

42

Fecha de presentación: septiembre, 2018

Fecha de aceptación: diciembre, 2018

Fecha de publicación: enero, 2019

REVISIÓN

DE LA ASIGNACIÓN DE INTERRUPTORES EN LA RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA MAXIMIZAR LA CONFIABILIDAD Y MINIMIZAR LOS COSTOS

REVIEW OF THE ASSIGNMENT OF SWITCHES IN THE RECONFIGURATION OF DISTRIBUTION NETWORKS TO MAXIMIZE RELIABILITY AND MINIMIZE COSTS

Gustavo Crespo Sánchez¹

E-mail: gcsanchez@ucf.edu.cu

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0850-197X>

Ignacio Pérez Abril²

E-mail: iperez@uclv.edu.cu

Arturo Padrón Padrón¹

E-mail: apadron@ucf.edu.cu

Zaid García Sánchez¹

E-mail: zgarcia@ucf.edu.cu

Jorge Luis Cabrera-Sánchez¹

E-mail: jlcabrera@ucf.edu.cu

¹Universidad de Cienfuegos. Cuba.

² Universidad Central "Martha Abreu de Las Villas. Santa Clara. Cuba.

Cita sugerida (APA, sexta edición)

Crespo Sánchez, G., Pérez Abril, I., Padrón Padrón, A., García Sánchez, Z., & Cabrera-Sánchez, J. L. (2019). Revisión de la asignación de interruptores en la reconfiguración de redes de distribución para maximizar la confiabilidad y minimizar los costos. *Universidad y Sociedad*, 11(1), 339-349. Recuperado de <http://rus.ucf.edu.cu/index.php/rus>

RESUMEN

Las redes de distribución eléctricas son estructuras increíbles y complejas cuya principal función consiste en suministrar energía eléctrica a los clientes. Por lo tanto, las áreas de planificación deben diseñar sistemas con costo mínimo, que puedan operarse de la manera más económica y que garanticen a los clientes un adecuado nivel de voltaje, con formas de onda sin distorsión y que las interrupciones en el suministro y las pérdidas de energía en las redes, sean mínimas. La reconfiguración óptima es una de las mejores soluciones para alcanzar este objetivo. Generalmente se considera la minimización de pérdidas de energía activa, aunque en las últimas décadas se han desarrollado propuestas de reconfiguración para mejorar la confiabilidad que permite minimizar costos de mantenimiento y garantizar la continuidad del servicio después de fallas. Este artículo proporciona antecedentes generales, revisión de la literatura y análisis comparativo de los métodos utilizados para la asignación de Interruptores en la reconfiguración de redes de distribución para maximizar la confiabilidad y minimizar las pérdidas y los costos, que puede servir de referencia para la orientación de los nuevos investigadores en este campo.

Palabras clave: Reconfiguración de redes, asignación de interruptores, confiabilidad, pérdidas de energía en redes, optimización.

ABSTRACT

Electric distribution networks are incredible and complex structures whose main function is to supply electric power to customers. Therefore, the planning areas must design systems with minimal cost, which can be operated in the most economical way and which guarantee customers an adequate voltage level, with undistorted waveforms and interruptions in supply and energy losses in the networks, be minimal. Optimal reconfiguration is one of the best solutions to achieve this. Generally, the minimization of active energy losses is considered, although during the last few decades, reconfiguration proposals have been developed to improve the reliability that allows minimizing maintenance costs and providing interruption free electricity services as well as the continuity of the service after failures. This article provides general background, review of the literature and comparative analysis of the methods used to assign switches in the reconfiguration of distribution networks to maximize reliability and minimize losses and costs, which can serve as a reference for the orientation of the new researchers in this field.

Keywords: Network reconfiguration, switch allocation, reliability, power losses in networks, optimization.

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución eléctricas son estructuras increíbles y complejas cuya principal función consiste en suministrar energía eléctrica a los clientes. Por lo tanto, las áreas de planificación deben diseñar sistemas con costo mínimo y que puedan operarse de la manera más económica. El diseño y la operación de las redes de distribución deben garantizar que los clientes reciban un adecuado nivel de voltaje, con formas de onda sin distorsión y que las interrupciones en el suministro y las pérdidas de energía en las redes, sean mínimas.

Una de las características importante de cualquier sistema de distribución es la capacidad de modificar la configuración de las redes cambiando la posición de los interruptores.

Los interruptores juegan un papel clave en la confiabilidad de un sistema de distribución de energía (Billinton & Jonnavithula, 1996). La capacidad de restauración del servicio está directamente relacionada con sus posiciones (abiertos o cerrados) en las redes (Levitin, et al., 1995).

Por lo tanto, el problema de asignación de interruptores consiste en seleccionar ubicaciones para instalarlos en una red de distribución, y es muy importante en la planificación de sistemas eléctricos. La función objetivo debe maximizar la confiabilidad, es decir, minimizar el área sin vigilancia en el caso de fallas, y que esté sujeta al número de interruptores disponibles para la asignación y a las restricciones eléctricas.

La solución óptima al problema de asignación de interruptores debe producir el mejor número, las ubicaciones y los tipos de interruptores que se instalarán en las redes de distribución para maximizar la confiabilidad y minimizar los costos. Los principales beneficios potenciales de la asignación de interruptores son la reducción de la duración promedio de las fallas, la mejora de la calidad de la energía suministrada y la eliminación de multas relacionadas con la violación de los estándares de confiabilidad.

