, s_2, x) = \bar{x}(1 - e^{-x \cdot s_1}) + (1 - \bar{x}_i)e^{-(1-x)s_2} \quad (71)$$

$$s_i = -\ln(v_i)f_s \quad (72)$$

1.1.3. Archivo de solución

Este archivo constituye el conocimiento básico del algoritmo para guiar la dirección de búsqueda. Por lo tanto, los n mejores individuos que el algoritmo MVMO haya encontrado se guardan en este archivo. El valor de aptitud para cada individuo también se guarda. Las siguientes reglas se ajustan para comparar los individuos generados en cada iteración y las soluciones archivadas existentes con el objetivo de evitar la pérdida de soluciones de alta calidad: (i) se prefiere cualquier solución factible sobre cualquier solución inviable, (ii) entre dos soluciones infactibles, se prefiere la que tiene mejor función objetivo, (iii) entre dos soluciones infactibles, se prefiere la que tenga el valor de aptitud más bajo. La actualización solo se realiza si el nuevo individuo es mejor que los que están actualmente en el archivo.

Las soluciones viables se encuentran en la parte superior del archivo. Las soluciones factibles están organizadas de acuerdo con su valor de aptitud. Las soluciones infactibles se organizan de acuerdo con su función de aptitud y se encuentran en la parte inferior del archivo. Una vez que el archivo está completo con n soluciones factibles, cualquier candidato de solución infactible no podrá ser guardado en el archivo.

1.1.4. Asignación de padres

La primera solución posicionada en el archivo (la mejor hasta ahora), nombrada como x_{best} , se asigna como el padre.

1.1.5. Generación de descendencia y criterio de parada

La selección variable se realiza en esta etapa. El MVMO busca el valor medio guardado en el archivo de la solución para encontrar la mejor solución solo en m direcciones seleccionadas. Esto significa que solo estas dimensiones de la descendencia se actualizarán, mientras que las restantes $D - m$ dimensiones toman los valores correspondientes de x_{best} , siendo D la dimensión del problema (número de variables de control). Luego, se lleva a cabo

la mutación, para cada m dimensión seleccionada.

1.1.6. Criterio de parada

El proceso de búsqueda del MVMO se detiene después de un número predeterminado de evaluaciones de la función de aptitud.

1.1.7. Variante de enjambre

En su variante de enjambre, el MVMO se inicia con n partículas. En este caso, cada partícula, o solución candidata tiene su propio archivo de soluciones y su función de mapeo. En el proceso, cada solución candidata ejecuta m pasos para identificar un conjunto óptimo de soluciones independientes. Posteriormente, las partículas intercambian información. En algunos casos, algunas partículas están muy cerca unas de otras, lo que significa que hay redundancia de información. Esto se soluciona descartando las partículas redundantes. Como en el caso de PSO, se define una mejor solución local y global. También se calcula la distancia normalizada entre cada partícula a las mejores soluciones locales y globales.

Una partícula se descarta del proceso si su distancia normalizada es menor que un cierto umbral predefinido. Si ese umbral es cero, se tienen en cuenta todas las partículas en todo el proceso; de lo contrario, si el umbral es uno, se descartan todas las partículas excepto las de la mejor solución global. Tras una evaluación independiente, y si la partícula se sigue considerando, su búsqueda se dirigirá hacia la solución global asignando la mejor global en lugar de la mejor solución local, como padre. Los pasos restantes son idénticos a los del MVMO clásico.

La figura 3 muestra un diagrama de flujo del MVMO implementado. Una descripción detallada del MVMO del enjambre se presenta en [50] y [76].

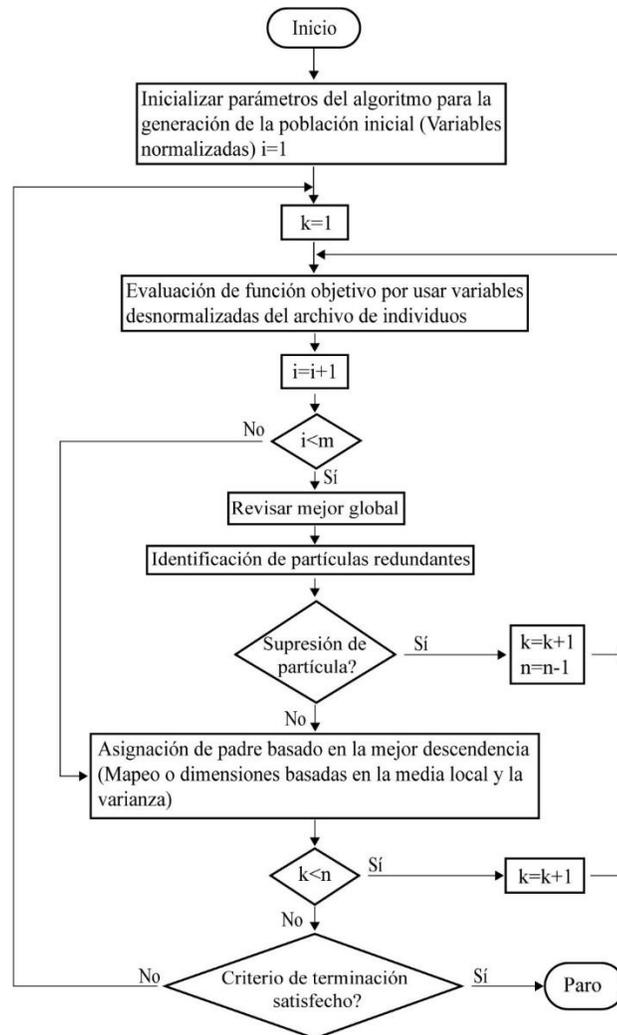


Figura 6. Diagrama de flujo del algoritmo MVMO (Fuente: [50]).

4. RESULTADOS

En este capítulo se presentan las características técnicas de los sistemas eléctricos de potencia empleados (sistemas IEEE de 30 y 57 barras), las curvas de demanda consideradas, el software empleado y los valores de los parámetros de configuración de la metodología MVMO y del modelo matemático desarrollado.

Para validar el desempeño del modelo del DOPRM propuesto se utilizaron los sistemas de prueba IEEE de 30 [21][77] y 57 barras[78]. En la tabla 6 se muestra un resumen de los

datos de cada uno de los sistemas bajo estudio. Se empleo el software MATLAB, versión 2013, tanto para implementar la metodología de solución metaheurística MVMO, como para realizar las simulaciones de cada uno de los sistemas de potencia, mediante la herramienta MATPOWER, versión 4.1.

Tabla 5. Principales características de los sistemas bajo estudio.

Característica	IEEE 30	IEEE 57
# Nodos	30	57
# Nodos PQ	24	50
# Nodos PV	6	7
# Transformadores	4	15
# Capacitores	9	3
# Ramas	41	80
# Variables de control	19	25
Pérdidas diarias Caso base(MW)	65.36	241.7

Si bien el modelo propuesto considera reactores, los sistemas de prueba con los que se realizó la validación del mismo no tienen estos elementos. Los sistemas de prueba IEEE de 30 y 57 barras se eligieron por ser dos de los más utilizados en la literatura técnica.

4.1. Curvas de demanda empleadas

Inicialmente se define un horizonte temporal de 24h, para las cuales se establecen las demandas de potencia activa y reactiva en cada nodo. Se caracterizan cada uno de los nodos de carga de los sistemas como se indica en las tablas 7 y 8. Para ello, se emplean las curvas de demanda mostradas en las figuras 7 y 8. En este caso, se tiene una curva de demanda según el tipo de usuarios (residencial, comercial e industrial), las cuales indican valores de demanda en p.u para cada una de las 24 horas del día [79].

Se toman como valores máximos de demanda los valores que MATPOWER trae por defecto, para cada uno de los nodos de los sistemas IEEE 30-bus e IEEE 57-bus y se dan porcentajes de carga máxima similares para cada tipo de usuarios. Posteriormente, se genera un archivo para cada una de las 24 horas del día y un archivo de punto inicial, partiendo del

archivo base de MATPOWER [80]. Y luego se establece la demanda para cada uno de los nodos, como la multiplicación del factor de demanda y el valor base de los archivos de MATPOWER para el sistema IEEE 30-bus y IEEE 57-bus, dependiendo de la hora y el tipo de nodo, que se esté considerando.

La ventana de tiempo establecida para cada una de las simulaciones corresponde a un periodo de un día, con pronóstico de demanda, dado desde el día anterior.

Tabla 6. Caracterización de nodos 1-16 para el sistema IEEE de 30 barras.

Barra	Pd(MW)	Qd(MVar)	Tipo
1	0	0	
2	21.7	12.7	Industrial
3	2.4	1.2	Industrial
4	7.6	1.6	Industrial
5	0	0	
6	0	0	
7	22.8	10.9	Industrial
8	30	30	Comercial
9	0	0	
10	5.8	2	Comercial
11	0	0	
12	11.2	7.5	Comercial
13	0	0	
14	6.2	1.6	Comercial
15	8.2	2.5	Comercial
16	3.5	1.8	Residencial
17	9	5.8	Residencial
18	3.2	0.9	Residencial
19	9.5	3.4	Residencial
20	2.2	0.7	Residencial
21	17.5	11.2	Residencial
22	0	0	
23	3.2	1.6	Residencial
24	8.7	6.7	Residencial
25	0	0	
26	3.5	2.3	Residencial
27	0	0	
28	0	0	

29	2.4	0.9	Residencial	
30	10.6	1.9	Residencial	
Total carga	189.2	107.2		
Industrial	55	29%	26.4	25%
Comercial	61	32%	43.6	41%
Residencial	73	39%	37.2	35%

Tabla 7. Caracterización de nodos 1-30 para el sistema IEEE de 57 barras.

Barra	Pd(MW)	Qd(MVar)	Tipo
1	55	17	Industrial
2	3	88	Industrial
3	41	21	Comercial
4	0	0	
5	13	4	Industrial
6	75	2	Comercial
7	0	0	
8	150	22	Residencial
9	121	26	Comercial
10	5	2	Residencial
11	0	0	
12	377	24	Industrial
13	18	2.3	Residencial
14	10.5	5.3	Industrial
15	22	5	Comercial
16	43	3	Industrial
17	42	8	Residencial
18	27.2	9.8	Comercial
19	3.3	0.6	Comercial
20	2.3	1	Comercial
21	0	0	
22	0	0	
23	6.3	2.1	Residencial
24	0	0	
25	6.3	3.2	Residencial
26	0	0	
27	9.3	0.5	Comercial
28	4.6	2.3	Residencial
29	17	2.6	Residencial
30	3.6	1.8	Residencial

31	5.8	2.9	Residencial
32	1.6	0.8	Residencial
33	3.8	1.9	Residencial
34	0	0	
35	6	3	Residencial
36	0	0	
37	0	0	
38	14	7	Comercial
39	0	0	
40	0	0	
41	6.3	3	Residencial
42	7.1	4.4	Residencial
43	2	1	
44	12	1.8	Comercial
45	0	0	
46	0	0	
47	29.7	11.6	Comercial
48	0	0	
49	18	8.5	Comercial
50	21	10.5	Residencial
51	18	5.3	Residencial
52	4.9	2.2	Residencial
53	20	10	Residencial
54	4.1	1.4	Residencial
55	6.8	3.4	Residencial
56	7.6	2.2	Residencial
57	6.7	2	Residencial
Total carga	1250.8	336.4	
Industrial	501.5	40%	141.3 42%
Comercial	374.8	30%	94.8 28%
Residencial	372.5	30%	99.3 30%

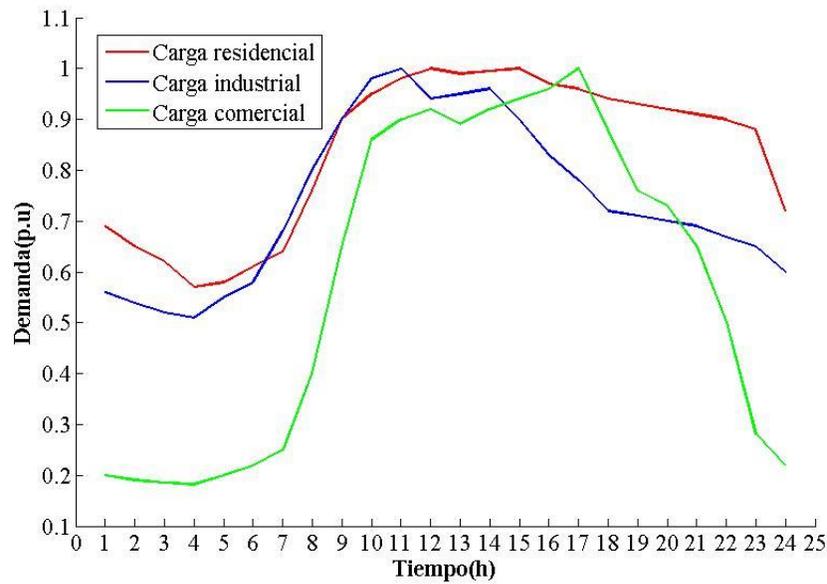


Figura 7. Curvas de demanda sistema IEEE 30 barras.

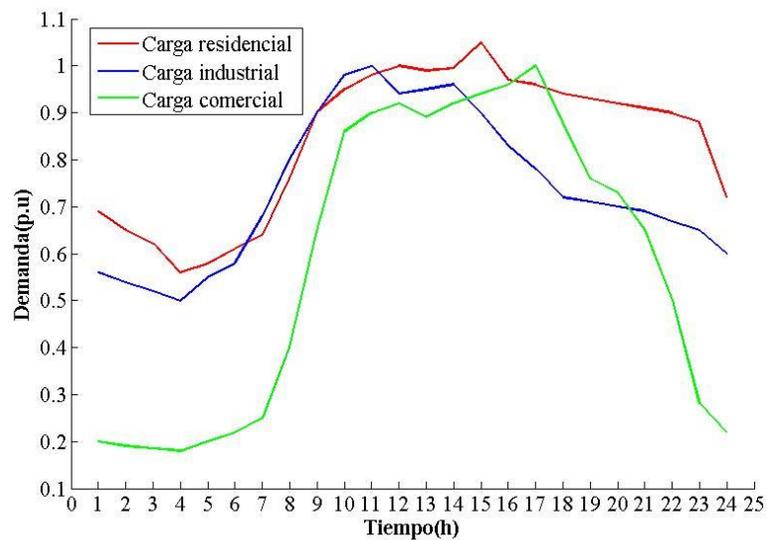


Figura 8. Curvas de demanda sistema IEEE 57 barras.

4.2. Parámetros de entrada

Los parámetros empleados en la simulación con la metodología de MVMO se ilustran en la tabla 9, se indican los parámetros técnicos de costos seleccionados y los valores de lambda para las variables de optimización del algoritmo. En la tabla 10 se indican los parámetros técnicos y de costos empleados, en la tabla 11 se indican las metas de pérdidas de potencia

activa y en la tabla 12 se muestran las restricciones del algoritmo con respecto al número de operaciones horarias y diarias para transformadores y bancos de capacitores.

En este trabajo una operación corresponde al movimiento realizado por los cambiadores de taps al pasar de un tap a otro en los transformadores, o el movimiento realizado por las unidades de conexión o desconexión de un banco de capacitores para pasar de una inyección de potencia reactiva de una capacidad, a otra inyección de mayor o menor capacidad.

Tabla 8. Parámetros de configuración de metodología MVMO.

Parámetro técnico	Valor
Número máximo de Evaluaciones	40000-85000
Número de variables de control	19-25
Número de partículas	40
Máximo porcentaje de buenas partículas	80%
Mínimo porcentaje de buenas partículas	20%
Tamaño del archivo de solución	30
Número de variables iniciales seleccionadas para mutación	10
Número de variables finales seleccionadas para mutación	5
Corridas independientes	6
Modo	4
Factor de escala de forma inicial	1
Factor de escala de forma final	20
Factor de escala para forma alternativa inicial	0.06
Factor de escala para forma alternativa final	0.05
Probabilidad de búsqueda local	0

Tabla 9. Parámetros técnicos y de costos empleados para los sistemas de prueba.

Parámetro técnico	Nombre	Valor	Unidad
λ_v	Lambda para función de tensiones en los nodos de carga.	0.05	N.A
λ_b	Lambda para función de flujos máximos por líneas de transmisión	0.05	N.A
λ_l	Lambda para función de flujos máximos por líneas de transmisión	0.005	N.A
λ_{ct}	Lambda para función de operaciones horarias y diarias de cambiadores de taps de transformadores	0.05	N.A
λ_{cc}	Lambda para función de operaciones diarias de bancos de capacitores	0.05	N.A
λ_{cr}	Lambda para función de operaciones diarias de bancos de reactores	0.05	N.A
CT_k	Costo por maniobra para cambiadores de taps transformadores	6	\$/Maniobra
CC_l	Costo por maniobra para bancos de capacitores	4	\$/Maniobra

Los factores de penalización λ para las subfunciones planteadas fueron establecidos mediante pruebas de sensibilidad realizadas al modelo matemático, las cuales pudieron determinar la mejor configuración posible. Los factores CT_k y CC_l son factores de peso asociados al costo por maniobra para transformadores y capacitores, el cual es mayor para los transformadores, debido a que mediante pruebas realizadas y de los estudios consultados de la revisión del estado del arte, se pudo determinar que los transformadores tienden a tener un rol más activo dentro de la operación de los sistemas de potencia.

Tabla 10. Metas de pérdidas de potencia activa para sistemas IEEE de 30 y 57 barras.

Caso IEEE	Pérdidas de potencia activa caso base (MW)	Meta de pérdidas de potencia activa en el sistema diaria ($Loss_{Ref}$)	
		% Total de la generación	(MW)
30	65.36	1.77	59.5
57	241.7	0.97	219.5

Las operaciones diarias de los transformadores ($Tmax_{d,k}$), fueron establecidas tomando como referencia 500000 maniobras máximas para los transformadores empleados en cada uno de los sistemas de prueba acorde con [81], en un panorama de mantenimiento preventivo del transformador de 12 años, lo que da un número de operaciones máximo por día de 114.15; ver tabla 13.

Las metas de pérdidas de potencia activa para el sistema IEEE 30-bus y 57-bus, fueron obtenidas mediante la realización de una sensibilidad, con la cual se pudo estimar el valor a partir del cual no se presenta una reducción de pérdidas notoria, con el cambio en el número de operaciones diarias de transformadores y bancos de capacitores, tal y como se mostrará más adelante en los resultados obtenidos.

