

**RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y EL
MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD**

EDGAR EFRÉN TIBADUIZA RINCÓN



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2020**

**RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
CONSIDERANDO LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y EL
MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD**

EDGAR EFRÉN TIBADUIZA RINCÓN

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

César Antonio Duarte Gualdrón
Doctor en ingeniería Eléctrica y Computación

Codirector:

Jairo Blanco Solano
Doctor en Ingeniería- Área Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2020

¡Oh Dios!, tú que has querido que el estudio y el trabajo del hombre perfeccionaran cada día el universo que has creado, te pido que mi trabajo resulte siempre provechoso a la familia humana y contribuya al cumplimiento de tus designios sobre el mundo.

Por nuestro señor Jesucristo.

Amén

Dedico este trabajo a mi esposa Bertha Cecilia y a mi hijo Jeisson Efrén quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional, para no desistir de este objetivo.

A mis padres que me guiaron para ser la persona que soy en la actualidad, este logro también es de ustedes.

A mis hermanos y sobrinos que siempre están en mi corazón.

Edgar Efrén Tibaduiza Rincón

Agradecimientos

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a los docentes de la Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. El conocimiento que he adquirido en este proceso de formación no hubiese sido posible sin un grupo de profesionales tan notable.

Al doctor Cesar Antonio Duarte, director del trabajo de grado, agradezco su valiosa colaboración y las acertadas correcciones realizadas al documento, permitiendo su perfeccionamiento.

Al doctor Jairo Blanco Solano, codirector del trabajo de grado, quien de primera mano me brindó su apoyo y conocimiento. Gracias a sus ideas y discusiones fue posible materializar este documento.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. ANTECEDENTES Y PROPUESTA DE APLICACIÓN	16
1.1 ANTECEDENTES	16
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	18
1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	21
1.4 OBJETIVOS.....	23
2. RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD	25
2.1 RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	25
2.2 OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO.....	28
2.3 ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN PARA IMPLEMENTACIÓN EN LOS ESTUDIOS DE CASO	31
3. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA.....	39
3.1 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	39
3.1.1 CONSIDERACIONES.....	39
3.1.2 CÓDIGO EMPLEADO PARA LA SIMULACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.	41
3.1.3 DATOS PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	43
3.2 MODELADO MATEMÁTICO DE PÉRDIDAS	43
3.3 MODELADO MATEMÁTICO PARA MINIMIZAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	47
4. CASOS DE ESTUDIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	50
4.1 CASO 1 – SISTEMA DE PRUEBA DE 5 NODOS	52
4.1.1 FRENTE DE PARETO ÓPTIMO.....	55
4.1.2 MÉTODO DE RESTRICCIÓN SIMPLE.....	56
4.1.3 ENJAMBRE DE PARTÍCULAS BINARIAS- BPSO.	57
4.1.4 PERFILES DE TENSIÓN.....	58
4.1.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	59
4.1.6 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	60
4.2 CASO 2 – SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 33 NODOS	61
4.2.1 FRENTE DE PARETO ÓPTIMO.....	61

4.2.2 MÉTODO DE RESTRICCIÓN SIMPLE.....	62
4.2.3 ENJAMBRE DE PARTÍCULAS BINARIAS- BPSO.	63
4.2.4 PERFILES DE TENSIÓN.....	63
4.2.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	65
4.2.6 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	67
4.3 CASO 3 – SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE UN OPERADOR DE RED COLOMBIANO.....	69
4.3.1 CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS.	69
4.3.2 DATOS PARA CADA CIRCUITO.....	70
4.3.3 FRENTE DE PARETO ÓPTIMO.....	75
4.3.4 ENJAMBRE DE PARTÍCULAS BINARIAS- BPSO.	76
4.3.5 PERFILES DE TENSIÓN.....	78
4.3.6 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	81
4.3.7 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	87
4.4 COMENTARIOS FINALES	88
5. CONCLUSIONES	91
REFERENCIAS	93
BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de artículos que abordan la reconfiguración óptima con las dos funciones objetivo de interés	34
Tabla 2. Distribuciones de probabilidad empleadas para la simulación de Montecarlo.	40
Tabla 3. Datos de confiabilidad para alimentadores primarios.....	43
Tabla 4. Secciones de línea y longitud- Caso 1.	52
Tabla 5. Demanda máxima y usuarios en los nodos- Caso 1.	52
Tabla 6. Tasas de falla y tiempos de restauración- Caso 1.	53
Tabla 7. Tensiones en los nodos- Caso 1.	59
Tabla 8. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 1.	59
Tabla 9. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 1.	59
Tabla 10. Reducción de pérdidas y mejora de los índices de confiabilidad- Caso 1.	60
Tabla 11. Valores comparativos de pérdidas e índices de confiabilidad - Caso 1.	61
Tabla 12. Tensiones en los nodos- Caso 2.	64
Tabla 13. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 2.	65
Tabla 14. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 2- Configuración 1.	66
Tabla 15. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 2- Configuración 2	66
Tabla 16. Reducción de pérdidas- Caso 2.	68
Tabla 17. Datos generales por circuito.....	69
Tabla 18. Número de usuarios circuito 11.....	70
Tabla 19. Número de usuarios circuito 12.....	71
Tabla 20. Número de usuarios circuito 13.....	71
Tabla 21. Número de usuarios circuito 21.....	72
Tabla 22. Número de usuarios circuito 22.....	72
Tabla 23. Número de usuarios circuito 31.....	73
Tabla 24. Número de usuarios circuito 32.....	73
Tabla 25. Número de usuarios circuito 33.....	73
Tabla 26. Número de usuarios circuito 34.....	74
Tabla 27. Tensiones en los nodos- Caso 3.	79
Tabla 28. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 3.	81
Tabla 29. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 3- Configuración 1.	83
Tabla 30. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 3- Configuración 2.	85
Tabla 31. Reducción de pérdidas- Caso 3.	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Artículos científicos publicados por año, relacionados con la reconfiguración de sistemas de distribución	17
Figura 2. Técnicas de optimización más usadas para la reconfiguración óptima.	27
Figura 3. Métodos por los cuales el tomador de decisiones (DM) expresa sus preferencias.	29
Figura 4. Comparación entre frentes de Pareto.	30
Figura 5. Estructura general empleada para la simulación de Índices de Confiabilidad.	42
Figura 6. Sistema de 5 nodos- Configuración general.	44
Figura 7. Sistema de 5 nodos- Caso base.	45
Figura 8. Resultados en GAMS Pareto Óptimo- Caso 1.	56
Figura 9. Frente de Pareto- Caso 1.	56
Figura 10. Resultados en GAMS método de restricción Simple- Caso 1.	57
Figura 11. Perfil de tensión caso 1.	58
Figura 12. Frente de Pareto- Caso 2.	62
Figura 13. Perfil de tensión caso 2.	63
Figura 14. Diagrama topológico de conexiones sistema de distribución.	75
Figura 15. Frente de Pareto- Caso 3.	76
Figura 16. Perfil de tensión caso 3.	78

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ESTADO DEL ARTE DE LA RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA MULTIOBJETIVO.....	107
ANEXO B. DATOS PARA EL CASO 2- SISTEMA IEEE DE 33 NODOS.....	116
ANEXO C. DATOS PARA EL MODELO DE RED- OR COLOMBIANO	120

RESUMEN

TÍTULO:

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y EL MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD*

AUTOR:

EDGAR EFRÉN TIBADUIZA RINCÓN**

PALABRAS CLAVE:

Confiabilidad, Enjambre de Partículas, Montecarlo, Optimización Multiobjetivo, Reconfiguración Óptima, Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de aplicación, se implementa un método de reconfiguración óptima con un alcance multiobjetivo para ser empleado en sistemas de distribución de energía eléctrica, considerando la minimización de las pérdidas técnicas de potencia y mejorando los índices de confiabilidad: SAIDI, SAIFI y ENS. Se aborda la solución del problema de optimización mediante un enfoque en el cual un algoritmo de enjambre de partículas binarias (BPSO) permite encontrar configuraciones candidatas, que serán usadas siempre que pertenezcan a un frente de Pareto inferior. La determinación del frente de Pareto se ha implementado en el software GAMS y el cálculo de los índices de confiabilidad se realiza mediante la simulación de Montecarlo.

Como aporte de este trabajo de aplicación sobresale la evaluación de desempeño de un método de reconfiguración que aprovecha la relación lineal de los índices de confiabilidad con el número de interrupciones del servicio en el punto de carga. Se ha evaluado el desempeño del método de reconfiguración mediante la implementación en varios sistemas de prueba, resaltándose la aplicación a un sistema de distribución real, de propiedad de un operador de red colombiano; en el cual además de la implementación de la técnica de reconfiguración, fue necesario recopilar información técnica del sistema de distribución. Con la ayuda del software

* Trabajo de aplicación.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Cesar Antonio Duarte Gualdrón. Codirector: Jairo Blanco Solano

OpenDSS, se modela el sistema de distribución de 9 circuitos, 13,2 kV, tres subestaciones que atienden 43068 usuarios con cargas diversas del tipo residencial, industrial y comercial. El sistema de distribución resulta apropiado para probar la reconfiguración óptima multiobjetivo debido a que presenta 22 interruptores de enlace.

Para el sistema reconfigurado se consigue una reducción de pérdidas técnicas en un 38,33%, la ENS mejora un 17,70%, el SAIFI se reduce 11,90%, mientras que el SAIDI ha mejorado en 13,06%, respecto de los valores calculados para el sistema sin reconfigurar.

SUMMARY

TITLE:

OPTIMAL NETWORK RECONFIGURATION CONSIDERING LOSS REDUCTION AND RELIABILITY IMPROVEMENT *

AUTHORS:

EDGAR EFRÉN TIBADUIZA RINCÓN**

KEYWORDS:

Electrical Distribution System, Montecarlo Simulation, Multi-objective Optimization, Optimal Network Reconfiguration, Particle Swarm Optimization, Reliability.

DESCRIPTION:

This work presents an optimal reconfiguration method based on multi-objective scope and it is implemented to be used in power delivery systems, minimizing technical power losses and improving reliability indices: SAIDI, SAIFI and NSE. The solution to the optimization problem is reached through an approach in which a binary particle swarm algorithm (BPSO) that allows to find candidate configurations, which will be used whenever they belong to a lower Pareto Front. The best Pareto Front is determined using GAMS software and the calculation of the reliability indices is performed using the Montecarlo approach.

The contribution of this work is the performance evaluation of a reconfiguration method that takes advantage of the linear relationship of the reliability indices with the number of service interruptions at the end-user. The effectiveness of the reconfiguration method has been evaluated through the implementation in several test systems, highlighting the application to a real distribution system, of a Colombian network operator; in addition to the implementation of the reconfiguration technique, it was necessary to collect technical information from the distribution system. With the OpenDSS software, the distribution system with nine 13.2 kV feeders is modeled, which include three substations that serve 43068 customers with different loads of

* Master Thesis.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Advisor: Cesar Antonio Duarte Gualdrón. Co- Advisor: Jairo Blanco Solano

the residential, industrial and commercial type. The distribution system is suitable for testing optimal multi-objective reconfiguration because it includes 22 tie switches.

For the reconfigured system, a reduction in technical losses of 38.33% is achieved, the NSE improves by 17.70% and SAIFI is reduced by 11.90%, while SAIDI has improved by 13.06%, in relation to the calculated values for the system without reconfiguring.

INTRODUCCIÓN

La reconfiguración óptima de sistemas de distribución de energía eléctrica ha revelado ser una herramienta adecuada para la gestión operativa de estas redes eléctricas, ya que con una mínima inversión de recursos económicos se puede lograr una mejora significativa en la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica. No obstante, se requiere un alto grado de conocimiento y calidad de información para dar solución al problema de optimización, donde el acceso y el volumen de información, así como la complejidad del problema limitan la implementación de estos métodos en sistemas de distribución reales.

La reconfiguración óptima puede abordar diferentes objetivos, de forma individual o multiobjetivo. Los objetivos más comunes son: la reducción de pérdidas, la mejora de la confiabilidad, el balance de cargas, minimizar costos de interrupciones, y en menor medida: la disminución de desviaciones de tensión, mejora de la tasa de distorsión armónica y la disminución de costos de generación de electricidad. Este documento trata la reconfiguración óptima de circuitos de un sistema de distribución, abordando dos objetivos de interés como lo son la reducción de pérdidas de técnicas de potencia y la mejora de los índices de confiabilidad, debido a su impacto en la calidad del servicio prestado al consumidor final.

El enfoque de reconfiguración multiobjetivo empleado en esta aplicación, permite la búsqueda de soluciones factibles que minimizan las dos funciones objetivo de interés, a través del algoritmo de enjambre de partículas binarias (BPSO). El empleo de las configuraciones candidatas obtenidas por BPSO, depende de si estas pertenecen a un frente de Pareto inferior. Se han observado los resultados reportados por diversos autores que han abordado la reconfiguración óptima considerando los objetivos de reducción de pérdidas de técnicas de potencia y la mejora de los índices de confiabilidad y cuya implementación se ha realizado

en sistemas de prueba de IEEE, encontrando similitud con lo obtenido a través del método de reconfiguración implementado.

En el capítulo 1, se exponen de manera general los antecedentes del problema de la reconfiguración óptima, los objetivos y el ámbito en el cual se desarrolla el trabajo de aplicación.

En el capítulo 2, se presenta una revisión del estado del arte de las herramientas usadas para abordar el problema de la reconfiguración óptima de redes de distribución. Se estudia la aplicación de diversos algoritmos de optimización que abordan los objetivos de reducción de pérdidas y el mejoramiento de los índices de confiabilidad identificando los desempeños reportados de los métodos, aunque sin llegar a una implementación de cada uno de ellos. Con los resultados de esta revisión del estado del arte se realiza la selección del algoritmo a emplear para la reconfiguración multiobjetivo de interés en este trabajo de aplicación.

En el capítulo 3, se presenta la información necesaria para la realización de la reconfiguración óptima, se indica la metodología usada para el cálculo de los índices de confiabilidad y se muestra la formulación matemática del problema de optimización.

En el capítulo 4, se presentan los resultados y el análisis de estos, luego de la realización del modelamiento, se efectúa la implementación en tres sistemas de distribución. Se determina el desempeño del método de reconfiguración evaluando: la reducción de pérdidas técnicas, la mejora de los índices de calidad media y la energía no suministrada.

1. ANTECEDENTES Y PROPUESTA DE APLICACIÓN

Este capítulo aborda los antecedentes, objetivos, la formulación de problema, la motivación y la justificación de este trabajo de aplicación. Esto permitirá poner en contexto el problema abordado, además de mostrar la relevancia y pertinencia de la reconfiguración óptima de redes de distribución, como herramienta útil en la operación y planeación de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

1.1 ANTECEDENTES

Como concepto, la reconfiguración basa su funcionamiento en cambiar el estado inicial de los interruptores de enlace y transferir carga entre los alimentadores [1]. Diversas funciones objetivo han sido consideradas por una gran cantidad de autores, siendo las principales funciones objetivo enfocadas hacia: la reducción de pérdidas de potencia, el balance de carga, el mejoramiento del perfil de tensión, la restauración del servicio, la confiabilidad y la mejora de la calidad de la energía [2].

Durante los últimos años este ha sido un tema de interés por parte de muchos investigadores. La Figura 1, relaciona la cantidad de artículos publicados que tratan la reconfiguración óptima de sistemas de distribución, donde se destaca el número de publicaciones por año y cómo el interés por el tema de reconfiguración de redes eléctricas ha crecido a lo largo del tiempo, desde aquel primer artículo publicado por Merlin y H. Back, en el año de 1975, titulado “Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system” [3].

La figura 1, ha sido creada a partir de una búsqueda en la base de datos referencial Web Of Science, mediante un filtro de búsqueda de artículos científicos relacionados con el tema *Distribution Network Reconfiguration*, para todos los años, en el cual la base de datos referencial realiza específicamente un barrido desde 1950 hasta el año 2018.

A lo largo de estas cuatro décadas, la formulación conceptual general del problema no ha cambiado demasiado, en tanto que se trata de un problema combinatorio de optimización no lineal. Diversos investigadores han propuesto funciones objetivo que permiten incluir además de las condiciones técnicas de operación del sistema, algunas funciones que relacionan los costos de operación.

Figura 1. Artículos científicos publicados por año, relacionados con la reconfiguración de sistemas de distribución



En cuanto a las restricciones, el problema de la reconfiguración óptima trata generalmente con las siguientes:

- Mantener la topología radial del sistema de distribución.
- Todas las cargas del sistema deben quedar alimentadas.
- Los límites de tensión deben mantenerse dentro de una franja tolerable definida por un máximo y un mínimo. Además, ninguna línea eléctrica debe estar sobrecargada.

A pesar que los algoritmos de solución de este problema han evolucionado notablemente en el tiempo, pueden ser clasificados, según [4], así:

- ✓ Métodos heurísticos.
- ✓ Métodos heurísticos combinados con algoritmos de optimización determinística.
- ✓ Métodos de optimización determinísticos.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La labor de los operadores de red - OR se centra principalmente en cuatro actividades, que al ser bien ejecutadas permiten administrar la distribución de energía eléctrica de manera eficiente y rentable. Estas son:

- Planeamiento de la expansión del SDL
- Reposición de activos
- Administración, operación y mantenimiento –AOM
- Mejora de la calidad de la prestación del servicio.

Las anteriores actividades implican exigencias significativas, razón principal para aprovechar al máximo los recursos e infraestructura disponible a fin de minimizar costos de inversión y definir estrategias orientadas al aprovechamiento de los activos del OR y prestar un servicio eficiente, con índices de confiabilidad aceptables.

La operación radial que utilizan los Sistemas de Distribución Local- SDL acarrea problemas correlacionados con la confiabilidad del sistema y la calidad del suministro de potencia. Solucionar estos problemas implica esfuerzos y recursos económicos por parte de los OR, debido a que es necesario invertir en expansión y calidad del sistema, buscando incluir más usuarios y mejorar el servicio prestado a

aquellos ya existentes. Gran parte de las tareas de mantenimiento sobre los activos del OR implican salida del servicio durante horas, sumadas a las fallas (contingencias) presentadas en alimentadores, subestaciones y en general equipos con los que el OR atiende la demanda en determinada zona. El usuario atendido, ya sea residencial, industrial o comercial es sensible a las fallas del servicio que afectan sus actividades productivas y su confort.

A partir de la severidad de la falla, el restablecimiento del servicio puede tardar desde varios minutos hasta horas, afectando los índices de confiabilidad. Por lo anterior, resulta la pregunta ¿Qué estrategia se requiere para la reconfiguración de los circuitos de un sistema de distribución de energía eléctrica, que permita reducir las pérdidas técnicas y mejorar a su vez los índices de confiabilidad del SDL?

La reconfiguración consiste en el cambio de la topología inicial del SDL a través de la apertura o cierre de interruptores de seccionamiento (Normalmente Cerrados) e interruptores de enlace (Normalmente Abiertos), respetando todas las restricciones del sistema y manteniendo la estructura radial del mismo [5]. “La reconfiguración de la red de distribución es un problema de optimización compuesto no lineal que tiene como objetivo encontrar las configuraciones radiales óptimas para satisfacer diferentes objetivos de optimización y restricciones de operación” [6]. El problema ha sido abordado usando diversos enfoques, desde los algoritmos heurísticos y los modelos matemáticos como el algoritmo de búsqueda armónica (HSA), la técnica de recocido simulado (SA), y las redes neuronales artificiales (ANN), entre otros [2]. Las técnicas que emplean algoritmos basados en métodos estocásticos y heurísticos, requieren del planteamiento de una función multiobjetivo, cuya solución demanda esfuerzo computacional para encontrar una solución en la cual puede hallarse un mínimo global o un mínimo local conocido como óptimo. La solución óptima del problema debería ser realizable por parte del operador del SDL, ya que la función objetivo debe involucrar entre otros los costos de implementación de dicha alternativa, así como otras variables propias del problema específico.

El problema de la reconfiguración óptima, requiere la realización de múltiples iteraciones, en las que se realizan corridas de flujo de carga y cada iteración permite determinar un nuevo punto de operación del sistema [4]. Con las velocidades de cómputo actuales y la aplicación a SDL de pequeñas dimensiones, el tiempo de solución puede llegar a ser corto. No obstante, la aplicación a sistemas más complejos toma mucho tiempo y esfuerzo computacional. A fin de reducir el tiempo de cómputo, muchos autores deducen formulaciones empíricas que permiten cuantificar la reducción de las pérdidas en cada iteración [4]. La aplicación de tales formulaciones se realiza generalmente para casos específicos en los que la reconfiguración óptima se centra en determinadas funciones objetivo y está sujeta a condiciones particulares.

Una gran parte de autores aplican las técnicas de reconfiguración óptima en sistemas de distribución de prueba, tales como los sistemas eléctricos IEEE de 16, 33, 69 y 123 nodos. Pocos presentan la implementación de la técnica en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica- SDEE propios de un OR. Dentro de las razones por las cuales se opta por sistemas de prueba de IEEE, están la facilidad de acceso a la información, la cantidad de interruptores de enlace y seccionamiento disponibles, así como las demandas de energía caracterizadas.

Este trabajo de aplicación se basa inicialmente en la búsqueda de resultados satisfactorios de estudios de reconfiguración, formulados por otros autores en sistemas de prueba de IEEE, al igual que en casos de aplicación en SDEE documentados en la literatura científica. Se busca su implementación en un SDL propio de un OR, en el cual además del reto de la implementación de la técnica de reconfiguración óptima, se debe acopiar y seleccionar la información acerca de: los tipos de circuitos, la topología de los circuitos, las impedancias de líneas de acuerdo con las configuraciones presentadas, las cargas alimentadas (residencial, comercial, industrial), la criticidad de las cargas (refiriéndose a circuitos que

manejan hospitales o clínicas), la ubicación de interruptores o seccionadores de enlace y seccionamiento, los índices de confiabilidad, el reporte de fallas de los últimos años, entre otros.

Se realiza una etapa de implementación y evaluación de desempeño en sistemas de distribución de IEEE con el fin de realizar los ajustes pertinentes. Finalmente, también se evalúa el desempeño del método, a través de la implementación en un SDL, perteneciente a un OR, evaluando la reducción de las pérdidas técnicas y la mejora de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS. El modelamiento del SDL se realiza en el software OpenDSS, una herramienta especializada en sistemas de distribución.

1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se basa en siete principios esenciales: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. De acuerdo al principio de eficiencia, el Estado colombiano está obligado a asignar y utilizar los recursos para garantizar la prestación de servicio al menor costo económico [7]. Con referencia al principio de calidad, “el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él”. En concordancia con esto, es función del estado la regulación, cuya finalidad es asegurar la adecuada prestación del servicio, de manera eficiente, en beneficio del usuario asegurándole calidad y costos razonables [7].

El principio de continuidad enuncia que salvo raras excepciones (sanciones impuestas al usuario por incumplimiento de sus obligaciones, cortes programados, fuerza mayor), el usuario debe recibir un servicio de manera ininterrumpida, sin importar que el prestador argumente: liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos o quiebra [7].

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha expedido la nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, mediante la resolución CREG 015 de 2018. La metodología es aplicable para el cálculo de los ingresos y cargos por uso de los activos pertenecientes a los STR y SDL; promueve que los operadores de red- OR realicen actividades encaminadas a: reducción de pérdidas, mejora de la calidad media brindada a los usuarios conectados en un determinado nivel de tensión y obligación de reporte de eventos que afectan el STR [8] , entre otros. La implementación de estas actividades acarrea mejoras que benefician no solo a los usuarios, sino también al operador. Sin embargo, se constituyen en un reto para el OR, en virtud a que requiere información actualizada y confiable del estado y la operación de los activos; Por ejemplo, un OR propone metas en cuanto a mejora de la calidad del servicio prestado, si incumple con lo propuesto, recibirá una penalización que se traduce en disminución de sus ingresos.

Las razones anteriormente expuestas permiten formular el interrogante: ¿cómo mejorar los índices de confiabilidad y reducir las pérdidas técnicas en los circuitos de un sistema de distribución de energía eléctrica, minimizando los costos de operación?

La reconfiguración de los alimentadores de circuitos de distribución busca minimizar pérdidas de potencia y energía, mejorar los índices de confiabilidad, aumentar la cargabilidad, disminuir el desbalance de fases y aumentar el perfil de tensión en la zona de consumo [1]. Se propone a través de la reconfiguración óptima, mejorar los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS y reducir las pérdidas técnicas. Inicialmente buscando identificar metodologías de reconfiguración que se adapten a las características (topológicas, técnicas y operativas) de los circuitos de un SDL, perteneciente a un OR. Posteriormente se busca probar una de estas metodologías modelando el SDL en el software OpenDSS, para calcular a través de flujo de carga,

las pérdidas generadas por las alternativas de reconfiguración y por medio de Matlab, calcular los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS.

La propuesta debe desarrollarse de esta forma, en virtud a que se trata de un problema multiobjetivo, en el cual las variables involucradas demandan esfuerzo computacional a fin de lograr una solución óptima que satisface la función objetivo sin violar las restricciones del problema. Se busca que este trabajo, aporte a los OR, encargados de la distribución de energía eléctrica, una herramienta poderosa que le permita planear la operación de su SDL de manera más eficiente, mejorando la calidad del servicio prestado, pudiendo comprometerse con planes de reducción de pérdidas y mejoramiento de la calidad del servicio frente a lo solicitado por la resolución CREG 015 de 2018. Como aporte a la comunidad académica, este trabajo de aplicación permitirá evaluar el desempeño de métodos propuestos en la literatura científica en un estudio de caso real, a cambio de lo propuesto por otros autores, en donde las funciones objetivo autores se han implementado en modelos IEEE experimentales.

1.4 OBJETIVOS

➤ Objetivo General

Determinar los esquemas de reconfiguración óptima de redes de distribución incorporando restricciones de pérdidas técnicas y el mejoramiento de los índices de confiabilidad del servicio de energía eléctrica.

➤ Objetivos Específicos

- Identificar metodologías de reconfiguración que permitan incluir las técnicas de reducción de pérdidas y mejorar el índice de confiabilidad del servicio SAIDI.

- Implementar un método de reconfiguración para optimizar un SDL perteneciente a un OR colombiano, mediante reducción de pérdidas y mejoramiento del índice de confiabilidad del servicio SAIDI.
- Validar mediante simulación el desempeño del método de reconfiguración, con base en el modelado en OpenDSS de un SDL de un operador de red de Colombia.

2. RECONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD

En este capítulo se presentan los métodos más empleados en la reconfiguración de sistemas de distribución, exponiendo los aspectos generales para su implementación, al igual que sus ventajas y desventajas. A partir del análisis de cada una de las técnicas aquí expuestas, se presenta la selección de la técnica que se va a emplear para dar solución al problema de reconfiguración óptima multiobjetivo abordado en este trabajo de aplicación.

2.1 RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La infraestructura de distribución de energía eléctrica es extensa, dado que el servicio debe garantizarse a diferentes clientes, bien sea en zonas industriales, clientes concentrados en ciudades o clientes dispersos en zonas rurales apartadas.

El modo de operación más rentable para el operador de red – OR se da mediante la configuración radial de los alimentadores. Sin embargo, a pesar de los beneficios de la operación radial, se presentan problemas. Los más destacables son las pérdidas de potencia, caídas de tensión inadmisibles y desatención a la demanda.

La reconfiguración de los sistemas de distribución surge como una herramienta de operación que permite mediante la conmutación de interruptores de enlace y seccionamiento, mejorar muchos de los problemas derivados de la operación radial del sistema.

Al integrarse más de un objetivo en el problema de optimización planteado por la reconfiguración, se convierte en un problema de optimización multiobjetivo, donde

muchos autores han formulado diversas técnicas de solución, como métodos de búsqueda heurística, búsqueda metaheurística, algoritmos híbridos y formulaciones matemáticas como la programación lineal, programación cuadrática, programación de enteros mixtos, métodos de programación dinámica, entre otros. De acuerdo con lo reportado por S. Mishra et al [9], en 2017, se realiza una clasificación de los métodos metaheurísticos reportados en el artículo, que son empleados para solucionar el problema de la reconfiguración óptima. Se ha encontrado preferencia de los autores por los algoritmos genéticos (GA- Genetic Algorithm), seguidos por algoritmos basados en enjambres de partículas (PSO- Particle Swarm Optimization), algoritmos de colonia de hormigas (ACO- Ant Colony Optimization), recocido simulado (SA- Simmulated Annealing), optimización de apareamiento de abejas (HBMO- Honey Bee Mating Optimization) y programación evolutiva (EP- Evolutionary Programming). La tendencia actual de los autores es buscar algún tipo de hibridación entre diferentes algoritmos, logrando potenciar las ventajas de cada algoritmo involucrado en la optimización. A continuación se mencionan tres ejemplos correspondientes a los años más recientes: En [10], se presenta un algoritmo de optimización basado en biogeografía (BBO), mediante una combinación de Algoritmos Genéticos (GA) y Enjambre de Partículas (PSO). En [11], se emplea un algoritmo de Colonia de Hormigas (ACO) y el algoritmo Taxi-Cab. En 2013 en [12], se emplea un Enjambre de Partículas (PSO) con Algoritmo del Big Bang - Big Crunch y Lógica difusa multiobjetivo (FMO) para minimizar las pérdidas del sistema, realizar el balance de carga de los alimentadores y disminuir las desviaciones de tensión.

En la Figura 2 se describen algunas de las metodologías reportadas en la literatura científica y con aplicación en la reconfiguración óptima. Se sintetiza la descripción del método, las ventajas y desventajas.

Figura 2. Técnicas de optimización más usadas para la reconfiguración óptima.



A partir de la contextualización de los métodos heurísticos mostrados en la Figura 2, conlleva a considerar que este tipo de herramientas no resultan de interés para el uso en este trabajo de aplicación, en virtud a la dificultad por la consecución de un óptimo global, aun cuando su implementación pueda resultar relativamente fácil de realizar.

Los métodos metaheurísticos permiten subsanar algunas de las desventajas presentadas por los métodos heurísticos. Dentro de las más importantes se resalta la capacidad que presentan algunas técnicas metaheurísticas para encontrar óptimos globales, además de tiempos reducidos de cálculo, siendo algoritmos más elaborados y robustos que los métodos heurísticos. Además, han sido aplicados por múltiples autores en la solución del problema de reconfiguración óptima con resultados satisfactorios, tal como se muestra en el anexo A, donde cada vez son más los artículos que abordan la solución mediante métodos metaheurísticos.

2.2 OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO

Es posible que en los problemas de optimización se posea más de una función objetivo. Cuando se intenta optimizar todas las funciones objetivo, normalmente no se encuentra un óptimo global que satisfice en igual medida las funciones objetivo asociadas al problema. Puede darse el caso que, al intentar mejorar una función objetivo, esto lleve a empeorar otras funciones objetivo. La solución del problema se tendrá que realizar mediante algún tipo de negociación en la cual la afectación a algunas funciones objetivo sea menor frente a las mejoras globales.

La optimización multiobjetivo se trata de un problema de programación matemática – (MMP- Multiobjective Mathematical Programming), que posee más de una función objetivo a ser optimizada. Diversas aproximaciones se han empleado para la solución. De acuerdo con N. G. Paterakis *et al.* [13], dado que la solución involucra varias alternativas eficientes, se requiere de un tomador de decisiones (DM-

Decision Maker), encargado de la solución final a implementar. Existen tres métodos por los cuales el tomador de decisión expresa su preferencia.

La Figura 3 esquematiza el momento en el cual el tomador de decisiones interviene para guiar la solución.

Figura 3. Métodos por los cuales el tomador de decisiones (DM) expresa sus preferencias.

<i>Métodos a priori</i>	<i>Métodos a posteriori</i>	<i>Métodos interactivos</i>
<ul style="list-style-type: none">• Expresa sus preferencias antes de procesarse la solución del problema multiobjetivo	<ul style="list-style-type: none">• Toma la decisión después de encontrarse el conjunto de Pareto	<ul style="list-style-type: none">• Interviene guiando el método para converger a la solución más conveniente

Algunas de las aproximaciones empleadas para abordar el problema de la optimización multiobjetivo según [14], son:

- *Suma ponderada.*
- *Funciones de membresía*
- *Frente de Pareto*
- *Análisis de correlación de Grey.*

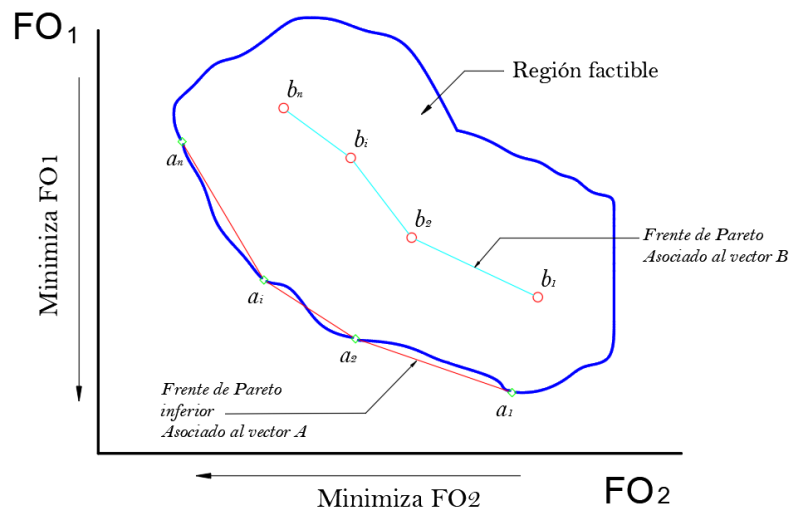
La suma ponderada se considera como uno de los métodos a posteriori. En los métodos a priori e interactivos el tomador de decisión (DM), tiene inconvenientes para expresar la decisión, ya que no posee una idea del frente de Pareto al momento de expresar su preferencia. Específicamente las técnicas aplicadas para la reconfiguración de sistemas de distribución, incluyen el método de restricción simple el frente de Pareto [14].

El método de restricción simple, se basa en tomar una de las funciones objetivo a optimizar, considerando las demás funciones objetivo como restricciones adicionales a las ya definidas por el problema de optimización. No obstante, la

solución del problema de optimización resulta ser sensible a la función objetivo que se selecciona para minimizar o maximizar. Sin embargo, posee una particular ventaja al no ser necesario normalizar las funciones objetivo.

El frente de Pareto, consiste en un vector conformado por los valores de las funciones objetivo, que consiguen minimizar al menos una función objetivo, sin empeorar las demás funciones objetivo involucradas en el problema de optimización. El frente de Pareto se encuentra dentro del conjunto factible (región factible), es decir la región en la cual los valores de las funciones objetivo satisfacen las restricciones propias del problema de optimización. El frente de Pareto se construye con aquellas soluciones no dominadas por otras soluciones. Por ejemplo, para la siguiente figura: considérense dos vectores $A = [a_1 \ a_2 \ \dots \ a_n]$ y $B = [b_1 \ b_2 \ \dots \ b_n]$, correspondientes cada uno a un frente de Pareto distinto; existirá un vector A asociado a un frente de Pareto cuyas componentes sean menores que las del vector B , es decir $a_i < b_i$. Por consiguiente, al vector A , se le conoce como frente de Pareto inferior debido a que cada una de las componentes del vector A dominan una a una a las componentes del vector B y no son dominadas por ningún otro vector.

Figura 4. Comparación entre frentes de Pareto.



Generalmente, para comparar los frentes de Pareto y encontrar la solución que optimiza el problema, se recurre a graficar los puntos con las componentes de los vectores asociados a cada frente, haciendo énfasis en los elementos del frente de Pareto inferior. Esto da una idea de cuál solución seleccionar, ya que como se ha expresado, el vector con el que se construye el frente de Pareto inferior contiene los valores que minimizan las funciones objetivo del problema y domina otras soluciones. Sin embargo, construir el frente de Pareto no implica encontrar una solución óptima, sino un conjunto de soluciones que optimizan el problema. La decisión de cual solución optimiza el problema, se toma bajo el criterio de aquella solución que mejora al menos una función objetivo y no empeora demasiado las demás.

El conjunto de Pareto se construye con todos los valores de las funciones objetivo propias del problema, esto implica la búsqueda exhaustiva de todas las soluciones posibles para las funciones objetivo. Es factible encontrar soluciones eficientes sin necesidad de construir todo el conjunto de Pareto, sobre todo en casos en los cuales el sistema de distribución posee muchos nodos, para esto se recurre a encontrar el mejor frente de Pareto conocido.

2.3 ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN PARA IMPLEMENTACIÓN EN LOS ESTUDIOS DE CASO

Para el planteamiento del problema de reconfiguración, se realiza una revisión del estado del arte de la reconfiguración, buscando aquellos algoritmos que permiten integrar las dos funciones objetivo propuestas en ese trabajo aplicación:

- ✓ Minimización de pérdidas técnicas
- ✓ Mejoramiento de los índices de confiabilidad del servicio de energía eléctrica

S. Mishra et al [9], en el 2017, presentan una amplia revisión del estado del arte de la reconfiguración, con cerca de 220 documentos analizados exhaustivamente, cuya idea fundamental es brindar información útil para futuras investigaciones. Los autores realizan la descripción de las funciones objetivo más comúnmente empleadas, no solo para problemas de reconfiguración óptima de único objetivo sino para problemas multiobjetivo. Analizan los sistemas de prueba comúnmente empleados (IEEE de 16 nodos, 33 nodos, 69 nodos, 84 nodos, 119 nodos, 136 nodos y 205 nodos).

K. Kiran Kumar et al [4], en el 2013, exploran las metodologías más populares usadas para abordar el problema de la reconfiguración de sistemas de distribución. Realizan un completo análisis de publicaciones de investigación en revistas, conferencias y simposios. Se estudian más de 300 publicaciones para luego enumerar una lista corta de alrededor de 50 publicaciones en revistas como IEEE y Elsevier, entre otras

G. Noudjiep [15], en el 2018, efectúa un completo análisis del estado del arte de la reconfiguración, realizando una descripción de las técnicas de optimización empleadas para abordar el problema de la reconfiguración, donde mediante análisis comparativos intenta identificar técnicas que permitan la inclusión de generación distribuida al problema de reconfiguración. El autor desarrolla nuevos algoritmos que permiten encontrar la topología óptima de las redes de distribución, además para encontrar la ubicación y el tamaño óptimo de la generación distribuida que se podrá incluir en sistemas de distribución.

Con base en la información reportada por estos tres documentos de referencia, los cuales aportan una completa información histórica acerca del problema de la reconfiguración óptima, más una búsqueda en bases de datos referenciales a fin de identificar publicaciones realizadas durante los años 2017 a 2020.

La información referente a los resultados en sistemas de prueba IEEE de 16, 33 y 69 nodos, permitirá ser comparada con la implementación del algoritmo aquí propuesto, como se presenta en el capítulo 4 de este documento.

Tabla 1. Análisis de artículos que abordan la reconfiguración óptima con las dos funciones objetivo de interés

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Razón de la revisión
Multi-objective Binary Particle Swarm Optimization Algorithm for Optimal Distribution System Reconfiguration [16]	A.A. Abou El- Ela Ragab A. El-Sehiemy Nora K. El-Ayaat 2019	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Binarias (BPSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión. Mejora del factor de potencia	El procedimiento propuesto busca las posiciones óptimas de los interruptores de conexión y proporciona el número mínimo de interruptores de sección en las ramas para reducir las pérdidas del sistema. Además, el BPSO mejora la característica de convergencia con un tiempo de cálculo pequeño en comparación con los otros métodos. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33, 69 y 119 nodos.	Debido a la metodología empleada. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33, 69 y 119 nodos.
Reconfiguration of Distribution Systems to Improve Reliability and Reduce Power Losses using Imperialist Competitive Algorithm [17]	M. Sedighzadeh M. Esmaili M. M. Mahmoodi 2017	Metaheurístico: Algoritmo de Imperialismo Competitivo (ICA) Afinidad difusa	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Se usa un tomador de decisión (DM), a través de una técnica de membresía difusa para transformar las funciones objetivo en una misma escala y luego determinar el nivel de satisfacción de la solución ofrecida utilizando la técnica de afinidad difusa. el algoritmo ICA puede obtener soluciones más óptimas que los trabajos anteriores con un menor tiempo de ejecución. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33, 69 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Multi-Objective Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using Reliability Indices [13]	Nikolaos G. Paterakis Andrea Mazza Sergio F. Santos Ozan Erdiñç Gianfranco Chicco Anastasios G. Bakirtzis João P. S. Catalão 2016	Determinístico: Programación Lineal de Enteros Mixtos (MILP) Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Una contribución clave del trabajo es la implementación eficiente del método de restricción utilizando la optimización lexicográfica para resolver el problema de optimización de multiobjetivo. Después de que se genera el conjunto de soluciones eficientes de Pareto, las configuraciones resultantes se evalúan utilizando un algoritmo de flujo de carga de barrido hacia atrás / adelante para verificar que las soluciones obtenidas no sean dominadas y factibles. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos y un sistema de distribución de Taiwán Power Company.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 nodos.
Multi-Objective Distribution Network Reconfiguration Based on System Homogeneity [18]	Zhi Li Yingkai Bao Chuangxin Guo Wei Wang Yuzhe Xie 2016	Metaheurístico: Algoritmo Multiobjetivo de Búsqueda Armónica.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Presenta un razonamiento en el cual, si el voltaje del sistema es mínimo, existe una relación consistente entre la pérdida de potencia y la confiabilidad del sistema. Pero si el voltaje mínimo del sistema está en un nivel relativamente alto, hay poca relación entre la pérdida de energía y la confiabilidad del sistema. Por tanto, un método iterativo rápido se aplica para mejorar la eficiencia al improvisar una nueva armonía. Si el voltaje mínimo del sistema es inferior a V_{hg} , solo se debe considerar la pérdida de potencia y no hay necesidad de calcular el índice de confiabilidad. Y si el voltaje mínimo del sistema es mayor que el V_{hg} , se deben tener en cuenta tanto la pérdida de potencia como la confiabilidad. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Multi-Objective Distribution Network Reconfiguration Based on Pareto Front Ranking [14]	Andrea Mazza Gianfranco Chicco Angela Russo Elena Otilia Virjoghe 2016	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Binarias Multiobjetivo (BPSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar ENS.	Presenta contribuciones novedosas específicas sobre la evaluación del desempeño de los métodos de reconfiguración multiobjetivo y sobre la definición de una versión MOBPSO personalizada que proporciona un rendimiento significativamente mejor que las versiones	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Razón de la revisión
		Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.		anteriores de MOBPSO y GA. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos y en una red urbana de 98 nodos, 98 ramas y tres subestaciones.	sistema IEEE de 33 nodos.
Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm [19]	Dong-Li Duan Xiao-Dong Ling Xiao-Yue Wu Bin Zhong 2015	Metaheurístico: Algoritmos Genéticos (GA) mejorados que siempre generan configuraciones radiales. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Propone un algoritmo genético GA mejorado, aplicado a la reconfiguración automatizada de una red de distribución, que permite determinar la topología óptima que produce la pérdida de potencia mínima y la maximiza la confiabilidad máxima del sistema. Un enfoque basado en la información de un solo bucle causado por el cierre de un interruptor normalmente abierto es empleado para los operadores de GA. Se implementa en tres sistemas de prueba de IEEE de 33, 69 y 136 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados reportados corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que pueden ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Optimal multi-objective distribution system reconfiguration with multicriteria decision making-based solution ranking and enhanced genetic operators [20]	Andrea Mazza Gianfranco Chicco Angela Russo 2014	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA-II Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar ENS.	Un conjunto de contribuciones originales referentes a la construcción y actualización del frente de Pareto, empleando un solver basado en algoritmos genéticos (GA). El operador cruzado se amplía para abordar soluciones multiobjetivo. El operador de mutación se extiende para manejar un número más amplio de casos. La clasificación de soluciones de multiobjetivo se aplica recurriendo a métodos de toma de decisiones con criterios múltiples durante la creación de los descendientes en el operador cruzado, así como para proporcionar un soporte automático para que el tomador de decisiones identifique la solución preferible en el frente final de Pareto. Se implementa en tres sistemas de prueba de IEEE de 33 y un sistema de distribución de 70 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que pueden ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Enhanced gravitational search algorithm for multi-objective distribution feeder reconfiguration considering reliability, loss and operational cost [21]	Mohammad Rasoul Narimani Ali Azizi Vahed Rasoul Azizpanah-Abarghoee Mahshid Javidsharifi 2013	Metaheurístico: Algoritmo de Búsqueda Gravitacional Mejorado (EGSA) Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar ENS. Minimizar costos de operación de generación distribuida.	El Algoritmo de Búsqueda Gravitacional Mejorado (EGSA) que se beneficia de una estrategia de mutación especial, permite reducir el tiempo de procesamiento y mejorar la calidad de las soluciones, particularmente para evitar quedar atrapado en los óptimos locales. Esto permite resolver problemas complejos como el que resulta de considerar pérdidas de potencia y confiabilidad. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 y 69 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Reliability enhancement using optimal distribution feeder reconfiguration [22]	Abdollah Kavousi-Fard Mohammad-Reza Akbari-Zadeh 2012	Metaheurístico: Algoritmo Mejorado del Salto de la Rana (ISLFA) Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	El algoritmo propuesto explora el espacio global de búsqueda y encuentra un conjunto de soluciones óptimas no dominadas referidas a las soluciones óptimas de Pareto, estas se almacenan en una memoria externa llamada repositorio. Como resultado del comportamiento conflictivo de las funciones objetivo investigadas, se emplea una técnica de agrupamiento difuso para controlar el tamaño del repositorio en los límites predeterminados. Se implementa en un sistema de prueba de IEEE de 33 nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Razón de la revisión
Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Reliability and Power Loss [23]	B. Amanulla Saikat Chakrabarti S. N. Singh 2012	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Binarias (BPSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Desarrollo de una metodología de reconfiguración del SDEE considerando la confiabilidad y la pérdida de potencia, sin el uso de la simulación de Montecarlo, debido a que esta acarrea demasiada carga computacional. Mediante un modelo probabilístico, se evalúa la confiabilidad en los puntos de carga a través de la determinación de los conjuntos de componentes de corte mínimos entre la fuente y la carga. El algoritmo de búsqueda basado en la optimización de enjambre de partículas binarias se usa para determinar la configuración óptima de los interruptores, que permite minimizar las pérdidas y mejorar la confiabilidad en los puntos de carga. Se prueba la efectividad del algoritmo sobre modelos IEEE de 33 nodos y 123 Nodos.	Afinidad de las funciones objetivo. Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network [24]	J.E. Mendoza M.E. López C.A. Coello E.A. López 2009	Metaheurístico: Algoritmo micro genético (μ GA) Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Mejora de la confiabilidad.	Presenta un enfoque multiobjetivo basado en un algoritmo micro genético (μ GA) el cual realiza de forma adecuada la negociación entre las dos funciones objetivo (pérdidas de energía y los índices de confiabilidad), a fin de obtener topologías radiales de los sistemas de distribución eléctrica dentro de un frente de Pareto. El algoritmo se prueba en una red real de 15 kV	Debido a que se tratan las dos funciones objetivo de interés.
Optimal Network Reconfiguration In Distribution Systems: Part 1: A new Formulation and A Solution Methodology [25]	Hsiao-Dong Chiang Rene Jean-Jumeau 1990	Metaheurístico: Recocido Simulado (SA) basado en métodos. Restricción simple para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Una metodología de solución de dos etapas basada en una técnica de recocido simulado modificada (SA) y el método de restricción simple para problemas de optimización multiobjetivo. Una característica destacada de la metodología de solución es que permite encontrar una solución global no inferior deseable para el problema. Se presenta y analiza un esquema efectivo para acelerar la metodología de la solución.	Debido a que se tratan las dos funciones objetivo de interés.

Se consideran en la tabla anterior doce (12) artículos que involucran las funciones objetivo de minimización de pérdidas y mejora de la confiabilidad, los cuales presentan algoritmos de solución basados en métodos metaheurísticos y determinísticos. Nueve (9) de estos documentos presentan implementación en sistemas de prueba IEEE tales como de 16, 33 o 69 nodos dentro de los cuales uno (1) presenta implementación en un sistema de prueba de Taiwán Power Company, además de implementación en el sistema de prueba IEEE de 33. El método con alta aplicabilidad en la solución del problema son los algoritmos genéticos (GA), seguido de la optimización por enjambres de partículas (PSO). Estos dos métodos se acomodan bien con el Pareto óptimo, al igual que con el método de restricción simple y la suma ponderada, funcionan de manera eficiente permitiendo una adecuada negociación de las dos funciones objetivo a optimizar.

En el anexo A se presenta una tabla complementaria con una síntesis de la información por diferentes autores, mediante el uso de diversas metodologías expuestas en 40 artículos que involucran dentro de sus funciones objetivo la reducción de pérdidas o la mejora de la confiabilidad del sistema.

Según lo reportado por A. A. El-ela et al [16], en el 2019, se comparan las reconfiguraciones obtenidas por medio de Fireworks Algorithm (FWA), Genetic Algorithm (GA) y Binary Particle Swarm Optimization (BPSO) implementadas en modelos IEEE de 33, 69 y 119 nodos, encontrando mejores resultados con el algoritmo BPSO. Análogamente M. A. Muhammad et al [26], en el 2018, estudian algunos métodos de reconfiguración aplicados al modelo IEEE de 33 nodos, como son: Improved Tabu Search (ITS), Harmony Search Algorithm (HSA), Fireworks Algorithm (FWA), comparados frente a Discrete Evolutionary PSO (DEPSO), y puede verse que el algoritmo basado en enjambre de partículas (DEPSO), presenta resultados idénticos a los logrados por el algoritmo genético (GA), resultando estos dos algoritmos mejores frente a los algoritmos ITS, HSA y FWA. T. Niknam [27], en el 2009, presenta una comparación de la desviación promedio y estándar para 100

pruebas aplicadas al sistema de prueba IEEE de 33 nodos, mostrando que se obtienen mejores valores promedio de la evaluación de la función objetivo, mediante un algoritmo híbrido de enjambre de partículas (HPSO), frente a lo conseguido mediante algoritmos genéticos (GA) y Algoritmos de Optimización de Colona de Hormigas (ACO).

De acuerdo con lo anterior y debido a las potencialidades en su implementación en sistemas de distribución reales, en este trabajo de aplicación se aborda la solución del problema de optimización multiobjetivo a través de enjambre de partículas binarias (BPSO) cuyo funcionamiento se adecúa con la optimización multiobjetivo, y la negociación de los dos objetivos en conflicto se resuelve, por medio de la estrategia de Pareto Óptimo buscando el frente de Pareto inferior. Adicionalmente, como una estrategia de comprobación, se realizan pruebas usando la restricción simple.

El algoritmo implementado corresponde al enjambre de partículas binarias (BPSO), caracterizadas cada una por posición y velocidad. Para cada partícula del enjambre se evalúan las funciones objetivo y se determina la partícula mejor posicionada. De tal manera que esta partícula es quien optimiza las funciones objetivo. Se realizan varias iteraciones buscando mejorar en cada caso la función objetivo, actualizando la posición y la velocidad, y encontrando la mejor posición global. Por medio de un algoritmo implementado en el software GAMS, se extraen valores de las funciones objetivo, que permiten construir el frente de Pareto inferior. Posteriormente se analizan las soluciones obtenidas mediante el enjambre de partículas binarias (BPSO), comparándolas con las soluciones encontradas en el frente de Pareto, para decidir qué conjunto de soluciones minimiza las funciones objetivo de reducción de pérdidas y mejora de los índices de confiabilidad del sistema.

3. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA

En este capítulo se presenta la información para llevar a cabo la reconfiguración óptima, se indica la metodología de cálculo de los índices de confiabilidad, el uso de tasas de falla y tiempos de reparación. Además, se detalla la formulación matemática del problema de optimización para abordar las dos funciones objetivo como son: reducción de pérdidas y la minimización de Índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS.

3.1 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Se empleará la simulación de Montecarlo para determinar los índices de confiabilidad λ , r , U , A , ENS para cada uno de los puntos de carga de un sistema de distribución y el SAIFI, SAIDI y ENS para el sistema empleando el criterio de pérdida de $n-1$ componentes.

3.1.1 Consideraciones.

- ✓ Es necesario conocer las distribuciones de probabilidad que modelan los tiempos de falla y restauración de los componentes [28].
- ✓ Se evalúan los índices de confiabilidad mediante el criterio $n-1$ de forma tal que, al darse una falla en un ramal, esta origina la desatención de la demanda a los usuarios aguas abajo.
- ✓ Para el caso en este trabajo, solo se tienen en cuenta las fallas en las líneas, en las que la tasa de falla varía respecto de la longitud de estas.
- ✓ Se emplean las siguientes distribuciones:

Tabla 2. Distribuciones de probabilidad empleadas para la simulación de Montecarlo.

