Análisis de Radialidad y su Aplicación en la Reconfiguración de Sistemas de Distribución

1st Juan M. Home-Ortiz
Escola Politécnica
Universidade de São Paulo (USP)
São Paulo, Brazil
juan.home@usp.br

2nd Renzo Vargas
Instituto de Energia e Ambiente
Universidade de São Paulo (USP)
São Paulo, Brazil
renzo@ieee.org

3rd Gustavo M. Cerqueira
Faculdade de Engenharia e Ciências
Universidade Estadual Paulista (UNESP)
Rosana, Brazil
gustavo.cerqueira@unesp.br

4th Renato Machado Monaro
Escola Politécnica
Universidade de São Paulo (USP)
São Paulo, Brazil
monaro@usp.br

5th Leonardo H. Macedo
Faculdade de Engenharia e Ciências
Universidade Estadual Paulista (UNESP)
Rosana, Brazil
leohfmp@ieee.org

***Abstract*—Este artículo presenta un análisis comparativo de restricciones de radialidad para el problema de reconfiguración de sistemas de distribución radiales, con el objetivo de lograr la mayor eficiencia computacional sin comprometer la calidad de la solución. El problema consiste en determinar la topología de la red eléctrica que minimice las pérdidas de potencia activa, manteniendo la tensión en las barras y la corriente en las líneas dentro de sus límites operacionales. Las formulaciones analizadas se basan en un modelo de programación cónica de segundo orden entero mixto, el cual puede ser resuelto utilizando *solvers* de optimización comerciales. Se comparan cuatro formulaciones distintas para la radialidad de la red, evaluadas en los sistemas de 69, 85 y 135 barras. Los resultados indican que la formulación basada en grafo dirigido, combinada con el modelo basado en niveles, es la alternativa más eficiente para resolver el sistema de mayor tamaño.**

***Index Terms*—Programación entera, radialidad, reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica.**

NOMENCLATURE

Conjuntos e índices

Γ_L	Conjunto de circuitos del sistema
Γ_L^*	Conjunto auxiliar con los circuitos del sistema en sentido ij y ji
Γ_N	Conjunto de barras del sistema
α	Índice de subestación
i, j	Índices de barras de carga
ij/ji	Índices de circuitos

Parámetros

$\overline{I}_{ij}$	Magnitud de corriente máxima del circuito
$\overline{V}$, $\underline{V}$	Limites máximo y mínimo de tensión
P_i^d	Potencia activa demandada en la barra
Q_i^d	Potencia reactiva demandada en la barra
R_{ij}	Resistencia del circuito
X_{ij}	Reactancia del circuito

Variables binarias

w_{ij}	Variable que define la dirección en que están conectadas las barras i y j
y_{ij}	Variable que define el estado de operación, abierto/cerrado, del interruptor del circuito

Variables continuas

ℓ_{ij}^{sqr}	Cuadrado de la magnitud de corriente del circuito
b_{ij}	Variable de holgura usada para calcular a queda de tensión entre as barras i y j
h_i	Variable que define o nivel da barra
p_{ij}	Flujo de potencia activa por el circuito
p_i^{ss}	Potencia activa inyectada en la barra da subestación
q_{ij}	Flujo de potencia reactiva por el circuito
q_i^{ss}	Potencia reactiva inyectada en la barra da subestación
v_i^{sqr}	Cuadrado de la magnitud de tensión en la barra

Este trabajo fue realizado con el apoyo de la Coordinación de la formación del personal de nivel superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamiento 001, del Consejo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (CNPq), proc. 409062/2023-5, de TotalEnergies EP Brasil - ANP incentivo regulativo para R&DI, y de la Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), proc. #2023/17658-0.

I. INTRODUCCIÓN

Como parte de los sistemas eléctricos de potencia, las redes de distribución consisten en un conjunto de equipos e infraestructuras que conectan los sistemas de transmisión con los consumidores finales de energía. Para garantizar un servicio de calidad, las concesionarias de energía eléctrica deben operar las redes de distribución en estado normal de forma eficiente. La eficiencia de estas redes puede cuantificarse a través de diversos indicadores, entre ellos el valor de las pérdidas técnicas del sistema.