Tabla 11. Restricciones de operaciones horarias y diarias.

Caso IEEE	Operaciones horarias	Operaciones diarias	
	Transformadores ($Tmax_{h,k}$)	Transformadores ($Tmax_{d,k}$)	Bancos de capacitores ($Cmax_{d,l}$)
30	5	30	12
57	10	100	2

Las operaciones horarias ($Tmax_{h,k}$), fueron establecidas, acorde a valores típicos de la operación de cambios máximo de taps intrahorarios. Para las operaciones diarias de las unidades de conexión y desconexión de bancos de capacitores, se toma como criterio el

número de maniobras permitidas para la conexión y desconexión de las unidades de compensación capacitiva, en promedio, acorde a un proveedor seleccionado, la cual corresponde a 20000 operaciones por cada unidad de interrupción para un periodo de mantenimiento preventivo de 20 años, acorde con esto se aplica en la tabla 13 [82].

Tabla 12. Cálculo de operaciones diarias máximas para cambiadores de taps.

Característica	Valor
Número de operaciones máximo sin mantenimiento preventivo por unidad de cambiador de taps.	500000
Número de años sin mantenimiento preventivo para las unidades de conexión y desconexión	12
Número de operaciones anuales	41667
Número de operaciones diarias	114.15

Tabla 13. Cálculo de operaciones diarias máximas por unidad de compensación capacitiva.

Operaciones diarias máximas por unidad de compensación capacitiva	
Característica	Valor
Número de operaciones máximo sin mantenimiento preventivo por unidad capacitiva para las unidades de conexión y desconexión.	20000
Número de unidades compensadoras capacitivas	5
Número total de operaciones máximo sin mantenimiento preventivo para las unidades de conexión y desconexión.	100000
Número de años sin mantenimiento preventivo para las unidades de conexión y desconexión	20
Número de operaciones anuales	5000
Número de operaciones diarias	13.7

Los límites en las barras de carga están dados por $V_{Li}^{max} = 1.1$, y $V_{Li}^{min} = 0.9$. Adicionalmente en la tabla 14 se muestran los valores límite para las variables de control de los sistemas IEEE tomados en consideración, con una potencia base de 100 MVA.

Tabla 14. Límites y pasos para variables de control para sistemas IEEE de 30 y 57 barras.

Caso IEEE	V_G^{max}	V_G^{min}	T_i^{min}	T_i^{max}	Q_C^{max}	Q_C^{min}	$Q_C^{Paso}(\Delta C)$
30	1.1	0.95	0.9	1.05	0.05	0	0.01
57	1.1	0.95	0.9	1.1	0.1	0	0.02

4.3. Resultados con el sistema IEEE de 30 barras

El sistema IEEE de 30 barras empleado corresponde al reportado en [77], al cual se incorporaron 9 bancos de capacitores propuestos en [21], con lo que se tienen 41 ramas, 19 variables de control: 6 voltajes controlables en los generadores ubicados en los nodos 1, 2, 22, 27, 23, y 13, 4 transformadores con cambiadores de taps en las ramas 6-9, 6-10, 4-12, 28-27, y 9 bancos de capacitores ubicados en los nodos 10, 12, 15, 17, 20, 21, 23, 24 y 29. En este caso, la máxima demanda es de 181.73 MW, en la hora 14 y se tiene una curva de demanda en cada nodo acorde a la figura 7 y tabla 7.

Después de ejecutar el algoritmo MVMO se encontraron varias soluciones factibles para el DOPRM, que cumplen con la función objetivo y las restricciones planteadas. Para dar mayor claridad, se definieron algunos elementos pilotos (barras de generación, barras de carga, transformadores y bancos de capacitores) donde se detallan los resultados para 3 corridas del algoritmo seleccionadas al azar. Estos elementos se ilustran en la figura 9.

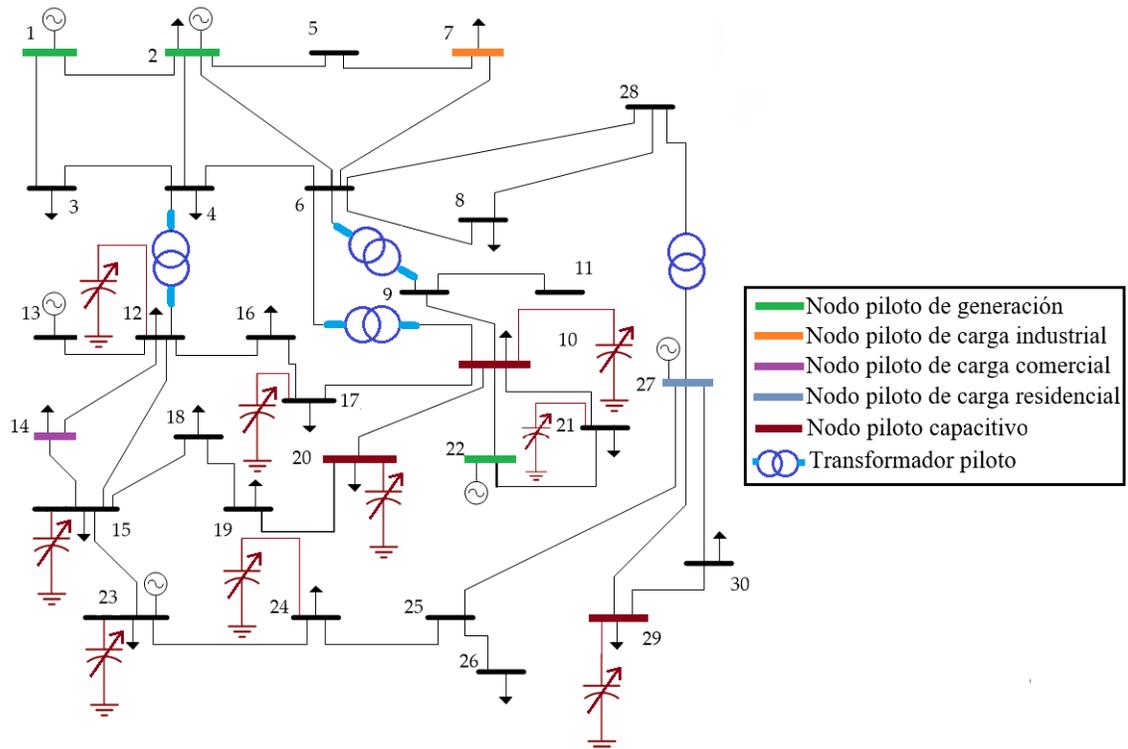


Figura 9. Sistema de prueba IEEE de 30 barras con nodos y transformadores piloto empleados.

4.3.1. Tensiones en barras de generación

Se tomaron 3 generadores como piloto para revisar los voltajes que entrega el algoritmo en 3 corridas seleccionadas al azar. Estos generadores están ubicados en los nodos 1, 2, y 22. Al revisar los nuevos voltajes, se evidencia una mejora notable como se observa en las figuras 10-12, donde VSC y VCC corresponden a los voltajes antes y después de ejecutar el DOPRM; estos últimos son mayores a los voltajes del caso base. Al revisar la variación de tensión para las 24 horas en los nodos 1, 2 y 22 el 93%, 86.7% y 64.2%, respectivamente, de los valores de tensión se encuentran por encima de los valores del caso base. Es importante resaltar también que se presentan corridas para las cuales se encuentran valores de tensión en algunas barras por debajo del caso base, pero siempre en el rango operativo permisible.

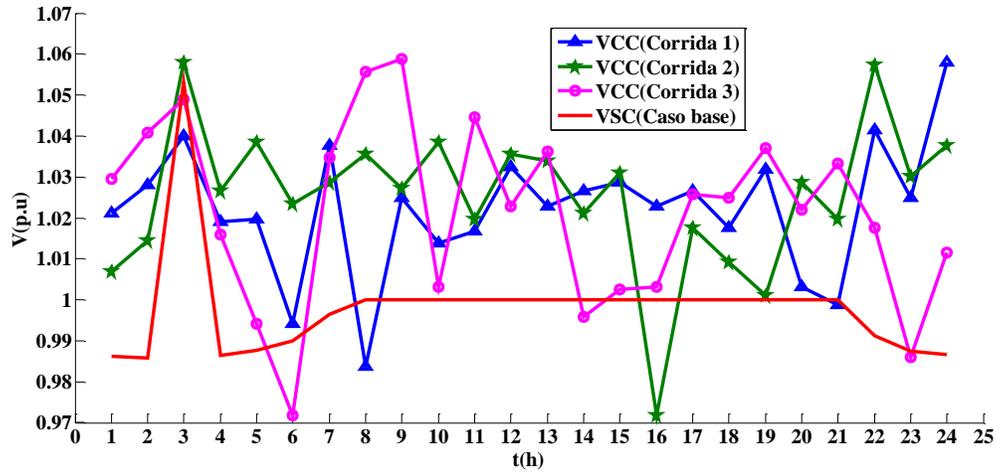


Figura 10. Tensiones del generador ubicado en la barra 1 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.

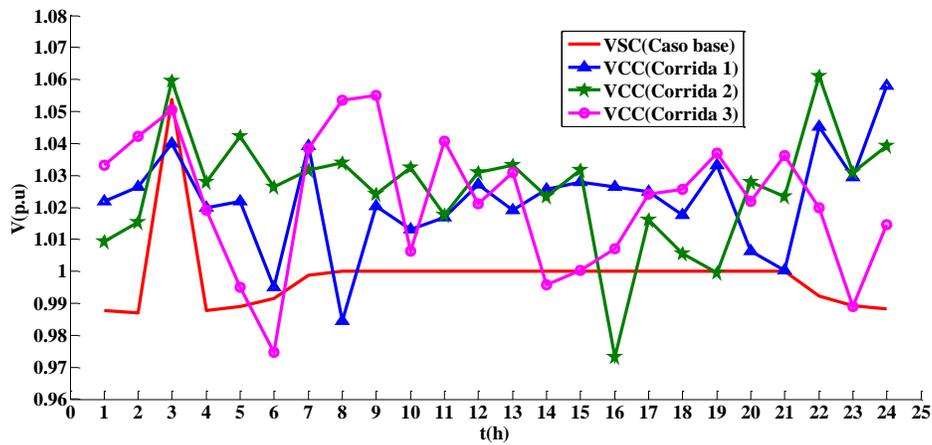


Figura 11. Tensiones del generador ubicado en la barra 2 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.

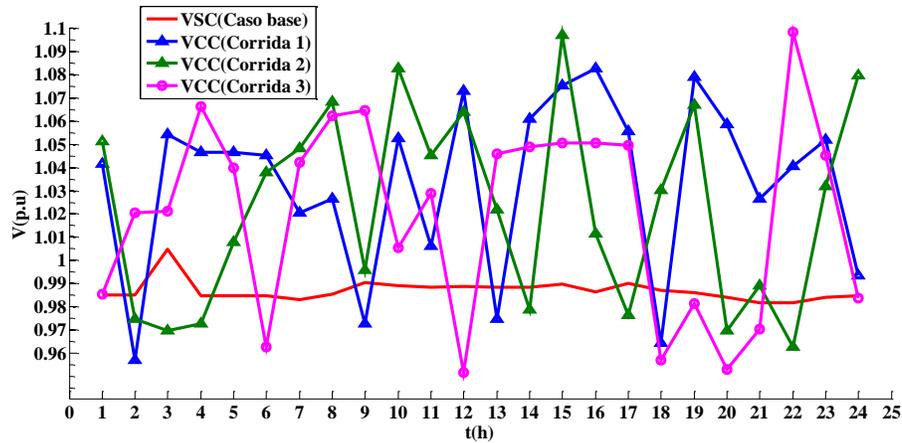


Figura 12. Tensiones del generador ubicado en la barra 22 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.

4.3.2. Voltajes en nodos de carga

Se seleccionaron 3 nodos piloto para revisar el cumplimiento de las restricciones de tensión: nodo 7 (industrial), 14 (comercial) y 21 (residencial), para analizar el efecto en las tensiones del DOPRM para distintos tipos de carga. Al revisar las tensiones arrojadas por el algoritmo en los nodos piloto se observa una mejora de los mismos, como se evidencia en las figuras 13 a 15, donde nuevamente VSC y VCC corresponden a los voltajes con y sin compensación óptima de potencia reactiva multiperiodo. Al revisar las variaciones de tensión horarias se encuentra que el 100% de los casos, las tensiones en los nodos comercial y residencial, tomados en consideración aumentan después del despacho óptimo de reactiva. Para el caso del nodo industrial, esto ocurre el 89.17% de las veces. Por otro lado, se presentan corridas para las cuales se encuentran valores de tensión por debajo del caso base; sin embargo, las mismas se encuentran en el rango permisible, lo cual es el objetivo del algoritmo, mantener las restricciones y función objetivo en los rangos establecidos.

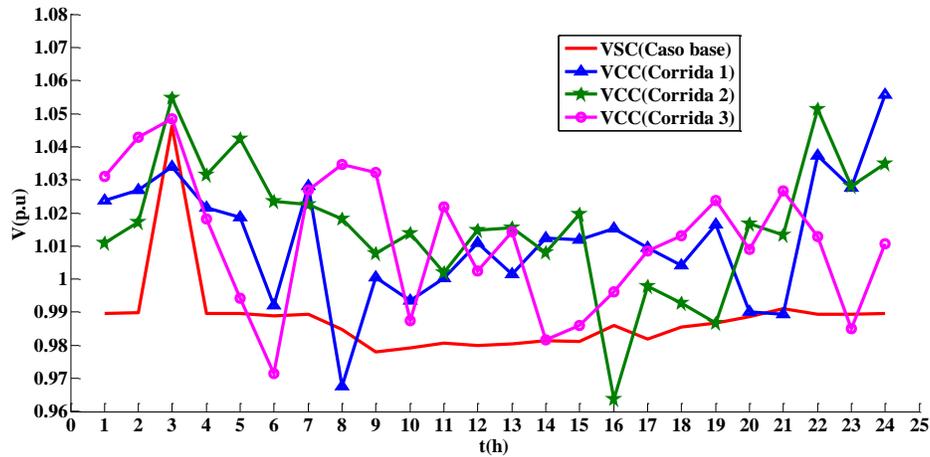


Figura 13. Voltaje en el nodo 7 (carga industrial) del sistema IEEE de 30 barras.

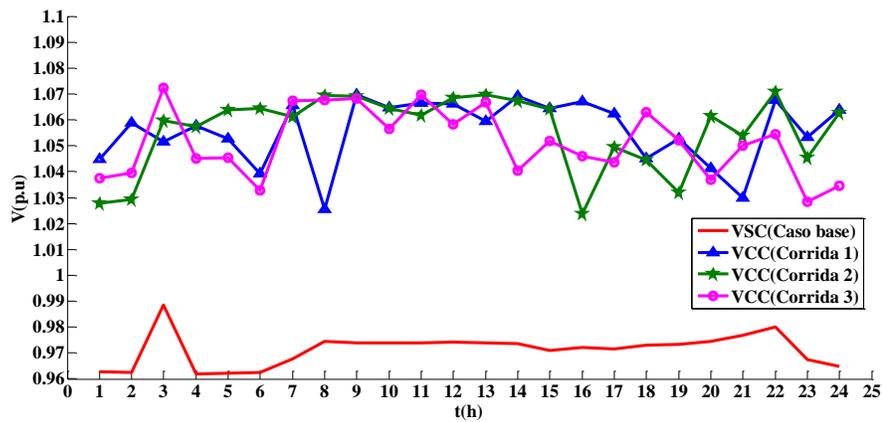


Figura 14. Voltaje en el nodo 14 (carga comercial) del sistema IEEE de 30 barras.

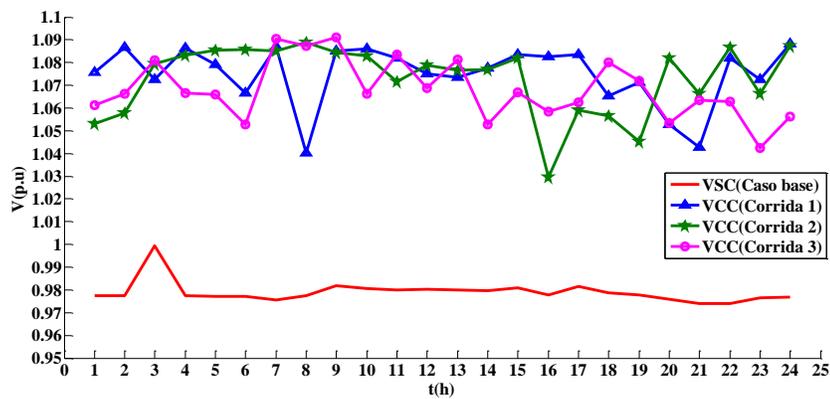


Figura 15. Voltaje en el nodo 21 (carga residencial) del sistema IEEE de 30 barras.

4.3.3. Taps de los transformadores y operaciones horarias

Se tomaron 3 transformadores para revisar el comportamiento del número de cambios de taps que entrega el algoritmo para 3 corridas. Estos transformadores se encuentran ubicados entre los nodos 6-9, 6-10, y 4-12.

En las figuras 16-18 se observa un comportamiento con una tendencia similar para la variación en el tiempo del cambio de taps, y con coincidencias de las soluciones entregadas por cada corrida para varios periodos de tiempo. Adicionalmente, se puede ver que el cambio de taps de todos los transformadores se encuentran en el rango de -10 a 10.

También se tiene que la restricción de número de operaciones horarias y diarias se cumple como se indica en las figuras 19-21, las cuales fueron estimadas en un límite máximo de 5 operaciones horarias y 30 diarias. El promedio de operación diario encontrado para cada transformador corresponde a: transformador 1 en los nodos 6-9 (28 operaciones), transformador 2 en los nodos 6-10 (29 operaciones), transformador 3 en los nodos 4-12 (28 operaciones), y transformador 4 en los nodos 28-27 (27 operaciones), con lo cual se presentan variaciones promedio similares para cada uno de los transformadores.