CARACTERÍSTICA	DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD	PARÁMETRO
Tiempos para falla de componentes	Exponencial	$\beta=1/\lambda$
Tiempos para reparación de los componentes	Lognormal	$cv=200\%$
Demanda de los usuarios	Normal	μ =Demanda $cv=50\%$

Se calculan los índices de confiabilidad para el sistema de acuerdo a IEEE Std 1366-2012 [29], así:

$$SAIFI = \frac{\sum_{\forall i} N_i}{N_T} \quad (Ec. 1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{\forall i} N_i r_i}{N_T} \quad (Ec. 2)$$

$$EENS = D_i U_i \quad (Ec. 3)$$

Dónde:

i = Una interrupción del servicio

N_i = Número de usuarios afectados por la interrupción i

r_i = Tiempo de restauración de la interrupción i

N_T = Número total de usuarios servidos

D_i = Potencia no suministrada debida a una interrupción del servicio i

Para los puntos de carga:

$$U_j = \lambda_j r_j \quad (Ec. 4)$$

Número de interrupciones en el punto de carga:

$$N_j = \lambda_j C_j \quad (Ec. 5)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{\forall i} N_i}{N_T} = \frac{N_j}{C_j} = \frac{C_j \lambda_j}{C_j} = \lambda_j \quad (Ec. 6)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{\forall i} N_i r_i}{N_T} = \frac{C_j \lambda_j r_j}{C_j} = \lambda_j r_j = U_j \quad (Ec. 7)$$

Dónde:

C_j = Usuarios conectados al punto de carga j

λ_j = Numero de interrupciones del servicio en el punto de carga j

U_j = Indisponibilidad del servicio en el punto de carga j, en horas anuales.

En los puntos de carga, los índices SAIFI y SAIDI son iguales a λ y U, respectivamente según [30].

3.1.2 Código empleado para la simulación de índices de confiabilidad.

La figura 5 muestra el procedimiento general usado para la obtención de los índices de confiabilidad, tomando como referencia el trabajo desarrollado en [28].

Se trata el sistema como reparable, en el cual los índices de confiabilidad se calculan para un periodo de un año.

Figura 5. Estructura general empleada para la simulación de Índices de Confiabilidad.

```
Inicio
tiempos de análisis en años= T
realizaciones Montecarlo=N
matriz 1=[Demanda usuario   Numero usuarios]
matriz 2=[Tasa de falla Tiempo restauración]

for i to tamaño matriz 2
  Calcular distribución lognormal con parámetro (mu, sigma)
end

for i=1 to N
  while t<T
    min (tfalla)

    if t>T
      Generar tiempo de restauración mediante distribución lognormal
    end

    if t+ttr/8760>T
      ttr=T-t
    end

    else
      Calcular número de fallas en punto de carga
      Calcular horas de indisponibilidad en punto de carga

    for j= 1 to N
      Calcular energía no servida en puntos de carga
    end

    t=t+ttr/8760
  end

  if d=tamaño matriz 2
    then break

  else
    print índices de confiabilidad

  end
```

Aquí:

ttr= Tiempo de reparación para cada componente, evaluado a partir del correspondiente modelo probabilístico de reparación, para el caso se emplea la distribución lognormal ya que esta se ajusta a este caso.

La ENS se determina por medio de distribución normal con parámetro $\mu=Demanda$ y $\sigma=Cve$.

3.1.3 Datos para el cálculo de los índices de confiabilidad.

Para determinar los índices de confiabilidad, solo se consideran los valores de tasa de fallas λ - expresada en [fallas/año] y el tiempo medio para reparación r - expresado en [horas], se tendrán en cuenta solo los valores de las líneas de distribución, con el fin de simplificar los cálculos. La información se ha tomado de la investigación de C. J. Zapata G. [31] debido a que no se cuenta con información específica del operador de red.

A continuación, se muestran los datos requeridos para cada elemento del sistema:

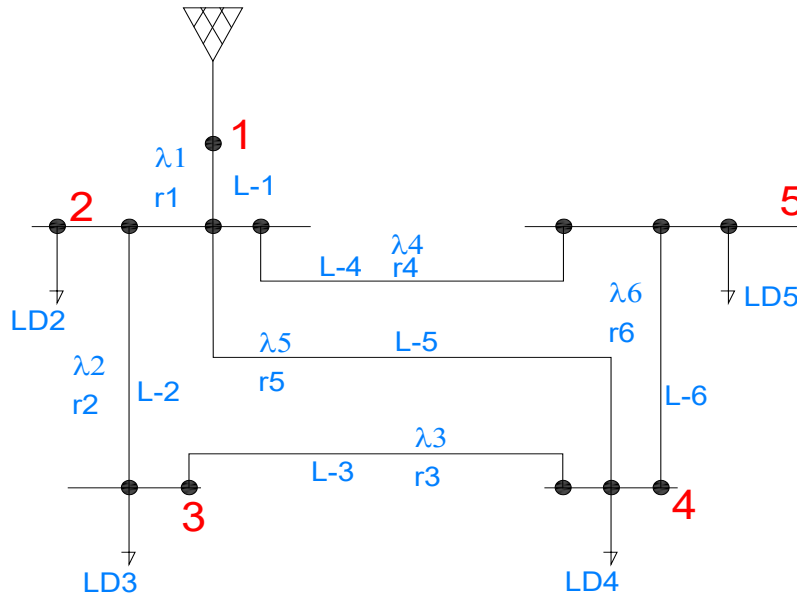
Tabla 3. Datos de confiabilidad para alimentadores primarios.

ALIMENTADORES PRIMARIOS		
Tipo de Línea	λ - [Fallas /año-km]	r [h]
Aérea Urbana 13,2 kV	1,4634	0,3659

3.2 MODELADO MATEMÁTICO DE PÉRDIDAS

Para la deducción de la ecuación de reducción de pérdidas, se plantea un ejemplo con pocas líneas y nodos, al cual se le pueden conocer todas las configuraciones posibles. Se usa un sistema conformado por cinco (5) nodos, cuatro cargas (4) y seis líneas (6), mostrado en la siguiente figura.

Figura 6. Sistema de 5 nodos- Configuración general.



Las cargas se encuentran en los nodos 2, 3, 4 y 5 y sus valores se especifican en la tabla 5, las tasas de falla y tiempos de restauración se muestran en la tabla 6.

La ecuación de reducción de pérdidas aplicada será:

$$\min f = k_1 R_1 I_1^2 + k_2 R_2 I_2^2 + k_3 R_3 I_3^2 + k_4 R_4 I_4^2 + k_5 R_5 I_5^2 + k_6 R_6 I_6^2 \quad (\text{Ec. 8})$$

Dónde:

K = Se define como un vector de conectividad, aquí sus componentes k_i corresponden al estado on/off de los interruptores de las líneas.

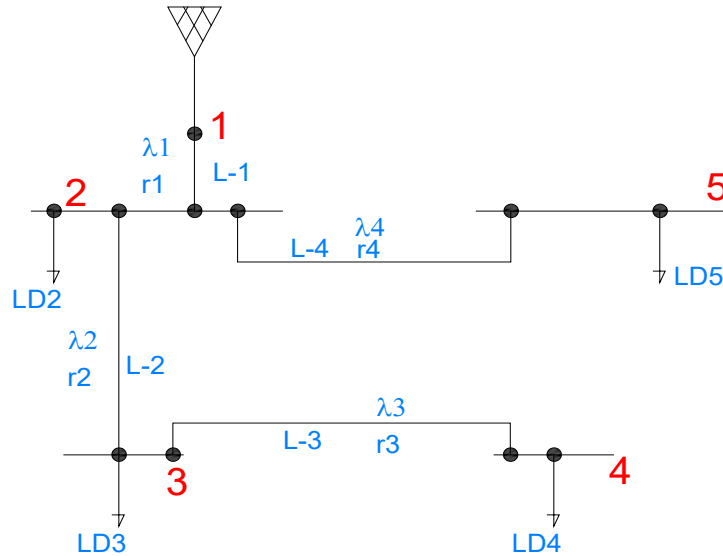
R_i = Es la resistencia eléctrica de la línea i , expresada en Ohmios.

I_i = Es la corriente eléctrica por la línea i , expresado en Amperios.

Al tratarse de un circuito pequeño, se pueden analizar todas las combinaciones posibles que mantienen el circuito radial, es decir aquellas configuraciones que no crean mallas o bucles, y que mantienen conectados todos los nodos. Esto crea

ochos (8) casos, incluido el caso base, en el cual permanecen abiertos los interruptores de las líneas L-5 y L-6.

Figura 7. Sistema de 5 nodos- Caso base.



Se puede construir un vector de conectividad conformado por los k_i términos, correspondientes al estado de cada interruptor, así para el caso base:

$$K = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0]$$

Para los demás casos, el vector de conectividad queda:

Caso 1:

$$K = [1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1]$$

Caso 2:

$$K = [1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1]$$

Caso 3:

$$K = [1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0]$$

Caso 4:

$$K = [1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1]$$

Caso 5:

$$K = [1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1]$$

Caso 6:

$$K = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1]$$

Caso 7:

$$K = [1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0]$$

Una de las configuraciones tendrá menor cantidad de pérdidas, generalizando la ecuación 8, de acuerdo a lo documentado por múltiples autores empleando la notación expuesta en [32], la ecuación a minimizar es:

$$\min f_1 = \sum_{i=1}^{NL} k_i R_i I_i^2 \quad i \in N \quad (Ec. 9)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$V_{i \min} < V_i < V_{i \max}$$

$$I_i \leq I_{i \max}$$

$$\varphi(k) = 0$$

Dónde:

N_L =Número de ramas

N =Numero de nodos

k = Define la línea activa. $k=1$ línea cerrada, $k=0$ línea abierta.

La primera ecuación de restricción corresponde a los límites de tensión, la segunda representa que las líneas no deben quedar sobrecargadas. La tercera restricción concierne a la radialidad del sistema, la cual depende de dos restricciones específicas:

- Factibilidad: No debe existir ningún nodo aislado

- Radialidad: El número de ramas debe ser menor que el número de nodos menos uno ($k_i N_L = N - 1$)

3.3 MODELADO MATEMÁTICO PARA MINIMIZAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

En este trabajo se consideran conocidas las tasas de falla y tiempos de reparación de las líneas. No se tendrán en cuenta las tasas de falla y tiempos de reparación de otros componentes del sistema eléctrico como: transformadores, reconectores, seccionadores, aisladores, seccionalizadores, etc.

Analizando el circuito de cinco (5) nodos, seis (6) líneas de la figura 6, cada caso (de los ocho factibles), puede analizarse calculando sus índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS, así como el número de interrupciones del servicio en el punto de carga (λ_s) y el tiempo de reparación (r_s).

Del estudio de estos casos se encuentra que la sumatoria del número de interrupciones del servicio en el punto de carga (λ_s), corresponde de manera proporcional a los índices SAIDI, SAIFI y ENS. Quiere decir que, si λ_s es mínimo, también lo son los índices SAIDI, SAIFI y ENS. Esto se corrobora mediante el análisis no solo del sistema de cinco nodos sino del sistema IEEE de 33 nodos y del ejemplo 2.3 presentado en la página 25 de [30].

Para el **caso base** a través de la metodología de análisis de confiabilidad basada en bloques de frecuencia y duración, se tiene que el número de interrupciones del servicio en el punto de carga (λ_s) es igual a:

$$\lambda_s = \lambda_{L1} + (\lambda_{L1} + \lambda_{L2}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L2} + \lambda_{L3}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L4}) \quad (Ec. 10)$$

Aquí los términos entre paréntesis corresponden al cálculo de la tasa de falla de la línea, la cual se ve afectada por las líneas que la interconectan aguas arriba.

Agrupando términos semejantes, queda:

$$\lambda_s = 4\lambda_{L1} + 2\lambda_{L2} + \lambda_{L3} + \lambda_{L4} \quad (Ec. 10. a)$$

Caso 1:

$$\lambda_s = \lambda_{L1} + (\lambda_{L1} + \lambda_{L2}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L5}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L5} + \lambda_{L6}) \quad (Ec. 11)$$

Agrupando términos semejantes:

$$\lambda_s = 4\lambda_{L1} + \lambda_{L2} + 2\lambda_{L5} + \lambda_{L6} \quad (Ec. 11. a)$$

Caso 2:

$$\lambda_s = \lambda_{L1} + (\lambda_{L1} + \lambda_{L4} + \lambda_{L6} + \lambda_{L3}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L4} + \lambda_{L6}) + (\lambda_{L1} + \lambda_{L4}) \quad (Ec. 12)$$

Agrupando términos semejantes:

$$\lambda_s = 4\lambda_{L1} + 3\lambda_{L4} + 2\lambda_{L6} + \lambda_{L3} \quad (Ec. 12a)$$

De igual forma se pueden deducir las ecuaciones para los seis casos restantes de la sección 3.2. Por extensión, de las ecuaciones 10 a 12 pueden generalizarse así:

$$\lambda_s = (N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2}^{Li} N_{atend} \lambda_{Li} \quad (Ec. 13)$$

Se observa que la línea principal ($L-1$) a través de su tasa de falla (λ_l) aparece $N-1$ veces, ya que la tasa de falla de esta, afectan a los $N-1$ nodos que están aguas abajo de esta. Análogamente las demás líneas afectan a los $N-j$ nodos conectados a estas.

De acuerdo con esto, la ecuación a minimizar es:

$$\min f_2 = (N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2}^{Li} N_{atend} \lambda_{Li} \quad (Ec. 14)$$

Dónde:

$N_{atend} \lambda_{Li}$ = Corresponde al número de nodos afectados por una falla de la línea L_i

Sujeta a las mismas restricciones planteadas para la ecuación de pérdidas, es decir:

$$V_{i \min} < V_i < V_{i \max}$$

$$I_i \leq I_{i \max}$$

$$\varphi(k) = 0$$

Dónde:

N_L =Número de ramas

N =Numero de nodos

k = Define la línea activa. $k=1$ línea cerrada, $k=0$ línea abierta.

La primera ecuación de restricción corresponde a los límites de tensión, la segunda representa que las líneas no deben quedar sobrecargadas. La tercera restricción concierne a la radialidad del sistema, la cual depende de dos restricciones específicas:

- Factibilidad: No debe existir ningún nodo aislado
- Radialidad: El número de ramas debe ser menor que el número de nodos menos uno ($k_i N_L = N - 1$)

4. CASOS DE ESTUDIO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En este capítulo se describe la aplicación del algoritmo empleado para la reconfiguración óptima multiobjetivo, se presentan los resultados y su análisis. La implementación del método de reconfiguración se aplica a tres sistemas de distribución: sistema de 5 nodos, sistema IEEE de 33 nodos y sistema de 109 nodos y 131 líneas, el cual corresponde a un sistema de distribución perteneciente a un operador de red colombiano.

Para la solución del problema de optimización multiobjetivo se ha implementado un código en Matlab, que mediante el algoritmo de enjambre de partículas binarias (BPSO) determina configuraciones candidatas que minimizan las dos funciones objetivo de interés, para cada reconfiguración factible se calculan las pérdidas totales del sistema y los índices de confiabilidad del sistema: SAIDI, SAIFI y ENS. El frente de Pareto se obtiene a través de un código programado en GAMS en el que se han cargado las ecuaciones de las funciones objetivo a minimizar y las restricciones definidas por medio de la LKC para cada nodo, las ecuaciones de restricción se completan con los resultados de flujo de carga obtenido mediante el software OpenDSS. Las configuraciones obtenidas a través del algoritmo BPSO, son analizadas para determinar si pertenecen a un frente de Pareto inferior, el cual indica que esta solución optimiza por lo menos una de las dos funciones objetivo en conflicto, mientras que aquellas configuraciones que pertenecen a frentes de Pareto superiores son desechadas debido a que no minimizan las funciones objetivo de manera sustancial.

A continuación, se indican los pasos para la implementación del algoritmo de optimización empleado para resolver el problema de la reconfiguración óptima multiobjetivo.

1. Cargar datos del modelo de red:
 - Estructura topológica
 - Número de usuarios
 - Carga demandada en cada nodo
 - Longitud de las líneas
 - Impedancias de las líneas (secuencia positiva y cero)
2. Definir vector de conectividad K con componentes binarias
3. Definir funciones objetivo y restricciones propias del modelo de red
4. Correr estudio de flujo de carga y extraer valores de corriente en cada nodo y pérdidas
5. Escribir la LKC para cada nodo y complementar con valores de corriente en el nodo
6. Calcular frente de Pareto
7. Definir parámetros del enjambre de partículas
 - Número de partículas
 - Espacio de búsqueda
 - Parámetros de simulación de Montecarlo
 - Cargar velocidad inicial aleatoria
 - Cargar matriz con líneas interrumpibles
 - Calcular el coeficiente de peso especializado
 - Actualizar la velocidad de la partícula
 - Actualizar la función sigma
 - Actualizar las coordenadas de la partícula
 - Calcular la afinidad de cada partícula
 - Verificar radialidad y restricciones
 - Actualizar los valores de Pbest
 - Calcular y actualizar valores de Gbest
8. Imprimir resultados de reconfiguraciones candidatas
 - Listado de interruptores abiertos después de la reconfiguración

- Índices de confiabilidad

9. Analizar reconfiguraciones candidatas de acuerdo con los resultados del frente de Pareto

4.1 CASO 1 – SISTEMA DE PRUEBA DE 5 NODOS

Corresponde a un modelo de 13,2 kV ilustrado en la figura 6, el cual se presenta y se toma como caso de estudio para ejemplificar de manera simplificada el método de reconfiguración implementado. Al tratarse de un sistema pequeño, es posible analizar todas sus posibles configuraciones y comparar los resultados. En la tabla 4 se muestran los parámetros del sistema, información necesaria para la construcción del modelo de red en OpenDSS.

Tabla 4. Secciones de línea y longitud- Caso 1.

Sección de línea	Nodo inicial	Nodo final	Longitud de la línea en [km]
S-1	1	2	2,5
S-2	2	3	9,9
S-3	3	4	12,5
S-4	2	5	14,896
S-5	2	4	6,301
S-6	4	5	6,83

Las cargas y usuarios concentrados en los nodos, se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Demanda máxima y usuarios en los nodos- Caso 1.

Nodo	Cargas				Usuarios
	P [kW]	Q [kVar]	S [kVA]	fp	
2	855	414	950,0	0,9	154
3	1488	922	1750,5	0,9	133
4	1395	676	1550,2	0,9	196
5	1464	1098	1830,0	0,8	70
TOTAL	5202	3110	6060,8	0,858	553

Las reactancias de secuencia positiva y cero de las líneas se toman como:

$$z_1 = 0,2881 + 0,4021 i \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 15)$$

$$z_0 = 1,0183 + 1,367 i \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 16)$$

En la tabla 6 se muestran los valores de tasa de falla y tiempo de restauración de las líneas.

Tabla 6. Tasas de falla y tiempos de restauración- Caso 1.

Componente	L1	L2	L3	L4	L5	L6
λ [fallas/año]	0,75	1,5	1,9	0,95	0,75	0,75
r [horas]	6	6	6	6	6	6

Una vez se han obtenido los datos de las líneas, cargas, interruptores de seccionamiento y enlace, tasas de falla y tiempos de restauración, así como la topología del sistema; se modela el sistema de distribución en OpenDSS para realizar las corridas de flujo de carga y de este extraer los valores de corrientes de las líneas, tensiones en nodos y pérdidas totales del sistema. Los valores de las corrientes se emplean para construir la LKC¹ en el nodo, esto permite completar las ecuaciones de restricción para resolver en GAMS bien sea para calcular el frente de Pareto o para ser usadas en el método de restricción simple como técnica alternativa de solución al problema de optimización.

Se escribe el programa en GAMS que permite la obtención del mejor frente de Pareto. Para el caso de sistema de distribución de 5 nodos, las funciones objetivo y las restricciones son:

$$of1 = 2.16075 * k1 * I1 * I1 + 8.55657 * k2 * I2 * I2 + 10.80375 * k3 * I3 * I3 + 12.8746128 * k4 * I4 * I4 + 5.44595543 * k5 * I5 * I5 + 5.903169 * k6 * I6 * I6$$

$$of2 = 0.75 * s1 + 1.5 * s2 + 1.9 * s3 + 0.95 * s4 + 0.75 * s5 + 0.75 * s6$$

$$k1 + k2 + k3 + k4 + k5 + k6 = s1;$$

$$k2 + s3 = s2;$$

$$k3 + s6 = s3;$$

¹ Ley de Kirchhoff de las Corrientes

$$\begin{aligned}
&k_4+s_3+s_6=s_4; \\
&k_5+s_3+s_6=s_5; \\
&s_3+k_6=s_6; \\
&k_3^2 I_3+k_2^2 I_2=76.999; \\
&k_3^2 I_3+k_5^2 I_5+k_6^2 I_6=69.907; \\
&k_4^2 I_4+k_6^2 I_6=77.917; \\
&k_2^2 I_2+k_4^2 I_4+k_5^2 I_5+43.388=I_1; \\
&k_2+k_3+k_4+k_5+k_6=3; \\
&2.16075*k_1^2 I_1+8.55657*k_2^2 I_2+10.80375*k_3^2 I_3+12.8746128*k_4^2 I_4+5.44595543 \\
&*k_5^2 I_5+5.903169*k_6^2 I_6>296396
\end{aligned}$$

Aquí, los valores que acompañan a las corrientes en la función objetivo *of1* corresponden a la resistencia de las líneas y las componentes del vector de conectividad k_i de la ecuación 9, los cuales es necesario definir como valores binarios para la solución en GAMS. La función objetivo *of2* es la ecuación de confiabilidad, en la que los términos s_i corresponden a las componentes de N_{Li}^{atend} de la ecuación 13, los valores numéricos que acompañan los términos N_{Li}^{atend} son las tasas de falla mostradas en la tabla 6. Se escribe la ecuación de la LKC para cada uno de los nodos, empleándose el valor correspondiente a las corrientes de línea del sistema sin reconfigurar.

Para evitar que tanto el frente de Pareto como el método de restricción simple, entreguen soluciones triviales (todos los valores iguales a cero), se debe introducir una restricción en la cual la función objetivo de reducción de pérdidas está acotada en su límite inferior a las pérdidas mínimas absolutas propias del sistema, estas se determinan al cerrar todos los interruptores de forma tal que se configure una red mallada. La búsqueda del óptimo queda restringida a una región definida por los valores de estas restricciones, se entiende que las pérdidas mínimas para la red radial nunca serán inferiores a las pérdidas dadas por el sistema mallado.

Nótese que tanto las ecuaciones a minimizar como las restricciones, son propias de sistema a reconfigurar y no se pueden generalizar para otros sistemas de distribución. Se debe tener especial cuidado al definir las, ya que un error en estas llevará a una solución inadecuada.

4.1.1 Frente de Pareto Óptimo. Para la escritura del programa que permite obtener el frente de Pareto Óptimo se emplea la metodología propuesta en [33]. En esta es necesario tener en cuenta que GAMS no resuelve las dos funciones objetivo de manera simultánea, sino que primero se debe resolver una ecuación y luego la otra. Una vez se ejecuta el algoritmo que permite calcular el Pareto Óptimo, se obtienen los valores de las componentes del vector de conectividad k_i , los términos s_i de la ecuación de confiabilidad y las corrientes estimadas en las líneas considerando un modelo de carga constante, para una reconfiguración factible. La figura 8 muestra los resultados del Pareto Óptimo aplicado al sistema de 5 nodos, se observan los valores que toman las funciones objetivo $of1$ y $of2$, se obtiene que los interruptores de las líneas $L-3$ y $L-6$ deben permanecer abiertos para minimizar las dos funciones objetivo.

La figura 9, muestra dos puntos pertenecientes a frentes de Pareto distintos, donde el punto de la izquierda que corresponde a (310945, 6.2) pertenece a un frente de Pareto inferior, mientras que el punto de la derecha cuyos valores son (423247, 8.85), corresponde a un frente de Pareto superior que ha sido calculado con los valores del sistema antes de la reconfiguración. Los valores que optimizan al menos una de las dos funciones objetivo debe corresponder a frentes de Pareto inferiores, de acuerdo con lo indicado por las ecuaciones 2.36 y 2.37 enunciadas en [33]. Se observa que el punto de la izquierda minimiza las dos funciones objetivo, reduciendo las pérdidas y mejorando la confiabilidad. Los resultados obtenidos del frente de Pareto serán usados como herramienta de decisión cuando se ejecute el enjambre de partículas binarias, con el fin de definir si la reconfiguración lograda por BPSO efectivamente optimiza las dos funciones objetivo.

Figura 8. Resultados en GAMS Pareto Óptimo- Caso 1.

```

---- 63 PARAMETER report
      OF1      OF2      E
c1  310945.617    6.200    6.200
c2  310945.617    6.200    6.200

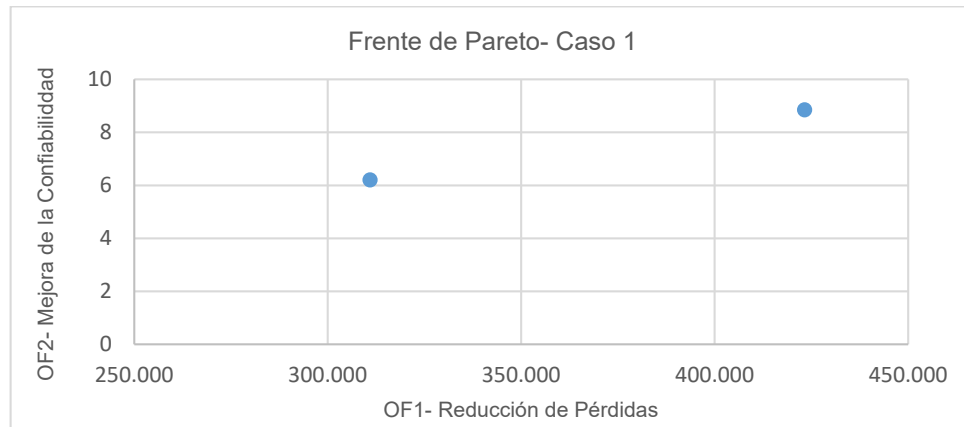
---- 64 VARIABLE k1.L      =      1.000
      VARIABLE k2.L      =      1.000
      VARIABLE k3.L      =      0.000
      VARIABLE k4.L      =      1.000
      VARIABLE k5.L      =      1.000
      VARIABLE k6.L      =      0.000

---- 65 VARIABLE s1.L      =      4.000
      VARIABLE s2.L      =      1.000
      VARIABLE s3.L      =      0.000
      VARIABLE s4.L      =      1.000
      VARIABLE s5.L      =      1.000
      VARIABLE s6.L      =      0.000
      VARIABLE of1.L     = 310945.617

---- 66 VARIABLE I1.L      =      268.211
      VARIABLE I2.L      =      76.999
      VARIABLE I3.L      =      0.000
      VARIABLE I4.L      =      77.917
      VARIABLE I5.L      =      69.907
      VARIABLE I6.L      =      0.000
      VARIABLE of2.L     =      6.200

EXECUTION TIME      =      0.016 SECONDS      3 MB 24.1.2 r40979 WEX-VS8
    
```

Figura 9. Frente de Pareto- Caso 1.