Las redes de distribución suelen diseñarse de forma mallada, pero operarse de forma radial [1]. La operación con topología radial es conveniente por diversos motivos, como la facilidad para la coordinación de la protección y la reducción de los valores de corriente de cortocircuito [1]. La estructura mallada del sistema permite que la topología de una red de distribución pueda ser modificada. Es decir, existe un gran número de topologías candidatas en las que una red de distribución puede ser operada, dependiendo del estado, abierto o cerrado, de los interruptores [2]. La operación de estos dispositivos permite la transferencia de carga entre regiones de la red, alterando el flujo de potencia por los circuitos y, en consecuencia, el valor de las pérdidas del sistema.

El problema de reconfiguración de redes de distribución tiene como objetivo encontrar el conjunto de interruptores que deben ser operados para minimizar las pérdidas técnicas del sistema. Este problema ha sido abordado mediante diferentes métodos de optimización, incluidas técnicas heurísticas, metaheurísticas y optimización clásica. En la literatura, el problema de reconfiguración se define como un problema de programación no lineal entera mixta de difícil solución, debido a la no convexidad del problema y a su amplio espacio de búsqueda. En este contexto, se han aplicado diversas técnicas de solución, siendo los métodos de optimización clásicos, heurísticos, metaheurísticos, híbridos y basados en aprendizaje automático los que han obtenido los mejores resultados [3].

En [4] se presenta una formulación general del problema de reconfiguración para la reducción de pérdidas y el balanceo de cargas en redes de distribución, considerando las operaciones de conmutación guiadas por diferentes métodos de flujo de potencia aproximados. La referencia [5] presenta una técnica heurística basada en el límite máximo de caída de tensión en los alimentadores para identificar la apertura y cierre de los interruptores instalados en el sistema, con el fin de minimizar las pérdidas y balancear las cargas en redes de distribución. También se han empleado técnicas de optimización metaheurística para resolver este problema. Por ejemplo, los autores de [6] proponen una técnica metaheurística basada en el algoritmo de polinización de flores para abordar el problema de reconfiguración.

Cabe destacar que, al usar algoritmos heurísticos o metaheurísticos, no es necesario desarrollar un modelo matemático para el subproblema de radialidad, ya que este puede abordarse directamente dentro del algoritmo o mediante una codificación especializada [7].

Modelos matemáticos han sido explorados para resolver el problema de reconfiguración. Por ejemplo, en [1] se presenta una propuesta para incorporar restricciones de radialidad simples y eficientes en la formulación de modelos matemáticos de problemas de optimización en redes de distribución. En [8] se propone un modelo de programación lineal entera mixta para resolver el problema de reconfiguración, considerando la presencia de generación distribuida. En [9] se propone un modelo de programación cónica de segunda orden entera mixta (PCSOEM) para resolver el problema de reconfiguración. En este caso, se utiliza un modelo de radialidad basado en grafo dirigido para determinar la topología de la red eléctrica. En [2] se presenta un análisis del espacio de búsqueda del problema de reconfiguración para el desarrollo de técnicas metaheurísticas eficientes y modelos exactos de optimización.

Los modelos matemáticos utilizados para representar el problema de reconfiguración de sistemas de distribución pueden extenderse para resolver diversos aspectos relacionados con la planificación y operación de la red. Así, en [10] se propone un enfoque simultáneo de los problemas de reconfiguración e instalación de bancos de capacitores, con el objetivo de minimizar la inversión en equipos y reducir los costos asociados a las pérdidas de energía. En la referencia [11], se propone un modelo de programación lineal entera mixta para la planificación del refuerzo del sistema, considerando la reconfiguración de la red, cargas dependientes de la tensión y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En [12] se propone un modelo de programación cónica de segunda orden para la reconfiguración óptima de redes de distribución, considerando fuentes de energía renovable y restricciones de cortocircuito.