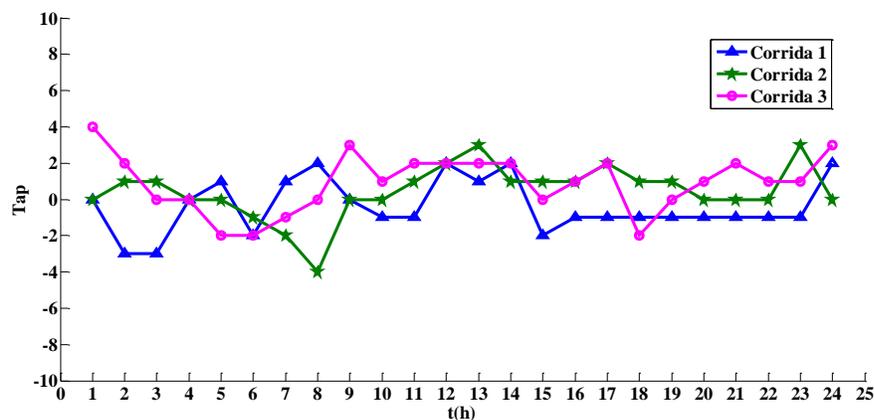


Figura 16. Variación horaria de taps del transformador 1 (nodos 6-9) para el sistema IEEE de 30 barras.

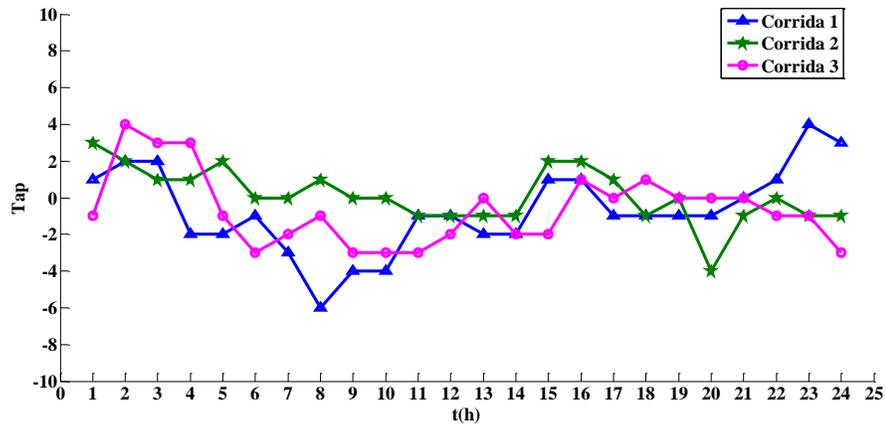


Figura 17. Variación horaria de taps del transformador 2 (nodos 6-10) para el sistema IEEE de 30 barras.

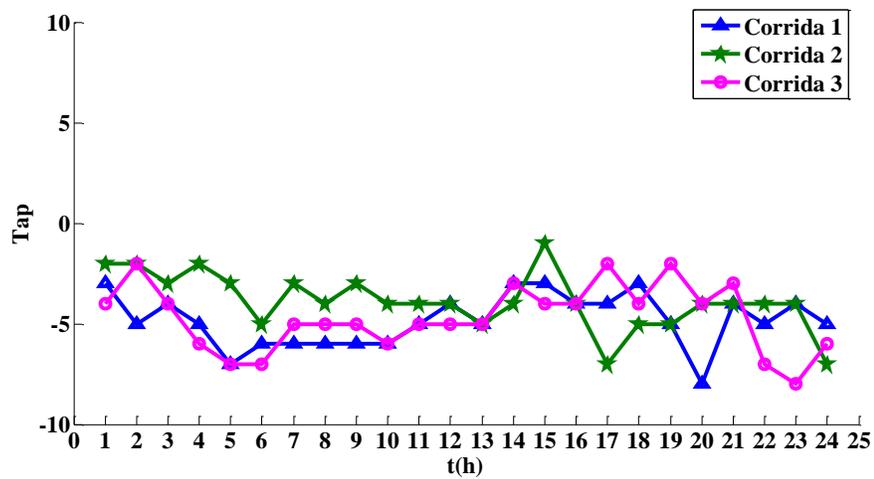


Figura 18. Variación horaria de taps del transformador 3 (nodos 4-12) para el sistema IEEE de 30 barras.

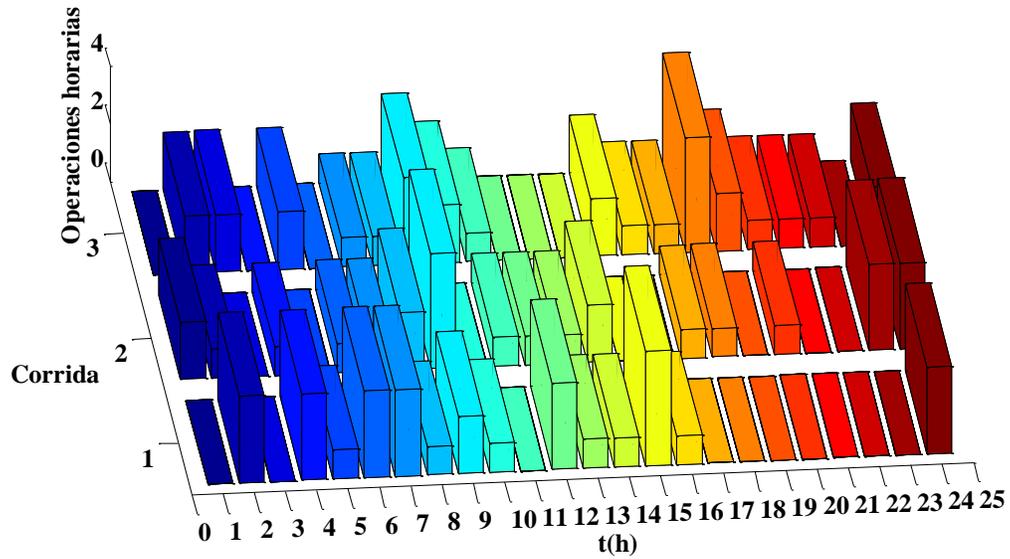


Figura 19. Operaciones horarias del transformador 1 (nodos 6-9) para el sistema IEEE de 30 barras.

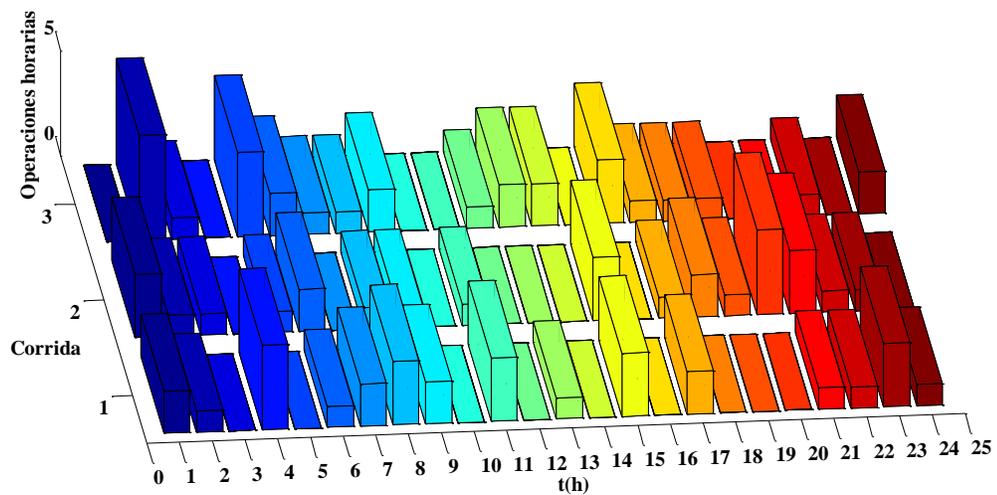


Figura 20. Operaciones horarias de transformador 2 (nodos 6-10) para el sistema IEEE de 30 barras.

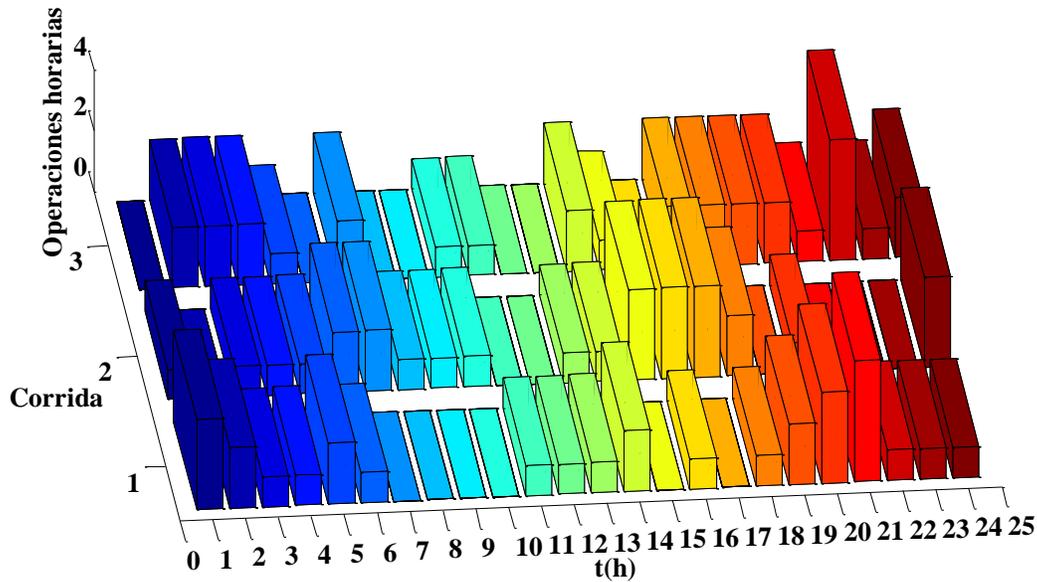


Figura 21. Operaciones horarias de transformador 3 (nodos 4-12) para el sistema IEEE de 30 barras.

4.3.4. Operaciones horarias y diarias de bancos de capacitores

Se tomaron algunos bancos de capacitores para revisar el comportamiento de la variación de potencia reactiva que presenta el algoritmo de optimización para 3 corridas. Los bancos de capacitores seleccionados están ubicados en los nodos 10, 20 y 29.

En las figuras 22-24 se presenta la variación de la potencia reactiva inyectada por cada banco capacitivo en las 24h. Se observa un comportamiento con una tendencia similar para la variación en el tiempo de la inyección de la potencia reactiva para cada uno de los dispositivos de compensación, en especial se presentan coincidencias de las soluciones entregadas por cada corrida para varios periodos de tiempo.

Adicionalmente, se observa que la inyección de potencia reactiva se encuentra en el rango de 0 a 4 MVar, (ver figura 25). En el caso de los bancos de capacitores no se estableció un límite horario al número de operaciones, dado que los bancos de capacitores operan pocas veces en el día, en comparación con los transformadores, lo que haría que el problema fuera muy restrictivo en encontrar la solución de despacho óptimo de potencia reactiva. Sin embargo, los resultados de las simulaciones presentan un rango de operación horario para cada banco de capacitores de 0 a 3 operaciones entre periodos consecutivos, como se indica en las figuras 26-28.

También se tiene que el número de operaciones diario se está cumpliendo acorde a la figura 29, donde se observa un rango de 9 a 12 operaciones de maniobra diarias, y la variación de la sumatoria de potencia reactiva entregada por hora por todas las unidades de bancos de capacitores se ubica entre 10 y 21 MVAR de inyección.

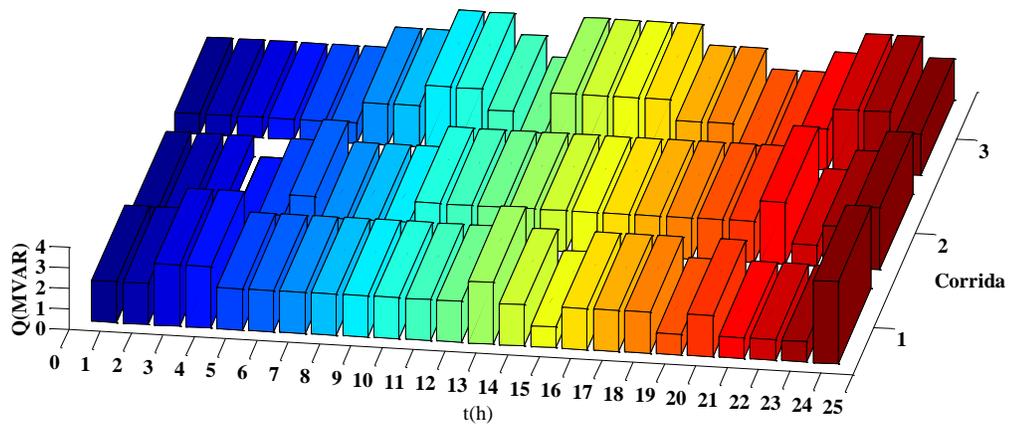


Figura 22. Variación de potencia reactiva del banco de capacitores 1 (nodo 10) para el sistema IEEE de 30 barras.

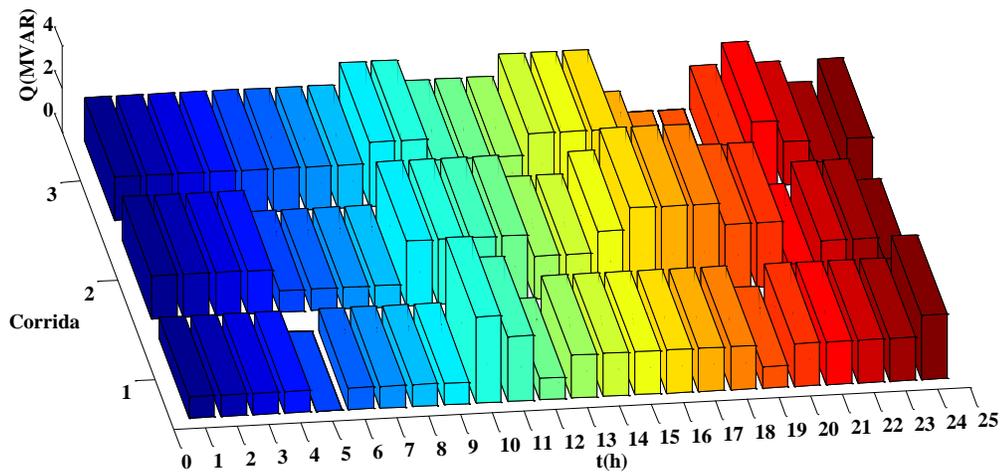


Figura 23. Variación de potencia reactiva de banco de capacitores 5 (nodo 20) para el sistema IEEE de 30 barras.

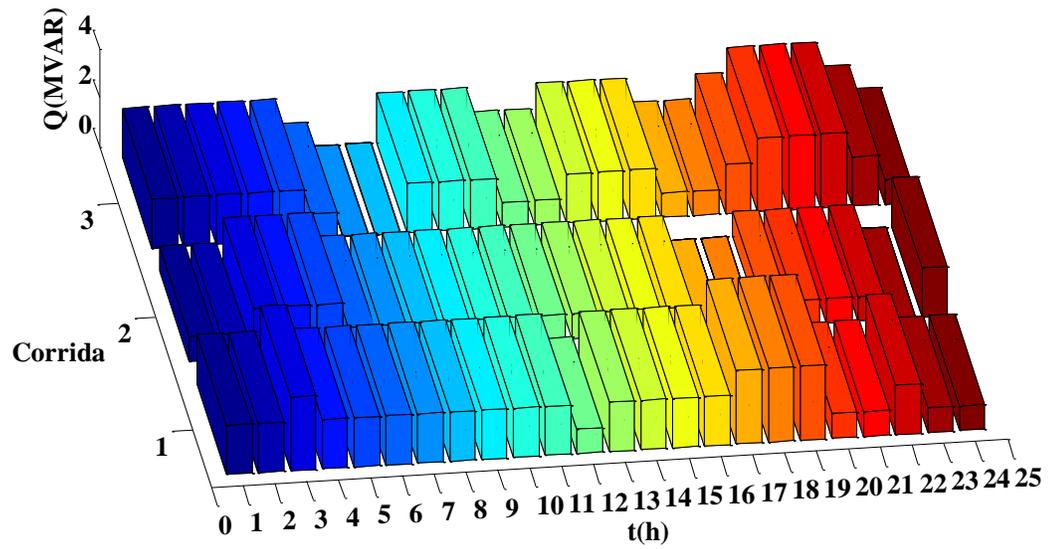


Figura 24. Variación de potencia reactiva de banco de capacitores 9 (nodo 29) para el sistema IEEE de 30 barras.

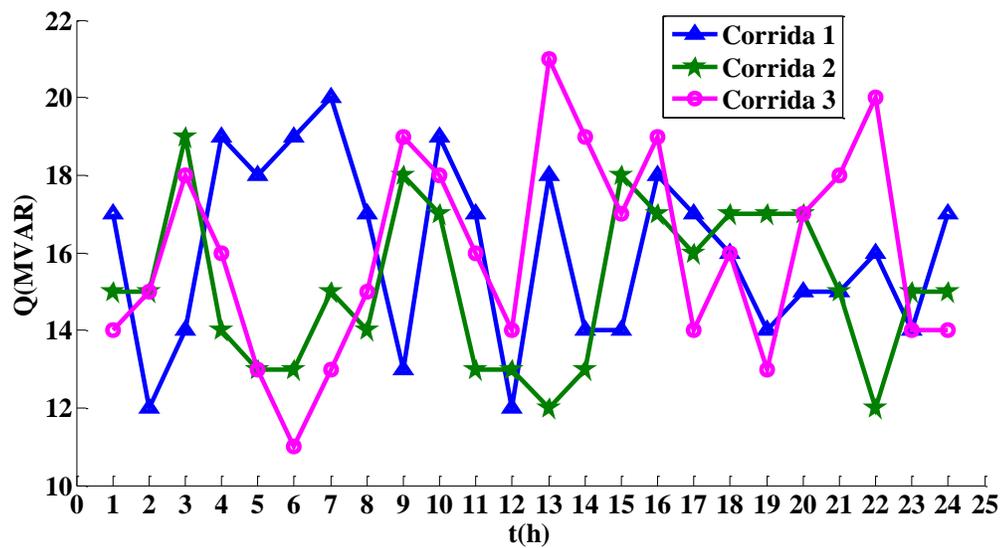


Figura 25. Variación de potencia reactiva total horaria para el sistema IEEE de 30 barras.