4.1.2 Método de Restricción Simple. Este se emplea como método alternativo para realizar la negociación de las dos funciones objetivo en conflicto, la finalidad es observar qué tipo de resultados se obtienen y si estos son coherentes con lo obtenido por medio del Pareto óptimo. Al emplear una de las dos funciones objetivo como restricción, se obtiene la configuración en la cual los interruptores de las líneas

L-3 y L-6 deben permanecer abiertos. Para el caso se han minimizado las pérdidas sujetas a las restricciones de tensión, corriente, radialidad y se ha introducido una nueva restricción para confiabilidad, limitando la restricción a 8,85, que corresponde al valor de $(N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2} N_{atend} \lambda_{Li}$, evaluado para la configuración inicial, es decir antes de la reconfiguración. Para esto se emplea el programa en Matlab que mediante la simulación de Montecarlo calcula los índices de confiabilidad en el respectivo sistema de distribución. Los resultados se muestran en la figura 10.

Figura 10. Resultados en GAMS método de restricción Simple- Caso 1.

```

General Algebraic Modeling System
Execution

---- 70 VARIABLE k1.L          =          1.000
      VARIABLE k2.L          =          1.000
      VARIABLE k3.L          =          0.000
      VARIABLE k4.L          =          1.000
      VARIABLE k5.L          =          1.000
      VARIABLE k6.L          =          0.000

---- 72 VARIABLE I1.L         =        268.211
      VARIABLE I2.L         =         76.999
      VARIABLE I3.L         =          0.000
      VARIABLE I4.L         =         77.917
      VARIABLE I5.L         =         69.907
      VARIABLE I6.L         =          0.000
      VARIABLE of.L         =    310945.617

---- 73 VARIABLE s1.L        =          4.000
      VARIABLE s2.L        =          1.000
      VARIABLE s3.L        =          0.000
      VARIABLE s4.L        =          1.000
      VARIABLE s5.L        =          1.000
      VARIABLE s6.L        =          0.000
      EQUATION eq1.L       =          6.200

EXECUTION TIME           =           0.000 SECONDS      2 MB  24.1.2 r40979 WEX-VS8

```

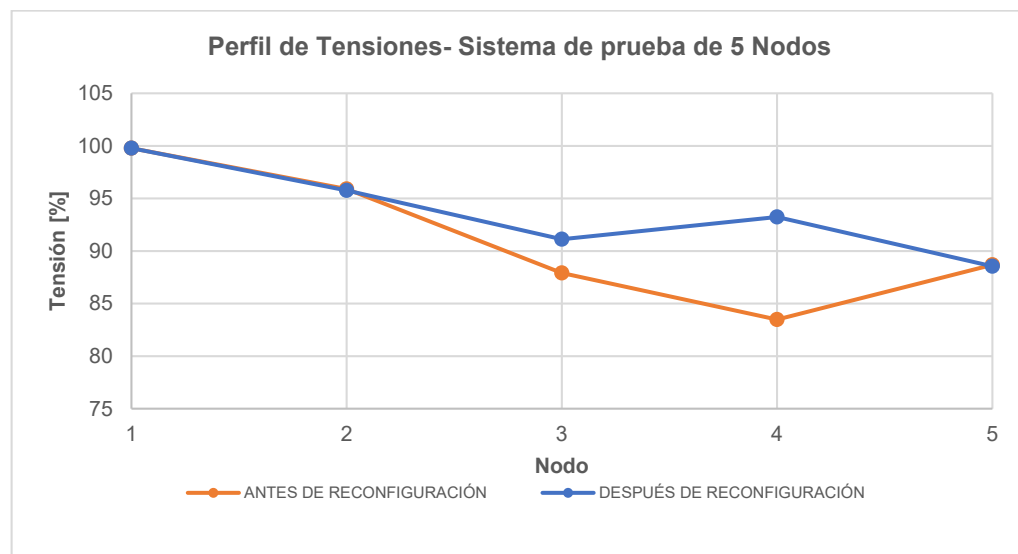
4.1.3 Enjambre de Partículas Binarias- BPSO. A continuación, se indican los parámetros empleados para la implementación del BPSO: se define el G_{best} para la posición inicial de las partículas como [2 3], se emplean 5 partículas y se realizan 10 iteraciones debido a que el sistema de distribución es pequeño. Al ser ejecutado el algoritmo, se obtiene una configuración candidata, en la que para la minimización

de las funciones objetivo: Reducción de pérdidas y Mejora los índices de confiabilidad, deben permanecer abiertos los interruptores de las líneas *L-3* y *L-6*. Esta configuración se repite aun cuándo se cambie el número de partículas o la cantidad de iteraciones.

De acuerdo a lo mostrado en la figura 9, se observa que esta configuración efectivamente minimiza las dos funciones objetivo en mención.

4.1.4 Perfiles de tensión. La siguiente figura muestra los valores de las tensiones en los nodos, calculados antes de la reconfiguración y después de la reconfiguración, esta corresponde al perfil de tensión.

Figura 11. Perfil de tensión caso 1.



La tabla 7 muestra los valores de las tensiones en cada nodo², antes y después de la reconfiguración, datos que se emplea para construir la figura 11. Sus valores se obtienen a partir de los flujos de carga realizados en OpenDSS, antes y después de la reconfiguración.

² Los valores de las tensiones en los nodos se presentan en tanto por ciento (%), no se emplea la notación en por unidad (pu)

Tabla 7. Tensiones en los nodos- Caso 1.

Nodo	ANTES DE RECONFIGURACIÓN [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN [%]
1	99,783	99,778
2	95,903	95,764
3	87,911	91,117
4	83,475	93,242
5	88,68	88,552

4.1.5 Índices de confiabilidad. Las tablas 8 y 9 muestran los valores de los índices de confiabilidad calculados antes y después de la reconfiguración. En estas se observan las componentes relacionadas en el punto de carga como son: número de usuarios conectados (C_j), carga demanda (MW), número de interrupciones del servicio (λ_s), tiempo de restauración de la interrupción (r_s), indisponibilidad del servicio (U_j) y la cantidad de energía no suministrada (ENS_j). Estos valores permiten calcular SAIDI, SAIFI y ENS para todo el sistema.

Tabla 8. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 1.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C_j	DEMANDA [MW]	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS_j [MW-hora/año]
2	154	0,8550	0,7478	5,9657	4,4613	3,856
3	133	1,4880	2,2430	5,9705	13,3919	20,149
4	196	1,3950	4,1314	5,9809	24,7099	34,801
5	70	1,4640	1,6928	5,9517	10,0751	14,852
TOTAL	553	5,2020				73,658

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
73,658	2,4263	14,4963

Tabla 9. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 1.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C_j	DEMANDA [MW]	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS_j [MW-hora/año]
2	154	0,8550	0,7480	5,9470	4,4483	3,837
3	133	1,4880	2,2451	6,0018	13,4745	20,221
4	196	1,3950	1,6935	5,9523	10,0803	14,182
5	70	1,4640	1,4940	5,9827	8,9384	13,212
TOTAL	553	5,2020				51,452

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario- año]	SAIDI [horas/usuario-año]
51,4516	1,5376	9,1837

4.1.6 Reducción de pérdidas. La tabla 10 muestra los valores de las pérdidas calculadas antes y después de la reconfiguración, también se presentan los valores de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS.

Tabla 10. Reducción de pérdidas y mejora de los índices de confiabilidad- Caso 1.

	ANTES DE RECONFIGURACIÓN	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN
Interruptores de enlace ³ :	L5-L6	L3-L6
Pérdida de Potencia [kW]:	418,9110	309,7650
Reducción de Pérdida:	-----	26,0547%
Tensión Mínima [%]:	83,4750	88,5520
ENS [MW/hora-año]	73,6580	51,4516
SAIFI [Interrup./usu.-año]	2,4263	1,5376
SAIDI [horas/usu.-año]	14,4963	9,1837

Se observa que las pérdidas de potencia se reducen en 26,0547%, mientras que los índices de confiabilidad se han mejorado también: la ENS se ha reducido en un 30,148%, el SAIFI se ha reducido en 36,6269%, el SAIDI se ha reducido en 36,6841%.

Mediante análisis exhaustivo de todas las combinaciones posibles que entregan configuraciones radiales, lo cual consistente en simular en OpenDSS todas las combinaciones posibles para obtener las pérdidas y calcular los índices de confiabilidad para cada uno de los casos, se ha encontrado que efectivamente la mejor configuración en cuanto a reducción de pérdidas y mejora de la confiabilidad se da cuando permanecen abiertos los interruptores de las líneas L-3 y L-6. Tal como se muestra en la Tabla 11, donde los valores de los índices de confiabilidad se determinan por medio de bloques de frecuencia y duración, a fin de comparar los resultados arrojados por la simulación de Montecarlo.

³ Los interruptores de enlace, son aquellos interruptores que permanecen abiertos.

Tabla 11. Valores comparativos de pérdidas e índices de confiabilidad - Caso 1.

ANTES DE RECONFIGURACIÓN	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN							
	CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7
Interruptores de enlace:	L5-L6	L3-L4	L2-L5	L3-L6	L2-L4	L3-L5	4-L5	L2-L6
Pérdida de Potencia [kW]:	418,911	347,065	644,272	309,765	456,860	438,501	593,714	384,270
Reducción de Pérdida:	-----	17,1507%	-53,7969%	26,0547%	-9,0590%	-4,6764%	-41,7280%	8,2693%
Tensión Mínima [%]:	83,4750	0,8713	0,7086	88,5520	0,8282	0,8156	0,7326	0,8529
ENS [MW/hora-año]	73,6038	56,2545	78,1236	51,4233	66,5217	59,3748	101,7126	61,6905
SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	2,436	1,566	2,339	1,497	1,843	1,834	2,841	1,773
SAIDI [horas/usuario-año]	14,616	9,399	14,032	8,981	11,058	11,001	17,047	10,641
$(N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2} N_{atend} \lambda_{Li}$	8,85	6,75	9,25	6,2	7,9	7,15	12,05	7,35

Nótese que la reconfiguración que consigue menores pérdidas y minimiza los índices de confiabilidad corresponde al caso 3, aquí el valor de $(N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2} N_{atend} \lambda_{Li} = 6,2$ [fallas /año], es igual a lo obtenido en el Pareto Óptimo y apoya el uso de la ecuación 13.

4.2 CASO 2 – SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 33 NODOS

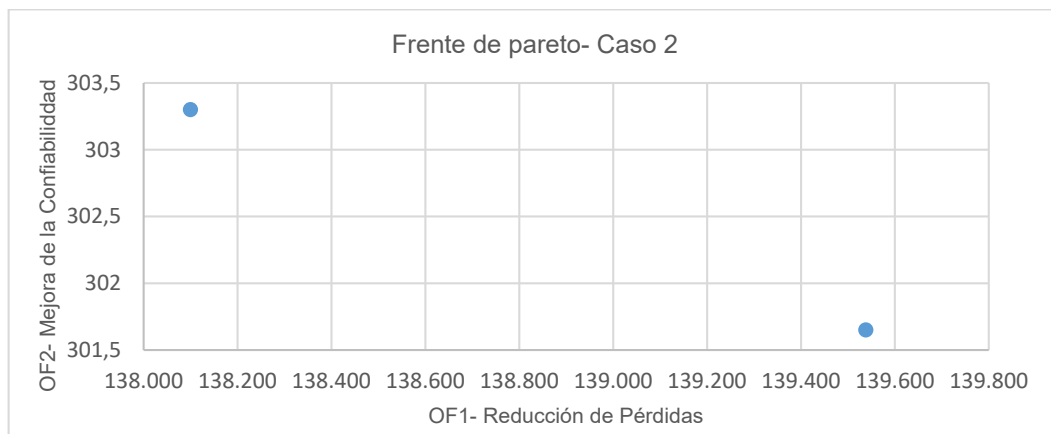
Este caso corresponde a un modelo de prueba de 12,66 kV ilustrado en la figura B1. Los datos del sistema se muestran en el anexo B. La metodología para realizar la reconfiguración óptima, emplea el mismo procedimiento descrito en el sistema de 5 nodos; encontrando primero el mejor frente de Pareto y posteriormente se emplea el algoritmo de enjambre de partículas binarias BPSO, para obtener una solución candidata, la cual mediante al análisis del frente de Pareto, se decide si se considera como solución óptima al problema de reconfiguración multiobjetivo.

4.2.1 Frente de Pareto Óptimo. En el anexo B se muestran las funciones objetivo y las restricciones para la implementación del Pareto óptimo. Mediante GAMS, se obtienen dos configuraciones prometedoras, en las que los interruptores deben estar abiertos para minimizar las dos funciones objetivo, así:

- Configuración 1: S7, S9, S14, S32, S37.
- Configuración 2: S7, S9, S14, S36, S37.

La figura 12, muestra el frente de Pareto obtenido, aquí solo se exponen dos puntos de relevancia pertenecientes al mismo frente de Pareto, en estos se observa que: al mejorar la confiabilidad, se empeoran las pérdidas y viceversa. En la configuración 1, hay una mejora en cuanto a la reducción de pérdidas versus la configuración 2, en la que es notable la mejora en los índices de confiabilidad. Sin embargo, para este caso en particular los valores de confiabilidad están tan cerca que cualquiera de los dos casos puede tratarse como óptimo.

Figura 12. Frente de Pareto- Caso 2.

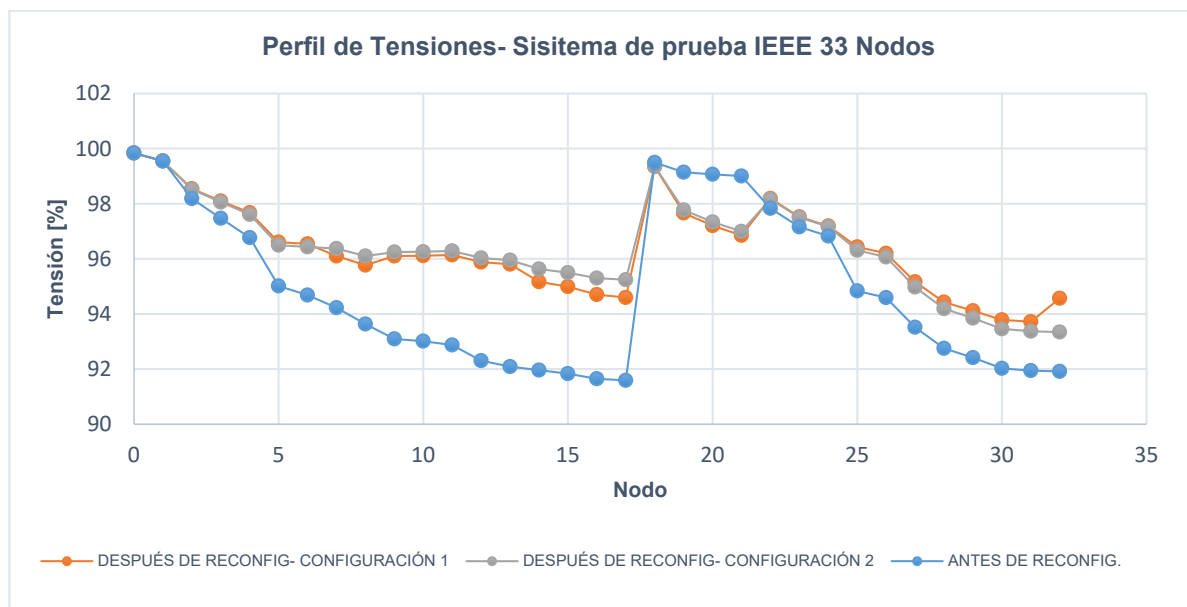


4.2.2 Método de Restricción Simple. Este se empleó como método alternativo para realizar la negociación de las dos funciones objetivo, la finalidad es observar el tipo de resultados que se obtienen y si son coherentes con el Pareto óptimo. Al emplear la función objetivo de confiabilidad como restricción, se obtiene la configuración S7, S9, S14, S36, S37. Para el caso se han minimizado las pérdidas sujetas a las restricciones de tensión, corriente, radialidad y se ha introducido una nueva restricción para confiabilidad, limitando la restricción a 359,1, que corresponde al valor de $(N - 1)\lambda_{L1} + \sum_{\forall N-2} N_{atend} \lambda_{Li}$, evaluado antes de la reconfiguración.

4.2.3 Enjambre de Partículas Binarias- BPSO. A continuación, se indican los parámetros empleados para el BPSO: se ha definido el G_{best} para la posición inicial de las partículas como [4 8 12 16 22], se emplean 20 partículas y se realizan 40 iteraciones. Se obtiene una configuración candidata, en la que para la minimización de las funciones objetivo: Reducción de pérdidas y Mejora los índices de confiabilidad, deben permanecer abiertos los interruptores de las líneas S7-S9-S14-S32-S37, coincidiendo con una de las dos configuraciones candidatas halladas mediante el frente de Pareto, esta configuración se ha logrado luego de varias ejecuciones de BPSO, se han descartado configuraciones no radiales. En el anexo B, se observa el perfil de tensión obtenido para la reconfiguración lograda a partir de BPSO.

4.2.4 Perfiles de tensión. La siguiente figura muestra los valores de las tensiones en los nodos, calculada antes de la reconfiguración y después de la reconfiguración, la curva de color naranja corresponde a los valores de tensión en los nodos para la configuración 1, en esta se ve una mejora mayor en cuanto a la reducción de las pérdidas técnicas, frente a lo que se observa en la configuración 2.

Figura 13. Perfil de tensión caso 2.



La línea gris corresponde a los valores de tensión en los nodos para la configuración 2, en la cual hay una mejora en los índices de confiabilidad frente a lo obtenido por la configuración 1, pero se empeoran las pérdidas. La línea azul corresponde al perfil de tensión antes de la reconfiguración.

La tabla 12 muestra los valores de las tensiones en cada nodo, antes y después de la reconfiguración, con estos datos se construye la gráfica de la figura 13.

Tabla 12. Tensiones en los nodos- Caso 2.

Nodo	ANTES DE RECONFIGURACIÓN [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN- CONFIGURACIÓN 1 [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN - CONFIGURACIÓN 2 [%]
0	99,839	99,838	99,838
1	99,551	99,547	99,547
2	98,186	98,545	98,521
3	97,471	98,098	98,056
4	96,766	97,672	97,611
5	95,016	96,604	96,495
6	94,682	96,54	96,431
7	94,223	96,102	96,374
8	93,634	95,766	96,098
9	93,089	96,101	96,247
10	93,009	96,109	96,255
11	92,869	96,139	96,285
12	92,3	95,88	96,027
13	92,09	95,801	95,947
14	91,959	95,163	95,627
15	91,833	94,988	95,496
16	91,645	94,699	95,301
17	91,589	94,597	95,243
18	99,498	99,346	99,358
19	99,14	97,663	97,772
20	99,069	97,2	97,339
21	99,005	96,848	96,993
22	97,827	98,187	98,163
23	97,159	97,522	97,497
24	96,827	97,19	97,166
25	94,834	96,429	96,31
26	94,592	96,198	96,065
27	93,518	95,166	94,972
28	92,747	94,429	94,188
29	92,414	94,115	93,849
30	92,026	93,782	93,455
31	91,941	93,716	93,368
32	91,915	94,564	93,341

4.2.5 Índices de confiabilidad. Las tablas 13 a 15 muestran los valores de los índices de confiabilidad calculados antes y después de la reconfiguración. En estas se observan las componentes relacionadas en el punto de carga como son: número de usuarios conectados (C_j), carga demanda, número de interrupciones del servicio (λ_s), tiempo de restauración de la interrupción (r_s), indisponibilidad del servicio (U_j) y la cantidad de energía no suministrada (ENS_j). Estos valores permiten calcular SAIDI, SAIFI y ENS para todo el sistema. Los valores de las tasas de falla y tiempos de reparación se han tomado de la Tabla 3.

Tabla 13. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 2.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C_j	DEMANDA (kW)	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS_j [MW-hora/año]
1	154	100	0,75390236	0,36878648	0,278029	0,028319606
2	133	90	2,23252835	0,36696114	0,81925114	0,074492385
3	196	120	2,97452199	0,36640617	1,0898832	0,131247519
4	70	60	3,71447549	0,36538162	1,35720107	0,08176516
5	70	60	6,10077335	0,36486098	2,22593414	0,135013522
6	365	200	7,5885088	0,36636846	2,78019026	0,559954592
7	365	200	9,08388291	0,36687453	3,3326453	0,673259888
8	70	60	11,4697538	0,36749441	4,21507044	0,255054255
9	70	60	13,8692414	0,36685241	5,08796461	0,307312283
10	39	45	14,6158372	0,36659269	5,35805908	0,243432323
11	70	60	15,3573564	0,36648574	5,62825217	0,340298138
12	70	60	17,741282	0,3658425	6,49051502	0,393004303
13	196	120	19,2317218	0,36590172	7,03692012	0,851559873
14	70	60	20,735209	0,3659096	7,58721193	0,458818807
15	70	60	22,2284481	0,36560137	8,12675117	0,492664776
16	70	60	24,6472458	0,36588532	9,01806537	0,545097163
17	133	90	26,1349338	0,36551655	9,55275076	0,866081338
18	133	90	1,50827917	0,36805202	0,5551252	0,050570385
19	133	90	3,89761351	0,36599912	1,42652311	0,129342704
20	133	90	5,38852778	0,36833267	1,98477081	0,180121249
21	133	90	7,76391327	0,36686785	2,8483302	0,257695076
22	133	90	3,74028562	0,36628024	1,36999271	0,124773414
23	698	420	6,12373677	0,36735514	2,24958616	0,950189724
24	698	420	8,51672439	0,36686575	3,12449452	1,322828318
25	70	60	6,84594582	0,36418422	2,49318544	0,175175103
26	70	60	7,58737012	0,36343224	2,75749494	0,195245833
27	70	60	9,97566067	0,36377866	3,62893246	0,256791759
28	196	120	12,3674147	0,36335606	4,49377512	0,543058119
29	365	200	13,8515918	0,36349564	5,03499324	1,851750711
30	260	150	16,2516013	0,36355458	5,90834415	0,896615216
31	387	210	17,0025146	0,3636938	6,18370908	1,306158685
32	70	60	17,749063	0,36388775	6,45866666	0,456469203
TOTAL	5760	3715				15,13416143

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
15,13416143	10,21325653	3,732301907

Tabla 14. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 2- Configuración 1.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r _s [horas]	U _j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
1	154	100	0,750654695	0,368252206	0,276430248	0,027865405
2	133	90	2,222596334	0,371584921	0,825883283	0,074248918
3	196	120	2,964927048	0,367710868	1,090235899	0,131653799
4	70	60	3,712542088	0,366657776	1,361232424	0,081962107
5	70	60	6,102225963	0,366860771	2,238667325	0,13556495
6	365	200	7,593761691	0,367486087	2,790601773	0,564165999
7	365	200	7,772961092	0,367182526	2,85409549	0,57763149
8	70	60	10,16760195	0,367542424	3,737025069	0,225412331
9	70	60	11,65385335	0,365288496	4,257018564	0,25706884
10	39	45	10,89884961	0,365883393	3,987708076	0,180790044
11	70	60	10,15651889	0,366266952	3,719997216	0,224802342
12	70	60	12,55457351	0,367266739	4,610877269	0,278796552
13	196	120	14,05466704	0,367118912	5,159734066	0,623551821
14	70	60	12,56850917	0,36696435	4,612194797	0,277696653
15	70	60	14,07912458	0,365887997	5,151382686	0,311831372
16	70	60	16,47731949	0,366009451	6,03085466	0,365498111
17	133	90	17,96548822	0,365826291	6,572247914	0,597194214
18	133	90	1,491021324	0,368469164	0,549395381	0,049884241
19	133	90	3,893237935	0,368458053	1,434494871	0,130490305
20	133	90	5,380611672	0,368017769	1,980160704	0,179298229
21	133	90	7,761971568	0,367080495	2,849268366	0,258309307
22	133	90	3,722409278	0,369532517	1,375551271	0,125487189
23	698	420	6,111298167	0,3663739	2,239020144	0,947477402
24	698	420	8,525346053	0,367034372	3,129095038	1,325481283
25	70	60	6,858071455	0,366323283	2,512271254	0,177636002
26	70	60	7,605312383	0,365976136	2,78336284	0,196810083
27	70	60	9,996445941	0,366178509	3,660483667	0,257261117
28	196	120	12,39407969	0,366040435	4,536734321	0,551028419
29	365	200	13,87883464	0,365975428	5,079312452	1,870047807
30	260	150	16,26430976	0,365832704	5,950016424	0,902417382
31	387	210	17,00523756	0,365863961	6,221603579	1,315203108
32	70	60	19,44472503	0,366237284	7,121383274	0,502034488
TOTAL	5760	3715				13,72460131

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
13,7246	9,0886	3,3317

Tabla 15. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 2- Configuración 2

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r _s [horas]	U _j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
1	154	100	0,745663109	0,367258798	0,273851337	0,027755441
2	133	90	2,218701518	0,366089367	0,812243035	0,073076501
3	196	120	2,960415589	0,365722119	1,082689462	0,131690654

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
4	70	60	3.706031686	0.365149406	1.353255268	0.081542544
5	70	60	6.090169715	0.367440667	2.237776021	0.135315206
6	365	200	7.5844107	0.367745892	2.78913588	0.560413938
7	365	200	14.03488317	0.366059448	5.137601591	0.620365539
8	70	60	7.761412251	0.365072142	2.833475392	0.573909944
9	70	60	10.88862771	0.366532679	3.991037885	0.181129071
10	39	45	10.13624183	0.366342463	3.713335802	0.22514307
11	70	60	7.762634573	0.365480741	2.837093432	0.258493782
12	70	60	11.63838089	0.366627302	4.266948187	0.258497259
13	196	120	12.52931221	0.365905376	4.584542692	0.277151591
14	70	60	10.15344836	0.36561104	3.712212817	0.224808269
15	70	60	12.56833247	0.365356412	4.591920857	0.277244696
16	70	60	14.06685158	0.365992957	5.148368612	0.311846317
17	133	90	16.46255465	0.367260871	6.046052159	0.365419196
18	133	90	8.510930375	0.365899128	3.114141999	1.314757713
19	133	90	1.495040196	0.368994365	0.551661408	0.049771108
20	133	90	3.88486672	0.367745235	1.428641225	0.129995042
21	133	90	5.374312444	0.366155612	1.967834662	0.178113804
22	133	90	17.74491091	0.365440911	6.484716417	0.456995929
23	698	420	3.711203046	0.366071379	1.358565216	0.123932684
24	698	420	6.125758074	0.364842101	2.234934446	0.943463322
25	70	60	6.838277467	0.368010081	2.516555044	0.177232015
26	70	60	7.586667293	0.3682103	2.793489039	0.198132391
27	70	60	9.986319402	0.36733727	3.668347307	0.259200273
28	196	120	12.38338583	0.365885089	4.530896229	0.55003405
29	365	200	13.87532321	0.365478769	5.071136046	1.868674576
30	260	150	16.25922618	0.365697008	5.945950362	0.898859996
31	387	210	16.99741432	0.365585211	6.214003307	1.317121235
32	70	60	17.94593578	0.367643883	6.597713509	0.59843986
TOTAL	5760	3715				13,64852702

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [[Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
13,6485	9,0632	3,3172

4.2.6 Reducción de pérdidas. La tabla 16 muestra los valores de las pérdidas calculadas antes y después de la reconfiguración, también se muestran los valores de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS.