Este problema ha sido estudiado con diferentes enfoques. Los algoritmos de reconfiguración se pueden clasificar por los métodos de solución que emplean: los que se basan en una combinación de métodos heurísticos y de optimización, los que hacen uso de la heurística solo y los que usan algunos de la inteligencia artificial (IA). Numerosos investigadores defienden el uso de una combinación de heurísticas y técnicas de optimización.

La solución óptima para el problema de asignación de interruptores debe proporcionar - con la deseada velocidad, exactitud o eficiencia y reduciendo la carga

computacional- las mejores cantidad, ubicación y tipos de interruptores que se instalarán en las redes de distribución para maximizar la confiabilidad y minimizar los costos.

MATERIALES Y MÉTODOS

La reconfiguración de las redes (DFR) se define como la alteración de la estructura topológica de las líneas de distribución mediante el cambio de las posiciones (abierto/cerrado) de los interruptores seccionalizadores y de enlace de manera que la función objetivo se minimice y se cumplan las restricciones. Se formula como un problema de optimización multiobjetivo y combinatorio no lineal complejo y no diferenciable como resultado de que existen combinaciones de interruptores candidatos en las redes de distribución, en el cual se minimizan las pérdidas de energía, las desviaciones de voltaje en los nodos y el número de operaciones de interruptores así como el balance de carga entre las líneas y en el que se persigue encontrar una topología con el mínimo de pérdidas, que satisfaga tanto a los consumidores como a las empresas eléctricas.

En los últimos años, muchos investigadores han trabajado en la minimización de pérdidas en el área de reconfiguración de redes de sistemas de distribución.

Algunas investigaciones han abordado el tema de la reconfiguración de las redes a través de la apertura/cierre de los interruptores seccionalizadores y de enlace para minimizar las pérdidas en los sistemas de distribución.

Merlin & Back (1975), fueron los primeros investigadores en proponer la reconfiguración de las redes de distribución para la minimización de pérdidas. Utilizaron una técnica de optimización combinada, del tipo derivada y heurística para determinar la configuración operativa de pérdida mínima para el sistema de distribución representado por una estructura de espan (spanning tree) para un estado de carga determinado.

La función objetivo en la reconfiguración de redes puede ser simple o multiobjetivo. Los diferentes objetivos simples son la minimización de las pérdidas totales de energía o de energía, diferentes índices de confiabilidad, costo total de la red, desviaciones de voltaje, relación beneficio/costo, huecos de voltaje y operación de interruptores en el sistema de distribución. Tradicionalmente la minimización de las pérdidas de potencia activa se considera como único objetivo en la reconfiguración de redes. Por otra parte, la formulación de problemas multiobjetivos en la reconfiguración de redes puede realizarse mediante diferentes técnicas. Las funciones multiobjetivo pueden convertirse en una función objetivo simple utilizando el

enfoque de suma ponderada o algoritmos basados en Pareto (Horn, et al., 1994; Deb, et al., 2002). Para obtener una función objetivo global, es importante que todos los objetivos múltiples expresados en una única función objetivo se conviertan en una unidad idéntica (Tomoiaga, Chindris, Sumper, Sudria-Andreu & Villafafila-Robles, 2013).

Es importante destacar que la reconfiguración de redes está sujeta a restricciones, cuya violación puede conducir a una solución inviable. Por lo general, durante la reconfiguración se cumplen las siguientes restricciones:

1. Todas las secciones de las líneas están energizadas;
2. Se debe mantener la estructura radial de la red;
3. Las líneas y transformadores no están sobrecargados; y
4. No se exceden los límites de caída de tensión, considerado el rango dentro del cual el sistema de alimentación puede operar de manera segura.

Se adoptan varias técnicas para hacer cumplir el sistema de distribución radial. Primero, el número de opciones consideradas por el algoritmo puede limitarse a la estructura radial en una preoptimización del espacio de recorte (pruning space). En segundo lugar, los lazos encontrados en la configuración final se pueden radializar en un proceso de optimización posterior. En tercer lugar, el algoritmo de optimización puede modificarse para garantizar que solo busque la configuración radial (Bouchard, 1996).

Minimización de pérdidas de potencia en sistemas de distribución basado en la reconfiguración de redes

Las pérdidas de potencia activa son las pérdidas técnicas que pueden reducir la eficiencia general del sistema de distribución. Para formular las pérdidas como un único objetivo en la reconfiguración se emplean las siguientes ecuaciones:

$$P_{loss} = \sum_{b=1}^N R_b \left(\frac{P_b^2 + Q_b^2}{V_b^2} \right) \quad (1)$$

$$P_{loss} = \sum_{b=1}^N R_b |I_b|^2 \quad (2)$$

Donde: P_{loss} representan las pérdidas de potencia activa totales del sistema, R_b la resistencia de la derivación, I_b

la corriente que circula en la derivación, P_b la potencia activa de la derivación, Q_b la potencia reactiva de la derivación, V_b la tensión en la barra, N el número total de barras y M el total de ramas en el sistema de distribución, como se muestra en la Figura 1. La corriente de bifurcación y los voltajes de barra pueden evaluarse a través del análisis de flujo de potencia.