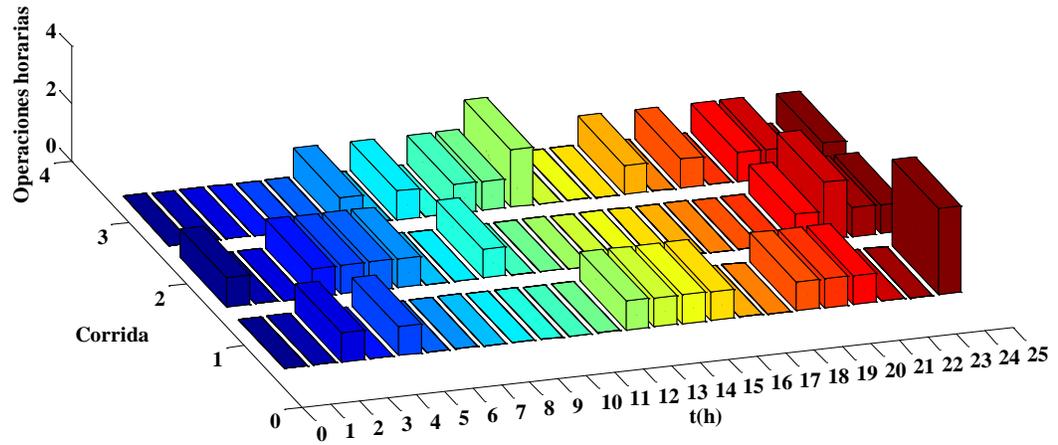


Figura 26. Operaciones horarias de banco de capacitores 1(nodo 10) para el sistema IEEE de 30 barras.

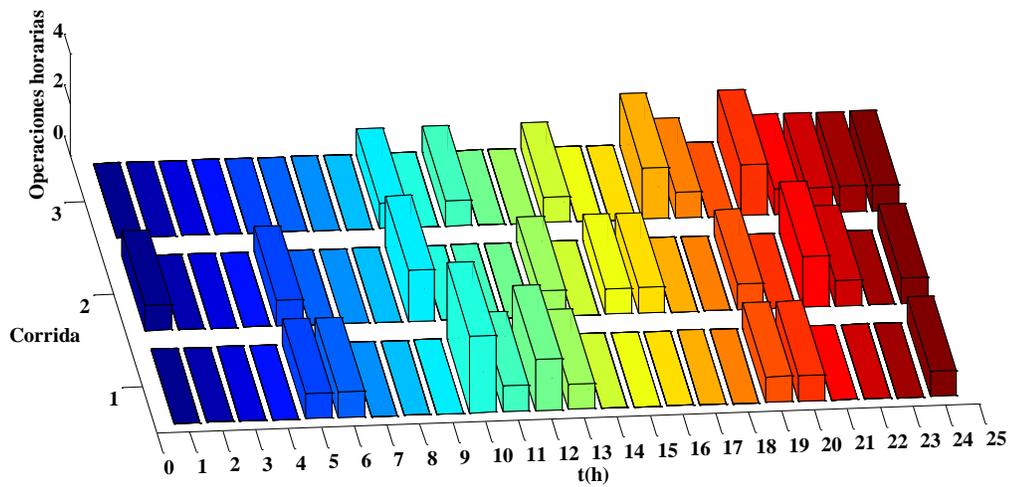


Figura 27. Operaciones horarias de banco de capacitores 5 (nodo 20) para el sistema IEEE de 30 barras.

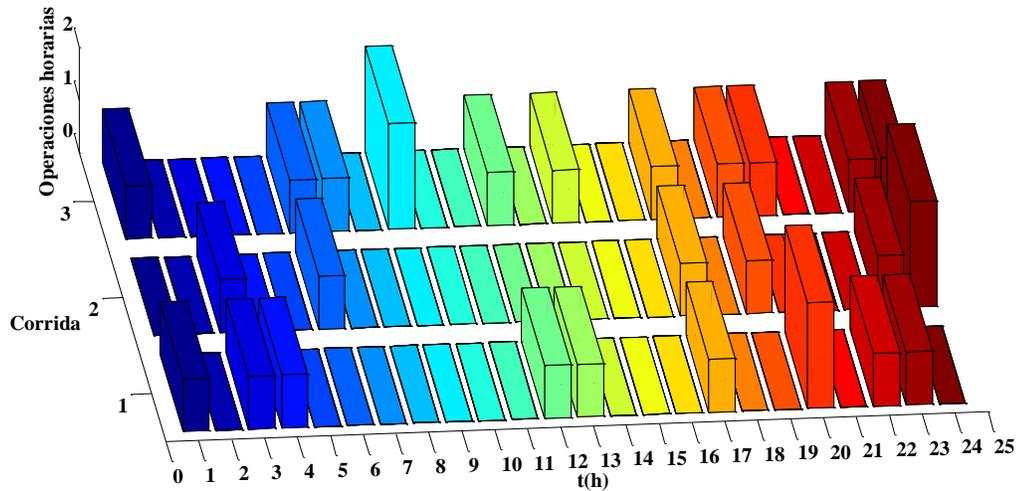


Figura 28. Operaciones horarias de banco de capacitores 9 (nodo 29) para el sistema IEEE de 30 barras.

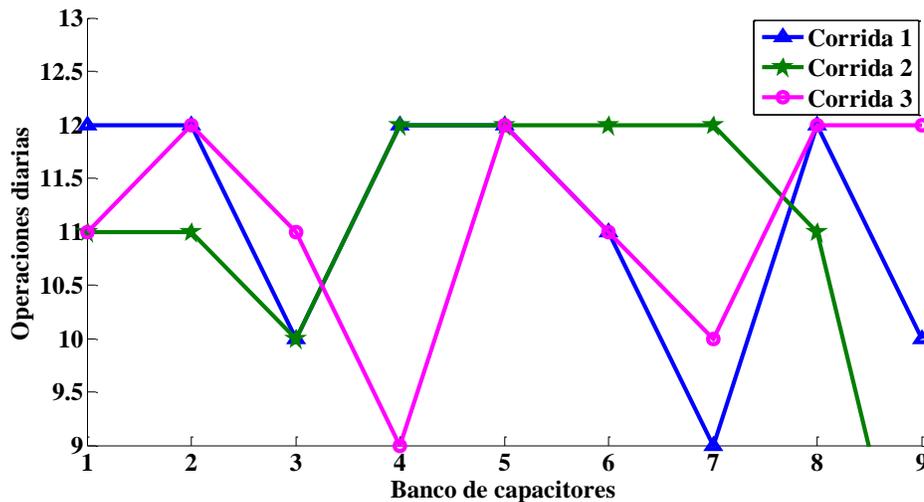


Figura 29. Operaciones diarias de los bancos de capacitores sistema IEEE de 30 barras.

4.3.5. Función objetivo

Para el manejo de pérdidas de potencia activa se propuso una meta $P_{\text{lossd}} = 59.5$ MW, la cual fue cumplida como se observa en la figura 30, donde PSC y PCC hacen referencia a las pérdidas de potencia activa sin y con compensación de potencia reactiva multiperiodo. Para todas las corridas realizadas del algoritmo, se presenta una reducción de pérdidas diaria y

para todos los periodos de tiempo, excepto para el periodo 22, ya que en este las condiciones de demanda y generación hacen difícil superar las pérdidas de potencia activa del caso base. A pesar de que en el periodo 22 no fue posible reducir las pérdidas, se aprecia la capacidad de exploración horaria del algoritmo, para llegar a la meta de pérdidas diaria establecida. Cabe notar que la exploración realizada por el algoritmo para la reducción de pérdidas de potencia activa, se corresponde con la manera como varía la demanda de potencia activa total del sistema.

La reducción total de pérdidas de potencia activa diarias obtenida es del 9.88% en promedio para todas las corridas, respecto al caso base. Y la reducción de pérdidas horarias, exceptuando el periodo 21, se presentan reducciones que van desde 1.77% hasta 27.83%. También al analizar los datos se observa que dependiendo del periodo se tiene mayor o menor capacidad de reducción de pérdidas de potencia activa, por ejemplo, en el periodo 3 la reducción de pérdidas de potencia activa para todas las corridas se encuentra en un 27% respecto al caso base, lo que hace que el algoritmo tenga periodos de tiempo destacables para reducir pérdidas de potencia activa en mayor medida.

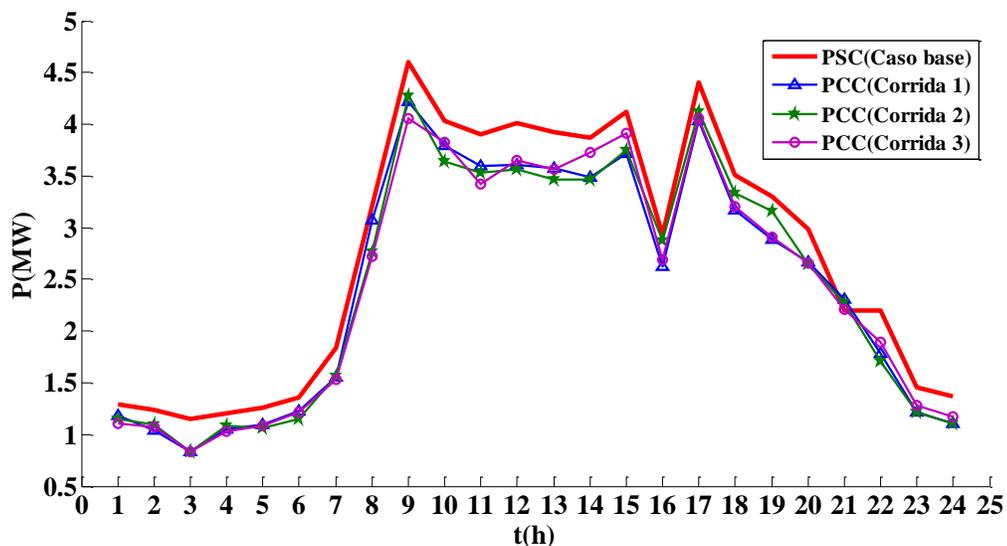


Figura 30. Pérdidas de potencia activa sin y con compensación óptima de potencia reactiva para el sistema IEEE de 30 barras.

4.3.6. Evolución de la función de aptitud y análisis estadístico

Se realizaron 25 corridas con un límite máximo de 40000 evaluaciones por corrida. La evolución del MVMO, para las 3 mejores corridas se ilustra en la figura 31. Como se observa en todas las corridas se alcanza el valor de -1 para la función de aptitud lo que evidencia la convergencia del algoritmo para la solución planteada. Es importante mencionar que se observa una convergencia rápida del MVMO, y que este no necesita realizar todas las evaluaciones definidas al inicio para entregar una solución factible al problema de DOPRM.

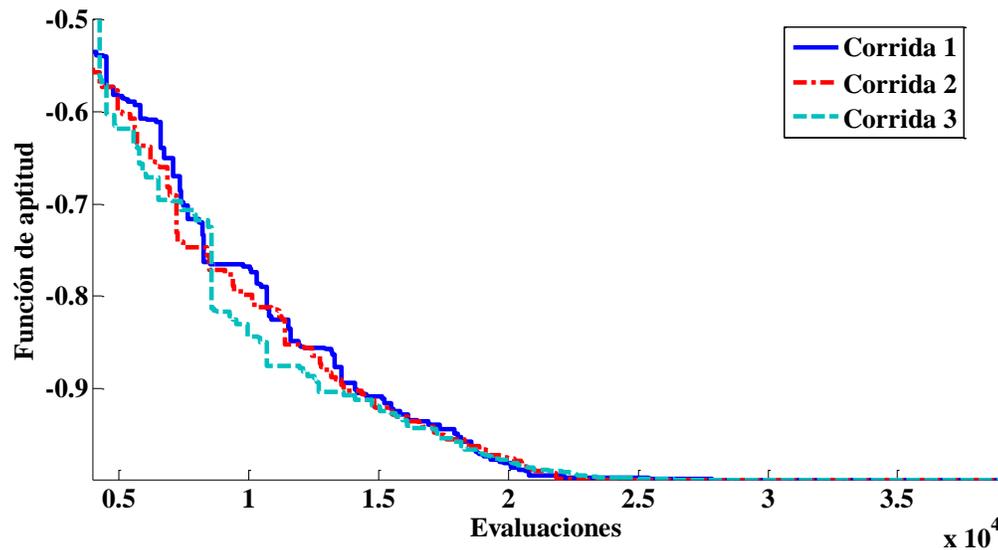


Figura 31. Convergencia del MVMO para el problema DOPRM para el sistema IEEE de 30 nodos.

En la tabla 15 se presenta un análisis estadístico arrojado para las 25 pruebas realizadas, en el cual se indican las mejores y peores soluciones, así como el promedio, y desviación estándar para las pérdidas de potencia activa, y operaciones diarias totales de transformadores y bancos de capacitores y tiempos de computo.

Tabla 15. Resultados estadísticos para sistema IEEE 30-bus.

Variable	Sistema IEEE 30-bus	
Pérdidas de potencia activa (MW)	Mejor	59.9128
	Peor	59.9999
	Promedio	59.9838
	Desviación estándar	0.0186
	Mejor	106

Operaciones diarias de transformadores	Peor	120
	Promedio	114.94
	Desviación estándar	3.85
Operaciones diarias de bancos de capacitores	Mejor	95
	Peor	107
	Promedio	102.56
	Desviación estándar	2.82
Tiempo de computo (s)	Mejor	3611.3359
	Peor	10340.167
	Promedio	7000.5342
	Desviación estándar	1699.9247

De la tabla 15, se puede observar que el MVMO tiene una buena convergencia para acercarse al óptimo global, esto se evidencia en el pequeño valor de la desviación estándar de las pérdidas del sistema que es la función objetivo del problema.

4.3.7. Pérdidas de potencia activa en relación al número de operaciones diarias de los transformadores

Se realiza un análisis de sensibilidad con el objetivo de conocer la evolución de las pérdidas de potencia activa, respecto al número de operaciones totales de los transformadores. Al realizar este análisis se encuentra que la menor pérdida de potencia activa corresponde a 57.93 MW y 272 operaciones, adicionalmente se presenta un punto a partir del cual, el incremento en el número de operaciones no impacta significativamente la disminución de pérdidas de potencia activa, este punto corresponde a 59.99 MW y 120 operaciones. Y también se puede ver que hay un punto a partir del cual las pérdidas de potencia activa comienzan a incrementar con la disminución en el número de operaciones, este punto corresponde a 59.93 MW y 78 operaciones, ver figura 32.

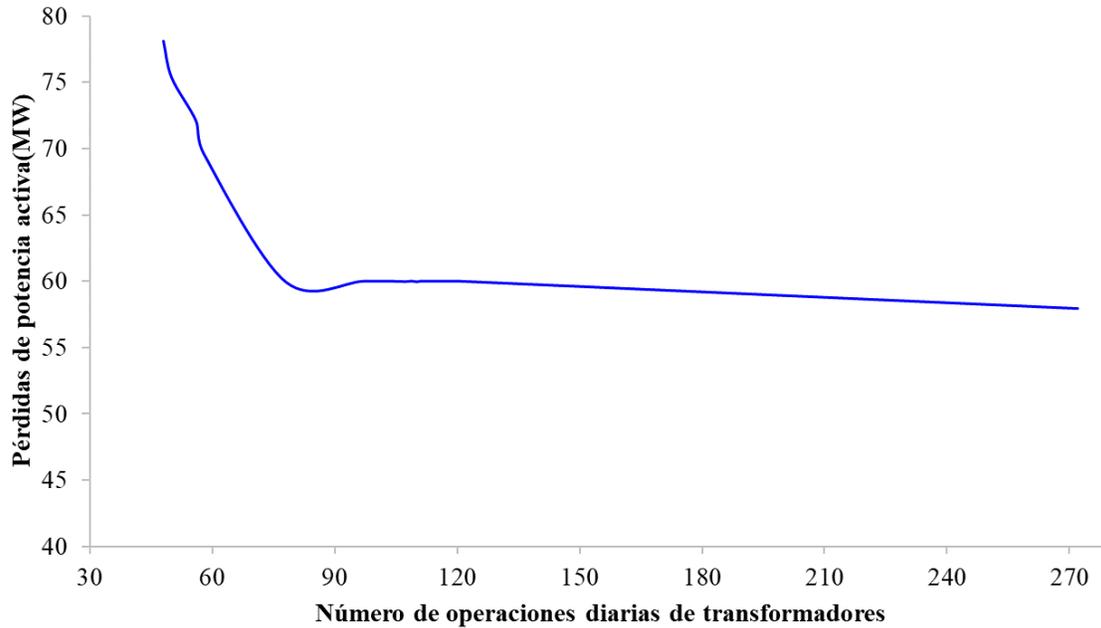


Figura 32. Pérdidas de potencia activa sistema IEEE 30-bus en relación al número de operaciones de los transformadores.

4.4. Resultados con el sistema IEEE-57 bus

El sistema IEEE de 57 barras empleado corresponde al reportado en [78]. Este consta de 57 barras, 80 ramas, 25 variables de control: 7 magnitudes de voltajes de los generadores ubicados en los nodos 1, 2, 3, 6, 8, 9, y 12, 15; 15 transformadores con cambiadores de taps en las ramas 4-18 (2 Transformadores), 21-20, 24-26, 7-29, 34-32, 11-41, 15-45, 14-46, 10-51, 13-49, 11-43, 40-56, 39-57, 9-55 y 3 bancos de capacitores ubicados en los nodos 18, 25 y 53. La máxima demanda es de 1251.8 MW, en la hora 11 y se tiene una curva de demanda en cada nodo acorde con la figura 8 y tabla 8.

En este sistema es importante tener presente que se tienen más transformadores que bancos de capacitores. Por tal motivo, se elige una inyección de potencia reactiva de un solo paso de 10 MVAr, y 2 operaciones horarias máximas, para poder generar un mejor impacto horario de la compensación capacitiva. Adicionalmente, se tiene que para esta topología los transformadores deben de operar más, dada la poca compensación capacitiva, lo que hace que en este caso se establezcan 100 operaciones máximas diarias y 10 operaciones máximas horarias. Lo anterior no ocurre en el sistema de 30 barras ya que se tienen más bancos de capacitores que transformadores (9 y 4, respectivamente).