Se observa que para la configuración 1 las pérdidas se reducen en 26,05%, mientras que los índices de confiabilidad se han reducido, para el caso: la ENS se ha mejorado en un 9,31%, el SAIFI se ha mejorado en 11,01%, el SAIDI se ha mejorado en 10,72%.

Tabla 16. Reducción de pérdidas- Caso 2.

	ANTES DE RECONFIGURACIÓN	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN 1	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN 2
Interruptores de enlace:	S33-S34-S35-S36-S37	S7-S9-S14-S32-S37	S7-S9-S14-S36-S37
Pérdida de Potencia [kW]:	185,667	137,299	138,828
Reducción de Pérdida:	-----	26,05%	25,23%
Tensión Mínima [%]:	91,589	93,716	93,341
ENS [MW/hora-año]	15,1342	13,7246	13,6485
SAIFI [Interrup./usu.-año]	10,2132	9,0886	9,0632
SAIDI [horas/usu.-año]	3,7323	3,3317	3,3172

Para el caso de la configuración 2, las pérdidas se reducen en 25,23%, mientras que los índices de confiabilidad se han reducido, para el caso: la ENS se ha mejorado en un 9,82%, el SAIFI se ha mejorado en 11,26%, el SAIDI se ha mejorado en 11,12%.

Las dos configuraciones anteriores presentan valores relativamente cercanos, tanto en reducción de pérdidas técnicas como en mejora de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS, ambas pueden considerarse como óptimos.

Según lo reportado por [24], los interruptores S7, S9, S14, S32, S37, corresponden a la configuración en la cual se obtienen mejores resultados tanto para reducción de pérdidas como para mejora de la confiabilidad. Esto reafirma lo aquí obtenido, en el cual una de las dos mejores configuraciones logradas coincide con lo reportado por otros autores.

De acuerdo con lo reportado por [34], donde se enuncia que para mejorar el SAIFI, la configuración óptima es S11, S33, S34, S36, S37. Se ha probado esta configuración arrojando valores no satisfactorios. En cuanto a la reducción de pérdidas, la configuración óptima propuesta por el autor corresponde a S13, S33, S35, S36, S37, esta solamente reduce las pérdidas en 2,13%⁴, Se observa una mejora, sin embargo, existen configuraciones que entregan mejoras más

⁴ Estos valores se han obtenido con la base propuesta en el presente documento, no se han tomado los valores para tasas de falla y tiempos de restauración que empleó el autor.

significativas de acuerdo a lo reportado por diversos autores y que en este documento se comprueba.

4.3 CASO 3 – SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE UN OPERADOR DE RED COLOMBIANO

Luego de poner a prueba el método de reconfiguración adoptado en este trabajo, a través las implementaciones en los modelos de prueba de 5 nodos e IEEE 33 nodos, se puede inferir que el algoritmo de reconfiguración entrega resultados prometedores. Se procede ahora a implementar en el modelo de red de un OR colombiano.

A continuación, se presentan los datos del modelo del sistema de distribución, perteneciente a un OR colombiano, los datos de las líneas y cargas para la implementación se muestran en el anexo C.

Se muestran los detalles de la configuración del sistema de distribución, el cual se compone de nueve (9) circuitos de 13,2 kV, pertenecientes tres subestaciones, discriminados así:

Tabla 17. Datos generales por circuito.

Subestación	Circuito	Configuración Típica	Conductor Típico	Secciones de línea	Nodos
10	11	Triangular	1/0 - ACSR	11	11
	12	Bandera	1/0 - ACSR	15	15
	13	Triangular	2/0 - ACSR	5	5
20	21	Semi-bandera	1/0 - ACSR	22	22
	22	Triangular	2 - ACSR	7	7
30	31	Bandera	1/0 - ACSR	13	13
	32	Bandera	1/0 - ACSR	19	19
	33	Semi-bandera	2 - ACSR	9	9
	34	Semi-bandera	1/0 - ACSR	8	8
Líneas reconfigurables				22	-----
TOTAL				131	109

4.3.1 Cálculo de las impedancias de las líneas. Se determinan las impedancias de las líneas empleando la reducción de Kron, tomando la siguiente matriz de

impedancia de fase. Para el cálculo de las componentes Z_{ii} y Z_{ij} , se emplea un código realizado en Matlab, en el cual se han cargado las ecuaciones 4.75 a 4.78 tomadas de [35].

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi} \quad (Ec. 17)$$

Después de obtener la matriz de impedancia de fase se aplica la ecuación 4.66 del libro de referencia [35] para obtener la matriz de secuencia, donde las impedancias están en Ω/mi , que luego son convertidas a Ω/km .

$$[z_{012}] = [A_S]^{-1} \cdot [z_{ABC}] \cdot [A_S] = \begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 18)$$

4.3.2 Datos para cada circuito.

En esta sección se muestra la información de cada circuito, se agrupa de acuerdo a la subestación a la que pertenece el circuito. Se muestra una tabla con el número de usuarios por circuito, discriminándolos según sean residenciales, industriales o comerciales. Posteriormente se muestra la matriz de secuencia de fase resultante.

➤ Subestación 10

- *Circuito 11*

Tabla 18. Número de usuarios circuito 11.

USUARIOS RESIDENCIALES	6583
USUARIOS COMERCIALES	613
USUARIOS INDUSTRIALES	12
TOTAL	7208

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,1684i & 0,0340 - 0,0196i & -0,0340 - 0,0196i \\ -0,0340 - 0,0196i & 1,8025 + 1,3253i & -0,0680 + 0,0392i \\ 0,0340 - 0,0196i & 0,0680 + 0,0392i & 1,8025 + 1,3253i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 19)$$

- *Circuito 12*

Tabla 19. Número de usuarios circuito 12.

USUARIOS RESIDENCIALES	2915
USUARIOS COMERCIALES	2014
USUARIOS INDUSTRIALES	7
TOTAL	4936

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,2900i & 0,0391 - 0,0226i & -0,0391 - 0,0226i \\ -0,0391 - 0,0226i & 1,8025 + 1,2644i & -0,0781 + 0,0451i \\ 0,0391 - 0,0226i & 0,0781 + 0,0451i & 1,8025 + 1,2644i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 20)$$

- *Circuito 13*

Tabla 20. Número de usuarios circuito 13.

USUARIOS RESIDENCIALES	1597
USUARIOS COMERCIALES	172
USUARIOS INDUSTRIALES	5
TOTAL	1774

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 1,9005 + 5,1422i & 0,0340 - 0,0196i & -0,0340 - 0,0196i \\ -0,0340 - 0,0196i & 1,4404 + 1,2991i & -0,0680 + 0,0392i \\ 0,0340 - 0,0196i & 0,0680 + 0,0392i & 1,4404 + 1,2991i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 21)$$

➤ Subestación 20

- *Circuito 21*

Tabla 21. Número de usuarios circuito 21.

USUARIOS RESIDENCIALES	8919
USUARIOS COMERCIALES	996
USUARIOS INDUSTRIALES	9
TOTAL	9924

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,1984i & 0,0278 - 0,0454i & -0,0278 - 0,0454i \\ -0,0278 - 0,0454i & 1,8025 + 1,3102i & -0,0555 + 0,0909i \\ 0,0278 - 0,0454i & 0,0555 + 0,0909i & 1,8025 + 1,3102i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 22)$$

- *Circuito 22*

Tabla 22. Número de usuarios circuito 22.

USUARIOS RESIDENCIALES	1170
USUARIOS COMERCIALES	108
USUARIOS INDUSTRIALES	2
TOTAL	1280

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 3,1155 + 5,1445i & 0,0340 - 0,0196i & -0,0340 - 0,0196i \\ -0,0340 - 0,0196i & 2,6554 + 1,3014i & -0,0680 + 0,0392i \\ 0,0340 - 0,0196i & 0,0680 + 0,0392i & 2,6554 + 1,3014i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 23)$$

➤ Subestación 30

- *Circuito 31*

Tabla 23. Número de usuarios circuito 31.

USUARIOS RESIDENCIALES	6256
USUARIOS COMERCIALES	331
USUARIOS INDUSTRIALES	1
TOTAL	6588

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,2900i & 0,0391 + 0,0226i & -0,0391 - 0,0226i \\ -0,0391 - 0,0226i & 1,8025 + 1,2644i & -0,0781 + 0,0451i \\ 0,0391 - 0,0226i & 0,0781 + 0,0451i & 1,8025 + 1,2644i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 24)$$

- Circuito 32

Tabla 24. Número de usuarios circuito 32.

USUARIOS RESIDENCIALES	6781
USUARIOS COMERCIALES	328
USUARIOS INDUSTRIALES	3
TOTAL	7112

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,2900i & 0,0391 - 0,0226i & -0,0391 - 0,0226i \\ -0,0391 - 0,0226i & 1,8025 + 1,2644i & -0,0781 + 0,0451i \\ 0,0391 - 0,0226i & 0,0781 + 0,0451i & 1,8025 + 1,2644i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 25)$$

- Circuito 33

Tabla 25. Número de usuarios circuito 33.

USUARIOS RESIDENCIALES	1495
USUARIOS COMERCIALES	41
USUARIOS INDUSTRIALES	1
TOTAL	1537

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 3,1155 + 5,1746i & 0,0278 - 0,0454i & -0,0278 - 0,0454i \\ -0,0278 - 0,0454i & 2,6554 + 1,2863i & -0,0555 + 0,0909i \\ 0,0278 - 0,0454i & 0,0555 + 0,0909i & 2,6554 + 1,2863i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 26)$$

- *Circuito 34*

Tabla 26. Número de usuarios circuito 34.

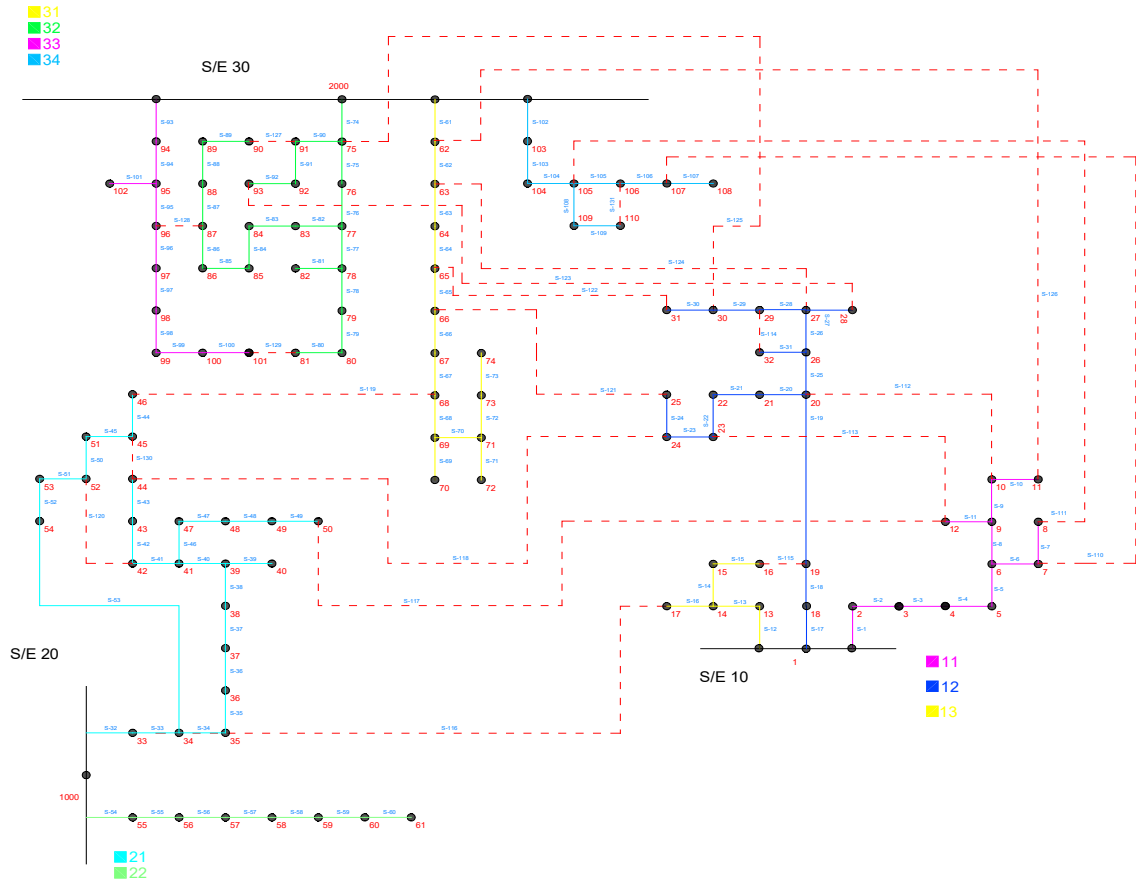
USUARIOS RESIDENCIALES	1830
USUARIOS COMERCIALES	78
USUARIOS INDUSTRIALES	1
TOTAL	1909

La matriz de secuencia de fase resultante en ohm/km para este circuito es:

$$[z_{012}] = \begin{bmatrix} 2,2626 + 5,1984i & 0,0278 - 0,0454i & -0,0278 - 0,0454i \\ -0,0278 - 0,0454i & 1,8025 + 1,3102i & -0,0555 + 0,0909i \\ 0,0278 - 0,0454i & 0,0555 + 0,0909i & 1,8025 + 1,3102i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \quad (Ec. 27)$$

La figura 14, muestra el diagrama topológico de conexiones, obtenido a partir de los planos del sistema de distribución.

Figura 14. Diagrama topológico de conexiones sistema de distribución



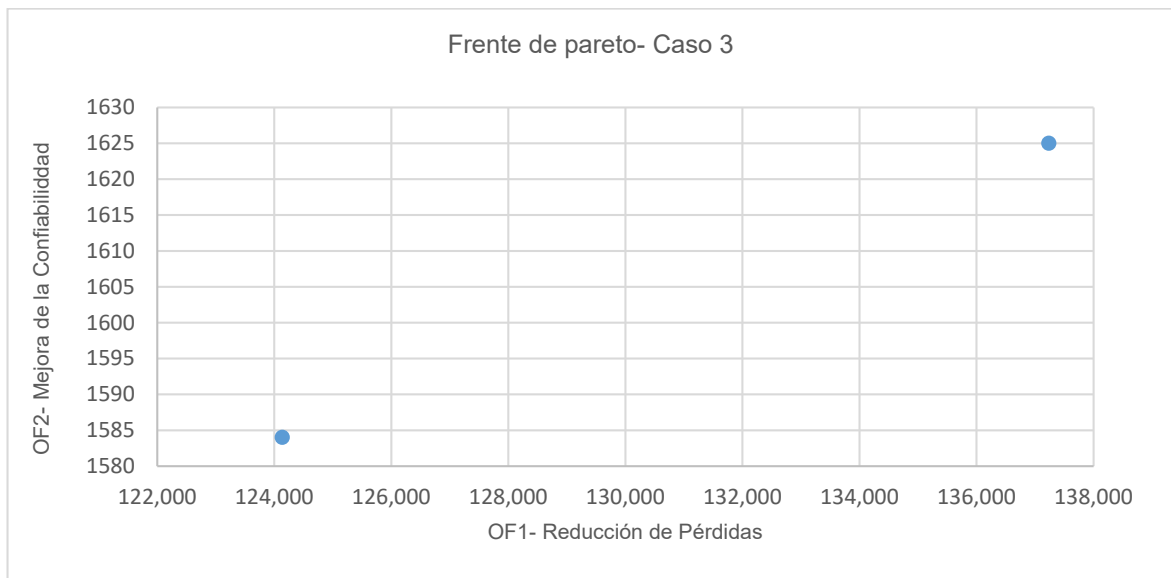
Nota: Las líneas de color rojo corresponden a los enlaces reconfigurables.

4.3.3 Frente de Pareto Óptimo. En el anexo C se muestran las funciones objetivo y las restricciones para la implementación del Pareto Óptimo. Al ejecutarlas en GAMS, se obtienen dos configuraciones prometedoras, en las que los interruptores deben estar abiertos para minimizar las dos funciones objetivo, así:

- Configuración 1: S5, S9, S19, S24, S25, S29, S40, S42, S45, S64, S83, S87, S90, S110, S113, S114, S115, S116, S119, S120, S129, S131.
- Configuración 2: S9, S19, S24, S25, S29, S40, S42, S45, S64, S83, S87, S90, S110, S111, S113, S114, S115, S116, S119, S120, S129, S131.

La figura 15, muestra el frente de Pareto obtenido, aquí se muestran dos puntos pertenecientes a dos frentes de Pareto, el punto de la derecha pertenece a un frente superior, mientras que el punto de la izquierda corresponde a un frente de Pareto inferior, el cual se establece de acuerdo a lo enunciado por las ecuaciones 2 y 3. En estos se observa que en este espacio de búsqueda existe una configuración tal que se mejoran la confiabilidad y las pérdidas. La configuración 1, resulta ser mejor que la configuración 2, debido a que se presenta mejora en las dos funciones objetivo.

Figura 15. Frente de Pareto- Caso 3.



Nota: En este caso no se usó el método de restricción simple.

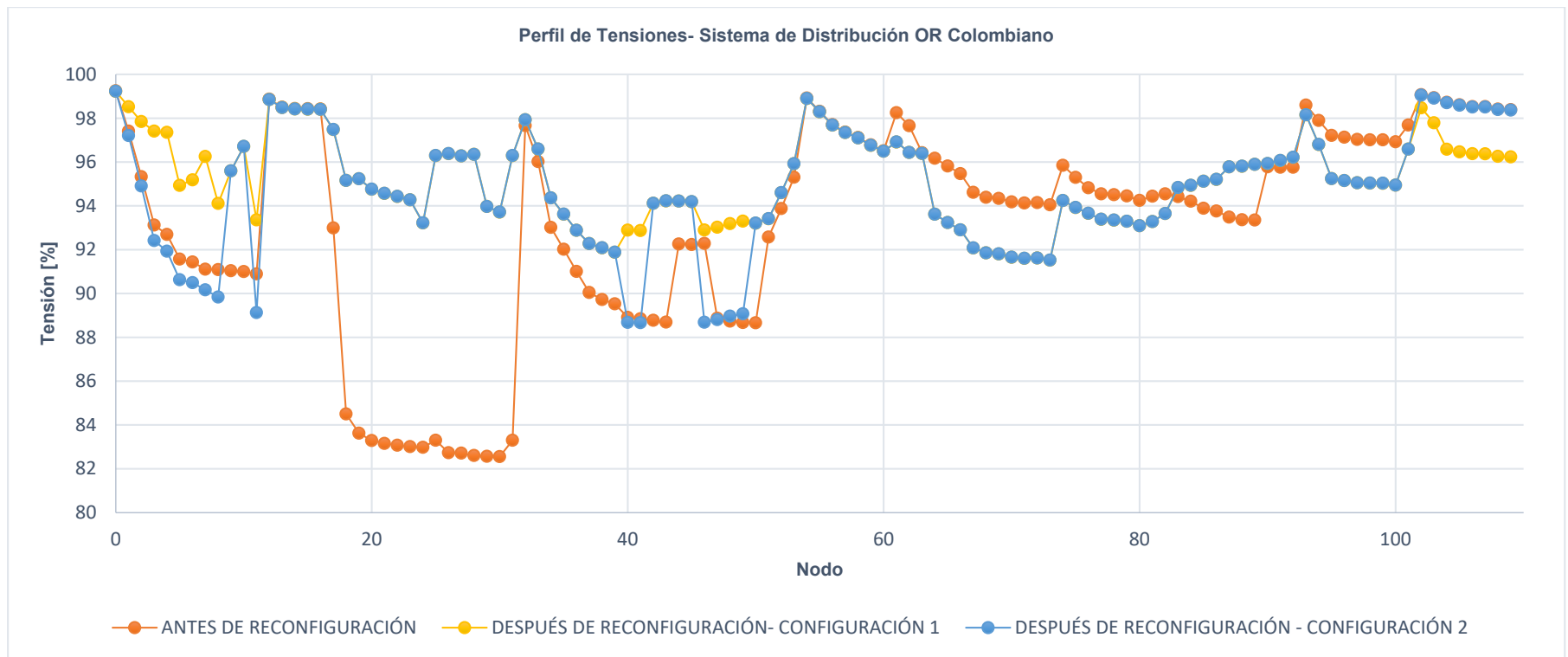
4.3.4 Enjambre de Partículas Binarias- BPSO. Una vez se ha obtenido el mejor frente de Pareto, se ejecuta el programa en Matlab con el enjambre de partículas. A continuación, se indican los parámetros empleados para el BPSO: se ha definido el G_{best} para la posición inicial de las partículas como [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 12 20 21 22], se emplean 15 partículas y se realizan 80 iteraciones. Luego de ejecutado el algoritmo, se obtiene una configuración candidata, en la que para la minimización de las funciones objetivo: Reducción de pérdidas y Mejora los

índices de confiabilidad, deben permanecer abiertos los interruptores de las líneas S9, S19, S24, S25, S29, S40, S42, S45, S64, S83, S87, S90, S110, S111, S113, S114, S115, S116, S119, S120, S129, S131. Esta configuración corresponde con lo hallado mediante el frente de Pareto y ha sido obtenida luego de varias ejecuciones del algoritmo de BPSO, en el que se han descartado configuraciones que no presentaban radialidad.

Apoyándose el BPSO en los resultados del frente de Pareto, se puede inferir que el mínimo de las dos funciones en mención, está localizado en esta región de búsqueda. En el anexo C3, se muestran los resultados obtenidos a partir del BPSO.

4.3.5 Perfiles de tensión. La siguiente figura muestra los valores de las tensiones en los nodos, calculada antes de la reconfiguración y después de la reconfiguración, la curva de color amarillo corresponde a los valores de tensión en los nodos para la configuración 1, la línea azul corresponde a los valores de tensión en los nodos para la configuración 2, la línea de color naranja corresponde al perfil de tensión antes de la reconfiguración.

Figura 16. Perfil de tensión caso 3.



La tabla 27 muestra los valores de las tensiones en cada nodo, antes y después de la reconfiguración.

Tabla 27. Tensiones en los nodos- Caso 3.

Nodo	ANTES DE RECONFIGURACIÓN [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN- CONFIGURACIÓN 1 [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN - CONFIGURACIÓN 2 [%]
0	99,247	99,225	99,228
1	97,41	98,522	97,21
2	95,332	97,844	94,909
3	93,125	97,412	92,418
4	92,695	97,355	91,929
5	91,572	94,935	90,624
6	91,439	95,183	90,493
7	91,107	96,254	90,164
8	91,087	94,107	89,838
9	91,039	95,593	95,596
10	90,997	96,711	96,715
11	90,892	93,361	89,13
12	98,871	98,849	98,852
13	98,505	98,483	98,486
14	98,442	98,42	98,423
15	98,433	98,411	98,414
16	98,424	98,402	98,405
17	92,992	97,481	97,485
18	84,503	95,159	95,162
19	83,626	95,235	95,238
20	83,286	94,758	94,762
21	83,155	94,567	94,57
22	83,076	94,429	94,432
23	83,013	94,272	94,276
24	82,976	93,221	93,224
25	83,299	96,294	96,297
26	82,734	96,38	96,384
27	82,715	96,277	96,28
28	82,608	96,347	96,351
29	82,567	93,971	93,974
30	82,556	93,714	93,717
31	83,299	96,294	96,297
32	97,661	97,926	97,929
33	96,017	96,589	96,592
34	93,019	94,362	94,365
35	92,017	93,619	93,622
36	91,009	92,883	92,886
37	90,048	92,275	92,278
38	89,726	92,082	92,086
39	89,528	91,879	91,882
40	88,905	92,888	88,681
41	88,843	92,874	88,667
42	88,774	94,114	94,118
43	88,69	94,227	94,23
44	92,26	94,215	94,218
45	92,233	94,187	94,19
46	92,286	92,895	88,687
47	88,869	93,023	88,809
48	88,739	93,186	88,963
49	88,671	93,303	89,075
50	88,663	93,209	93,212

Nodo	ANTES DE RECONFIGURACIÓN [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN- CONFIGURACIÓN 1 [%]	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN - CONFIGURACIÓN 2 [%]
51	92,571	93,409	93,413
52	93,875	94,599	94,602
53	95,304	95,922	95,925
54	98,92	98,898	98,901
55	98,311	98,288	98,292
56	97,706	97,684	97,687
57	97,366	97,344	97,347
58	97,122	97,099	97,102
59	96,783	96,761	96,764
60	96,515	96,492	96,496
61	98,252	96,911	96,915
62	97,658	96,435	96,439
63	96,426	96,388	96,391
64	96,171	93,616	93,619
65	95,814	93,237	93,24
66	95,467	92,9	92,903
67	94,617	92,075	92,079
68	94,388	91,853	91,856
69	94,339	91,805	91,808
70	94,182	91,653	91,656
71	94,13	91,603	91,606
72	94,147	91,619	91,622
73	94,044	91,52	91,523
74	95,847	94,241	94,244
75	95,296	93,923	93,926
76	94,823	93,658	93,661
77	94,547	93,385	93,388
78	94,509	93,347	93,35
79	94,453	93,293	93,296
80	94,249	93,091	93,094
81	94,441	93,28	93,284
82	94,545	93,646	93,649
83	94,417	94,832	94,835
84	94,213	94,933	94,936
85	93,89	95,121	95,124
86	93,763	95,204	95,207
87	93,482	95,778	95,781
88	93,367	95,805	95,808
89	93,353	95,891	95,894
90	95,782	95,924	95,928
91	95,76	96,066	96,069
92	95,759	96,211	96,215
93	98,599	98,151	98,154
94	97,899	96,798	96,801
95	97,216	95,241	95,244
96	97,13	95,153	95,156
97	97,031	95,051	95,055
98	97,013	95,034	95,037
99	97,009	95,029	95,033
100	96,924	94,942	94,946
101	97,689	96,585	96,588
102	99,073	98,471	99,054
103	98,935	97,79	98,916
104	98,726	96,579	98,707
105	98,609	96,46	98,59
106	98,528	96,377	98,509
107	98,527	96,375	98,508
108	98,415	96,261	98,396
109	98,391	96,237	98,372

4.3.6 Índices de confiabilidad. Las tablas 28 a 30 muestran los valores de los índices de confiabilidad calculados antes y después de la reconfiguración. En estas se observan las componentes relacionadas en el punto de carga como son: número de usuarios conectados (C_j), carga demanda, número de interrupciones del servicio (λ_s), tiempo de restauración de la interrupción (r_s), indisponibilidad del servicio (U_j) y la cantidad de energía no suministrada (ENS_j). Estos valores permiten calcular SAIDI, SAIFI y ENS para todo el sistema.