Los autores de [13] utilizan la reconfiguración de redes para mejorar la capacidad de integración de nuevas fuentes de energía basadas en recursos renovables en redes de distribución. En la referencia [14], se adopta una técnica matheurística basada en la búsqueda en vecindarios para la planificación de la operación a corto plazo, considerando la reconfiguración de la red, la operación de bancos de capacitores conmutados, el despacho de fuentes de energía renovable y no renovable, y programas de respuesta a la demanda.

Considerando la revisión de la literatura presentada, la mayoría de los trabajos que utilizan programación matemática formulan el problema de reconfiguración considerando modelos de radialidad basados en cardinalidad (N–1) [1] y modelos de radialidad usando grafos dirigidos [9]. Sin embargo, se necesitan nuevas formulaciones para la solución eficiente de sistemas más complejos. Las principales contribuciones de este artículo son:

- Presentar un modelo de PCSOEM para resolver el problema de reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica (SDEE) y cuatro formulaciones alternativas para la representación del problema de radialidad de la red.
- Realizar una comparación de las cuatro formulaciones presentadas para representar la radialidad en el problema, evaluando tanto los tiempos computacionales como la calidad de las soluciones.

Este artículo está organizado de la siguiente forma: en la sección 2 se presenta el modelo de programación cónica de segunda orden para el problema de reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica y cuatro alternativas para modelar el problema de mantener la radialidad en la topología de la red; la sección 3 presenta los resultados obtenidos al resolver el problema de reconfiguración de SDEE con cada una de las alternativas de radialidad, utilizando los sistemas de distribución de 69, 84 y 135 barras; finalmente, las conclusiones de este trabajo se presentan en la sección 4.

II. Modelo matemático del problema de reconfiguración de sistemas de distribución

El problema de reconfiguración de SDEE tiene como objetivo minimizar las pérdidas de potencia activa a través de cambios en la topología de la red, sujeto a las restricciones operacionales y de radialidad del sistema. El problema se formula como un modelo de optimización basado en PCSOEM que puede ser resuelto utilizando solvers de optimización comerciales.

A. Función objetivo

La función objetivo del problema, Φ, presentada en (1), minimiza las pérdidas de potencia activa por efecto Joule en la red, calculadas en función del cuadrado del módulo de la corriente y la resistencia de los conductores

$$\text{minimizar } \Phi = \sum_{ij \in \Gamma_L} \ell_{ij}^{sqr} R_{ij} \tag{1}$$

B. Restricciones operacionales de la red eléctrica

Las condiciones operacionales de un sistema de distribución en operación radial son determinadas por el conjunto de restricciones (2)–(8).

$$\sum_{ji \in \Gamma_B} p_{ji} - \sum_{ij \in \Gamma_B} (p_{ij} + R_{ij}\ell_{ij}^{sqr}) + p_i^{ss} = P_i^d \tag{2}$$
$$\sum_{ji \in \Gamma_B} q_{ji} - \sum_{ij \in \Gamma_B} (q_{ij} + X_{ij}\ell_{ij}^{sqr}) + q_i^{ss} = Q_i^d \tag{3}$$
$$\forall (i \in \Gamma_N)$$

$$v_i^{sqr} - v_j^{sqr} + b_{ij} = 2(R_{ij}p_{ij} + X_{ij}q_{ij}) + Z^2 \ell_{ij} \tag{4}$$
$$|b_{ij}| \leq (\overline{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - y_{ij}) \tag{5}$$
$$v_j^{sqr} \ell_{ij}^{sqr} \geq p_{ij}^2 + q_{ij}^2 \tag{6}$$
$$0 \leq \ell_{ij}^{sqr} \leq \overline{I}_{ij}^2 y_{ij} \tag{7}$$
$$\forall (ij \in \Gamma_L)$$

$$\underline{V}^2 \leq v_i^{sqr} \leq \overline{V}^2 \quad \forall (i \in \Gamma_N) \tag{8}$$
$$p_i^{ss} = 0; \quad q_i^{ss} = 0 \qquad \forall (i \in \Gamma_N - \{\alpha\}) \tag{9}$$