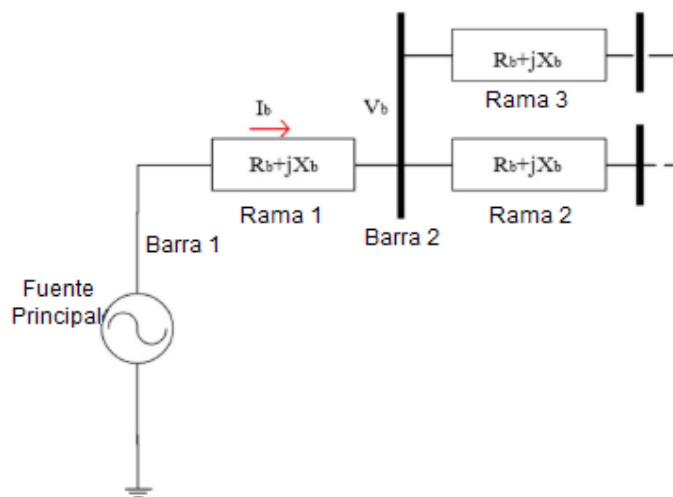


Figura 1. Diagrama Monolineal de un ejemplo de Sistema de Distribución.

Los índices desempeñan una función importante en la planificación y las operaciones del sistema de distribución porque repercuten de manera significativa en los ingresos de los servicios públicos, la calidad de la energía del sistema, la estabilidad del sistema y la seguridad. Los índices evalúan la efectividad de la red de distribución para entregar potencia continua a los clientes (Yin & Lu, 2009). Los índices de confiabilidad tales como el índice de duración de la interrupción promedio del sistema, el índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, el índice de disponibilidad promedio del servicio y otros se presentan en la guía IEEE (Waseem, 2008).

Los índices utilizados en este estudio de revisión de reconfiguración de red son los siguientes.

El Índice de duración promedio de la interrupción del sistema (SAIDI) determina el lapso de tiempo de interrupción de energía para el consumidor medio durante un período de tiempo específico. Normalmente SAIDI se calcula sobre una base mensual o anual; sin embargo, cualquier período se puede tener en cuenta.

$$SAIDI = \frac{\sum v_{sysi} N_i}{\sum N_i} \quad SAIDI = \frac{\sum v_{sysi} N_i}{\sum N_i} \quad (3)$$

Donde U_{sysi} es la duración de la interrupción anual del sistema en el punto de carga i y N_i es la cantidad total de consumidores en el punto de carga i .

El Índice de frecuencia promedio de interrupción promedio del sistema (SAIFI) representa la cantidad promedio de veces que un cliente experimenta interrupción de energía por un período de tiempo específico.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_{sysi} N_i}{\sum N_i} \quad SAIFI = \frac{\sum \lambda_{sysi} N_i}{\sum N_i} \quad (4)$$

Donde λ_{sysi} es la tasa de falla del sistema en el punto de carga.

El Índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI) se usa para encontrar el tiempo promedio requerido para restablecer el servicio después de ocurrir una interrupción.

$$CAIDI = \frac{\sum v_{sysi} N_i}{\sum \lambda_{sysi} N_i} \quad CAIDI = \frac{\sum v_{sysi} N_i}{\sum \lambda_{sysi} N_i} \quad (5)$$

Donde U_{sysi} es la duración de la interrupción anual del sistema en el punto de carga i y N_i es la cantidad total de clientes en el punto de carga i .

El Índice promedio de disponibilidad del servicio (ASAI) indica el lapso de tiempo para el cual la potencia según lo demandado por los clientes estuvo disponible durante un período de tiempo específico. El índice generalmente se calcula mensualmente o anualmente (Kumar, et al., 2013).

$$ASAI = 1 - \left(\frac{\sum (r_i \times N_n)}{N_s \times T} \right) \quad ASAI = 1 - \left(\frac{\sum (r_i \times N_n)}{N_s \times T} \right) \quad (6)$$

Donde T representa el tiempo total en estudio, r_i es el tiempo de restauración, N_n el número total de clientes interrumpidos y N_s la cantidad total de clientes atendidos.

La energía que no se sirve a los consumidores se mide por el índice ENS.

$$ENS = \sum_{I=1}^N L_{ave(i)} V_i \quad ENS = \sum_{i=1}^N L_{ave(i)} U_i \quad (7)$$

Donde $L_{avg(i)}$ es la carga promedio conectada al punto de carga i , U_i la indisponibilidad anual para cada punto de carga y N el número total de puntos de carga.

El Promedio de energía no suministrada (AENS) es la proporción de energía no suministrada a la cantidad total de consumidores atendidos

$$AENS = \frac{\sum_{I=1}^N L_{ave(i)} V_i}{\sum N_i} \quad AENS = \frac{\sum L_{ave(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (8)$$

Donde $L_{avg(i)}$ es la carga promedio conectada al punto de carga I y N_i es el número total de clientes en el punto de carga.

Las técnicas analíticas y las simulaciones de Monte Carlo se usan generalmente para calcular los índices de confiabilidad. Los métodos analíticos representan el sistema que emplea un modelo matemático y calcula los índices utilizando soluciones matemáticas. Por otro lado, las técnicas secuenciales de simulación de Monte Carlo tienen en cuenta la naturaleza variable y estocástica del tiempo de los modelos de carga al evaluar la fiabilidad (Mello, Pereira & Da Silva, 1994).

Los algoritmos de reconfiguración se pueden clasificar por los métodos de solución que emplean: los que se basan en una combinación de métodos heurísticos y de optimización, los que utilizan solamente la heurística y los que emplean la inteligencia artificial (IA).

Las técnicas heurísticas y de optimización técnica permite lograr que el problema tenga cierto grado de precisión, a la vez que garantiza la convergencia y un tiempo de solución aceptable.

Civanlar, Grainger & Lee (1988), desarrollaron un método de intercambio de líneas que considera las posiciones abierto/cerrado de los interruptores seccionalizadores como números discretos. Por su parte, Morelato & Monticelli (1989), resuelven mediante una búsqueda heurística la restauración y reconfiguración del servicio y otros problemas relacionados con el tema.