Los valores de las tasas de falla y tiempos de reparación se han tomado de la Tabla 3.

Tabla 28. Índices de confiabilidad antes de la reconfiguración- Caso 3.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C_j	DEMANDA (kW)	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS_j [MW-hora/año]
1	1255	285,93	2,00644783	0,36159124	0,72551397	0,205537903
2	4	502,92	4,01817116	0,37206864	1,49503547	0,758118449
3	815	185,67	8,88569754	0,36727001	3,26345019	0,61728198
4	1381	314,64	10,8751465	0,37132314	4,03819353	1,286951579
5	4	637,2	12,8335287	0,37047994	4,75456498	3,045213251
6	1224	278,91	17,8382181	0,37066401	6,61198551	0,242582757
7	4	601,47	19,8270809	0,36971763	7,33042139	1,374560106
8	161	36,63	21,7373974	0,36970668	8,03646103	0,839220128
9	826	188,28	19,8159437	0,36997642	7,3314319	2,025713761
10	451	102,87	21,8423212	0,37038357	8,09003681	4,912829408
11	1083	246,69	22,8077374	0,36999863	8,43883165	2,095278877
12	1120	228,96	1,95134818	0,35465997	0,6920651	0,160727286
13	585	119,52	6,87631887	0,36513451	2,51078134	0,305230865
14	2	195,66	8,88100821	0,36329039	3,22638493	0,647494883
15	64	13,05	13,7772567	0,36589691	5,04105572	0,066094195
16	3	213,03	3,95369285	0,3489266	1,37954861	0,294629572
17	68	28,26	7,7954279	0,37520189	2,92485929	0,08205492
18	1	532,17	15,6529894	0,371151	5,80962267	3,120233073
19	2	464,31	17,6389215	0,37259425	6,57216066	3,080374971
20	2	609,03	19,5896835	0,37289219	7,30483989	4,490760674
21	662	271,26	21,6078546	0,37187311	8,03538001	2,182051205
22	2	600,93	23,637163	0,3692676	8,72843834	5,294847522
23	862	353,16	25,6242673	0,36924615	9,46166214	3,384105104
24	372	152,55	27,6037515	0,3697384	10,2061669	1,576956639
25	303	124,29	19,6219226	0,3712342	7,28432876	0,907289084
26	313	128,07	21,6295428	0,37137961	8,03277127	1,024932892
27	758	310,77	23,6184056	0,37170237	8,77901742	2,776955756
28	375	153,54	23,6647128	0,37064326	8,7711662	1,351203188
29	276	113,04	25,591442	0,36888066	9,440188	1,075401919
30	719	294,84	27,5369285	0,36776897	10,1272279	2,987003234
31	221	90,45	21,6072685	0,37030289	8,00123392	0,727459902
32	757	192,15	1,94548652	0,36561669	0,71130235	0,138230321
33	151	38,34	3,86225088	0,36975455	1,42808482	0,055689142

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r _s [horas]	U _j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
34	72	18,27	8,85873388	0,36647381	3,24649395	0,059887709
35	539	136,89	10,8200469	0,36347773	3,93284608	0,543042971
36	2	831,42	12,8206331	0,36523754	4,68257643	3,889863062
37	787	199,89	14,8481829	0,36511353	5,4212725	1,093884906
38	2	647,01	16,8300117	0,36220988	6,09599646	3,945424814
39	2	709,11	18,7620164	0,36417424	6,83264314	4,854905661
40	22	5,49	21,8253224	0,36270263	7,91610174	0,043968515
41	345	87,57	23,7772567	0,3620375	8,60825861	0,742446933
42	690	175,23	25,7643611	0,36166255	9,31800462	1,639450756
43	550	139,59	27,7080891	0,36191425	10,0279523	1,411610716
44	259	65,7	23,8446659	0,36360631	8,67007089	2,03729805
45	269	68,49	25,7995311	0,36355722	9,37960588	1,315186605
46	916	232,74	27,7626026	0,36476817	10,1269138	1,665766753
47	550	139,59	29,7614302	0,36455781	10,8497619	0,53270564
48	639	162,45	5,84114889	0,37015666	2,16214017	0,580030556
49	172	43,83	10,8300117	0,36800709	3,98552109	0,951326328
50	1218	309,33	12,8059789	0,36841945	4,71797175	4,356026145
51	3	929,07	14,7913247	0,3691111	5,45964211	1,697668397
52	925	235,08	16,7573271	0,37160355	6,22708218	0,408820273
53	1054	268,29	18,7872216	0,37068898	6,96421596	0,485253794
54	816	272,79	1,93200469	0,366639	0,70834827	0,194699322
55	157	52,65	3,96658851	0,36352608	1,44195839	0,075216768
56	1	286,83	5,97831184	0,36152098	2,16128514	0,619088129
57	75	25,02	7,985932	0,36432081	2,90944122	0,073575634
58	92	30,69	9,96834701	0,36460799	3,63453901	0,111743702
59	138	46,08	11,9214537	0,3621122	4,31690382	0,200019091
60	1	413,01	13,8429074	0,36538934	5,05805086	2,099688718
61	410	100,98	1,93317702	0,35137653	0,67927304	0,067989128
62	174	42,93	3,91910903	0,35571305	1,39407823	0,059640107
63	262	64,44	5,86049238	0,35942101	2,10638407	0,136899677
64	951	234,09	7,79777257	0,35828698	2,79384035	0,646829704
65	218	53,73	9,70691676	0,36291308	3,52276703	0,193128435
66	1187	292,14	11,6705744	0,36539019	4,26431345	1,261027795
67	174	42,93	13,633646	0,3674151	5,00920743	0,217014439
68	445	109,53	15,6101993	0,36621	5,71661108	0,632921008
69	1	341,55	17,644197	0,36614999	6,46042252	2,232818869
70	681	167,49	17,496483	0,36795364	6,43789456	1,10549985
71	585	143,91	19,5046893	0,3679032	7,17583758	1,034797982
72	628	154,62	19,4255569	0,36803431	7,14927137	1,119141862
73	872	214,83	21,3300117	0,36668155	7,82132184	1,705058649
74	425	87,39	1,92672919	0,36457558	0,70243841	0,063861069
75	364	74,79	3,87397421	0,36159457	1,40080803	0,104762522
76	1	116,64	5,74325909	0,3582713	2,05764493	0,238416036
77	323	66,42	7,69695193	0,35931368	2,76562013	0,183017921
78	140	28,71	9,7133646	0,36150322	3,51141259	0,102689878
79	526	108,27	14,6887456	0,36149688	5,30993568	0,588411742
80	1163	239,31	16,64068	0,36050551	5,99905683	1,440245924
81	2	561,78	9,67057444	0,35965167	3,47803823	1,979302242
82	183	37,71	7,68053927	0,35760868	2,74662752	0,106391916
83	1408	289,53	9,66940211	0,36165316	3,4969698	1,021365542
84	157	32,31	11,6940211	0,36461335	4,26379618	0,137919166
85	122	25,11	13,6066823	0,3646722	4,96197875	0,124292508
86	366	75,42	15,5638921	0,36646795	5,70366767	0,441540221
87	419	86,13	17,5873388	0,36494698	6,41844624	0,548788645
88	1505	311,13	19,5269637	0,3629404	7,08712405	2,204696841
89	314	64,62	21,5041032	0,36365794	7,82013784	0,508620385
90	131	26,91	3,92555686	0,37214669	1,46088301	0,039048433
91	346	71,19	5,82649472	0,36593072	2,13209342	0,155844491
92	17	3,6	7,80715123	0,36681694	2,86379531	0,010418813
93	709	199,35	7,99941383	0,36389035	2,91090954	0,582519471
94	42	11,7	15,8815944	0,35881305	5,69852334	0,06759127

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r _s [horas]	U _j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
95	1	240,84	17,8792497	0,35927957	6,42364906	1,543193624
96	42	11,7	22,8335287	0,36337085	8,29703872	0,098288252
97	36	10,17	24,7725674	0,3623677	8,97677832	0,091747863
98	162	45,63	26,6852286	0,36121405	9,63907948	0,445274886
99	51	14,31	34,6412661	0,36143687	12,5206307	0,181362503
100	70	19,53	42,4654162	0,36245384	15,391753	0,301772032
101	424	119,25	17,8341149	0,35823482	6,38880086	0,764242702
102	459	116,91	1,95427902	0,36754376	0,71828307	0,083023393
103	465	118,53	3,96717468	0,37372347	1,48262629	0,181374426
104	371	94,59	11,7456038	0,36132289	4,24395554	0,408062225
105	131	33,39	19,6424385	0,36187009	7,10801104	0,240424993
106	279	71,28	21,6594373	0,36240927	7,84958094	0,567996571
107	39	9,99	26,5427902	0,36365585	9,65244082	0,096903673
108	1	279,99	13,7766706	0,36580361	5,03955577	1,435925192
109	164	41,76	13,7766706	0,36580361	5,03955577	0,214179122
TOTAL	43068	20849,76				116,4778985

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
116,4779	14,9270	5,4696

Tabla 29. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 3- Configuración 1.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r _s [horas]	U _j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
1	1255	285,93	2	0,36118906	0,72237813	0,213967363
2	4	502,92	3,9920142	0,37194624	1,48481466	0,720641046
3	815	185,67	8,84117125	0,37109678	3,28093015	0,608962086
4	1381	314,64	10,8110027	0,37042884	4,00470714	1,259149074
5	4	637,2	11,7755102	0,36165257	4,25864349	2,741385706
6	1224	278,91	9,81810115	0,36186978	3,55287409	1,011063583
7	4	601,47	7,76308784	0,3606341	2,79963417	1,708520923
8	161	36,63	16,6486247	0,36079107	6,00667519	0,220577264
9	826	188,28	5,82076309	0,35600083	2,07219649	0,391434603
10	451	102,87	3,91659272	0,35726156	1,39924804	0,149324609
11	1083	246,69	21,5279503	0,35899263	7,72837544	1,926948877
12	1120	228,96	1,9378882	0,36613891	0,70953628	0,158525424
13	585	119,52	6,82076309	0,35716805	2,43615863	0,284557789
14	2	195,66	8,76663709	0,35568509	3,11816213	0,613456949
15	64	13,05	13,7249335	0,36714337	5,03901827	0,066383651
16	3	213,03	8,80567879	0,35983346	3,16857787	0,686155281
17	68	28,26	7,95740905	0,36423111	2,89833592	0,081818734
18	1	532,17	15,9476486	0,36763213	5,86286805	3,141071003
19	2	464,31	7,78793256	0,36304214	2,82734769	1,320368114
20	2	609,03	9,73291925	0,36551791	3,55755633	2,194393284
21	662	271,26	11,6885537	0,36492836	4,2654847	1,155368234
22	2	600,93	13,7231588	0,36697187	5,03601325	3,022888838
23	862	353,16	15,6149068	0,36642725	5,72172743	2,045145313
24	372	152,55	11,7852706	0,3507537	4,13372734	0,625829482
25	303	124,29	9,88287489	0,35344156	3,49301872	0,439368973
26	313	128,07	5,93522626	0,35986948	2,13590677	0,279391568
27	758	310,77	7,90328305	0,35860772	2,83417831	0,89825843
28	375	153,54	9,96007098	0,35854364	3,57112014	0,55791316
29	276	113,04	3,90594499	0,35787156	1,39782661	0,157691736
30	719	294,84	5,85093168	0,34594207	2,02408341	0,58346987

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
31	221	90,45	11,8757764	0,35377785	4,2013867	0,379515563
32	757	192,15	1,9538598	0,36297951	0,70921107	0,142696274
33	151	38,34	3,85536823	0,35498209	1,36858668	0,052272748
34	72	18,27	8,78349601	0,35607315	3,12756706	0,05725051
35	539	136,89	10,7684117	0,35900649	3,86592974	0,536104792
36	2	831,42	12,7559894	0,3589074	4,57821898	3,799861993
37	787	199,89	14,7497782	0,35926478	5,29907577	1,071246547
38	2	647,01	16,7338066	0,36344314	6,08178719	3,967915221
39	2	709,11	18,6974268	0,36497363	6,82406778	4,851930327
40	22	5,49	31,5031056	0,36597345	11,5293003	0,064178548
41	345	87,57	33,5474712	0,36642809	12,2927357	1,0626537
42	690	175,23	19,5829636	0,36737955	7,19438045	1,250441475
43	550	139,59	17,6175688	0,36519871	6,43391337	0,893631666
44	259	65,7	19,6282165	0,36456806	7,15582087	0,470603359
45	269	68,49	27,5314996	0,3600891	9,913793	0,684336407
46	916	232,74	29,484472	0,36434452	10,7425058	2,526705804
47	550	139,59	27,4676131	0,36310956	9,97375283	1,406498147
48	639	162,45	25,527063	0,36208597	9,2429914	1,507689229
49	172	43,83	23,5341615	0,36118928	8,50028678	0,416150164
50	1218	309,33	17,5882875	0,36588563	6,43530162	2,00979619
51	3	929,07	15,6166815	0,3658457	5,71329579	5,276195634
52	925	235,08	10,6992014	0,36855206	3,94321277	0,951550725
53	1054	268,29	5,87755102	0,371436	2,18313406	0,595199618
54	816	272,79	1,96716948	0,35598236	0,70027763	0,198920465
55	157	52,65	3,99645075	0,36808109	1,47101796	0,080435998
56	1	286,83	5,97781721	0,36606197	2,18825154	0,63062447
57	75	25,02	7,94853594	0,36107169	2,86999129	0,072430968
58	92	30,69	10,0177462	0,35898138	3,59618438	0,11277922
59	138	46,08	11,905945	0,35991724	4,28515485	0,200364273
60	1	413,01	13,851819	0,3615339	5,00790216	2,100695547
61	410	100,98	1,97249335	0,34769073	0,68581765	0,071372383
62	174	42,93	3,93167702	0,36088978	1,41890205	0,063048769
63	262	64,44	5,89707187	0,35928483	2,11872849	0,139489696
64	951	234,09	7,76929902	0,35177418	2,73303883	0,642176459
65	218	53,73	9,74001775	0,35103943	3,41913029	0,183602907
66	1187	292,14	11,6779059	0,3520713	4,11145551	1,211977341
67	174	42,93	13,6433008	0,35409299	4,83099717	0,21042837
68	445	109,53	15,6539485	0,35543945	5,56403091	0,617341825
69	1	341,55	17,581189	0,35389034	6,22181288	2,134838371
70	681	167,49	17,6441881	0,35912136	6,33640487	1,087277354
71	585	143,91	19,6521739	0,3562671	7,00142304	1,028512982
72	628	154,62	19,6814552	0,36095348	7,10408975	1,114242618
73	872	214,83	21,6850044	0,36074023	7,82265347	1,702096925
74	425	87,39	1,89707187	0,34618164	0,65673146	0,057303123
75	364	74,79	3,78881988	0,36026421	1,36497618	0,103111537
76	1	116,64	5,72227152	0,36111531	2,06639984	0,240260165
77	323	66,42	7,77196096	0,35693784	2,77410693	0,186561506
78	140	28,71	9,8136646	0,35473698	3,48126976	0,103220095
79	526	108,27	14,7196096	0,35498543	5,22524696	0,563835008
80	1163	239,31	16,6965395	0,35413389	5,91281046	1,409383578
81	2	561,78	9,71694765	0,35561161	3,45545942	1,959063694
82	183	37,71	7,75066548	0,36243007	2,8090742	0,105634853
83	1408	289,53	31,3602484	0,36334142	11,394477	3,29988283
84	157	32,31	23,4711624	0,36233226	8,50435923	0,276684324
85	122	25,11	21,5856256	0,36127462	7,79833872	0,199098646
86	366	75,42	19,6078083	0,36152826	7,08877683	0,542620098
87	419	86,13	19,5891748	0,36436203	7,13755159	0,618246073
88	1505	311,13	17,6397516	0,36348797	6,4118375	2,036830055
89	314	64,62	15,6264419	0,36217361	5,65948494	0,36829329
90	131	26,91	13,6716948	0,36247676	4,9556716	0,136844076
91	346	71,19	11,7799468	0,36246132	4,26977504	0,304194586

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
92	17	3,6	9,83673469	0,35912818	3,53264859	0,012987919
93	709	199,35	7,85625555	0,37276164	2,92851067	0,578292348
94	42	11,7	15,7027507	0,36037268	5,6588423	0,067303796
95	1	240,84	17,6273292	0,36143407	6,37111738	1,546823592
96	42	11,7	22,54126	0,36291338	8,18052479	0,096778328
97	36	10,17	24,4755989	0,362074	8,86197799	0,091280271
98	162	45,63	26,4303461	0,35914429	9,49230791	0,433254264
99	51	14,31	34,3238687	0,36188234	12,421202	0,178376046
100	70	19,53	36,2795031	0,3623859	13,1471803	0,258229731
101	424	119,25	15,7027507	0,36037268	5,6588423	0,67910123
102	459	116,91	2,02129547	0,37073874	0,74937253	0,09192406
103	465	118,53	3,95208518	0,35877192	1,41789717	0,168494233
104	371	94,59	5,82342502	0,36028156	2,09807265	0,196374511
105	131	33,39	13,7364685	0,36067467	4,95439631	0,165811185
106	279	71,28	21,5173026	0,36428322	7,83839224	0,564916689
107	39	9,99	23,5252884	0,36393523	8,5616813	0,086902638
108	1	279,99	10,7959184	0,36219546	3,91023259	1,095439313
109	164	41,76	12,8101154	0,36369181	4,6589341	0,195265959
TOTAL	43068	20849,76				95,85973619

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
95,8597	13,1499	4,7555

Tabla 30. Índices de confiabilidad después de la reconfiguración- Caso 3- Configuración 2.

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
1	1255	285,93	2,01966717	0,37043261	0,74815058	0,215171157
2	4	502,92	4,01966717	0,37167002	1,49398979	0,771007428
3	815	185,67	8,86686838	0,36388231	3,22649654	0,608317228
4	1381	314,64	10,8464448	0,36262454	3,93318702	1,244960685
5	4	637,2	12,8441755	0,36148361	4,64295886	2,995634105
6	1224	278,91	14,8532526	0,36029993	5,35162587	1,518285338
7	4	601,47	16,8305598	0,36312537	6,11160319	3,730037859
8	161	36,63	17,8381241	0,36277606	6,47124442	0,24113749
9	826	188,28	5,91527988	0,37373327	2,21073688	0,419080691
10	451	102,87	3,92965204	0,37439882	1,47125708	0,151836853
11	1083	246,69	22,7776097	0,36098492	8,22237363	2,034009898
12	1120	228,96	2,0128593	0,3951465	0,7953743	0,182929958
13	585	119,52	6,92435703	0,36306022	2,51395856	0,301846865
14	2	195,66	8,85627837	0,36054866	3,19311928	0,623193218
15	64	13,05	13,7231467	0,36265151	4,97671983	0,065067728
16	3	213,03	8,87594554	0,35954496	3,19130147	0,684669964
17	68	28,26	7,91754917	0,36563623	2,89494282	0,083659513
18	1	532,17	15,7700454	0,36928068	5,82357314	3,106573794
19	2	464,31	7,92813918	0,36812427	2,91854043	1,36272758
20	2	609,03	9,87216339	0,37094107	3,66199085	2,277538886
21	662	271,26	11,8623298	0,37269336	4,42101161	1,188568356
22	2	600,93	13,8608169	0,37155674	5,15007999	3,047320702
23	862	353,16	15,897882	0,37266098	5,92452021	2,105169871
24	372	152,55	9,79273828	0,36617104	3,58581718	0,577910486
25	303	124,29	9,8623298	0,36097482	3,56005273	0,444260906
26	313	128,07	5,95234493	0,35991327	2,14232794	0,275385348

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS Cj	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
27	758	310,77	7,93267776	0,36021777	2,85749146	0,91491542
28	375	153,54	9,81921331	0,36229731	3,55747455	0,554372916
29	276	113,04	3,84644478	0,36260993	1,39475906	0,159872876
30	719	294,84	5,81694402	0,3677034	2,13891011	0,622902586
31	221	90,45	11,7912254	0,36343692	4,28536668	0,391934849
32	757	192,15	2,00378215	0,36651011	0,73440641	0,139823719
33	151	38,34	3,9667171	0,36620266	1,45262234	0,057432198
34	72	18,27	8,95234493	0,36268124	3,24684756	0,059556787
35	539	136,89	10,9152799	0,36684931	4,00426285	0,555324011
36	2	831,42	12,8827534	0,3668367	4,72586674	3,936959218
37	787	199,89	14,9062027	0,36900413	5,5004504	1,107140994
38	2	647,01	16,816944	0,36877261	6,20162832	4,047527434
39	2	709,11	18,7791225	0,36604487	6,87400147	4,891597371
40	22	5,49	32,6550681	0,36543214	11,9332113	0,066058768
41	345	87,57	34,5612708	0,36495493	12,6133062	1,089280697
42	690	175,23	23,8320726	0,36903966	8,79497989	1,55919625
43	550	139,59	17,8547655	0,37185477	6,63937973	0,924931813
44	259	65,7	19,881997	0,36906556	7,33776029	0,486803631
45	269	68,49	21,8396369	0,36886984	8,05598336	0,553408722
46	916	232,74	30,683056	0,36433163	11,1788077	2,605840392
47	550	139,59	28,6974281	0,36302595	10,4179112	1,461109596
48	639	162,45	26,6626324	0,3635031	9,69194961	1,577769159
49	172	43,83	24,6853253	0,36223625	8,94191973	0,436453253
50	1218	309,33	17,6966717	0,3655029	6,46818485	2,001070477
51	3	929,07	15,6664145	0,36482764	5,71554109	5,376779104
52	925	235,08	10,8252648	0,3704673	4,01040664	1,022770017
53	1054	268,29	5,94251135	0,36480349	2,16784885	0,5757798
54	816	272,79	1,9667171	0,35142996	0,69116331	0,188140116
55	157	52,65	3,95537065	0,35958606	1,42229615	0,075214197
56	1	286,83	5,94251135	0,36688898	2,18024194	0,628141899
57	75	25,02	7,94629349	0,36647287	2,91210098	0,074748813
58	92	30,69	9,87821483	0,36443719	3,59998881	0,112080461
59	138	46,08	11,8971256	0,36392792	4,32969619	0,201695392
60	1	413,01	13,8630862	0,36585812	5,07192273	2,114082037
61	410	100,98	1,98940998	0,37832252	0,7526386	0,076882105
62	174	42,93	3,91301059	0,36471152	1,42712004	0,062665158
63	262	64,44	11,8161876	0,36646841	4,33025948	0,279144047
64	951	234,09	7,86384266	0,36738464	2,88905498	0,688708599
65	218	53,73	9,87897126	0,37015735	3,65677383	0,197465613
66	1187	292,14	11,7874433	0,36419281	4,29290206	1,258608568
67	174	42,93	13,7352496	0,36498603	5,01317425	0,217811281
68	445	109,53	15,6686838	0,3650818	5,72035136	0,631687123
69	1	341,55	17,6951589	0,36469819	6,45339245	2,238975786
70	681	167,49	17,6376702	0,36670869	6,46788701	1,102810411
71	585	143,91	17,6149773	0,36704118	6,46542197	0,933602951
72	628	154,62	19,6543116	0,36993856	7,27088765	1,127705824
73	872	214,83	21,5779123	0,36967393	7,97679165	1,743086241
74	425	87,39	1,9924357	0,36272942	0,72271505	0,06419768
75	364	74,79	3,90847201	0,36146268	1,41276675	0,105934967
76	1	116,64	5,97881997	0,36297675	2,17017263	0,254971331
77	323	66,42	7,83963691	0,36507055	2,86202053	0,189335363
78	140	28,71	9,84341906	0,36541445	3,59692753	0,104462216
79	526	108,27	14,5990923	0,36256198	5,29307584	0,576718443
80	1163	239,31	16,5907716	0,36284504	6,01987912	1,443448306
81	2	561,78	7,93721634	0,37019633	2,93832838	1,691044649
82	183	37,71	5,83509834	0,36062591	2,10428764	0,079560779
83	1408	289,53	35,4871407	0,36153368	12,8297965	3,72837741
84	157	32,31	27,6248109	0,36036477	9,95500865	0,323022725
85	122	25,11	19,7420575	0,36130327	7,13286997	0,181469262
86	366	75,42	17,7972769	0,36165439	6,43646332	0,486668333
87	419	86,13	19,769289	0,35916622	7,1004608	0,620944277

PUNTO DE CARGA	No USUARIOS C _j	DEMANDA (kW)	INDICES DE CONFIABILIDAD			
			λ_s [fallas/año]	r_s [horas]	U_j [horas/año]	ENS _j [MW-hora/año]
88	1505	311,13	17,785174	0,36163586	6,43175677	1,99668739
89	314	64,62	15,8214826	0,36156666	5,72051964	0,372451884
90	131	26,91	13,903177	0,36124325	5,0224289	0,136896614
91	346	71,19	11,9213313	0,36012858	4,29321207	0,307897539
92	17	3,6	9,9591528	0,36114783	3,59672642	0,013091643
93	709	199,35	7,94553707	0,36011376	2,86129725	0,580596439
94	42	11,7	15,8426626	0,3601637	5,70595196	0,068033004
95	1	240,84	17,7685325	0,36111998	6,41657206	1,55491066
96	42	11,7	22,8025719	0,36300038	8,27734229	0,09844508
97	36	10,17	24,8411498	0,36489502	9,0644119	0,092941218
98	162	45,63	26,8547655	0,36398569	9,77475048	0,449273982
99	51	14,31	34,881997	0,36513199	12,7365329	0,182693516
100	70	19,53	36,9107413	0,36669947	13,5351491	0,268373894
101	424	119,25	9,89334342	0,3602735	3,56430944	0,431353467
102	459	116,91	1,94175492	0,35892456	0,69694352	0,080900445
103	465	118,53	3,95537065	0,35438867	1,40173855	0,168690583
104	371	94,59	11,7564297	0,36404345	4,27985127	0,410854016
105	131	33,39	19,6059002	0,36046012	7,06714515	0,237089137
106	279	71,28	21,5990923	0,36227779	7,82487138	0,558636782
107	39	9,99	26,4644478	0,36313466	9,61015822	0,096711066
108	1	279,99	13,7662632	0,36009144	4,95711355	1,406645311
109	164	41,76	13,7662632	0,36009144	4,95711355	0,210147654
TOTAL	43068	20849,76				100,9596477

ENS [MW/hora-año]	SAIFI [Interrupciones/usuario-año]	SAIDI [horas/usuario-año]
100,9596	13,6129	4,9646

4.3.7 Reducción de pérdidas. La tabla 31 muestra los valores de las pérdidas calculadas antes y después de la reconfiguración, también se muestran los valores de los índices de confiabilidad para ser comparados.