Los balances de potencia activa y reactiva en cada barra del sistema están definidos por (2) y (3), respectivamente. Para cada barra i del sistema, estas ecuaciones consideran los flujos de potencia que entran y salen de la barra por las lineas y la inyección de potencia de la subestación para atender la demanda de la barra. La diferencia de potencial entre dos barras i y j se determina en (4). Esta restricción preserva la factibilidad del problema cuando el circuito ij se encuentra abierto ($y_{ij} = 0$), en este caso, la variable de holgura b_{ij} es limitada en (5). Caso contrario, si el circuito ij esta en operación ($y_{ij} = 1$), la variable de holgura b_{ij} es igual a cero. La restricción cónica (6) es usada para calcular el cuadrado de la magnitud de corriente de cada circuito ij. Las restricciones (7) y (8) definen los limites operacionales de corriente por los circuitos activos de la red y la tensión en las barras, respectivamente. Finalmente, la restricción (9) fija en cero las inyecciones de potencia activa y reactiva en las barras de carga del sistema, siendo que las subestaciones son los únicos elementos de la red que pueden inyectar potencia al sistema.

C. Restricciones de radialidad

En esta sección son presentados cuatro modelos de radialidad que pueden ser incorporados, directamente, al modelo de operación óptima de SDEE (1)–(9) para modelar el problema de reconfiguración de SDEE radiales.

1) Modelo 1 – Radialidad usando cardinalidad (N–1): Este modelo considera la red eléctrica como un grafo en el que la suma de las aristas debe ser igual al número de total de vértices menos 1, como presentado en (10).

$$\sum_{ij \in \Gamma_L} y_{ij} = |\Gamma_N| - 1 \tag{10}$$

Cabe mencionar que la ecuación (10) por si sola no garantiza la total conectividad de la red, ni su radialidad. No obstante, esta formulación puede ser usada para resolver el problema de reconfiguración ya que las restricciones (2) y (3) obligan a atender la demanda de potencia activa y reactiva en el sistema en cada barra del sistema, lo que solamente es posible a través de un camino desde la subestación a cada barra de carga del sistema.

2) Modelo 2 – Radialidad usando Grafo Direccionado (GD): En esta alternativa, la red de distribución es modelada como un grafo direccionado conectado a la subestación. La condición para mantener la radialidad y conectividad de la red es que cada barra del sistema, excepto la subestación, debe tener exactamente una única barra predecesora. Este concepto es matemáticamente formulado en (11)–(13).

$$w_{ij} + w_{ji} = y_{ij} \forall ij \in \Gamma_L \tag{11}$$
$$\sum_{ij \in \Gamma_L^*} w_{ij} = 1 \forall j \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{12}$$
$$w_{\alpha j} = 0 \forall j \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{13}$$
$$w_{ij} \in \{0,1\} \forall ij \in \Gamma_L^*$$
$$y_{ij} \in \{0,1\} \forall ij \in \Gamma_L$$

Donde la variable y_{ij} determina el estado operacional del circuito ij. Así, si $y_{ij} = 1$, el interruptor instalado en el circuito ij está cerrado, caso contrario, si $y_{ij} = 0$, el interruptor está abierto. Para un circuito ij en operación, la ecuación (11) define la dirección de conexión entre las barras i y j, así, si $w_{ij} = 1$, indica que la barra j es predecesora de a barra i. La restricción (12) garantiza que todas las barras del sistema, excepto la barra de la subestación, tenga exactamente una única barra predecesora. De forma complementar, la restricción (13) obliga a que la barra de la subestación, α, no tenga ninguna barra predecesora. Siendo así, la barra de la subestación es el vértice raíz del grafo.