Wagner, Chikhani & Hackam (1991), presentaron un método de programación lineal utilizando técnicas de transporte y un nuevo método de búsqueda heurística para la

comparación con técnicas heurísticas desarrolladas previamente que se basan en un análisis de flujo de carga óptimo.

En los últimos años, se han estudiado métodos metaheurísticos para resolver problemas de optimización combinatoria para obtener una solución óptima de mínimo global. Los métodos metaheurísticos típicos incluyen:

Chiang & Jean-Jumeau (1990), propusieron una metodología de solución en dos etapas. Moradi, Fotuhi-Firuzabad & Rashidi-Nejad (2005), presentaron una propuesta que consideró el costo de los interruptores en comparación con la conveniencia de su instalación. Santander, Chacra, Opazo & López (2005), utilizaron un algoritmo metaheurístico de recocido simulado (SA) y flujo de potencia radial que evita quedar atrapado en los mínimos locales. Es el algoritmo más conveniente con sistemas reales de gran tamaño, como las redes eléctricas y el modelo es útil para planificar y operar en sistemas de distribución primaria.

Carvalho, Ferreira & Da Silva (2005), abordaron el problema con un enfoque de dividir y conquistar (divide-and-conquer approach) descomponiendo el problema en dos etapas. Los resultados se presentan para i) dividir el espacio de la solución en subespacios independientes, y luego ii) resolver los problemas de optimización en cada subespacio.

Nara, Shiose, Kitagawa & Ishihara (1992), formaron cadenas que representan la posición de los interruptores. Los resultados demostraron que, aunque se obtuvieron soluciones de pérdidas mínimas, el tiempo de solución era prohibitivo.

Luan, Irving & Daniel (2002), adoptaron una codificación de "permutación de enteros" en el que cada cromosoma es una lista de índice de interruptores. La posición de cada uno de estos interruptores se decide con la teoría de gráfico sujeta a las restricciones de "radialidad" de la red de distribución y cada cromosoma traza el mapa de la red de distribución factible. Introducen además un gene especial "0" en el cromosoma. En lugar de representar un interruptor, constituye un indicador que mantiene desconectada algunas partes de la red permitiéndole al algoritmo genético (GA) encontrar la estrategia eliminación para carga óptima donde sea necesario.

Huang (2002), presento un enfoque multiobjetivo difuso basado en el algoritmo genético mejorado (EGA) para resolver un problema de reconfiguración de red en un sistema de distribución radial. Este enfoque al maximizar la satisfacción difusa permite al operador considerar simultáneamente los múltiples objetivos de la reconfiguración de la red para minimizar la pérdida de potencia, la

violación de las restricciones de tensión y corriente, así como el cambio de número de interruptores, mientras fija una estructura de red radial en la que todas las cargas deben energizarse. Luego adopta la técnica de optimización del EGA para resolver el problema difuso de múltiples objetivos de manera eficiente.

Da Silva, Pereira & Mantovani (2004), presentaron un modelo de programación no lineal mixta (MINLP), con variables reales y binarias, para el problema de asignación de interruptores seccionales y dispositivos de protección en sectores estratégicos, con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad, aumentar la facturación de servicios públicos y cumplir con las exigencias de las agencias reguladoras para el suministro de energía. Esta asignación óptima para la restauración, permite aislar los sectores con fallas, eliminarla y volver a suministrar energía a partir del análisis de las líneas vecinas.

Zhu (2002), propuso un método mejorado para estudiar la reconfiguración de red de distribución (DNRC) basado en un algoritmo genético refinado (GA). El modelo DNRC, se configuró con el objetivo es minimizar las pérdidas de potencia del sistema. Para obtener la corriente de bifurcación precisa y la pérdida de potencia del sistema, presentaron un método de flujo de carga de red de distribución de radiación (RDNLF) y establecieron un algoritmo genético refinado, en el que se realizan algunas mejoras en la codificación de los cromosomas, la función de la aptitud física y el patrón de mutación. Moradi & Abedini (2012), presentaron un novedoso algoritmo genético combinado (GA) con optimización de enjambre de partículas (PSO) para la ubicación y dimensionamiento óptimos de DG en los sistemas de distribución para la ubicación y dimensionamiento óptimos de DG en los sistemas de distribución con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia de la red, mejorar la regulación de la tensión y mejorar la estabilidad del voltaje dentro del marco del funcionamiento del sistema y las limitaciones de seguridad en los sistemas de distribución radial.

Kim, Ko & Jung (1993), presentaron un método basado en redes neuronales para la reconfiguración de las líneas. Sin embargo, la aplicación de esta técnica puede encontrar dificultades, como quedar atrapado en mínimos locales, aumentar la complejidad computacional y no ser aplicable a ciertas funciones objetivas. Esto llevó a la necesidad de desarrollar nuevos métodos de solución para superar estas deficiencias. Kashem, Jlasmon, Mohamed & Moghavvemi (1988), desarrollaron un método de redes basado en redes neuronales artificiales (ANN) para resolver el problema de reconfiguración de redes para reducir las pérdidas de potencia real en las redes de distribución. Los conjuntos de entrenamiento para la ANN se generan

variando los modelos de carga constante P-Q y llevando a cabo simulaciones de reconfiguración de red fuera de línea. El modelo ANN desarrollado se basa en la red de perceptrón multicapa y el entrenamiento se realiza mediante el algoritmo de propagación inversa (hacia atrás). Los modelos ANN entrenados determinan la posición óptima de los interruptores dinámicos en las líneas.