Después de ejecutar el algoritmo MVMO se encontraron varias soluciones factibles para el DOPRM, que cumplen con la función objetivo y las restricciones planteadas. Para dar mayor claridad, se definieron algunos elementos piloto (barras de generación, barras de carga, transformadores y bancos de capacitores) donde se detallan los resultados para 3 corridas seleccionadas al azar. Estos elementos se ilustran en la figura 33.

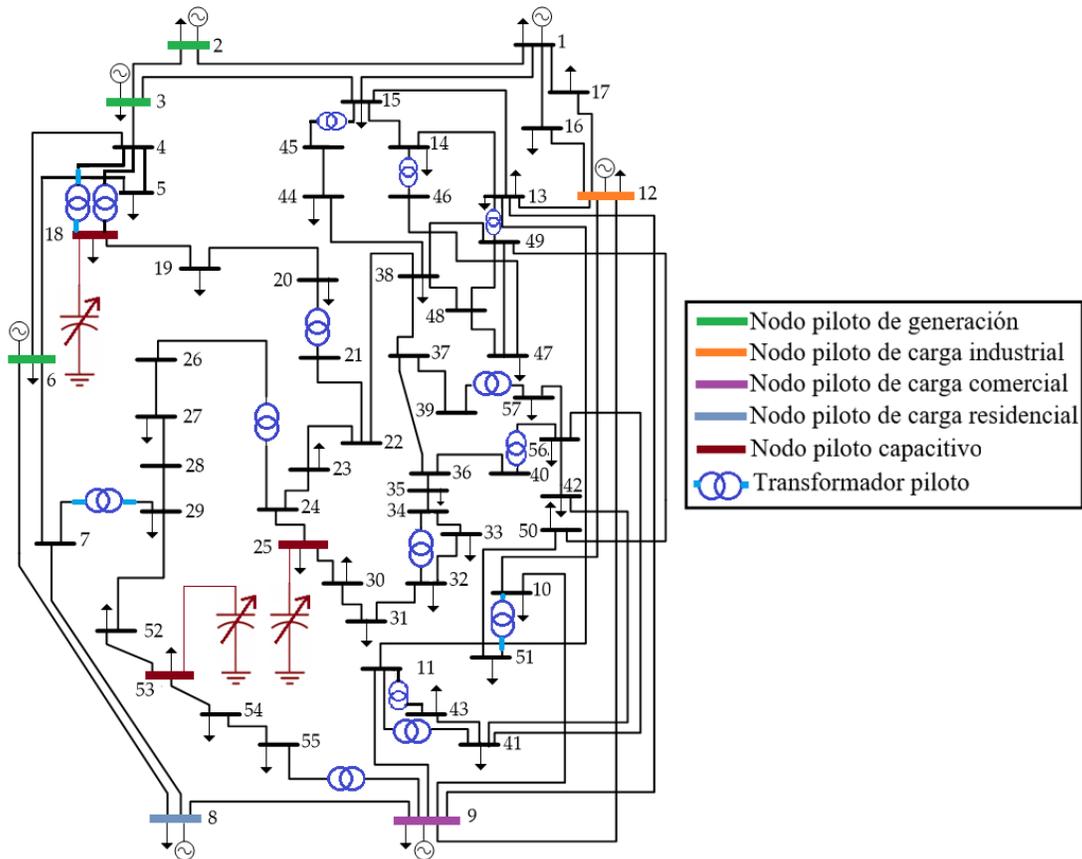


Figura 33. Sistema de prueba IEEE de 57 barras con nodos y transformadores piloto empleados.

4.4.1. Voltajes entregados por los generadores

Se tomaron 3 generadores como piloto para revisar sus tensiones. Estos generadores están ubicados en los nodos 2, 3 y 6. Al revisar los nuevos voltajes, se evidencia un aumento notable como se observa en las figuras 34-36, donde VSC y VCC corresponden a los voltajes antes y después de ejecutar el DOPRM; estos últimos son mayores a los voltajes del caso base. Al analizar las tensiones, para tres corridas del algoritmo en los 24 periodos de tiempo

se encuentre que los nodos 3 y 6 aumentan su tensión el 100% de las veces, mientras el nodo 2, el 95% de las veces. Por otro lado, las tensiones que aparecen por debajo del valor del caso base siempre se encuentran en los rangos especificados.

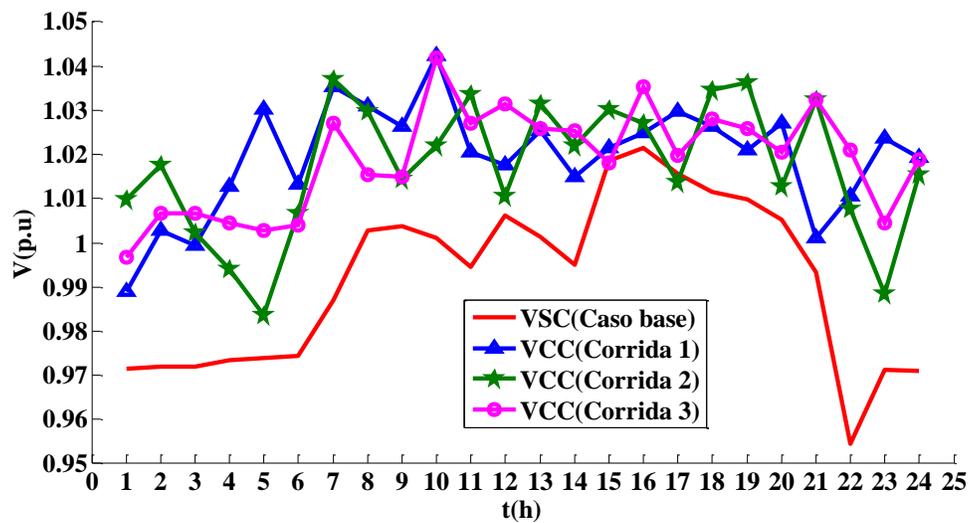


Figura 34. Tensiones del generador ubicado en la barra 2 para el sistema IEEE de 57 barras en diferentes corridas del algoritmo.

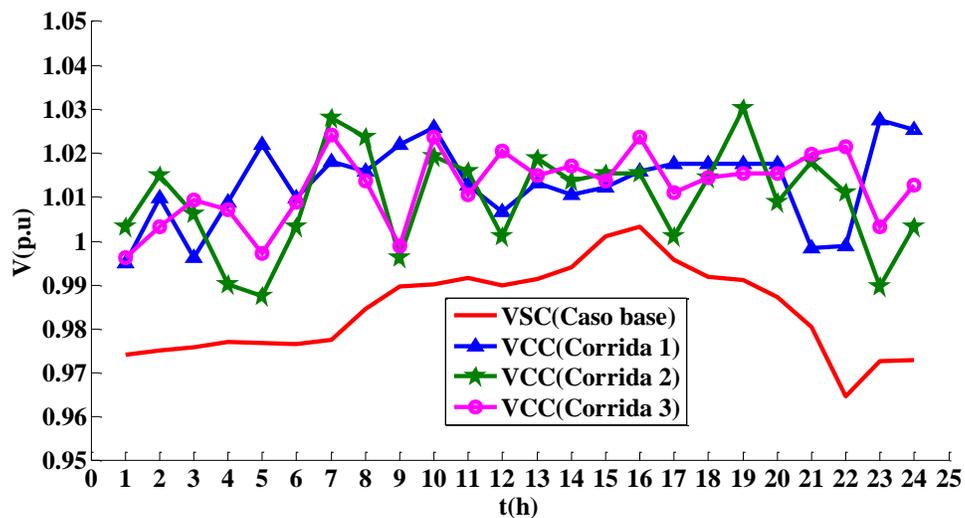


Figura 35. Tensiones del generador ubicado en la barra 3 para el sistema IEEE de 57 barras en diferentes corridas del algoritmo.

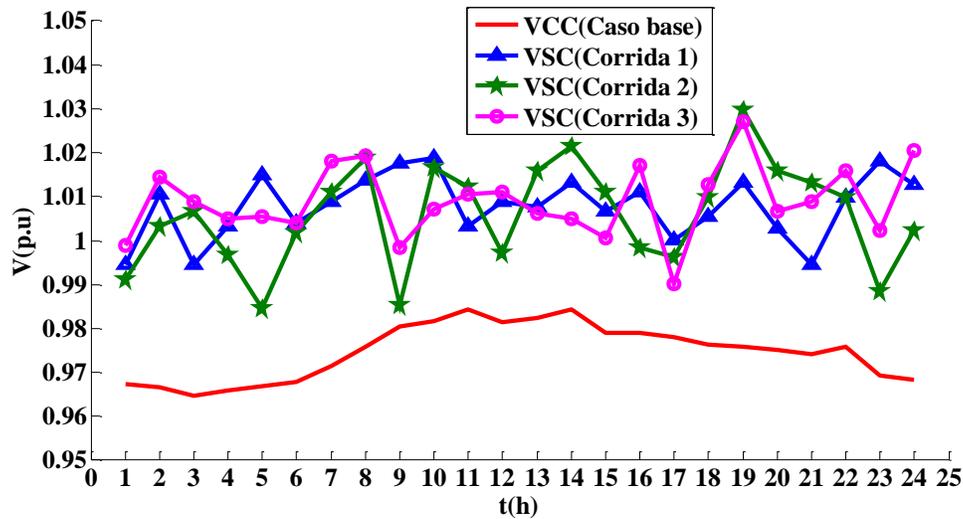


Figura 36. Tensiones del generador ubicado en la barra 6 para el sistema IEEE de 30 barras en diferentes corridas del algoritmo.

4.4.2. Voltajes en los nodos de carga

Se seleccionaron 3 nodos piloto para revisar el cumplimiento de las restricciones de tensión: nodo 12 (industrial), 9 (comercial), y 8 (residencial), para mirar el efecto en las tensiones del DOPRM para distintos tipos de carga. Al revisar las tensiones arrojadas por el algoritmo en los nodos piloto se observa una mejora sustancial como se evidencia en las figuras 37-39.

En el nodo 9 las tensiones estuvieron siempre por encima del valor del caso base para todas las horas del día y para todas las corridas. En los nodos 12 y 8 las tensiones estuvieron por encima de las del caso base, en un 74.16% y 98.3% de las veces, respectivamente. En la figura 37 se observa que entre los periodos de tiempo 9 a 16, el voltaje en la condición base es mejor. Esto es debido a la condición de alta demanda y que el modelo propuesto busca disminuir las pérdidas de potencia reactiva más que disminuir la desviación de las tensiones nodales. Por otra parte, se observa que siempre las tensiones nodales están entre el rango operativo definido para los nodos PQ.

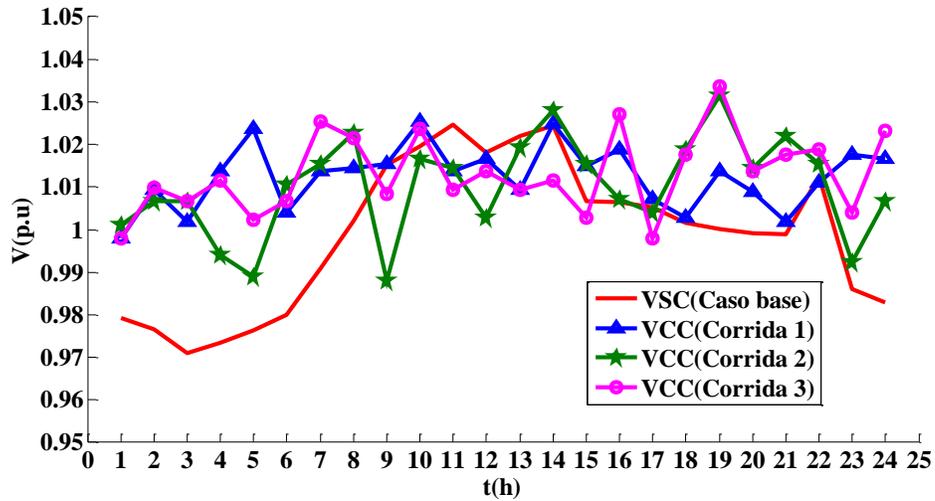


Figura 37. Voltaje en el nodo 12 (carga industrial) del sistema IEEE de 57 barras.

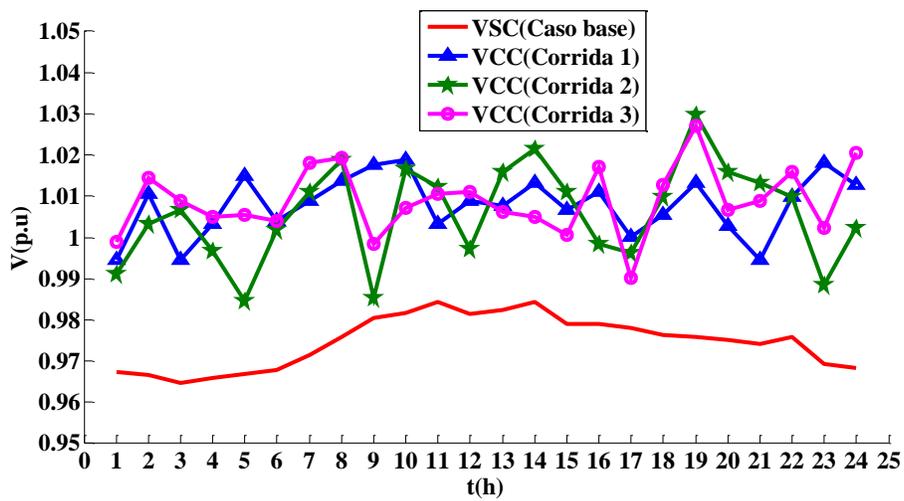


Figura 38. Voltaje en el nodo 9 (carga comercial) del sistema IEEE de 57 barras.

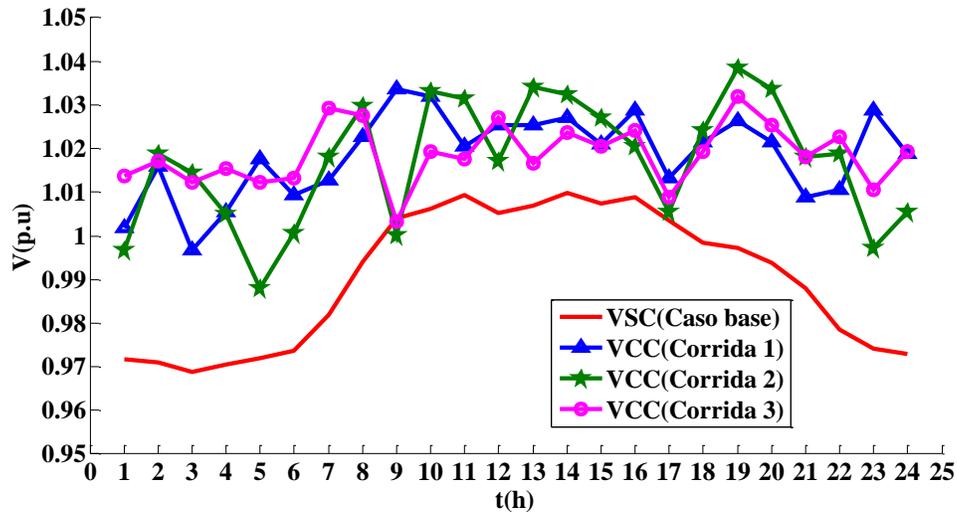


Figura 39. Voltaje en el nodo 8 (carga residencial) del sistema IEEE de 57 barras.

4.4.3. Taps de los transformadores y operaciones horarias

Se tomaron 3 transformadores para revisar el comportamiento del número de cambios de taps que entrega el algoritmo para 3 corridas. Estos transformadores se encuentran ubicados entre los nodos 4-18, 7-29, y 10-51. En las figuras 40-42 se observa un comportamiento con una tendencia similar para la variación en el tiempo del cambio de taps, y con coincidencias de las soluciones entregadas por cada corrida para varios periodos de tiempo. Adicionalmente, se observa que el cambio de taps de todos los transformadores se encuentran en el rango de -10 a 10.

También se tiene que la restricción de número de operaciones horario y diario se cumple como se indica en las figuras 43-45, las cuales fueron estimadas en un límite máximo de 10 operaciones horarias y 100 diarias. El promedio de operación horario para cada transformador es diferente: transformador 1 en los nodos 4-18 (10 operaciones), transformador 5 en los nodos 7-29 (8 operaciones), transformador 10 en los nodos 10-51 (6 operaciones), transformador en los nodos 9-55 (7 operaciones).

Con respecto a las operaciones diarias de cada transformador se observa que también son diferentes, y se tiene una tendencia promedio de las operaciones para el transformador 1 en los nodos 4-18 (83 operaciones), transformador 5 en los nodos 7-29 (50 operaciones), transformador en los nodos 10-51 (46 operaciones), y transformador 10 en los nodos 9-55 (48 operaciones).

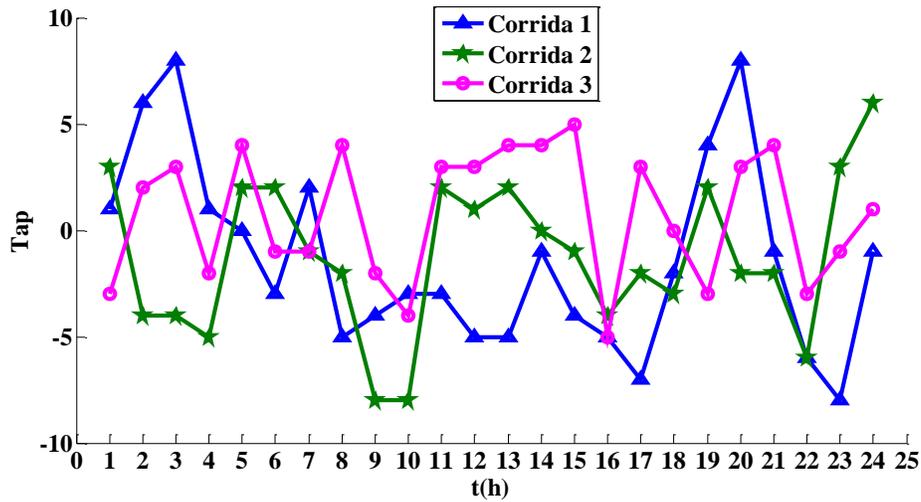


Figura 40. Variación horaria de taps del transformador 1 (nodos 4-18) para el sistema IEEE de 57 barras.