3) Modelo 3 – Radialidad usando Niveles: En este modelo, la radialidad de la red se obtiene adjudicando un nivel a cada vértice del grafo con la finalidad de eliminar bucles cerrados en el grafo [15]. En esta propuesta por niveles, la raiz del grafo tiene un nivel cero, mientras que para los otros vértices el nivel aumenta conforme se van alejando de la raiz. Este concepto es modelado matemáticamente en el siguiente conjunto de restricciones.

$$h_\alpha = 0 \tag{14}$$

$$h_j = h_i + w_{ij} - (|\Gamma_N| - 2)(1 - w_{ij}) + (|\Gamma_N| - 3)w_{ji} \quad \forall (ij) \in \Gamma_L \forall j \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{15}$$

$$h_i \geq 1 \quad \forall i \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{16}$$

$$h_j \leq |\Gamma_N| - 1 - (|\Gamma_N| - 2)w_{\alpha j} \quad \forall j \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{17}$$

$$\sum_{ij \in \Gamma_L^*} w_{\alpha j} \geq 1 \tag{18}$$

$$(10), (11), (12)$$

Para aplicar este concepto al problema de reconfiguración, la barra da subestación es usada como la referencia del sistema con nivel cero, como presentado en (14). Por otro lado, la ecuación (15) determina que si la variable de dirección del circuito ij esta activa $(w_{ij} = 1)$, la barra j está al nivel inmediatamente superior al nivel de la barra i. La restricción (16) garantiza que las barras de carga del sistema estén en niveles superiores al nivel de la subestación. La restricción (17) se usa para limitar el número de niveles posibles de acuerdo al número de barras de carga del sistema. La restricción (18) garantiza que existe por lo menos una barra de carga conectada a la subestación. Finalmente, las restricciones (10), (11) y (12) completan el modelo de radialidad por niveles.

4) Modelo 4 – Alternativo: El modelo de radialidad alternativo usa el concepto de clasificación de vértices por niveles para determinar un grafo conexo y radial, y está basado el la formulación presentada en [16]. En este tipo de clasificación, el vértice raíz no tiene predecesores y está en el nivel cero, mientras que los otros vértices son clasificados en niveles superiores conforme se van alejando de la raíz de grafo.

$$\sum_{\alpha j \in \Gamma_L^*} w_{\alpha j} = 0 \tag{19}$$

$$h_i \geq h_j + w_{ij} - |\Gamma_N|(1 - w_{ij}) \quad \forall ij \in \Gamma_L^* \quad \forall i \in \Gamma_N - \{\alpha\} \tag{20}$$

$$(11), (12), (14)$$

La restricción (19) determina que la barra de la subestación no tenga ninguna barra predecesora, forzando que todas las variables de dirección $w_{\alpha j}$ sean cero. La restricción (20) define la relación entre las variables w_{ij} y las variables de nivel en las barras h_i y h_j. En esta formulación, si $w_{ij} = 1$, la barra i está en el nivel inmediatamente superior al de la barra j, caso contrario, si $w_{ij} = 0$, la restricción será redundante en el problema. Finalmente, las restricciones (11), (12), y (14) son usadas para completar el modelo alternativo.

III. Resultados

Los modelos de reconfiguración de SDEE propuestos fueron probados utilizando sistemas de 69, 84 y 135 barras considerando una tensión mínima de 0.93 p.u. en todos los casos. Las tablas I, II y III presentan los resultados obtenidos al

TABLE I
Resultados para los modelos de radialidad – Sistema de 69 barras

Modelo	Interruptores abiertos	Función objetivo (kW)	Tiempo computacional (s)
N–1	14-15, 55-56, 61-62, 11-43, 13-21	99,78	12,66
GD	14-15, 55-56, 61-62, 11-43, 13-21	99,78	2,22
Niveles	14-15, 58-59, 61-62, 11-43, 13-21	99,78	1,77
Alternativo	14-15, 56-57, 61-62, 11-43, 13-21	99,78	8,76