A. Augugliaro, L. Dusonchet, M.G. Ippolito siguieron el enfoque basado en el uso de redes neuronales y un algoritmo determinístico, dentro de una estrategia de control que evita el riesgo de crear mallas y/o islas. Durante la fase de entrenamiento de redes neuronales, es necesario conocer para cada condición de carga la configuración de pérdidas mínimas relevante que se puede obtener para redes de pequeño tamaño mediante algoritmos de búsqueda exhaustivos y, para sistemas más grandes, utilizaron cualquiera de los métodos heurísticos para la reconfiguración de redes centralizada propuestos en la literatura.

Mori & Ogita (2000), propusieron un método basado en la búsqueda tabú paralela (PTS) para la reconfiguración de las líneas. La búsqueda tabú paralela (PTS) presenta dos esquemas paralelos. Uno es la descomposición del vecindario con procesadores paralelos para reducir los esfuerzos computacionales. El otro es la multiplicidad de la longitud tabú para mejorar la precisión de la solución. El algoritmo PTS ofrece resultados mejores que los obtenidos por SA, el recocido simulado paralelo (PSA), GA y el algoritmo genético paralelo (PGA).

Jeon & Kim (2004), propusieron un algoritmo híbrido eficiente de los métodos de recocido simulado (SA) y búsqueda tabú (TS) para la reconfiguración de las líneas, para mejorar el tiempo de cálculo y la propiedad de convergencia.

Dong, Zhengcai, Liuchun & Zhengqiang (2005), propusieron un algoritmo metaheurístico eficiente de búsqueda tabú (TS) modificado para la reconfiguración de redes en sistemas de distribución, que tiene ventajas de alta eficiencia de búsqueda local de método de escalada y capacidad de búsqueda global de algoritmo inteligente sin embargo, dado que la reconfiguración de la red es un problema de optimización combinatoria complicado con muchas restricciones que cumplir, es difícil lograr el óptimo global con alta eficiencia de búsqueda cuando se utiliza directamente. Establecieron valores atributos para cada interruptor que permite descomponer cada interruptor seccionalizador asociado a lazos, para los cuales el algoritmo TS se modifica para hacer que el proceso de optimización se lleve a cabo en los espacios de solución

continua y permite obtener la solución óptima global con una alta eficiencia de búsqueda.

Mekhmer, Abdelaziz, Mohammed & Badr (2008), propusieron un algoritmo basado en la búsqueda tabú modificado (MTS) para la reconfiguración de los sistemas de distribución. Al algoritmo TS le introdujeron algunas modificaciones, como el uso de una lista tabú con tamaño variable para evitar el ciclo y escapar del mínimo local. Además, se utilizó un movimiento multiplicativo restringido para diversificar el proceso de búsqueda hacia regiones inexploradas.

Su, Chang & Chiou (2005), introdujeron un algoritmo de búsqueda de colonias de hormigas (ACSA) para resolver el problema de optimización de la reconfiguración de redes para la reducción de pérdida de potencia. El ACSA, es un método de evolución de inteligencia relativamente nuevo y poderoso para resolver problemas de optimización, es un enfoque basado en la población que utiliza la exploración de comentarios positivos, así como la búsqueda acuciosa. El ACSA se inspira en el comportamiento natural de las colonias de hormigas sobre cómo encontrar la fuente de alimento y llevarlos de vuelta a su nido mediante la construcción de la formación de sendero único. Al aplicar ACSA, se logra la solución prácticamente óptima para el problema de reconfiguración de las redes. Los problemas de reconfiguración de redes se resuelven utilizando el método ACSA, el algoritmo genético (GA) y el recocido simulado (SA). Los resultados numéricos que se logran con el algoritmo de búsqueda de colonias de hormigas en la reconfiguración de redes para reducir las pérdidas de energía demuestran que el método ACSA es mejor que los otros dos métodos (recocido simulado (SA) y algoritmo genético (GA) en términos de pérdida de potencia promedio.

Recientemente, las aplicaciones del sistema de potencia se han beneficiado de la naturaleza poderosa de optimización del algoritmo de enjambre de partículas (PSO) como una nueva técnica de optimización. El algoritmo de enjambre de partículas es un método para optimizar funciones numéricas duras basadas en la simulación del comportamiento social de grupos de aves y/o de los grupos de peces.

Moradi & Fotuhi-Firuzabad (2008), desarrollaron y presentaron un nuevo enfoque de tres estados inspirado en la versión discreta de un poderoso algoritmo heurístico de optimización de enjambre de partículas, para determinar el número óptimo y la ubicación de dos tipos de interruptores (interruptores seccionalizadores e interruptores de enlace) en sistemas de distribución radial (Moradi, et al., 2008). La novedad del algoritmo propuesto consistió en

considerar simultáneamente los interruptores seccionales y los de enlace. El enfoque de solución propuesto proporciona una solución óptima global para el problema de ubicación de los interruptores.

Sivanagaraju, Rao & Raju (2008), emplearon un algoritmo de optimización de enjambre de partículas discretas (DPSO) como nuevo algoritmo para resolver los problemas de reconfiguración de redes. El algoritmo de enjambre de partículas discretas (DPSO) se aplicó a dos sistemas de prueba, pero se encontró que dicho método a menudo no es eficiente porque el número de soluciones no radiales inviables que aparecen en cada generación es extremadamente grande y consecuentemente conduce a un largo tiempo de computación antes de alcanzar una solución óptima.