Tabla 31. Reducción de pérdidas- Caso 3.

	ANTES DE RECONFIGURACIÓN	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN CONFIGURACIÓN 1	DESPUÉS DE RECONFIGURACIÓN CONFIGURACIÓN 2
Interruptores de enlace:	S110-S111-S112-S113-S114-S115-S116-S117-S118-S119-S120-S121-S122-S123-S124-S125-S126-S127-S128-S129-S130-S131	S5-S9-S19-S24-S25-S29-S40-S42-S45-S64-S83-S87-S90-S110-S113-S114-S115-S116-S119-S120-S129-S131	S9-S19-S24-S25-S29-S40-S42-S45-S64-S83-S87-S90-S110-S111-S113-S114-S115-S116-S119-S120-S129-S131
Pérdida de Potencia [MW]:	1,39703	0,861553	0,991226
Reducción de Pérdida:	-----	38,33%	29,05%
Tensión Mínima [%]:	82,556	91,52	88,667
ENS [MW/hora-año]	116,4779	95,8597	100,9596
SAIFI [Interrup./usu.-año]	14,9270	13,1499	13,6129
SAIDI [horas/usu.-año]	5,4696	4,7555	4,9646

La configuración 1 permite una reducción de pérdidas técnicas en un 38,33%, mientras que los índices de confiabilidad se han reducido, para el caso: la ENS se ha mejorado en un 17,70%, el SAIFI se ha mejorado en 11,90%, el SAIDI se ha mejorado en 13,06%.

La configuración 2, muestra una reducción de pérdidas técnicas en un 29,05%, mientras que los índices de confiabilidad se han reducido, para el caso: la ENS se ha mejorado en un 13,32%, el SAIFI se ha mejorado en 8,80%, el SAIDI se ha mejorado en 9,23%.

BPSO ha encontrado una configuración candidata que había sido identificada mediante el frente de Pareto. Por tanto, puede inferirse que la configuración óptima se encuentra en esta región de búsqueda. De la sinergia de estos dos métodos de reconfiguración, se extractan dos configuraciones candidatas que consiguen resultados prometedores, en los cuales hay mejoras significativas en las dos funciones objetivo a minimizar. La configuración 1, presenta mejor comportamiento frente a la configuración 2, no solo en cuanto a la reducción de pérdidas y a la minimización de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS, sino que también presenta mejor perfil de tensión.

4.4 COMENTARIOS FINALES

La técnica de reconfiguración óptima de sistemas de distribución no solo resulta conveniente para la labor de operación del sistema de distribución, sino que debe tenerse en cuenta en el proceso de planeamiento de la expansión del sistema, permitiendo proveer interruptores de enlace que bajo contingencia puedan reconfigurar el circuito de manera óptima.

El sistema de distribución real, perteneciente al operador de red, aunque posee 22 interruptores de enlace, 7 de ellos no fueron alterados en ninguna de las

reconfiguraciones propuestas, salvo que se empleen en alguna contingencia, su operación siempre empeora las pérdidas y los índices de confiabilidad del sistema. Adicional a esto el **circuito 22**, perteneciente a la subestación 20, no presenta posibilidades de reconfiguración debido a que no posee líneas de enlace con otros circuitos del sistema de distribución. Esto reafirma la tesis anterior, en la cual se indica que la reconfiguración debe ser una herramienta a tener en cuenta en las etapas de planeamiento y expansión del sistema de distribución.

El algoritmo de optimización implementado, si bien entrega soluciones adecuadas en todos los casos, posee la limitante de la escritura del código en GAMS debido a que se requiere conocer muy bien el sistema de distribución para plantear las ecuaciones que describen las funciones objetivo, sumado a que es necesario plantear un número alto de ecuaciones de restricción con altas probabilidades de equivocarse en la escritura de las ecuaciones, esto desestimula la implementación de la técnica en sistemas de distribución grandes.

La solución del problema de optimización en GAMS se hizo mediante Programación No Lineal de Enteros Mixtos (MINLP), fue necesario definir un vector de conectividad con valores binarios que representan el estado (on/off) de los interruptores de enlace y seccionamiento. Con el fin de garantizar que el algoritmo no entregue soluciones triviales (todos los interruptores abiertos, dando pérdidas iguales a cero e índices de confiabilidad iguales a cero), es necesario incluir una restricción para la función objetivo de reducción de pérdidas, con las pérdidas mínimas que tendrá el sistema de distribución, es decir las pérdidas de la red mallada, esto se hace cerrando todos los interruptores y corriendo el estudio de flujo de carga en OpenDSS.

El algoritmo de enjambre de partículas binarias BPSO, es especialmente adecuado al tipo de problema de optimización a resolver, encontrando reconfiguraciones contenidas dentro de la misma región de búsqueda definida por el frente de Pareto.

La cooperación de estos dos métodos, permite encontrar una solución óptima adecuada al problema de reconfiguración multiobjetivo.

El algoritmo se probó en una computadora con procesador Intel Core i7 de séptima generación 2,7GHz, 4G de RAM, disco duro de estado sólido, tarjeta aceleradora gráfica Nvidia 920MX, con tiempos de ejecución altos cuando se quiso ejecutar la simulación de Montecarlo con 100.000 realizaciones, y el enjambre de partículas que se empleó fue mayor a 20. Arrojando los siguientes resultados: la ejecución del BPSO tomó 4526,5301 s, mientras que la determinación del frente de Pareto calculado por el software GAMS demoró apenas 51,291 s.

5. CONCLUSIONES

- ✓ La búsqueda de una metodología adecuada al tipo de problema de optimización multiobjetivo planteado en este trabajo de aplicación, permitió reconocer diversos algoritmos empelados para dar solución al problema de la reconfiguración óptima. Mediante el análisis de artículos de la literatura científica y con base en los resultados obtenidos por algunos autores, se identificó una metodología prometedora que permitió incluir las dos funciones objetivo: reducción de pérdidas y mejora de los índices de confiabilidad del servicio. El criterio decisorio para la selección del enjambre de partículas binarias (BPSO) se apoyó en que este consigue mejores resultados frente a otros algoritmos de optimización metaheurística, con la ventaja de ser fácil de implementar.
- ✓ Mediante la implementación del método de reconfiguración, se dio solución de manera satisfactoria al problema de reconfiguración óptima multiobjetivo propuesto en este trabajo de aplicación. Los resultados obtenidos para el sistema de prueba de cinco nodos son coherentes con lo calculado mediante análisis exhaustivo. Análogamente, los resultados de la implementación del método de reconfiguración en el sistema de prueba IEEE de 33 nodos, muestran coherencia con lo obtenido por diversos autores, mostrando mejoras en las dos funciones objetivo abordadas en este trabajo de aplicación. En cuanto a la reconfiguración del sistema de distribución perteneciente al OR colombiano, se observa mejora significativa en las dos funciones objetivo: reducción de pérdidas y mejora de los índices de confiabilidad del servicio. En los tres sistemas de distribución en los que se valida la reconfiguración, el enjambre de partículas binarias (BPSO), encontró configuraciones que pertenecen al mejor frente de Pareto obtenido por medio de la formulación matemática del problema de optimización.

- ✓ El método de reconfiguración óptima implementado ha permitido la incorporación de dos funciones objetivo de interés para los operadores de red, como son la reducción de pérdidas técnicas y la mejora de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS. La implementación exitosa de un esquema de reconfiguración en un sistema de distribución real depende de la calidad de la información reportada por el operador del sistema, normalmente los operadores de red disponen de datos físicos de sus redes como son: la topología de los circuitos, tipos de alimentadores, configuración de las redes, cargas alimentadas y criticidad de estas, entre otros. Sin embargo, la información real que concierne a los índices de confiabilidad no es fácil de obtener sobre todo para circuitos de distribución a 13,2 kV, debido a que el administrador de la red generalmente no cuenta con este tipo de estudios y el reporte de eventos que originan desatención de la demanda permanece en total reserva; para subsanar esta falencia, se debió recurrir a información reportada en estudios de confiabilidad para redes de distribución los cuales brindan un acercamiento al caso real, obteniéndose resultados satisfactorios.

- ✓ La forma en que fue definida la ecuación para el cálculo de la función objetivo de minimización de los índices de confiabilidad permitió que mediante el uso de un vector de conectividad, se pudiesen calcular las componentes $N_{atend} .$
Li
Así se logra la asociación de las dos funciones objetivo: Reducción de pérdidas y Mejoramiento de índices de confiabilidad. De esta manera se explota la estructura matemática de las restricciones para la búsqueda del mejor frente de Pareto; además se debe mencionar que la solución determinística del problema de reconfiguración óptima no resulta atractiva para implementarse en sistemas de distribución grandes, debido no solo a la complejidad de las ecuaciones a resolver, sino a la cantidad de ecuaciones de restricción que hay que definir.

REFERENCIAS

- [1] D. A. Puentes Duran and A. Alfonso Acevedo, "Reconfiguración en Sistemas de Distribución Considerando las pérdidas y Evaluando el Impacto Económico," <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/6133>, 2015.
- [2] S. Gharebaghi, M. Izadi, and A. Safdarian, "Optimal Network Configuration Considering Network Losses and Service Reliability," *IEEE Trans. Power Deliv.*, pp. 1–6, 2017.
- [3] A. Merlin and H. Back, "Search for a Minimal Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System," *Proc. 5th Power Syst. Comput. Conf. (PSCC). Cambridge, U.K.*, vol. 1, no. 1, p. 18, 1975.
- [4] K. Kiran Kumar, N. Venkata Ramana, S. Kamakshaiah, and P. M. Nishanth, "State of Art for Network Reconfiguration Methodologies of Distribution System," *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 57, no. 1, pp. 25–40, 2013.
- [5] A. Kavousi-fard and T. Niknam, "Optimal Distribution Feeder Reconfiguration for Reliability Improvement Considering Uncertainty," *Ieee Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 3, pp. 1344–1353, 2014.
- [6] J. Wen, Y. Tan, and L. Jiang, "A Reconfiguration Strategy of Distribution Networks Considering Node Importance," *PLoS One*, vol. 11, no. 12, pp. 1–19, 2016, doi: 10.1371/journal.pone.0168350.
- [7] Congreso de la República de Colombia., "Ley 143 de 1994," *D. Of. N° 41.434 12 julio 1994*, pp. 1–21, 1994.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, "Resolución 015 de 2018," *D. Of. No. 50.496 del 3 Febrero 2018*, 2018.
- [9] S. Mishra, D. Das, and S. Paul, "A Comprehensive Review on Power Distribution Network Reconfiguration," *Energy Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 227–284, 2017, doi: 10.1007/s12667-016-0195-7.
- [10] S. A. Vizhiy, R. K. Santhi, and A. Nachiappan, "Biogeography Based Optimization for Multiobjective Reconfiguration Problem in Distribution Networks," vol. 9, no. April, 2016, doi: 10.17485/ijst/2016/v9i13/87498.

- [11] Q. Qi, J. Wu, L. Zhang, and M. Cheng, "Multiobjective Optimization of Electrical Distribution Network Operation Considering Reconfiguration and Soft Open Points," vol. 103, no. April, pp. 141–146, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.263.
- [12] M. Sedighzadeh, S. Ahmadi, and M. Sarvi, "An Efficient Hybrid Big bang-big crunch Algorithm for Multiobjective Reconfiguration of Balanced and Unbalanced Distribution Systems in Fuzzy Framework," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 41, no. 1, pp. 75–99, 2013, doi: 10.1080/15325008.2012.732658.
- [13] N. G. Paterakis *et al.*, "Multiobjective Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using Reliability Indices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1048–1062, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2425801.
- [14] A. Mazza, G. Chicco, A. Russo, and E. O. Virjoghe, "Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Based on Pareto Front Ranking," *Intell. Ind. Syst.*, vol. 2, no. 4, pp. 287–302, 2016, doi: 10.1007/s40903-016-0065-6.
- [15] G. F. Noudjiejep Djiepkop, "Feeder Reconfiguration Scheme with Integration of Renewable Energy Sources Using a Particle Swarm Optimisation Method," 2018.
- [16] A. A. El-ela, R. A. El-sehiemy, and N. K. El-Ayaat, "Multiobjective Binary Particle Swarm Optimization Algorithm for Optimal Distribution System Reconfiguration," 2019.
- [17] M. Sedighzadeh, M. Esmaili, and M. M. Mahmoodi, "Reconfiguration of Distribution Systems to Improve Reliability and Reduce Power Losses Using Imperialist Competitive Algorithm," *Iran. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 13, no. 3, pp. 287–302, 2017, doi: 10.22068/IJEEE.13.3.6.
- [18] Z. Li, Y. Zhang, Y. Bao, C. Guo, W. Wang, and Y. Xie, "Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Based on System Homogeneity," *Dianli Xitong Baohu yu Kongzhi/Power Syst. Prot. Control*, vol. 44, no. 14, pp. 69–75, 2016, doi: 10.7667/PSPC151502.
- [19] D. L. Duan, X. D. Ling, X. Y. Wu, and B. Zhong, "Reconfiguration of Distribution

- Network for Loss Reduction and Reliability Improvement Based on an Enhanced Genetic Algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 88–95, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.07.036.
- [20] A. Mazza, G. Chicco, and A. Russo, “Optimal Multiobjective Distribution System Reconfiguration with Multicriteria Decision Making-based Solution Ranking and Enhanced Genetic Operators,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 255–267, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.006.
- [21] M. R. Narimani, A. A. Vahed, R. Azizpanah-abarghooee, and M. Javidshari, “Enhanced Gravitational Search Algorithm for Multiobjective Distribution Feeder Reconfiguration Considering Reliability, Loss and Operational Cost,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. June, pp. 55–69, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0117.
- [22] A. Kavousi-Fard and M. R. Akbari-Zadeh, “Reliability Enhancement Using Optimal Distribution Feeder Reconfiguration,” *Neurocomputing*, vol. 106, pp. 1–11, 2013, doi: 10.1016/j.neucom.2012.08.033.
- [23] B. Amanulla, S. Chakrabarti, and S. N. Singh, “Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Reliability and Power Loss,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 2, pp. 918–926, 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2179950.
- [24] J. E. Mendoza, M. E. López, C. A. Coello Coello, and E. A. López, “Microgenetic Multiobjective Reconfiguration Algorithm Considering Power Losses and Reliability Indices for Medium Voltage Distribution Network,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 9, pp. 825–840, 2009, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0009.
- [25] H. D. Chiang and R. Jean-Jumeau, “Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and A Solution Methodology,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 3, pp. 1568–1574, 1990, doi: 10.1109/61.58002.
- [26] M. A. Muhammad, H. Mokhlis, K. Naidu, J. F. Franco, and H. A. Illias, “Integrated Database Approach in Multiobjective Network Reconfiguration for

- Distribution System Using Discrete Optimisation Techniques,” 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1134.
- [27] T. Niknam, “An Efficient Hybrid Evolutionary Algorithm Based on PSO and ACO for Distribution Feeder Reconfiguration,” *Int. Trans. Electr. energy Syst.*, vol. 20, no. April 2009, p. 16, 2009, doi: 10.1002/etep.
- [28] C. J. Zapata, *Confiabilidad en Ingeniería*. 2011.
- [29] IEEE STANDARDS ASSOCIATION, *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, vol. 1997, no. May. 2012, pp. 1–4.
- [30] C. J. Zapata, *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos*. 2016.
- [31] C. J. Zapata, “Revista Mundo Eléctrico,” *Dic. 2007*, vol. 1, N° 69.
- [32] J. Zhu, *Optimization Power System Operation*, 2 Edition. IEEE PRESS, 2015.
- [33] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*. 2017.
- [34] A. Kavousi-Fard and T. Niknam, “Multiobjective Stochastic Distribution Feeder Reconfiguration from the Reliability Point of View,” *Energy*, vol. 64, pp. 342–354, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.08.060.
- [35] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press LLC, 2002.
- [36] H. Souifi, O. Kahouli, and H. Hadj Abdallah, “Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Optimization Problem,” *Electr. Eng.*, vol. 101, no. 1, pp. 45–55, 2019, doi: 10.1007/s00202-019-00755-3.
- [37] R. Čađenović, D. Jakus, P. Sarajčev, and J. Vasilj, “Optimal Distribution Network Reconfiguration Through Integration of Cycle-Break and Genetic Algorithms.” p. 18, 2018.
- [38] B. Novoselnik, M. Bolfek, M. Bošković, and M. Baotić, “Electrical Power Distribution System Reconfiguration: Case Study of a Real-life Reconfiguration: Case Study of a Real-life Grid in Croatia,” vol. 1, pp. 61–66, 2017, doi: 10.1016/j.ifacol.2017.08.011.
- [39] A. Dekdouk, H. Y. B, and S. Krichen, “Multi-objective Reconfiguration of Power Distribution System Using an ILS Approach,” vol. 1, pp. 555–563, doi: 10.1007/978-3-319-41000-5.

- [40] T. T. Nguyen, T. T. Nguyen, A. V. Truong, Q. T. Nguyen, and T. A. Phung, "Multiobjective Electric Distribution Network Reconfiguration Solution Using Runner-root Algorithm," *Appl. Soft Comput. J.*, 2016, doi: 10.1016/j.asoc.2016.12.018.
- [41] A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, and M. H. Moradi, "Optimal Multiobjective Placement and Sizing of Multiple DGs and Shunt Capacitor Banks Simultaneously Considering Load Uncertainty Via MOPSO Approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 336–349, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.010.
- [42] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis, "A New Approach for Optimum Simultaneous Multi-DG Distributed Generation Units Placement and Sizing Based on Maximization of System Loadability Using HPSO (hybrid Particle Swarm Optimization) Algorithm," *Energy*, vol. 66, no. 1, pp. 202–215, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.12.037.
- [43] Y. M. Shuaib, M. S. Kalavathi, and C. C. Rajan Asir, "Optimal Reconfiguration in Radial Distribution System Using Gravitational Search Algorithm," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 7, pp. 703–715, 2014, doi: 10.1080/15325008.2014.890971.
- [44] A. Kavousi-Fard, T. Niknam, and A. Khosravi, "Multiobjective Probabilistic Distribution Feeder Reconfiguration Considering Wind Power Plants," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 680–691, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.10.028.
- [45] H. Shareef, A. A. Ibrahim, N. Salman, A. Mohamed, and W. Ling Ai, "Power Quality and Reliability Enhancement in Distribution Systems Via Optimum Network Reconfiguration by Using Quantum Firefly Algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 58, pp. 160–169, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.01.013.
- [46] C. Henrique, N. De Resende, M. Henrique, and S. Mendes, "Robust Feeder Reconfiguration in Radial Distribution Networks," *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.*, vol. 54, pp. 619–630, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.08.015.

- [47] L. S. M. Guedes, A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira, and R. R. Saldanha, "A Multiobjective Heuristic for Reconfiguration of the Electrical Radial Network," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 1, pp. 311–319, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2012.2218260.
- [48] L. L. Pfitscher, D. P. Bernardon, L. N. Canha, V. F. Montagner, V. J. Garcia, and A. R. Abaide, "Intelligent System for Automatic Reconfiguration of Distribution Network in Real Time," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 84–92, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.12.007.
- [49] C. H. N. D. R. Barbosa, R. F. Alexandre, and J. A. De Vasconcelos, "A Practical Codification and its Analysis for the Generalized Reconfiguration Problem," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, no. 1, pp. 19–33, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.12.002.
- [50] S. Sivanagaraju, J. V. Rao, and P. S. Raju, "Discrete Particle Swarm Optimization to Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing Discrete Particle Swarm Optimization to Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing," no. August 2013, pp. 37–41, 2008, doi: 10.1080/15325000701735389.
- [51] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, and H. Mokhlis, "A New Approach for Optimum DG Placement and Sizing Based on Voltage Stability Maximization and Minimization of Power Losses," *Energy Convers. Manag.*, vol. 70, no. 1, pp. 202–210, 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.02.015.
- [52] S. Shojaeian and E. Ghandehari, "A Heuristic Multiobjective Method for Radial Distribution Networks Reconfiguration," *Chinese J. Eng.*, vol. 2013, pp. 1–4, 2013, doi: 10.1155/2013/654074.
- [53] G. Li, D. Shi, and X. Duan, "Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Considering the Charging Load of PHEV," pp. 21–26, 2013.
- [54] S. Jazebi and B. Vahidi, "Reconfiguration of Distribution Networks to Mitigate Utilities Power Quality Disturbances," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 91, pp. 9–17, 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2012.04.008.
- [55] R. Hooshmand and S. H. Soltani, "Simultaneous Optimization of Phase

- Balancing and Reconfiguration in Distribution Networks using BF – NM Algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 41, no. 1, pp. 76–86, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.010.
- [56] T. Niknam, A. Kavousi, and A. Sei, “Distribution Feeder Reconfiguration Considering Fuel Cell / Wind / Photovoltaic Power Plants,” vol. 37, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.06.017.
- [57] J. Olamaei, T. Niknam, and S. B. Arefi, “Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Minimization Based on Modified Honey Bee Mating Optimization Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 14, no. August 2014, pp. 304–311, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.934.
- [58] L. Li and C. Xuefeng, “Distribution Network Reconfiguration Based on Niche Binary Particle Swarm Optimization Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 17, pp. 178–182, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.02.080.
- [59] A. R. Malekpour, T. Niknam, A. Pahwa, and A. Kavousi-fard, “Multiobjective Stochastic Distribution Feeder Reconfiguration in Systems with Wind Power Generators and Fuel Cells Using the Point Estimate Method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1483–1492, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2218261.
- [60] N. I. Voropai and B. Bat-Undraal, “Multicriteria Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation,” *J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 2012, 2012, doi: 10.1155/2012/317315.
- [61] M. H. Moradi and M. Abedini, “A Combination of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Optimal DG Location and Sizing in Distribution Systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 66–74, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.08.023.
- [62] A. Garcés, R. A. Hincapié, and R. A. Gallego, “Solución Coordinada del Problema de Reconfiguración de Alimentadores Primarios y Balance de Fases,” vol. 41, no. 1, pp. 31–41, 2012.
- [63] P. Zhang, W. Li, and S. Wang, “Reliability Oriented Distribution Network Reconfiguration Considering Uncertainties of Data by Interval Analysis,” *Int. J.*

- Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 138–144, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.08.026.
- [64] H. D. De Macedo Braz and B. A. De Souza, “Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms with Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 582–593, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2059051.
- [65] T. Niknam, “An Efficient Hybrid Evolutionary Algorithm Based on PSO and HBMO Algorithms for Multiobjective Distribution Feeder Reconfiguration,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 8, pp. 2074–2082, 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.03.029.
- [66] T. Niknam and M. S. Sadeghi, “An Efficient Evolutionary Optimization Algorithm for Multiobjective Distribution Feeder reconfiguration,” vol. 9, pp. 112–117, 2011, doi: 10.1007/s12555-011-0114-6.
- [67] A. Ahuja, S. Das, and A. Pahwa, “An AIS-ACO Hybrid Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration,” *Stud. Comput. Intell.*, vol. 302, no. 3, pp. 19–73, 2010, doi: 10.1007/978-3-642-14013-6_2.
- [68] A. C. Santos, A. C. B. Delbem, J. B. A. London, and N. G. Bretas, “Node-depth Encoding and Multiobjective Evolutionary Algorithm Applied to Large-scale Distribution System Reconfiguration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1254–1265, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2041475.
- [69] H. Falaghi, M. R. Haghifam, and C. Singh, “Ant Colony Optimization Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 268–276, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2005656.
- [70] D. P. Bernardon, V. J. Garcia, A. S. Q. Ferreira, and L. N. Canha, “Electric Distribution Network Reconfiguration Based on a Fuzzy Multicriteria Decision Making Algorithm,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 10, pp. 1400–1407, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2009.04.012.
- [71] J. S. Savier and D. Das, “A Multiobjective Method for Network Reconfiguration,” *Int. J. Eng. Trans. A Basics*, vol. 22, no. 4, pp. 333–350,

2009.