TABLE II
Resultados para los modelos de radialidad – Sistema de 84 barras

Modelo	Interruptores abiertos	Función objetivo (kW)	Tiempo computacional (s)
N–1	6-7, 12-13, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83, 11-43, 14-18, 16-26, 28-32	469,88	14,88
GD	6-7, 12-13, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83, 11-43, 14-18, 16-26, 28-32	469,88	1,36
Niveles	6-7, 12-13, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83, 11-43, 14-18, 16-26, 28-32	469,88	2,03
Alternativo	6-7, 12-13, 33-34, 38-39, 41-42, 54-55, 61-62, 71-72, 82-83, 11-43, 14-18, 16-26, 28-32	469,88	2,50

resolver el problema en cada sistema de prueba, incluyendo los interruptores que deben permanecer abiertos, el valor de la función objetivo y tiempo de computacional.

Los modelos presentados fueron implementados en AMPL y resueltos utilizando el *solver* de optimización comercial Gurobi 11.0.0. Se realizaron experimentos numéricos en un computador con procesador Intel® Core™ i7 7700HQ y 16GB de memoria RAM.

Los resultados para el sistema de 69 barras muestran que todos los modelos encuentran soluciones con pérdidas de potencia activa de 99,78 kW. En cuanto al tiempo de cálculo, el modelo basado en niveles es el más eficiente, seguido por el modelo de radialidad basado en grafos dirigidos y el modelo alternativo. En cambio, el modelo de radialidad cardinal *N*–1 tiene el peor desempeño, siendo 7.15 veces más lento que el modelo basado en niveles.

El sistema de 84 barras cuenta con 13 interruptores normalmente abiertos y 83 interruptores normalmente cerrados. En este caso, todos los modelos probados arrojan la misma topología, con pérdidas de potencia activa de 469,88 kW. En este sistema, el modelo basado en grafo dirigido fue el más eficiente, seguido por el modelo basado en niveles. Además, el modelo alternativo presenta un desempeño competitivo, mientras que el modelo basado en radialidad por cardinalidad *N*–1 tiene un desempeño inferior en comparación con los otros modelos probados.

Por último, en el sistema de 135 barras, que cuenta con

TABLE III
RESULTADOS PARA LOS MODELOS DE RADIALIDAD – SISTEMA DE 135 BARRAS

Modelo	Interruptores abiertos	Función objetivo (kW)	Tiempo computacional (s)
N–1	6-7, 39-43, 57-61, 137-138, 144-145, 155-156, 154-204, 211-212, 222-223, 10- 32, 20-130, 59-145, 65-147, 78-125, 125-219, 131-223, 139-154, 138-217, 141-154, 141-220, 215-123	280,19	10.868,48
GD	6-7, 39-43, 57-61, 137-138, 144-145, 155-156, 154-204, 211-212, 222-223, 10- 32, 20-130, 59-145, 65-147, 78-125, 125-219, 131-223, 139-154, 138-217, 141-154, 141-220, 215-123	280,19	270,12
Niveles	6-7, 39-43, 57-61, 137-138, 144-145, 155-156, 154-204, 211-212, 222-223, 10- 32, 20-130, 59-145, 65-147, 78-125, 125-219, 131-223, 139-154, 138-217, 141-154, 141-220, 215-123	280,19	182,73
Alternativo	6-7, 39-43, 57-61, 137-138, 144-145, 155-156, 154-204, 211-212, 222-223, 10- 32, 20-130, 59-145, 65-147, 78-125, 125-219, 131-223, 139-154, 138-217, 141-154, 141-220, 215-123	280,19	109,22

21 interruptores normalmente abiertos, todos los modelos analizados determinan la misma topología, con pérdidas de 280,19 kW. El modelo de reconfiguración alternativo resuelve el problema de manera mucho más eficiente que los otros modelos, mientras que el modelo basado en la cardinalidad *N*–1 es el menos adecuado, debido a su elevado costo computacional. El modelo alternativo es un 40,23% y un 59,57% más eficiente que los modelos basado en niveles y en grafos dirigidos, respectivamente. Para este sistema, el tiempo computacional del modelo de reconfiguración con radialidad basada en cardinalidad *N*–1 es prohibitivo en comparación con los otros modelos.