Otros autores han empleado en la reconfiguración de redes combinación de algoritmos o algoritmos híbridos. Niknam, Khorshidi & Firouzi (2010), propusieron - para la reconfiguración de las líneas de distribución -, un nuevo algoritmo evolutivo híbrido basado en la combinación de optimización de enjambre de partícula difuso adaptado (FAPSO) con optimización de colonia de hormiga (ACO), denominado HFAPSO, que es un problema de optimización no diferenciable. Formularon la reconfiguración como un problema de optimización multiobjetivo que minimiza las pérdidas, la desviación de voltaje en los nodos, el número de operaciones de los interruptores, así como el balance de cargas en las líneas y maximiza en el conjunto factible, la distancia ($\lambda_2 \lambda_2$ norm) entre el vector de función objetivo y el peor vector de función objetivo siempre que se cumplan las restricciones. La posición de los interruptores seccionales y de enlaces y se consideran como las variables de control.

Algunos investigadores consideran la presencia de altos niveles de Generación distribuida, que afectan significativamente las redes de distribución. Hivzievendic, et al. (2016), resolvieron el problema de reconfiguración para un sistema grande en presencia de generación distribuida utilizando GA basado en NSGA II.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Uno de los parámetros más significativos en este objetivo lo constituye la confiabilidad del sistema. Este parámetro incrementa la satisfacción del consumo de energía y por otra parte mejora los beneficios económicos de las empresas de distribución. La reconfiguración de redes de distribución a partir de la consideración de los parámetros de confiabilidad puede representar el intento de solución a las dificultades del problema de optimización.

En la formulación del problema de confiabilidad del servicio (SR), la hipótesis se fundamenta en que la energía disponible después de ocurrir una falla es suficiente para alimentar cargas de alta prioridad. El resto de las cargas tienen la misma prioridad y pueden ser desenergizadas. La confiabilidad del servicio es un problema de optimización en el cual no es posible encontrar una solución óptima global en un tiempo de cálculo razonable. Generalmente los objetivos consisten en minimizar el número de clientes sin servicio y el tiempo de ejecución de las operaciones de los interruptores, que permita lograr una configuración final óptima o subóptima.

Los interruptores juegan un papel clave en la confiabilidad de las redes de distribución de energía. El número de consumidores sin servicio y la cantidad de energía no suministrada dependen directamente del número y la posición de los interruptores en la red. La capacidad de restauración del servicio está directamente relacionada con la posición de los interruptores en la red.

El problema de determinar la cantidad y ubicación óptima de interruptores es un problema difícil donde el espacio de solución es combinatorio y la función objetivo no es analítica. Optimizar la asignación de interruptores puede mejorar la calidad de los índices de suministro y constituyen una estrategia exitosa para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la calidad del servicio.

La asignación de interruptores consiste en seleccionar ubicaciones para su instalación y considerar la planificación como muy importante. La función objetivo debe maximizar la confiabilidad, es decir, minimizar el área sin vigilancia en el caso de fallas, y debe estar sujeta al número de interruptores disponibles para la asignación y a las restricciones eléctricas.

La reducción en las pérdidas de potencia se logra transfiriendo carga de las líneas sobrecargadas a otras menos cargadas mediante la reconfiguración de la red que permite que la configuración radial de las líneas de distribución pueda ser modificada cada cierto tiempo con el objetivo lograr una reconfiguración eficiente de las cargas para minimizar las pérdidas del sistema, distribuir las demandas en el pico, mejorar el perfil de voltaje en las líneas y aumentar la confiabilidad de la red.

La Figura 2 muestra un resumen de los métodos empleados en la asignación de Interruptores para la optimización de la reconfiguración de redes.

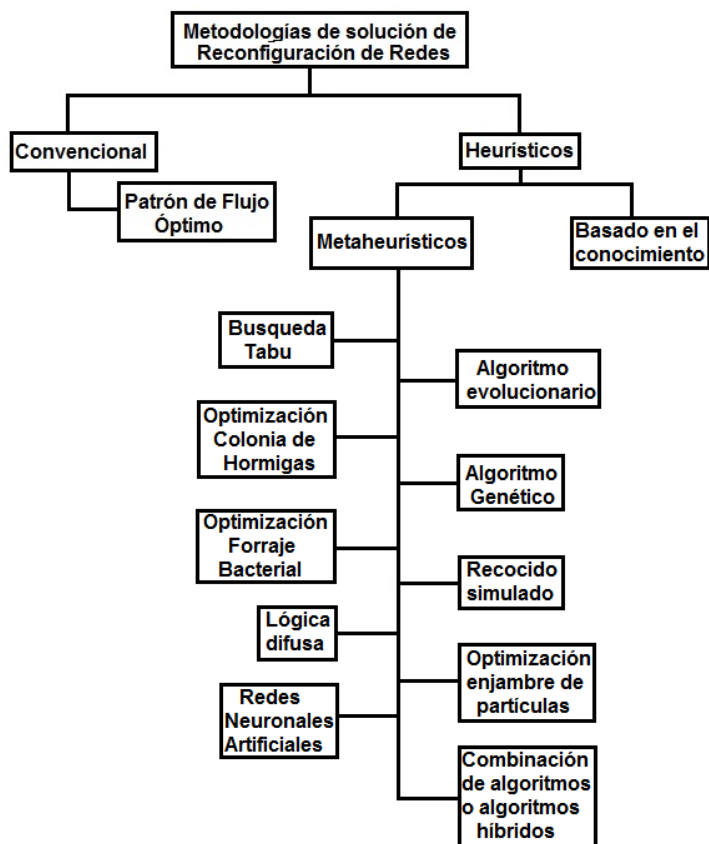


Figura 2. Clasificación de los métodos empleados en la revisión de la asignación de Interruptores para la optimización de la reconfiguración de redes.