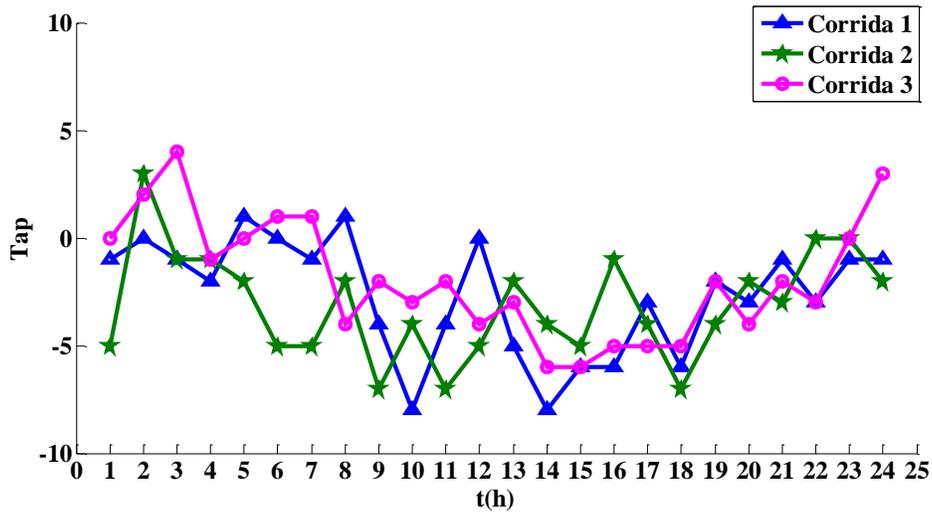


Figura 41. Variación horaria de taps del transformador 5 (nodos 7-29) para sistema IEEE de 57 barras.

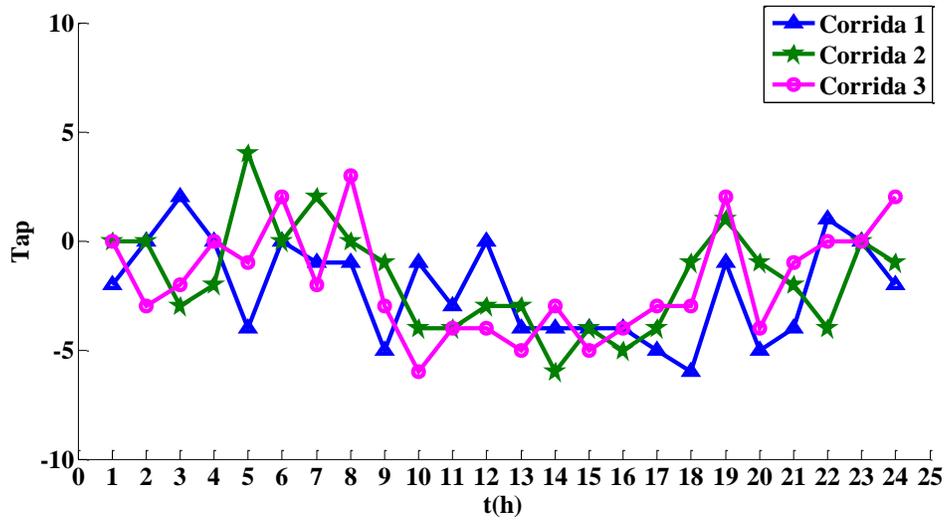


Figura 42. Variación horaria de taps del transformador 10 nodos (nodos 10-51) para sistema IEEE de 57 barras.

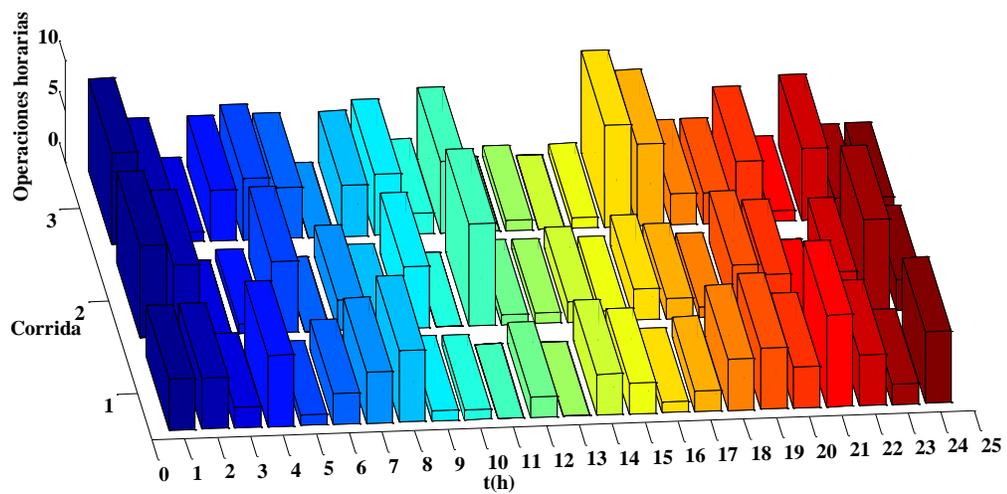


Figura 43. Operaciones horarias del transformador 1 (nodos 4-18) sistema IEEE de 57 barras.

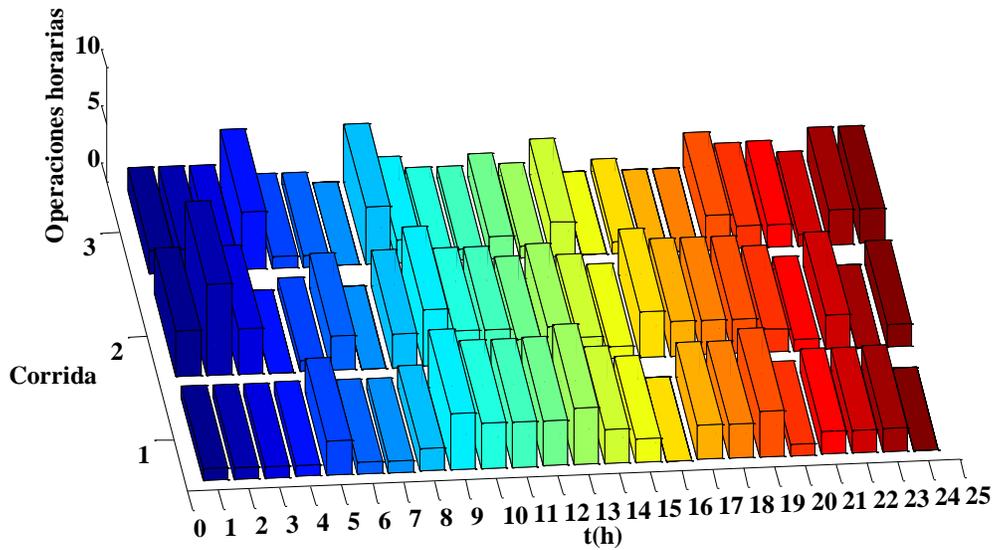


Figura 44. Operaciones horarias del transformador 5 (nodos 7-29) sistema IEEE de 57 barras.

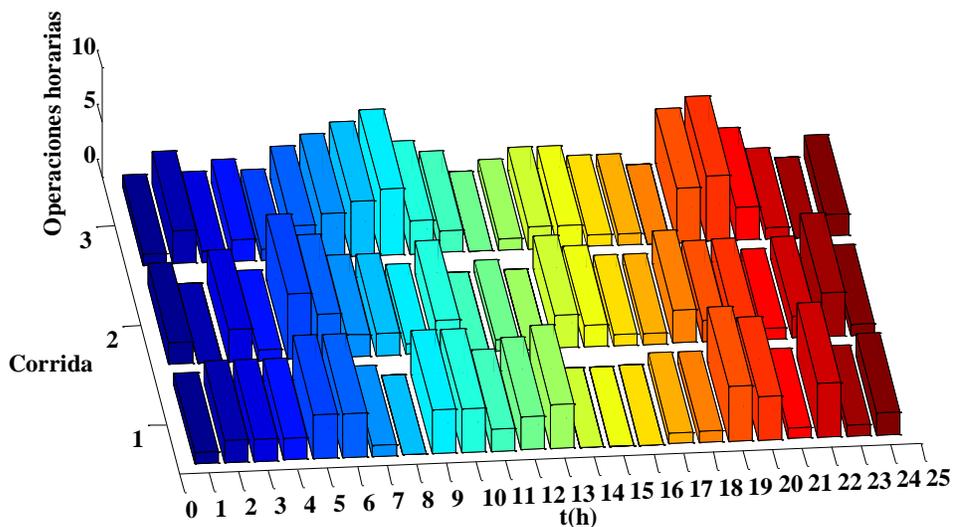


Figura 45. Operaciones horarias del transformador 10 (nodos 10-51) sistema IEEE de 57 barras.

4.4.4. Bancos de capacitores y operaciones horarias y diarias

Se tomaron algunos bancos de capacitores para revisar el comportamiento de la variación de potencia reactiva que presenta el algoritmo de optimización para 3 corridas. Los bancos de capacitores seleccionados están ubicados en los nodos 18, 25 y 53. En las figuras 46-48

se presenta la variación de la potencia reactiva para cada uno de los dispositivos de compensación, en especial se presentan coincidencias en las soluciones entregadas por cada corrida para varios periodos de tiempo.

Adicionalmente, se observa que la inyección de potencia reactiva se encuentra en el rango de 0 a 10 MVAR (ver figura 49). Se tiene un rango de operación horario para cada banco de capacitores de 1 operación, (ver figuras 50-52). También se tiene que el número de operaciones diario se está cumpliendo acorde a la figura 53, donde se observa un rango de 2 operaciones diarias, y la variación de la sumatoria de potencia reactiva entregada por hora por todas las unidades de bancos de capacitores se ubica entre 20 y 30 MVAR de inyección.

Es importante ver que al realizar el despacho óptimo de potencia reactiva el banco de capacitores 3(ver figura 48) debe permanecer conectado para garantizar cumplir con las restricciones del sistema y cumplir con el valor de la función objetivo de reducción de pérdidas de potencia activa.

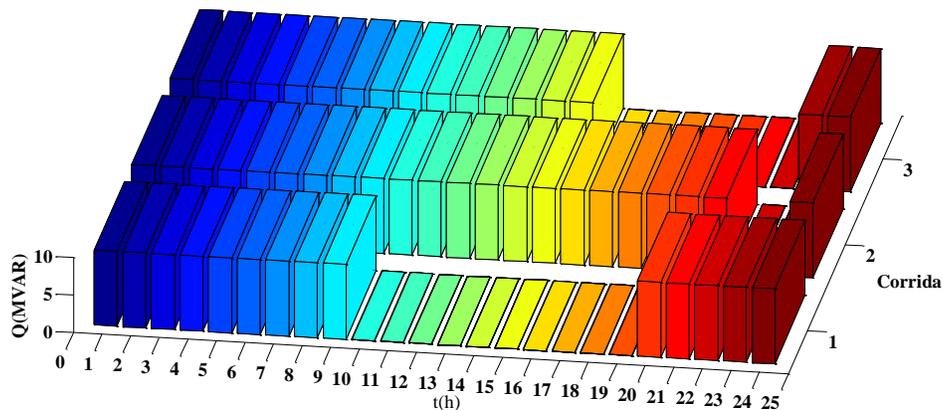


Figura 46. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 1(nodo 18) sistema IEEE de 57 barras.

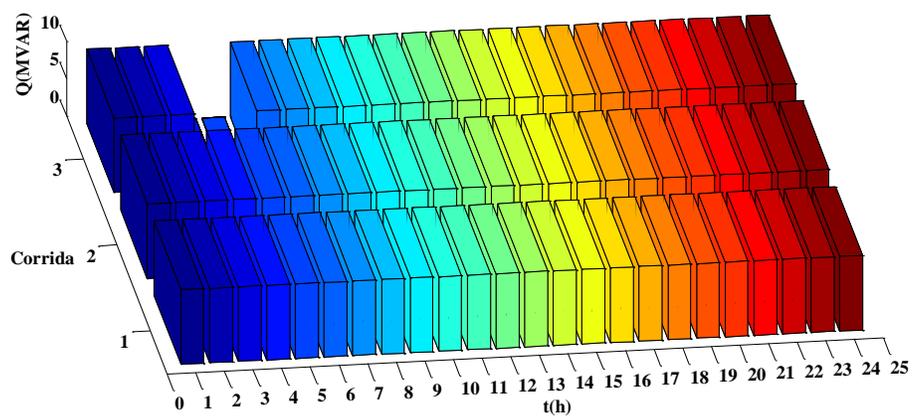


Figura 47. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 2 (nodo 25) sistema IEEE de 57 barras.

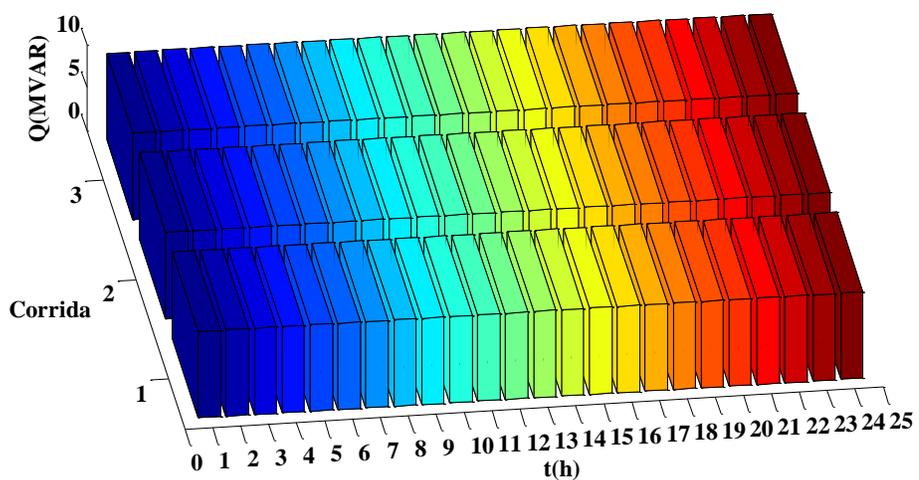


Figura 48. Variación horaria de potencia reactiva de banco de capacitores 3 (nodo 53) para el sistema IEEE de 57 barras.

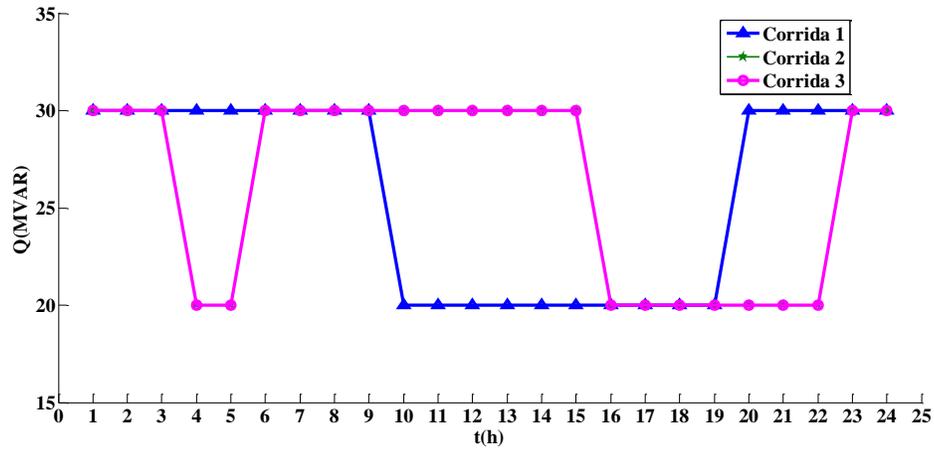


Figura 49. Variación total horaria de potencia reactiva para el sistema IEEE de 57 barras.

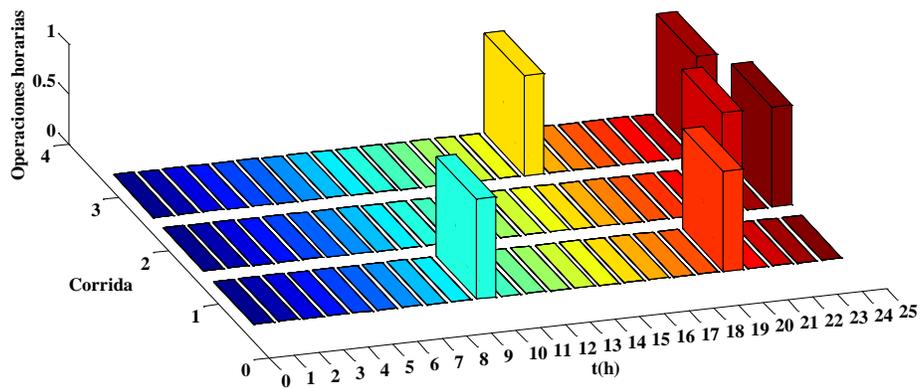


Figura 50. Operaciones horarias banco de capacitores 1 (nodo 18) para el sistema IEEE de 57 barras.

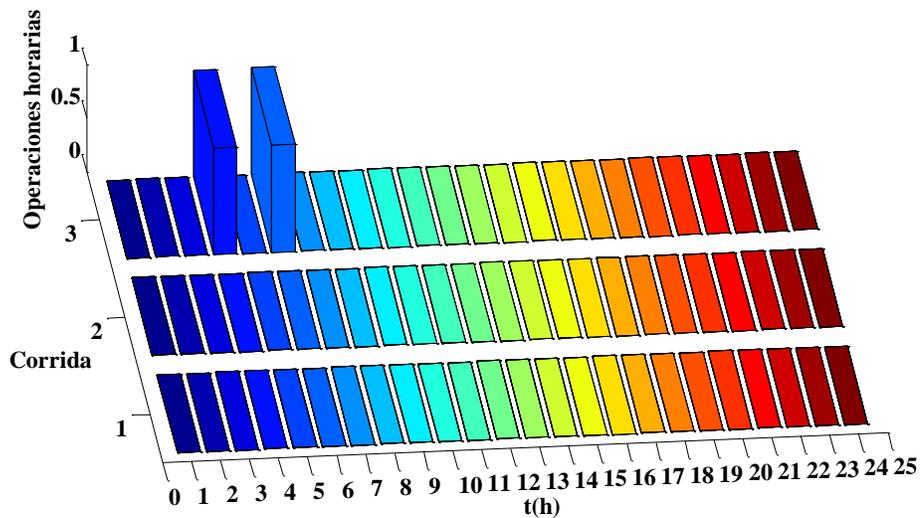


Figura 51. Operaciones horarias banco de capacitores 2 (nodo 25) para el sistema IEEE de 57 barras.