IV. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un modelo matemático basado en programación cónica entera mixta de segundo orden para resolver el problema de reconfiguración de sistemas de distribución radial de energía eléctrica, además de cuatro formulaciones alternativas para representar la radialidad de la red. El objetivo fue analizar la eficiencia computacional de las restricciones de radialidad al resolver el problema en sistemas grandes, manteniendo la calidad de la solución.

En términos de tiempo computacional, el modelo de radialidad alternativo obtuvo el mejor resultado para resolver el sistema de 135 barras, siendo un 40,23% más rápido que el segundo clasificado en términos de eficiencia, sin comprometer la calidad de la solución. Para los sistemas pequeños y medianos, los tiempos computacionales fueron competitivos en comparación con los otros tres modelos, y en todos los casos de estudio analizados se logró determinar la solución óptima del problema.

Como trabajos futuros, se propone extender el modelo de reconfiguración alternativo para abordar problemas de planificación de la expansión y operación de redes de distribución de energía eléctrica activas.

REFERENCIAS

[1] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, "Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 172–180, 2011.

[2] L. H. Macedo, J. F. Franco, M. Mahdavi, and R. Romero, "A contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 756–768, 2018.

[3] M. R. Behbahani, A. Jalilian, A. Bahmanyar, and D. Ernst, "Comprehensive review on static and dynamic distribution network reconfiguration methodologies," *IEEE Access*, 2024.

[4] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Transactions on Power delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.

[5] J. R. S. Mantovani, F. Casari, and R. Romero, "Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão," *Controle and Automação*, pp. 150–159, 2000.

[6] Y. R. Gomes, E. A. Belati, and R. Vargas, "Flower pollination algorithm for distribution system reconfiguration problem," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*. IEEE, 2021, pp. 1–5.

[7] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1542–1551, 2008.

[8] J. F. Franco, M. J. Rider, M. Lavorato, and R. Romero, "A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 97, pp. 51–60, 2013.

[9] R. A. Jabr, R. Singh, and B. C. Pal, "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming," *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1106–1115, 2012.

[10] J. M. Home-Ortiz, R. Vargas, L. H. Macedo, and R. Romero, "Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 298–310, 2019.

[11] M. A. Mejia, L. H. Macedo, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras, and A. Padilha-Feltrin, "Medium-term planning of active distribution systems considering voltage-dependent loads, network reconfiguration, and CO_2 emissions," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, p. 107541, 2022.

[12] L. H. Macedo, J. M. Home-Ortiz, R. Vargas, J. R. S. Mantovani, R. Romero, and J. P. S. Catalão, "Short-circuit constrained distribution network reconfiguration considering closed-loop operation," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, p. 100937, 2022.

[13] J. M. Home-Ortiz, L. H. Macedo, R. Vargas, R. Romero, J. R. S. Mantovani, and J. P. S. Catalão, "Increasing RES hosting capacity in distribution networks through closed-loop reconfiguration and volt/var control," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 58, no. 4, pp. 4424–4435, 2022.

[14] J. Yumbla, J. M. Home-Ortiz, T. Pinto, J. P. S. Catalão, and J. R. S. Mantovani, "Optimal operational planning of distribution systems: A neighborhood search-based matheuristic approach," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, p. 101330, 2024.

[15] C. E. Miller, A. W. Tucker, and R. A. Zemlin, "Integer programming formulation of traveling salesman problems," *Journal of the ACM (JACM)*, vol. 7, no. 4, pp. 326–329, 1960.

[16] T. F. Abdelmaguid, "An efficient mixed integer linear programming model for the minimum spanning tree problem," *Mathematics*, vol. 6, no. 10, p. 183, 2018.