La Figura 3 muestra un resumen de las investigaciones relacionadas con el problema de reconfiguración de redes y los algoritmos, que muestran una tendencia creciente en los últimos años.

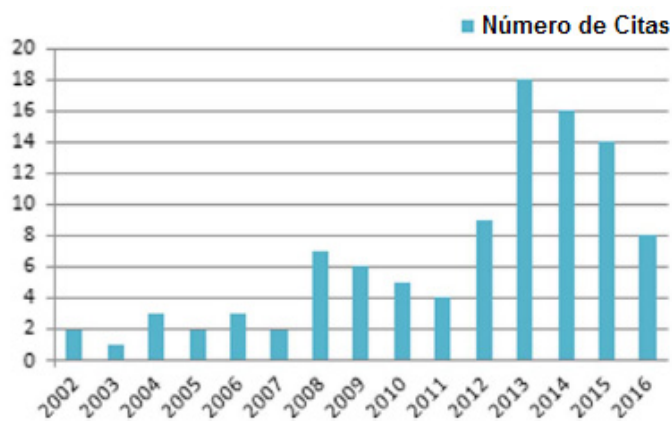


Figura 3. Resumen de citas de investigadores sobre Reconfiguración de Redes en este trabajo.

CONCLUSIONES

Durante las últimas dos décadas se han empleado numerosos métodos para la reconfiguración de redes, ganado mucha atracción por parte de los investigadores para optimizar y controlar el sistema de distribución de energía, sin embargo, no existe una aceptación única respecto de cuál es el método más apropiado para manejar el problema. El punto más crucial es cómo usar el conocimiento específico del dominio del problema y cómo se modela e implementa.

Este artículo resume las principales contribuciones de los investigadores para resolver el problema de reconfiguración de redes de distribución para mejorar la confiabilidad y reducir las pérdidas de la pérdida de potencia en las redes de distribución, en condiciones normales y de falla (Lei, et al., 2014). El enfoque de reconfiguración es diferente para condiciones normales que para condiciones de falla. En condiciones normales, los resultados óptimos se evalúan ya sea para la situación existente del sistema o teniendo en cuenta las situaciones futuras pronosticadas. Varios métodos convencionales y heurísticos pueden manejar de manera eficiente este problema de reconfiguración. Por el contrario, en condiciones de falla, se necesita una acción rápida para restablecer el servicio. Por lo tanto, en este escenario, la reconfiguración de redes se realiza comúnmente con técnicas heurísticas.

El artículo caracteriza y evalúa varios algoritmos de solución utilizados para implementar la reconfiguración de redes y se concluye que los métodos metaheurísticos se utilizan con frecuencia para proporcionar una solución adecuada ya que pueden requerir menos cálculos y pueden converger rápidamente a una solución final factible. Por lo tanto, este estudio conduce a las siguientes conclusiones: (i) durante la planificación del sistema, es beneficioso considerar las evaluaciones de confiabilidad junto con la reducción de pérdidas para minimizar las fallas de energía que pueden resultar debido a un sistema de alimentación no confiable. (ii) es crucial considerar las incertidumbres de carga para determinar la topología de red óptima a través de la reconfiguración de la red; (iii) el problema de reconfiguración de red multi-objetivo puede explorarse más a fondo para sistemas grandes integrados con fuentes de energía renovables.

Optimizar la cantidad y ubicación óptima de interruptores puede mejorar la calidad de los índices de suministro y constituyen una estrategia exitosa para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la calidad del servicio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- Augugliaro, A., Dusonchet, L., & Ippolito, M. G. (2003). Minimum losses reconfiguration of MV distribution networks through local control of tie-switches. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3), 762–771. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1208354>
- Billinton, R., & Jonnavithula, S. (1996). *Optimal switching device placement in radial distribution systems*. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 11(3), 1646–1651. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/517529>
- Bouchard, D. E. (1996). Towards loss minimization in power distribution systems using ai: the wat dist algorithm. *Electrical Engineering*. Waterloo: University of Waterloo.
- Carvalho, P. M. S., Ferreira L. A. F. M., & Da Silva A. J. C., (2005). A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems, *Power Delivery, IEEE Transactions*, 20(2), 1031–1036. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1413349>
- Chiang, H. D., & Jean-Jumeau, R. (1990). Optimal network reconfigurations in distribution systems: part II, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5(3), 1568–1574.
- Civanlar, S., Grainger, J. J., & Lee, S. H. (1988). Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3), 1217–1223.
- Da Silva, L. G. W., Pereira, R. A. F., & Mantovani, J. R. S. (2004). Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems, presented at the In Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- Deb K, et al. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *Evolut Comput IEEE Trans.*, 6(2), 182–197. Recuperado de https://www.iitk.ac.in/kangal/Deb_NSII.pdf
- Hivzievendic, J., Hadžimehmedovic, A., & Tesanovic, M. (2016). Optimal network reconfiguration with distributed generation using NSGA II algorithm. *Int J Adv Res Artif Intell*, 5(2). Recuperado de <https://pdfs.semanticscholar.org/4c3d/80b8cebdad6999e5fd529eb3ff7288da957b.pdf>
- Horn, J., Nafpliotis, N., & Goldberg, D. E. (1994). A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization. In *Evolutionary Computation. IEEE World Congress on Computational Intelligence. Proceedings of the First IEEE Conference on*.
- Huang, Y. C. (2002). Enhanced-genetic-algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 149(5), 615–620. Recuperado de https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20020512
- Jeon, Y. J., & Kim, J. C. (2004). Application of simulated annealing and tabu search for loss minimization in distribution systems. *Electric Power and Energy Systems*, 26(1), 9–18. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/245214553_Application_of_simulated_annealing_and_tabu_search_for_loss_minimization_in_distribution_systems
- Kashem, M. A., Jlasmon, G. B., Mohamed, A., & Moghavvemi, M. (1998). Artificial neural network approach to network reconfiguration for loss minimization in distribution networks, *Electrical Power & Energy Systems*, 20(4), 247–258.
- Kim, H., Koy, Y., & Jung, K. H. (1993). Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(3), 1356–1366.
- Kumar, N. M. G., et al. (2013). Reliability improvement of radial distribution system with incorporating protective devices-case study. *Int J Eng Sci Emerg Technol.*, 4(2), 60–74.
- Lei, T., Fang, Y., & Jingran, M. (2014) Amsurvey on distribution system feeder reconfiguration: Objectives and solutions. *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*.
- Levitin, G., Mazal-Tov, S., & Elmakis, D. (1995). Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternate supply. *Electric Power Systems Research*, 35(3), 149–155. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0378779695010025>
- Luan, W. P., Irving, M. R., & Daniel, J. S. (2002). Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 149(2), 145–151. Recuperado de https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20020095