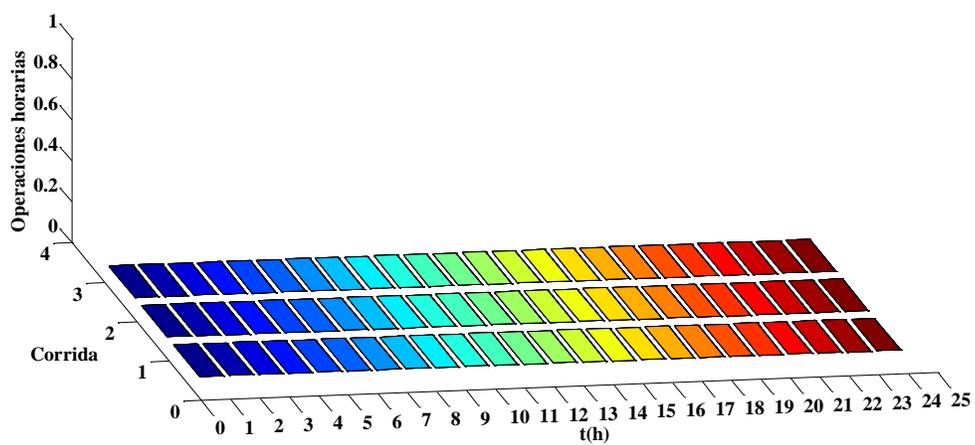


Figura 52. Operaciones horarias banco de capacitores 3 (nodo 53) para el sistema IEEE de 57 barras.

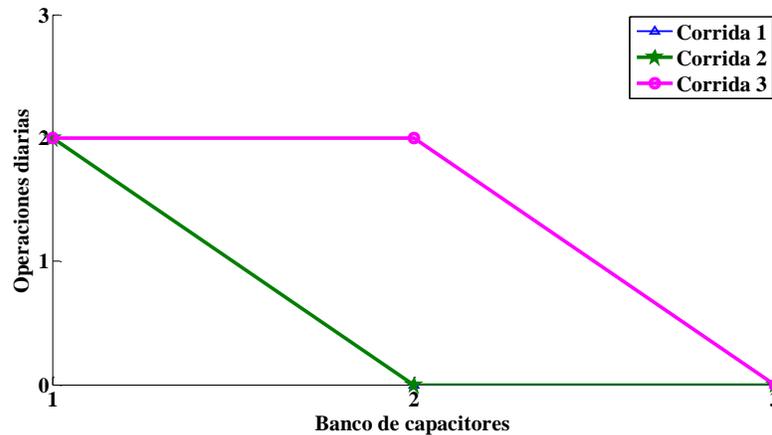


Figura 53. Operaciones diarias bancos de capacitores sistema IEEE de 57 barras.

4.4.5. Función objetivo

Para el manejo de pérdidas de potencia activa se propuso una meta de mantener un valor de pérdidas diarias para el sistema igual a $P_{\text{lossd}} = 219.5 \text{ MW}$, la cual fue cumplida como se observa en la figura 54, donde PSC y PCC hacen referencia a las pérdidas de potencia activa sin y con compensación de potencia reactiva multiperiodo. Para todas las corridas realizadas en el algoritmo se presenta una reducción de pérdidas de potencia activa diaria y para todos los periodos de tiempo.

Cabe notar que la exploración realizada por el algoritmo para la reducción de pérdidas de potencia activa, se corresponde con la manera como varía la demanda de potencia activa total del sistema. La reducción total de pérdidas de potencia activa diarias obtenida es del 10.34% en promedio para todas las corridas, respecto al caso base. Y la reducción de pérdidas horarias, presentan reducciones que van desde 3.62% hasta 33.59%.

También al analizar los datos se observa que dependiendo del periodo se tiene mayor o menor capacidad de reducción de pérdidas de potencia activa, por ejemplo en el periodo 22 la reducción de pérdidas de potencia activa para todas las corridas se encuentra en un 31.14% respecto al caso base en promedio, lo que hace que el algoritmo tenga periodos de tiempo destacables para reducir pérdidas de potencia activa en mayor medida.

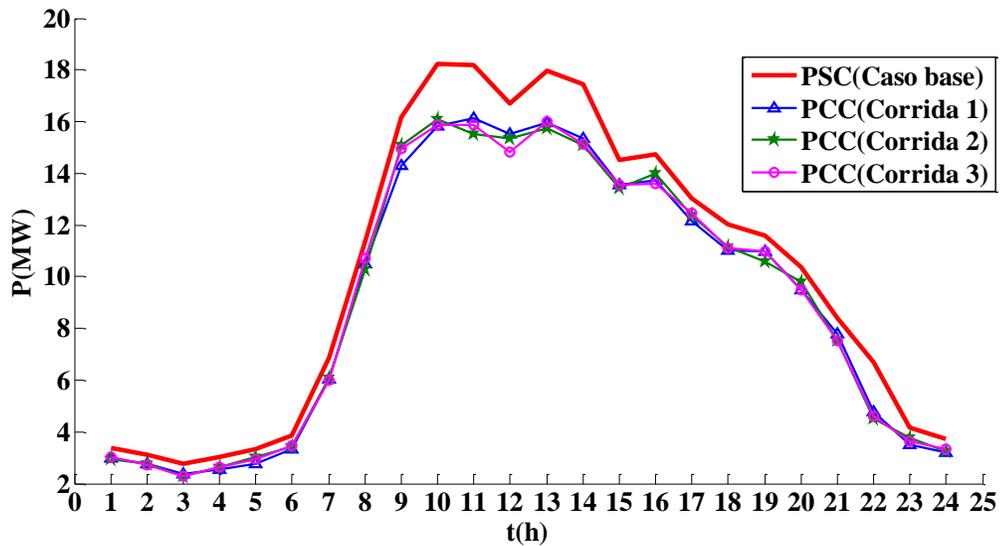


Figura 54. Pérdidas de potencia activa sin y con compensación óptima de potencia reactiva para el sistema IEEE de 57 barras.

4.4.6. Evolución de la función de aptitud

Se realizaron 25 corridas con un límite máximo de 85000 evaluaciones por corrida. La evolución del MVMO, para las 3 mejores corridas se ilustra en la figura 55. Como se observa en todas las corridas se alcanza el valor de -1 para la función de aptitud lo que evidencia la convergencia del algoritmo para la solución planteada. Es importante mencionar que se observa una convergencia rápida del MVMO, y que este no necesita realizar todas las evaluaciones definidas al inicio para entregar una solución factible al problema de DOPRM.

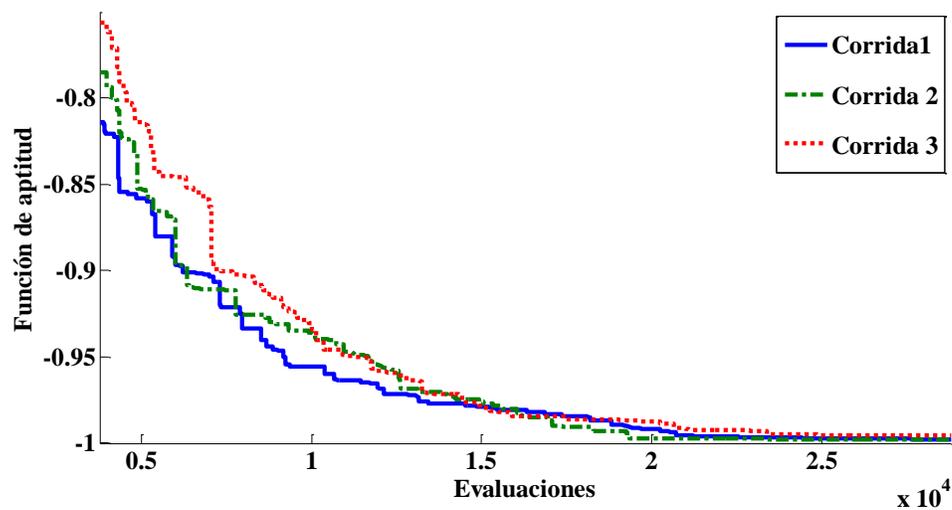


Figura 55. Convergencia del MVMO para el problema DOPRM en el sistema IEEE de 57 nodos.

En la tabla 16 se presenta un análisis estadístico para las 25 pruebas realizadas. En este se indican las mejores y peores soluciones, así como el promedio, y desviación estándar para las pérdidas de potencia activa. Adicionalmente se detallan las operaciones diarias totales de transformadores y bancos de capacitores, como también los tiempos de cómputo.

Tabla 16. Resultados estadísticos para sistema IEEE 57-bus.

Variable	Sistema IEEE 57-bus	
Pérdidas de potencia activa (MW)	Mejor	219.8989
	Peor	219.9972
	Promedio	219.9838
	Desviación estándar	0.0256
Operaciones diarias de transformadores	Mejor	678
	Peor	846
	Promedio	770.32
	Desviación estándar	39.758353
Operaciones diarias de bancos de capacitores	Mejor	1
	Peor	6
	Promedio	3.26
	Desviación estándar	1.68
Tiempo de cómputo (s)	Mejor	9922
	Peor	20619
	Promedio	14285
	Desviación estándar	2893.9836

4.4.7. Pérdidas de potencia activa en relación al número de operaciones diarias de los transformadores

Se realizó un análisis de sensibilidad con el objetivo de conocer la evolución de las pérdidas de potencia activa, respecto al número de operaciones totales de los transformadores. Al realizar este análisis se encuentra que las pérdidas mínimas corresponden a 219.8989 MW con 748 operaciones. Adicionalmente, se presenta un punto a partir del cual, el incremento en el número de operaciones no impacta significativamente la disminución de pérdidas de potencia activa. Este punto corresponde a 219.9953 MW y 512 operaciones. También se puede ver que hay un punto a partir del cual las pérdidas de potencia activa comienzan a incrementar con la disminución en el número de operaciones. Este punto corresponde a 220.5852 MW y 402 operaciones (ver figura 56).

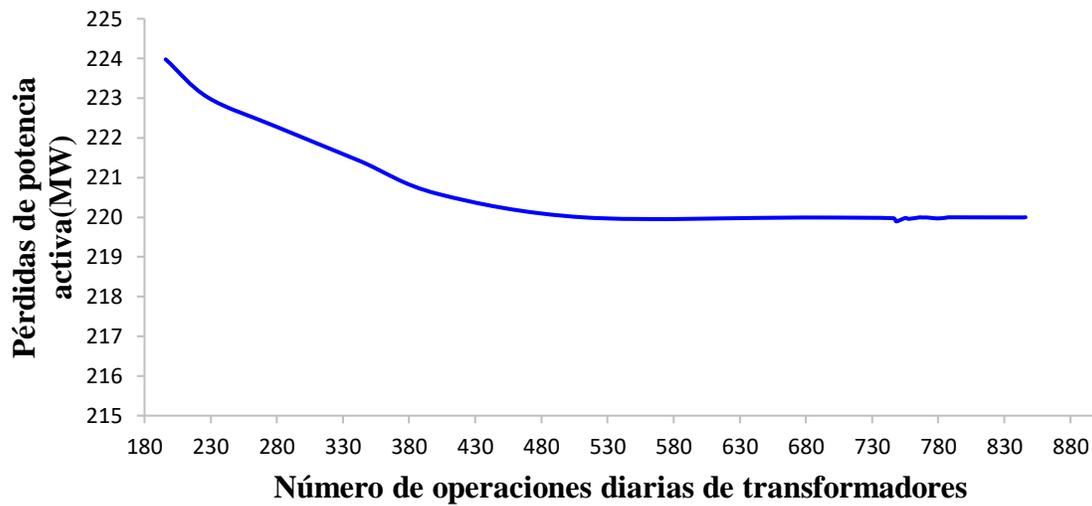


Figura 56. Pérdidas de potencia activa en sistema IEEE 57-bus en relación al número de operaciones de los transformadores.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo de investigación se desarrolló un nuevo modelo matemático para solucionar el DOPRM, en el cual se tienen en cuenta las restricciones reales de los sistemas de potencia y de los elementos que realizan el control de potencia reactiva. Un aporte de este nuevo modelo es la formulación que permite a priori establecer el valor final de la función de aptitud cuando se cumplen todas metas propuestas y restricciones definidas. Este tipo de formulación encuentra de forma rápida soluciones viables al DOPRM evitando realizar más evaluaciones, lo que se traduce en un ahorro tiempo y recursos de simulación.

El modelo propuesto para el problema DOPRM tienen en cuenta las restricciones de maniobra diarias e interhorarias de los transformadores y elementos de compensación reactiva, estos límites de maniobras se definen en función de las especificaciones técnicas que entregan los fabricantes de los equipos eléctricos.

El modelo propuesto permite manejar diferentes metas de optimización para la cuales se deben definir rangos de operación o límites máximos deseados, por ejemplo, las pérdidas activas totales del sistema estas se definen de acuerdo a un conocimiento previo del sistema y la viabilidad de obtener dicha reducción sin comprometer un número excesivo de maniobras que hacen no factible dicha condición operativa.

Según los resultados obtenidos por el algoritmo MVMO para el modelo DOPRM propuesto se puede observar que para todas las soluciones encontradas, la meta propuesta para la función objetivo y las restricciones se cumplieron, mostrando mejoras notables en los perfiles de tensión y en la reducción de pérdidas de potencia activa horaria y diaria. Se pudo observar en todas las corridas realizadas el cumplimiento de la función de aptitud al llegar al valor de -1. Cabe notar que MVMO es una metodología de búsqueda la cual mantiene las mejores soluciones encontradas en cada evaluación y toma estas para generar mejores soluciones. A medida que el MVMO avanza es más difícil encontrar mejores soluciones, sin embargo es capaz de encontrar soluciones que cumplen con las restricciones propuestas.

Dependiendo de la topología del sistema de potencia, el número de dispositivos de control, la capacidad y forma de reducir pérdidas de potencia activa son diferentes, ya que a mayor número de elementos de compensación se tendrán más variables de optimización.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta información técnica de los equipos como el número de maniobras permitidas en el equipo en cierto número de años y periodos de mantenimiento de los mismos, ya que de esta manera se puede conocer hasta qué punto se puede operar un equipo de potencia reactiva y realizar la reducción en las pérdidas de potencia activa sin que el equipo salga a mantenimiento antes de los periodos previstos. Además de tener en cuenta otras consignas de índole operativa que pueden limitar el número de operaciones de los equipos.

Una característica del modelo matemático empleado es que se pueden definir rangos de operación para diversas zonas de un sistema de potencia, acorde al planeamiento operativo que se tenga o se requiera. Por ejemplo, se pueden definir nodos centinelas que se caractericen por determinados valores de tensión, se pueden establecer diversas metas de pérdidas de potencia activa por zonas y corredores, entre otras alternativas lo cual es una buena cualidad del modelo DOPRM desarrollado.

Es importante tener presente que la reducción de pérdidas de potencia activa entra en conflicto con la minimización del número de operaciones realizadas por los compensadores de potencia reactiva; es decir, entre más operaciones pueda realizar, más reducción en pérdidas de potencia activa se pueden tener. Por lo cual, se debe buscar un equilibrio entre el número de operaciones y las pérdidas de potencia activa, de tal manera que los equipos no vean afectada su vida útil. Se presentan además determinadas horas, en donde se tiene mayor capacidad de reducción de pérdidas de potencia activa, dadas las condiciones de generación y demanda. Estas horas son preferidas por el algoritmo y se tiende a que estas horas sean de gran atracción para la búsqueda de soluciones del algoritmo.

En las pruebas realizadas se observaron comportamientos con un promedio y rango de operación típico, así como coincidencias horarias para los bancos de capacitores (inyección de potencia y operaciones horarias y diarias) y transformadores con cambiadores de taps considerados (cambio de taps y operaciones horarias y diarias), lo que indica puntos y tendencias en común entre las soluciones, los cuales se deben tener en cuenta dentro del agrupamiento de soluciones válidas para la operación. Un trabajo futuro consiste en ejecutar una cantidad amplia de corridas y realizar un agrupamiento de soluciones similares, con lo cual se puedan establecer conclusiones respecto a que soluciones son típicas para el

algoritmo, y a su vez brindar un abanico de posibilidades de operación para el operador de red.

Como trabajo futuro se propone realizar una paralelización en el proceso de optimización realizado por el MVMO, implementando nuevas funciones y comandos para mejorar la capacidad de procesamiento en paralelo de la información y generar una convergencia mucho más rápida del MVMO. Lo anterior permitirá entregar soluciones en tiempo de cómputo menores.

Un trabajo futuro consiste en realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros λ , indicados en este trabajo, para observar la variación de las pérdidas de potencia activa en función de las operaciones de los bancos de capacitores en varios sistemas de prueba.

6. PRODUCCIÓN ACADÉMICA

Como resultado del trabajo de investigación se han realizado las siguientes publicaciones:

- Artículo científico: “*Assessment of Metaheuristic Techniques Applied to the Optimal Reactive Power Dispatch*”, con la participación de los profesores Jesús María López Lezama y Walter Mauricio Villa Acevedo, publicado como capítulo de libro para editorial en Springer Nature Switzerland AG 2019, J. C. Figueroa-García et al. (Eds.): WEA 2019, CCIS 1052, pp. 250–262,. Este artículo se presentó al WEA 2019 (Workshop on Engineering Applications 2019) del 16 al 18 de Octubre de 2019, celebrado en la Universidad Antonio de Nariño, Santa Marta, Colombia.

- Artículo científico: “*Algoritmo de optimización de mapeo de media varianza aplicado al despacho óptimo de potencia reactiva*”, con la participación de los profesores Jesús María López Lezama y Walter Mauricio Villa Acevedo, enviado a la revista INGECUC (Clasificada en B en Colciencias), de la Corporación de la Universidad de la Costa, en julio de 2020, el cual se encuentra en etapa de aprobación final (últimas correcciones enviadas).

- Artículo científico: “*Estrategias para el modelado del flujo de potencia óptimo reactivo multi-periodo*”, con la participación de los profesores Jesús María López Lezama y Walter Mauricio Villa Acevedo, enviado a la revista RESPUESTAS, de la Universidad Francisco de Paula Santander, enviado en abril de 2020, el cual se encuentra en etapa de aprobación.

7. REFERENCIAS

- [1] S. M. Mohseni-Bonab y A. Rabiee, «Optimal reactive power dispatch: a review, and a new stochastic voltage stability constrained multi-objective model at the presence of uncertain wind power generation», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, n.º 4, pp. 815-829, mar. 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1545.
- [2] R. Mota-Palomino y V. H. Quintana, «Sparse Reactive Power Scheduling by a Penalty Function - Linear Programming Technique», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, n.º 3, pp. 31-39, ago. 1986, doi: 10.1109/TPWRS.1986.4334951.
- [3] K. Aoki, M. Fan, y A. Nishikori, «Optimal VAr planning by approximation method for recursive mixed-integer linear programming», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, n.º 4, pp. 1741-1747, nov. 1988, doi: 10.1109/59.192990.
- [4] V. H. Quintana y M. Santos-Nieto, «Reactive-power dispatch by successive quadratic programming», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 4, n.º 3, pp. 425-435, sep. 1989, doi: 10.1109/60.43245.
- [5] F. C. Lu y Y. Y. Hsu, «Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming», *Transm. Distrib. IEE Proc. - Gener.*, vol. 142, n.º 6, pp. 639-645, nov. 1995, doi: 10.1049/ip-gtd:19952210.
- [6] S. Granville, «Optimal reactive dispatch through interior point methods», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n.º 1, pp. 136-146, feb. 1994, doi: 10.1109/59.317548.
- [7] L. Zhang, W. Tang, J. Liang, P. Cong, y Y. Cai, «Coordinated Day-Ahead Reactive Power Dispatch in Distribution Network Based on Real Power Forecast Errors», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n.º 3, pp. 2472-2480, may 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2466435.
- [8] N. Yang, C. W. Yu, F. Wen, y C. Y. Chung, «An investigation of reactive power planning based on chance constrained programming», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 29, n.º 9, pp. 650-656, nov. 2007, doi: 10.1016/j.ijepes.2006.09.008.
- [9] J. Zhao, L. Ju, Z. Dai, y G. Chen, «Voltage stability constrained dynamic optimal reactive power flow based on branch-bound and primal-dual interior point method», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 601-607, dic. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.038.
- [10] C.-M. Huang, S.-J. Chen, Y.-C. Huang, y H.-T. Yang, «Comparative study of evolutionary computation methods for active-reactive power dispatch», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 6, n.º 7, pp. 636-645, jul. 2012, doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0559.
- [11] «Optimal reactive power dispatch for real power loss minimization and voltage stability enhancement using Artificial Bee Colony Algorithm», *Microprocess. Microsyst.*, vol. 76, p. 103085, jul. 2020, doi: 10.1016/j.micpro.2020.103085.
- [12] P. Subbaraj y P. N. Rajnarayanan, «Optimal reactive power dispatch using self-adaptive real coded genetic algorithm», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, n.º 2, pp. 374-381, feb. 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.07.008.
- [13] H. Yoshida, K. Kawata, Y. Fukuyama, S. Takayama, y Y. Nakanishi, «A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment», en *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, Columbus, OH, USA, 2001, vol. 2, p. 498, doi: 10.1109/PESW.2001.916897.
- [14] D. Devaraj y J. P. Roselyn, «Genetic algorithm based reactive power dispatch for voltage stability improvement», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, n.º 10, pp. 1151-1156, dic. 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.06.014.

- [15] H. Xiong, H. Cheng, y H. Li, «Optimal reactive power flow incorporating static voltage stability based on multi-objective adaptive immune algorithm», *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, n.º 5, pp. 1175-1181, may 2008, doi: 10.1016/j.enconman.2007.09.005.
- [16] D. Gutierrez Rojas, J. Lopez Lezama, y W. Villa, «Metaheuristic Techniques Applied to the Optimal Reactive Power Dispatch: a Review», *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, n.º 5, pp. 2253-2263, may 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7530421.
- [17] W. M. Villa-Acevedo, J. M. López-Lezama, y J. A. Valencia-Velásquez, «A Novel Constraint Handling Approach for the Optimal Reactive Power Dispatch Problem», *Energies*, vol. 11, n.º 9, pp. 1-23, 2018.
- [18] B. Zhao, C. X. Guo, y Y. J. Cao, «A multiagent-based particle swarm optimization approach for optimal reactive power dispatch», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, n.º 2, pp. 1070-1078, may 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846064.
- [19] C. Dai, W. Chen, Y. Zhu, y X. Zhang, «Reactive power dispatch considering voltage stability with seeker optimization algorithm», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, n.º 10, pp. 1462-1471, oct. 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2009.04.020.
- [20] A. H. Khazali y M. Kalantar, «Optimal reactive power dispatch based on harmony search algorithm», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, n.º 3, pp. 684-692, mar. 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.11.018.
- [21] A. A. A. E. Ela, M. A. Abido, y S. R. Spea, «Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, n.º 2, pp. 458-464, feb. 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2010.10.005.
- [22] «Optimal reactive power dispatch using the concept of dynamic VAR source value - IEEE Conference Publication». <https://aplicacionesbiblioteca.udea.edu.co:2488/document/5275726> (accedido abr. 09, 2020).
- [23] A. Rabiee, M. Vanouni, y M. Parniani, «Optimal reactive power dispatch for improving voltage stability margin using a local voltage stability index», *Energy Convers. Manag.*, vol. 59, pp. 66-73, jul. 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.02.017.
- [24] S. Duman, Y. Sönmez, U. Güvenç, y N. Yörükeren, «Optimal reactive power dispatch using a gravitational search algorithm», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 6, n.º 6, pp. 563-576, jun. 2012, doi: 10.1049/iet-gtd.2011.0681.
- [25] B. Mandal y P. K. Roy, «Optimal reactive power dispatch using quasi-oppositional teaching learning based optimization», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 123-134, dic. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.04.011.
- [26] V. Ajjarapu, J. Carr, y R. S. Ramshaw, «Security constrained optimal reactive power dispatch», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 16, n.º 3, pp. 209-216, may 1989, doi: 10.1016/0378-7796(89)90013-8.
- [27] «Improving voltage stability by optimal reactive power dispatch based on genetic algorithm and linear programming technique - IEEE Conference Publication». <https://aplicacionesbiblioteca.udea.edu.co:2488/document/7754904> (accedido abr. 11, 2020).
- [28] «(13) (PDF) Solution of Optimal Reactive Power Dispatch by a Hybrid GSA-SQP Algorithm», *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/publication/304185309_Solution_of_Optimal_Reactive_Power_Dispatch_by_a_Hybrid_GSA-SQP_Algorithm (accedido abr. 11, 2020).
- [29] «A decentralized approach for optimal reactive power dispatch using a Lagrangian decomposition method», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 89, pp. 148-156, ago. 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2012.02.015.
- [30] «Hierarchical Distributed Mixed-Integer Optimization for Reactive Power Dispatch», *IFAC-Pap.*, vol. 51, n.º 28, pp. 368-373, ene. 2018, doi: 10.1016/j.ifacol.2018.11.730.
- [31] B. Venkatesh, M. K. George, y H. B. Gooi, «Fuzzy OPF incorporating UPFC», *Transm. Distrib. IEE Proc. - Gener.*, vol. 151, n.º 5, pp. 625-629, sep. 2004, doi: 10.1049/ip-gtd:20040611.

- [32] Wei Yan, Shuai Lu, y D. C. Yu, «A novel optimal reactive power dispatch method based on an improved hybrid evolutionary programming technique», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 2, pp. 913-918, may 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.826716.
- [33] R. P. Singh, V. Mukherjee, y S. P. Ghoshal, «Optimal reactive power dispatch by particle swarm optimization with an aging leader and challengers», *Appl. Soft Comput.*, vol. 29, pp. 298-309, abr. 2015, doi: 10.1016/j.asoc.2015.01.006.
- [34] «(13) (PDF) Physics based Metaheuristic Optimization Algorithms for Global Optimization», *ResearchGate*.
https://www.researchgate.net/publication/330703172_Physics_based_Metaheuristic_Optimization_Algorithms_for_Global_Optimization (accedido abr. 09, 2020).
- [35] «Real and reactive power optimization using hybrid cultural algorithm - IEEE Conference Publication». <https://aplicacionesbiblioteca.udea.edu.co:2488/document/6959127> (accedido abr. 09, 2020).
- [36] «(13) An Artificial Immune System Algorithm for Solving Optimal Reactive Power Dispatch Problem | Request PDF», *ResearchGate*.
https://www.researchgate.net/publication/278038823_An_Artificial_Immune_System_Algorithm_for_Solving_Optimal_Reactive_Power_Dispatch_Problem (accedido abr. 09, 2020).
- [37] A. Ghasemi, K. Valipour, y A. Tohidi, «Multi objective optimal reactive power dispatch using a new multi objective strategy», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 57, pp. 318-334, may 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.11.049.
- [38] M. Ghasemi, S. Ghavidel, M. M. Ghanbarian, y A. Habibi, «A new hybrid algorithm for optimal reactive power dispatch problem with discrete and continuous control variables», *Appl. Soft Comput.*, vol. 22, pp. 126-140, sep. 2014, doi: 10.1016/j.asoc.2014.05.006.
- [39] M. De y S. K. Goswami, «Optimal Reactive Power Procurement With Voltage Stability Consideration in Deregulated Power System», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n.º 5, pp. 2078-2086, sep. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2308304.
- [40] D. Bhagwan Das y C. Patvardhan, «A new hybrid evolutionary strategy for reactive power dispatch», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 65, n.º 2, pp. 83-90, may 2003, doi: 10.1016/S0378-7796(02)00209-2.
- [41] C.-M. Huang y Y.-C. Huang, «Combined Differential Evolution Algorithm and Ant System for Optimal Reactive Power Dispatch», *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1238-1243, ene. 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.1082.
- [42] T. Malakar y S. K. Goswami, «Active and reactive dispatch with minimum control movements», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, n.º 1, pp. 78-87, ene. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.014.
- [43] M. H. Sulaiman y Z. Mustafa, «Cuckoo Search Algorithm as an optimizer for Optimal Reactive Power Dispatch problems», en *2017 3rd International Conference on Control, Automation and Robotics (ICCAR)*, Nagoya, Japan, abr. 2017, pp. 735-739, doi: 10.1109/ICCAR.2017.7942794.
- [44] T. M. Press, «Ant Colony Optimization | The MIT Press». <https://mitpress.mit.edu/books/ant-colony-optimization> (accedido oct. 11, 2020).
- [45] S. B. Raha, T. Som, K. K. Mandal, y N. Chakraborty, «Cuckoo search algorithm based optimal reactive power dispatch», en *Proceedings of The 2014 International Conference on Control, Instrumentation, Energy and Communication (CIEC)*, Calcutta, India, ene. 2014, pp. 412-416, doi: 10.1109/CIEC.2014.6959121.
- [46] X.-S. Yang, «Firefly Algorithms for Multimodal Optimization», en *Stochastic Algorithms: Foundations and Applications*, Berlin, Heidelberg, 2009, pp. 169-178, doi: 10.1007/978-3-642-04944-6_14.
- [47] Ruey-Hsun Liang y Yung-Shuen Wang, «Fuzzy-based reactive power and voltage control in a distribution system», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, n.º 2, pp. 610-618, abr. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.809740.

- [48] M. Martínez-Rojas, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, y A. Sudrià-Andreu, «Reactive power dispatch in wind farms using particle swarm optimization technique and feasible solutions search», *Appl. Energy*, vol. 88, n.º 12, pp. 4678-4686, dic. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.06.010.
- [49] «(13) A New charged system Search for Solving Optimal Reactive Power Dispatch Problem | Request PDF», *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/publication/278038473_A_New_charged_system_Search_for_Solving_Optimal_Reactive_Power_Dispatch_Problem (accedido abr. 09, 2020).
- [50] J. L. Rueda y I. Erlich, «Optimal dispatch of reactive power sources by using MVMOs optimization», en *2013 IEEE Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, abr. 2013, pp. 29-36, doi: 10.1109/CIASG.2013.6611495.
- [51] I. Erlich, G. K. Venayagamoorthy, y N. Worawat, «A Mean-Variance Optimization algorithm», en *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, jul. 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/CEC.2010.5586027.
- [52] «ON-LOAD TAP CHANGER RELIABILITY AND MAINTENANCE STRATEGY», *e-cigre*. https://e-cigre.org/publication/A2-102_2006-on-load-tap-changer-reliability-and-maintenance-strategy (accedido mar. 18, 2020).
- [53] «Stresses on shunt reactors due to switching», *e-cigre*. https://e-cigre.org/publication/A2-304_2008-stresses-on-shunt-reactors-due-to-switching (accedido mar. 18, 2020).
- [54] «Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors», *e-cigre*. <https://e-cigre.org/publication/546-protection-monitoring-and-control-of-shunt-reactors> (accedido mar. 18, 2020).
- [55] «Controlled switching issues and the National Grid Company's experience of switching shunt capacitor banks and shunt reactors», *e-cigre*. https://e-cigre.org/publication/13-112_1998-controlled-switching-issues-and-the-national-grid-companys-experience-of-switching-shunt-capacitor-banks-and-shunt-reactors (accedido mar. 18, 2020).
- [56] J. Huang, Z. Li, y Q. H. Wu, «Fully decentralized multiarea reactive power optimization considering practical regulation constraints of devices», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, pp. 351-364, feb. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.045.
- [57] J. López, J. Contreras, y J. R. S. Mantovani, «Reactive power planning under conditional-value-at-risk assessment using chance-constrained optimisation», *Transm. Distrib. IET Gener.*, vol. 9, n.º 3, pp. 231-240, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0224.
- [58] A. M. Theologi, M. Ndreko, J. L. Rueda, M. A. M. M. van der Meijden, y F. González-Longatt, «Optimal management of reactive power sources in far-offshore wind power plants», en *2017 IEEE Manchester PowerTech*, jun. 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980833.
- [59] T. Malakar, A. Rajan, K. Jeevan, y P. Dhar, «A day ahead price sensitive reactive power dispatch with minimum control», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 81, pp. 427-443, oct. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.02.035.
- [60] «Multi-objective linearised optimal reactive power dispatch of wind-integrated transmission networks - IET Journals & Magazine». <https://aplicacionesbiblioteca.udea.edu.co:2488/document/8758507> (accedido abr. 09, 2020).
- [61] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, y R. A. Jabr, «Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n.º 1, pp. 182-192, ene. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279721.
- [62] A. Rabiee y M. Parniani, «Voltage security constrained multi-period optimal reactive power flow using benders and optimality condition decompositions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n.º 2, pp. 696-708, may 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2211085.
- [63] «A Hierarchical Volt-var Optimization with Discrete Variables in Unbalanced Distribution Systems - IEEE Conference Publication». <https://aplicacionesbiblioteca.udea.edu.co:2488/document/8973834> (accedido abr. 09, 2020).

- [64] Yong-jun Zhang y Zhen Ren, «Optimal reactive power dispatch considering costs of adjusting the control devices», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, n.º 3, pp. 1349-1356, ago. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851920.
- [65] Feng-Chang Lu y Yuan-Yih Hsu, «Fuzzy dynamic programming approach to reactive power/voltage control in a distribution substation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, n.º 2, pp. 681-688, may 1997, doi: 10.1109/59.589651.
- [66] Y.-J. Kim, S.-J. Ahn, P.-I. Hwang, G.-C. Pyo, y S.-I. Moon, «Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n.º 1, pp. 42-51, feb. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2188819.
- [67] Yuan-Yih Hsu y Chien-Chuen Yang, «A hybrid artificial neural network-dynamic programming approach for feeder capacitor scheduling», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, n.º 2, pp. 1069-1075, may 1994, doi: 10.1109/59.317624.
- [68] Z. Hu, X. Wang, H. Chen, y G. A. Taylor, «Volt/VAR control in distribution systems using a time-interval based approach», *Transm. Distrib. IEE Proc. - Gener.*, vol. 150, n.º 5, pp. 548-554, sep. 2003, doi: 10.1049/ip-gtd:20030562.
- [69] Ruey-Hsun Liang y Chen-Kuo Cheng, «Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, n.º 4, pp. 625-630, oct. 2001, doi: 10.1109/61.956748.
- [70] M. B. Liu, C. A. Canizares, y W. Huang, «Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, n.º 2, pp. 889-899, may 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016362.
- [71] H. Ahmadi, J. R. Martí, y H. W. Dommel, «A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, n.º 3, pp. 1473-1483, may 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2374613.
- [72] Youman Deng, Xiaojuan Ren, Changcheng Zhao, y Dapu Zhao, «A heuristic and algorithmic combined approach for reactive power optimization with time-varying load demand in distribution systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, n.º 4, pp. 1068-1072, nov. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804973.
- [73] Y.-Y. Hsu y H.-C. Kuo, «Dispatch of capacitors on distribution system using dynamic programming», *Transm. Distrib. IEE Proc. C - Gener.*, vol. 140, n.º 6, pp. 433-438, nov. 1993, doi: 10.1049/ip-c.1993.0063.
- [74] I. Erlich, *Mean-variance mapping optimization algorithm home page*. 2018.
- [75] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, y I. Erlich, «Identification of dynamic equivalents based on heuristic optimization for smart grid applications», en *2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, jun. 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/CEC.2012.6256493.
- [76] J. L. Rueda y I. Erlich, «Evaluation of the mean-variance mapping optimization for solving multimodal problems», en *2013 IEEE Symposium on Swarm Intelligence (SIS)*, abr. 2013, pp. 7-14, doi: 10.1109/SIS.2013.6615153.
- [77] «ICSEG Power Case 1 - IEEE 30 Bus Systems | Con la tecnología de Box». <https://uofi.app.box.com/s/frjqsg9vpe6dvv7ufodd> (accedido nov. 11, 2020).
- [78] «IEEE 57-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG)». <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-57-bus-system/> (accedido nov. 09, 2020).
- [79] «pg_tcarts». https://labs.ece.uw.edu/pstca/rts/pg_tcarts.htm (accedido nov. 09, 2020).
- [80] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, y R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, n.º 1, pp. 12-19, feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [81] «Cambiador de tomas en carga, tipo UBB Guía de mantenimiento».
- [82] ABB Switchgear, «Mecanismo de operación tipo BLG 1002A-Mantenimiento».