- Mekhmer, S. F., Abdelaziz, A.Y., Mohammed, F. M., & Badr, M. A. L. (2008). A new intelligent optimization technique for Distribution Systems Reconfiguration. Twelfth International Middle-East Power Systems Conference MEPCON'2008, South Valley University, Aswan.
- Mello, J. C. O., Pereira, M. V. F., & Da Silva, A. M. L. (1994). Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation. *Power Syst IEEE Trans.*, 9(3), 1318–1326. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/336134>
- Merlin, A., & Back, H. (1975). Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. 5th Power System Computation Conference, Cambridge.
- Moradi, A., & Fotuhi-Firuzabad M. (2008). Optimal switch placement in distributionsystems using trinaryparticle swarm optimization algorithm, *Power Delivery. IEEE Transactions on*, 23(1), 271–279. Recuperado de <https://ieeexplore.ieee.org/document/4403225>
- Moradi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., & Rashidi-Nejad M. (2005). A Reliability Cost/Worth Approach to Determine Optimum Switching Placement in Distribution Systems. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific.
- Moradi, M. H., & Abedini, M. (2012). A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 34(1), 66–74. Recuperado de <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15435075.2011.625590>
- Morelato, A. L., & Monticelli, A. J. (1989). Heuristic search approach to distribution system restoration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(4), 2235–2441.
- Mori, H., & Ogita, Y. (2000). A parallel tabu search method for reconfiguration of distribution systems. Proceedings of the 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Seattle.
- Nara, K., Shiose, A., Kitagawa, M., & Ishihara, T. (1992). Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(3), 1044–1051.
- Niknam, T., Khorshidi, R., & Firouzi, B. B. (2010). A hybrid evolutionary algorithm for distribution feeder reconfiguration. *Indian Academy of Sciences*, 35(2), 139–162. Recuperado de <https://www.ias.ac.in/article/fulltext/sadh/035/02/0139-0162>
- Santander, L. G., Chacra, F. A., Opazo, H., & Lopez, E. (2005). Minimal loss reconfiguration based on simulated annealing meta-heuristic. *Electronics, Communications and Computers. 15th International Conference on Proceedings IEEE, Puebla*.
- Sivanagaraju, S., Rao, J. V., & Raju, P. S. (2008). Discrete particle swarm optimization to network reconfiguration for loss reduction and load balancing. *Electric Power Components and Systems*, 36(5), 513–524. Recuperado de <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15325000701735389>
- Su, C. T., Chang, C. F., & Chiou, J. P. (2005). Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm. *Electric Power Systems Research*, 75(2-3), 190–199.
- Tomoiaga, B., Chindris, M., Sumper, A., Sudria-Andreu, A., & Villafafila-Robles, R. (2013). *Pareto Optimal Reconfiguration of Power Distribution Systems Using a Genetic Algorithm Based on NSGA-II*, *Energies*, 6(3), 1439-1455. Recuperado de <https://pdfs.semanticscholar.org/0822/d0bc7227b1e8720b2fcd27e626a815d50ecc.pdf>.
- Wagner, T. P., Chikhani, A. Y., & Hackam R. (1991). Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 6(4), 1922–1931.
- Waseem, I. (2008). Impacts of Distributed Generation on the Residential Distribution Network Operation. *Electrical Engineering. Virginia: Polytechnic Institute and State University*.
- Yin, S. A., Lu, C. N. (2009). Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24, 652–60. Recuperado de <http://azadproject.ir/wp-content/uploads/2014/02/2009-Distribution-Feeder-Scheduling-Considering-variable-load-profile-and-outage-costs.pdf>
- Zhang, D., Fu, Z., Zhang, L., & Song, Z. (2005). Network Reconfiguration in Distribution Systems Using a Modified TS Algorithm, presented at the 7th WSEAS Int. Conf. on Mathematical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering, Sofia.

Zhu, J. Z. (2002). Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 62(1), 37–42. Recuperado de <https://www.mail-archive.com/matpower-l@cornell.edu/msg02727/33bus.pdf>