- [72] J. C. Cebrian and N. Kagan, "Reconfiguration of Distribution Networks to Minimize Loss and Disruption Costs Using Genetic Algorithms," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 1, pp. 53–62, 2010, doi: 10.1016/j.epsr.2009.08.005.
- [73] S. Chandramohan, N. Atturulu, R. P. K. Devi, and B. Venkatesh, "Operating Cost Minimization of a Radial Distribution System in a Deregulated Electricity Market Through Reconfiguration Using NSGA Method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 126–132, 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2009.06.023.
- [74] J. Olamaei, T. Niknam, and G. Gharehpetian, "Application of Particle Swarm Optimization for Distribution Feeder Reconfiguration Considering Distributed Generators," *Appl. Math. Comput.*, vol. 201, no. 1–2, pp. 575–586, 2008, doi: 10.1016/j.amc.2007.12.053.
- [75] F. Mendoza, J. L. Bernal-Agustin, and J. A. Domínguez-Navarro, "NSGA and SPEA Applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1938–1945, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.882469.
- [76] A. C. B. Delbem, A. C. P. de Leon Ferreira de Carvalho, and N. G. Bretas, "Main Chain Representation for Evolutionary Algorithms Applied to Distribution System Reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 425–436, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2004.840442.
- [77] Y. Mishima, K. Nara, T. Satoh, T. Ito, and H. Kaneda, "Method for Loss Minimum Reconfiguration Problem of Distribution System by Tabu Search," *IEEJ Trans. Power Energy*, vol. 123, no. 10, pp. 1149–1155, 2003, doi: 10.1541/ieejpes.123.1149.
- [78] Y. Hsiao, "Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration," vol. 19, no. 1, pp. 594–599, 2004.
- [79] B. Venkatesh and R. Ranjan, "Optimal Radial Distribution System Reconfiguration Using Fuzzy Adaptation of Evolutionary Programming," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 775–780, 2003, doi:

10.1016/S0142-0615(03)00046-2.

- [80] C. T. Su and C. S. Lee, "Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-integer Hybrid Differential Evolution," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 3, pp. 1022–1027, 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813641.
- [81] H. Rudnick, I. Harnisch, and R. Sanhueza, "Reconfiguration of Electric Distribution System," *Rev. Fac. Ing. U.T.A.*, vol. 4, no. 3, pp. 1–7, 1997, doi: 10.1002/eej.21015.
- [82] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 9, no. 4, pp. 101–102, 1989, doi: 10.1109/MPER.1989.4310642.

BIBLIOGRAFÍA

AMANULLA, B., CHAKRABARTI, S. y SINGH, S. N. Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss. En: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol.; 27, No. 2 (Abril. 2012); p. 918-926.

CHIANG, H. D. y JEAN-JUMEAU, R., 1990. Optimal network reconfigurations in distribution systems: Part 1: A new Formulation and A Solution Methodology. En: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 5.; No. 3 (Nov. 1990); p. 1568-1574.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 015 de 2018. Bogotá. GREG, 2018.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 143 de 1994. Bogotá. 1994.

DUAN, D. L., LING, X. D., WU, X. Y. y ZHONG, B. Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm. En: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Vol. 64.; No. 1 (Jul. 2014); p. 88-95.

EL-ELA, ABOU, A., EL-SEHIEMY, RAGAB, A., EL-AYAAT. y NORA, K. Multi-objective Binary Particle Swarm Optimization Algorithm for Optimal Distribution System reconfiguration. En: 21a Conferencia Internacional de Sistemas Eléctricos de Oriente Medio (MEPCON) de 2019. (Nov. 2019); p. 435-440.

IEEE STANDARDS ASSOCIATION. Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York. 2012.

KAVOUSHI-FARD, A. y AKBARI-ZADEH, M.R. Reliability Enhancement Using Optimal Distribution Feeder Reconfiguration. En: Neurocomputing. Vol. 106.; (Abril. 2013); p. 1-11.

KERSTING, William, H. Distribution System Modeling and Analysis. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2002. 314p.

KIRAN KUMAR, K., VENKATA RAMANA, N., KAMAKSHIAH, S. y NISHANTH, P.M. State of Art for Nnetwork Reconfiguration Methodologies of Distribution System. En: Journal of Theoretical and Applied Information Technology. Vol. 57.; No. 1 (Nov. 2013). p. 25-40.

LI, Z., ZHANG, Y., BAO, Y., GUO, C., WANG, W. y XIE, Y. Multi-objective Distribution Network Reconfiguration Based on System Homogeneity. En: Power and Energy Society General Meeting, 2012. Vol. 44.; No. 14 (Jul. 2012). p. 69-75.

MAZZA, A., CHICCO, G. y RUSSO, A. Optimal Multiobjective Distribution System Reconfiguration with Multicriteria Decision Making-Based Solution Ranking and Enhanced Genetic Operators. En: International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Vol. 54.; (Ene. 2014). p. 255-267.

MAZZA, A., CHICCO, G., RUSSO, A. y VIRJOGHE, E.O. Multi-Objective Distribution Network Reconfiguration Based on Pareto Front Ranking. En: Intelligent Industrial Systems. Vol. 2.; No. 4 (Dic. 2016). p. 287-302.

MENDOZA, J. E., LÓPEZ, M.E., COELLO COELLO, C.A. y LÓPEZ, E.A. Microgenetic Multiobjective Reconfiguration Algorithm Considering Power Losses and Reliability Indices for Medium Voltage Distribution Network. En: IET Generation, Transmission and Distribution. Vol. 3.; No. 9 (Abril. 2009). p. 825-840.

MISHRA, S., DAS, D. y PAUL, S., 2017. A Comprehensive Review on Power Distribution Network Reconfiguration. En: Energy Systems. Vol. 8.; No. 2 (Marzo. 2016). p. 227-284.

NARIMANI, M. R., VAHED, A. A., AZIZIPANAH-ABARGHOOEE, R. y JAVIDSHARI, M. Enhanced Gravitational Search Algorithm for Multi-objective Distribution Feeder Reconfiguration Considering Reliability, Loss and Operational Cost. En: IET Generation, Transmission and Distribution. Vol. 8.; No. 1 (Jun. 2013). p. 55-69.

NOUDJIEP DJIEPKOP, G, F. Feeder Reconfiguration Scheme with Integration Of Renewable Energy Sources Using A Particle Swarm Optimisation Method. Bellville, 2018, 255p. Trabajo de investigación (Master of Engineering). Cape Peninsula University of Technology.

PATERAKIS, N.G., MAZZA, A., SANTOS, S.F., ERDINC, O., CHICCO, G., BAKIRTZIS, A.G. y CATALAO, J.P.S. Multi-Objective Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using Reliability Indices. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 31.; No. 2 (Marzo. 2016). p. 1048-1062.

RAO, Singiresu.S. Engineering Optimization Theory and Practice. 4.ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2009. 813p.

SEDIGHIZADEH, M., ESMAILI, M. y MAHMOODI, M.M. Reconfiguration of Distribution Systems to Improve Reliability and Reduce Power Losses Using Imperialist Competitive Algorithm. En: Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering. Vol. 13.; No. 3 (Nov. 2017). p. 287-302.

SHORT, Tom. A. Electric Power Distribution Handbook. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2004. 762p.

SOROUDI, Alireza. Power System Optimization Modeling in GAMS. Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2017. 309P.

ZAPATA, Carlos. J. Confiabilidad en Ingeniería. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011. 154p.

ZAPATA, Carlos. J., 2016. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2016. 30p.

ZHU, Jizhong. Optimization Power System Operation. New Jersey: John Wiley & Sons, 2015. 665p.

ANEXOS

ANEXO A. ESTADO DEL ARTE DE LA RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA MULTIOBJETIVO

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
Optimal Distribution Network Reconfiguration through Integration of Cycle-Break and Genetic Algorithms [37]	Rade Čadenović Damir Jakus Petar Sarajčev Josip Vasilj 2018	Algoritmo de interrupción de ciclo	Minimizar las pérdidas del sistema Balance de cargas	Presenta un novedoso algoritmo de interrupción del ciclo en combinación con algoritmos genéticos (GA) para encontrar la topología de red de distribución óptima. El algoritmo de interrupción de ciclo se basa bien sea en la matriz de adyacencia (AM) o en ciclos elementales (EC). En los algoritmos genéticos resulta importante una generación produzca una población apta, de lo contrario la convergencia se ve limitada, con tasas muy pobres. El algoritmo de interrupción de ciclo ayuda a resolver estos problemas, asegurado la buena transferencia de material genético de una generación a otra, esto se traduce en el cumplimiento de la radialidad y conectividad, al igual que las demás restricciones. Mediante los algoritmos de interrupción del ciclo se genera la población inicial, el cruce y el proceso de mutación, esto permite mejorar el rendimiento de los algoritmos genéticos en términos de soluciones de calidad y velocidades de convergencia. La efectividad del modelo se prueba en redes estándar para sistemas de 70, 136 y 880 nodos.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Electrical Power Distribution System Reconfiguration of a Real-Life Grid in Croatia [38]	Branimir Novoselnik Martin Bolfek Marin Bošković Mato Baotić 2017	Inteligencia artificial: Algoritmo de control predictivo de modelo no lineal- (MMP)	Minimizar las pérdidas del sistema Potencia de generadores controlables	Aborda el problema de la reconfiguración de SDEE considerando la dinámica del sistema. los autores validan el algoritmo de control predictivo de modelo no lineal- (MMP), planteando como objetivo, encontrar la topología óptima de una red radial, así como las potencias óptimas para los generadores controlables y las unidades de almacenamiento de energía que minimizarán las pérdidas de potencia activa, mientras satisfacen todas las restricciones del sistema. La validación del algoritmo desarrollado se implementa en un estudio de caso de un SDEE real en Koprivnica, Croacia.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Multi objective distribution network reconfiguration optimization problem [36]	Hayfa Souifi Omar Kahouli Hsan Hadj Abdallah 2016	Metaheurístico: Algoritmos Genéticos basados en la teoría de grafos. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Reducir costos de inversión.	El problema se resuelve primero optimizando un único objetivo, luego se realiza la optimización multiobjetivo. El documento presenta un nuevo enfoque de flujo de carga. Se implementa en un sistema IEEE de 10 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Biogeography based Optimization for Multi-Objective Reconfiguration Problem in Distribution Networks [10]	S. Aruul Vizhiy R. K. Santhi Alamelu Nachiappan 2016	Metaheurístico: Algoritmo de Optimización basado en biogeografía (BBO), mediante una combinación de Algoritmos Genéticos (GA) y Enjambre de Partículas (PSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión. Maximizar la estabilidad de tensión.	Se emplea una función de Índice de Idoneidad del Hábitat (HSI). Para cada hábitat en la población, se calcula el HSI, después de alterar la topología de la red de acuerdo con el estado de los interruptores abiertos. Los operadores de BBO se aplican para hábitats que no son de élite para maximizar el HSI. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33, 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Multi-Objective Optimization of Electrical Distribution Network Operation	Qi Qia Jianzhong Wu Lu Zhang	Metaheurístico: Algoritmo de Colonia de Hormigas (ACO)	Minimizar las pérdidas del sistema Balance de cargas.	Muestra la efectividad del uso de la reconfiguración y el Soft Open Point (SOP) para mejorar la operación de la red de distribución. Donde SOP es un dispositivo electrónico de potencia instalado en	No, debido a las funciones objetivo abordadas y al

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
Considering Reconfiguration and Soft Open Points [11]	Meng Cheng 2016	Algoritmo Taxi-Cab. Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Maximizar la penetración de generación distribuida.	lugar de puntos normalmente abiertos (NOP) entre alimentadores adyacentes de redes de distribución radial. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos.	enfoque de reconfiguración buscado.
Multi-objective Reconfiguration of Power Distribution System Using an ILS Approach [39]	Abdelkader Dekdouk Hiba Yahyaoui ¹ Saoussen Krichen Abderezak Touzene 2016	Estocástico: Algoritmo de Búsqueda Local Iterada (ILS)	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Una nueva codificación de la solución que evita de manera regular y natural la creación de componentes aislados y bucles cerrados, en cada configuración de red generada. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33, 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos.
Multi-objective electric distribution network reconfiguration solution using runner-root algorithm [40]	Thuan Thanh Nguyen Thang Trung Nguyen Anh Viet Truong Quyen Thi Nguyen Tuan Anh Phung 2016	Metaheurístico: Algoritmo de Runner-Root (RRA) Técnica de Lógica Difusa	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de cargas. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Una nueva técnica aplicada para obtener la reconfiguración óptima multiobjetivo que combina RRA y la técnica de lógica difusa para resolver cinco objetivos. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos.
A Reconfiguration Strategy of Distribution Networks Considering Node Importance [6]	Juan Wen Yanghong Tan Lin Jiang 2016	Inteligencia artificial: Algoritmo de enjambre de partículas cuánticas (QPSO)	Minimizar las pérdidas del sistema Grado de importancia del nodo	Un nuevo algoritmo de reconfiguración que considera la importancia del nodo, siendo este un indicativo de la importancia de la robustez de la estructura del sistema evaluado, indicando la capacidad de la red después de reconfigurada. A cambio de proporcionar una red de topología óptima en detalle, esta estrategia proporciona varios esquemas de reconfiguración con un mejor rendimiento que sirven como guía de la operación. El grado de importancia del nodo se refiere al número de ramas que emanan del nodo, se supone que los nodos con más ramas emanado de este, son más importantes, a pesar de esto hay algunas excepciones. Se plantea que la importancia del nodo depende del grado del nodo y la posición de este en la red. Se prueba en ejemplos ilustrativos implementados en IEEE 33 nodos e IEEE 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Optimal multi objective placement and sizing of multiple DGs and shunt capacitor banks simultaneously considering load uncertainty via MOPSO approach [41]	Arash Zeinalzadeh Younes Mohammadi Mohammad H. Moradi 2015	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA Algoritmo Genético de Pareto Forzado-SPGA Evolución Diferencial Multiobjetivo (MODE) Combinación de Imperialismo Competitivo (ICA) con Algoritmos Genéticos (GA)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión. Balance de carga.	Proponen un método que emplea primero las soluciones óptimas de Pareto para resolver el problema y finalmente, la mejor solución óptima se extrae mediante un mecanismo basado en lógica difusa. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos y un sistema de distribución de Portugal.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Multi-objective stochastic Distribution Feeder Reconfiguration from the reliability point of view [34]	Abdollah Kavousi-Fard Taheer Niknam 2014	Metaheurístico: Algoritmo Adaptativo Modificado de Ecolocalización del Murciélago (SAMBA). Agrupamiento difuso. Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad. Disminuir costos de generación de electricidad.	Se emplea el método probabilístico de estimación de dos puntos 2m PEM para construir un marco estocástico, que considera la incertidumbre de los errores de pronóstico de carga activa y reactiva, las variaciones de velocidad del viento y la tasa de fallas y los errores de pronóstico de la tasa de reparación. Esto crea un problema de optimización multiobjetivo discreto, complejo y no lineal con varias restricciones de igualdad y desigualdad que requiere una poderosa herramienta de optimización para escapar de los óptimos locales. A este respecto, se propone un algoritmo de optimización basado en el algoritmo de ecolocalización del murciélago (SAMBA) para explorar el espacio de búsqueda total. El algoritmo propuesto utiliza un enfoque	Los resultados son de interés en cuanto a que se prueba en un sistema IEEE de 33 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
				de modificación adaptativa que incluye tres métodos diferentes para mejorar su capacidad de búsqueda de manera efectiva. Se implementa en un sistema de prueba de IEEE de 33 nodos.	
A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm [42]	M.M. Aman G.B. Jasmon A.H.A. Bakar H. Mokhlis 2014	Metaheurístico: Enjambre Híbrido de Partículas (HPSO).	Minimizar las pérdidas de potencia. Maximizar la cargabilidad. Mejora del perfil de tensión.	Un nuevo enfoque para la colocación y dimensionamiento simultáneo óptimo de múltiples unidades de generación distribuida, basado en la maximización de la capacidad de carga del sistema sin violar las restricciones del sistema. La implementación se realiza en sistemas de prueba de IEEE de 16, 33 y 69 nodos.	No, debido a la metodología empleada. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 16 nodos.
Optimal Reconfiguration in Radial Distribution System Using Gravitational Search Algorithm [43]	Y. Mohamed Shuaib M. Surya Kalavathi C. Christofer Asir Rajan 2014	Metaheurístico: Algoritmo de Búsqueda Gravitacional (GSA)	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión.	Se formula un índice de desviación de volteje que permite calcular la desviación de las tensiones del bus de carga, a partir de los límites recomendados. Este índice se minimiza en el algoritmo propuesto para mejorar la calidad de la energía. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 y 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 y 69 nodos, además se realizan comparaciones con otras metodologías de optimización.
Multi-objective probabilistic distribution feeder reconfiguration considering wind power plants [44]	Abdollah Kavousi-Fard TaHER Niknam Abbas b 2014	Probabilístico: Técnica Optimización Basada en Algoritmo de Enseñanza-Aprendizaje (TLBO) Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Minimizar pérdidas de energía. Disminuir desviaciones de tensión. Disminuir costos de generación de electricidad. Disminuir el total de emisiones producidas.	Propone un método probabilístico que considera la incertidumbre con respecto a los errores de pronóstico de carga activa y reactiva, así como las variaciones de potencia de salida de turbinas eólicas simultáneamente. Para ello se emplea el Método de estimación de puntos (PEM) como una técnica probabilística adecuada para modelar adecuadamente la incertidumbre. Además, se propone un nuevo método de optimización basado en el algoritmo de Optimización de aprendizaje docente modificado auto adaptativo (SAMTLO) para resolver el problema de reconfiguración probabilístico multiobjetivo. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 y un sistema de distribución de 86 nodos dos subestaciones pertenecientes a Taiwán Power Company (TPC).	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
Power quality and reliability enhancement in distribution systems via optimum network reconfiguration by using quantum firefly algorithm [45]	H. Shareef A.A. Ibrahim N. Salman A. Mohamed W. Ling Ai 2014	Metaheurístico: Algoritmo Cuántico de la Luciérnaga (QFA)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Presenta un novedoso método de reconfiguración multiobjetivo, que permite mejorar la calidad de potencia (PQ) y la confiabilidad de los sistemas de distribución de energía eléctrica. El Algoritmo la Luciérnaga (FA) se mejora por medio de la integración de la teoría cuántica. Se implementa en un sistema de prueba de 47 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks [46]	Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa Marcus Henrique Soares Mendes João Antônio de Vasconcelos 2014	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar índice de carga actual Minimizar desviaciones de tensión Minimizar número de suicheos.	Propone un Algoritmo evolutivo multipropósito de intervalo para la reconfiguración de alimentadores de distribución (IMOEA-DFR), que utiliza el análisis de intervalos para realizar la evaluación de la configuración al considerar las incertidumbres en la potencia demandada por los clientes, este permite identificar configuraciones robustas. La aplicación del algoritmo se realiza en un sistema de distribución de 70 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías
A Multiobjective Heuristic for Reconfiguration of the Electrical Radial Network [47]	Lucas S. M. Guedes Adriano C. Lisboa Douglas A. G. Vieira Rodney R. Saldanha 2013	Heurístico: Método de intercambio de ramas (BE) Pareto óptimo para acotar el espacio de búsqueda	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar la corriente.	Un nuevo método de reconfiguración para reducir pérdidas totales de energía y la corriente máxima de las redes radiales, obtiene un plan de cambio factible para todas las soluciones de Pareto. El algoritmo permanece en la región factible con la construcción de un árbol de búsqueda con solo soluciones factibles y no dominadas en cada nivel. El algoritmo se aplicó con éxito a problemas medianos y a gran escala.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
					metodologías de reconfiguración.
Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time [48]	L.L. Pfitscher D.P. Bernardon L.N. Canha V.F. Montagner V.J. Garcia A.R. Abaide 2013	Heurístico: Método de intercambio de ramas (BE) Análisis de jerarquía	Minimizar pérdidas de energía. Mejora de la confiabilidad.	Desarrollo de una metodología de reconfiguración, basado en el método de toma de decisiones multicriterio (proceso de análisis jerárquico) y una herramienta computacional para la reconfiguración automática de la red de distribución en tiempo real, desde el punto de vista de Smart Grid. La metodología propuesta se implementa en un área de concesión de una empresa eléctrica de Brasil. El modelo de red de distribución real consta de 2 subestaciones, 5 alimentadores, 3 generadores distribuidos de 1 MW cada uno, 15 interruptores de conexión, 99 interruptores normalmente cerrados y más de 21,000 consumidores. Los interruptores se controlan remotamente.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
A practical codification and its analysis for the generalized reconfiguration problem [49]	Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa Rafael Federico Alexandre João Antônio de Vasconcelos 2013	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA-II Optimalidad de Pareto para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Minimizar índice de carga actual Minimizar desviaciones de tensión Minimizar número de suicheos.	Propone un enfoque confiable para tratar adecuadamente la restricción de topología que permite la convergencia de algoritmos hacia soluciones óptimas o cuasi óptimas. La formulación matemática, algoritmo y simulación se presentan para el problema de reconfiguración, incorporando un nuevo esquema de representación que es inmune a posibilidades topológicamente inviables. La aplicación del algoritmo se realiza en un sistema de distribución de Brasil de 136 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Discrete Particle Swarm Optimization to Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing [50]	S. Sivanagaraju J. Viswanatha Rao P. Sangameswara Raju 2013	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Discretas (DPSO)	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los alimentadores.	Se emplea un nuevo enfoque que permite simplificar la red de distribución. El problema se formula como un problema de optimización no lineal con una función objetiva de minimizar las pérdidas del sistema y el índice de equilibrio de carga sujeto a restricciones. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 16 y 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
An Efficient Hybrid Big Bang–Big Crunch Algorithm for Multi-objective Reconfiguration of Balanced and Unbalanced Distribution Systems in Fuzzy Framework [12]	Mostafa Sedighzadeh Saeedeh Ahmadi Mohammad Sarvi 2013	Metaheurístico: Enjambre de Partículas (PSO) con Algoritmo del Big Bang - Big Crunch. Lógica difusa multiobjetivo (FMO)	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los alimentadores. Disminuir desviaciones de tensión.	Los tres objetivos a optimizar se difuminan usando una función de membresía difusa traapezoidal, y luego la función de satisfacción difusa general formada, se considera como una función de aptitud y se maximiza durante el proceso de optimización. Se implementa en sistemas de prueba de balanceados de 33 y 94 nodos y un sistema desbalanceado de 25 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
A new approach for optimum DG placement and sizing based on voltage stability maximization and minimization of power losses [51]	M.M. Aman G.B. Jasmon A.H.A. Bakar H. Mokhlis 2013	Metaheurístico: Enjambre de Partículas (PSO). Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Disminuir desviaciones de tensión. Maximizar la estabilidad de tensión.	Propone un nuevo algoritmo que mediante enfoque multiobjetivo permite una colocación y dimensionamiento de unidades de generación distribuida (DG) de manera óptima. Se plantea una función de afinidad que considera la minimización de las pérdidas de potencia y la maximización de la estabilidad de la tensión debido a la búsqueda del bus de tensión más débil, así como al enlace más débil en el sistema. Se emplea el algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO) para resolver el problema multiobjetivo. La implementación se realiza en sistemas de prueba de 12, 30 y 33 y 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
A Heuristic Multiobjective Method for Radial Distribution Networks Reconfiguration [52]	Shahrokh Shojaeian Ebrahim Ghandehari 2013	Metaheurístico: Algoritmo de Tamizado. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión.	Introduce un nuevo algoritmo llamado "Algoritmo de Tamizado", aplicado a la reconfiguración de redes de distribución. Este algoritmo presenta una estructura simple, al igual que alta velocidad y precisión en la convergencia. Su principio de funcionamiento se basa en eliminar estados inviables y reducir el espacio de búsqueda, posteriormente se aplica un método simple para encontrar la respuesta óptima en el espacio restante. Se implementa en un sistema de prueba de IEEE de 16 nodos, comparando su efectividad con otros algoritmos conocidos de optimización.	No, debido a la metodología empleada y las funciones objetivo propuestas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 16 nodos.

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
Multiobjective Distribution Network Reconfiguration Considering the Charging Load of PHEV [53]	Gaowang Li Dongyuan Shi Xianzhong Duan 2013	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Binarias Cuánticas (QBPSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión. Balance de carga.	Presenta un novedoso algoritmo de optimización de enjambre de partículas binarias inspirado en la computación cuántica (QBPSO). Conserva la diversidad de la población y tiene una velocidad de convergencia más rápida y una capacidad de optimización global. El algoritmo QBPSO se usa para obtener el intervalo de tiempo de cada nivel de carga y encontrar los horarios óptimos de la topología de la red de distribución. La metodología implica dos pasos: división del nivel de carga y reconfiguración de la red para cada nivel de carga. En este análisis se consideran dos patrones de carga diferentes de PHEV: carga no coordinada y carga coordinada.	No, debido a las funciones objetivo abordadas y al enfoque de reconfiguración buscado.
Reconfiguration of distribution networks to mitigate utilities power quality disturbances [54]	Saeed Jazebi Behrooz Vahidi 2012	Metaheurístico: Evolución Diferencial (DE) con mejora de la calidad de potencia. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Mejora de la tasa de distorsión armónica (THD). Disminución de hundimientos de tensión (SAG).	Aborda el problema complejo de lidiar con las no linealidades impuestas por los armónicos en las ecuaciones de red, resultando más complicado que el proceso de reconfiguración convencional.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
Simultaneous optimization of phase balancing and reconfiguration in distribution networks using BF–NM algorithm [55]	R. Hooshmand S.H. Soltani 2012	Metaheurístico: Búsqueda de Alimento Bacteriano (BF) combinado con algoritmo Nelder Mead. Lógica difusa multiobjetivo (FMO)	Minimizar las pérdidas del sistema. Minimizar corriente del neutro. Mejorar índice de balance de fases	Se emplea un híbrido entre los algoritmos de búsqueda de Alimento Bacteriano y Nelder Mead (BF-NM) para tratar la complejidad del problema de optimización. Dos características notables de este algoritmo son su acceso rápido a la mejor solución y su alta convergencia. Se usa un método difuso para normalizar las dos funciones objetivo. Se implementa en tres sistemas de prueba de IEEE de 123 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba de IEEE de interés como son los de 16, 33 y 69 nodos.
Distribution feeder reconfiguration considering fuel cell/wind/photovoltaic power plants [56]	Taher Niknam Abdollah Kavousi Fard Alireza Seifi 2012	Metaheurístico: Algoritmo Modificado de Optimización del Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO) Agrupamiento difuso. Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión. Disminuir costos de generación de electricidad. Disminuir el total de emisiones producidas.	Se propone un nuevo proceso de apareamiento en el que se superan las deficiencias que existen en el HBMO original. Durante el proceso de optimización, se encuentra un conjunto de soluciones óptimas no dominadas (Pareto no dominado) que se almacenan en una memoria externa llamada repositorio. Adicional a esto, se emplea la técnica de agrupación difusa para manejar el tamaño del repositorio en los límites especificados. Se adopta un tomador de decisiones basado difuso para seleccionar "el mejor compromiso" entre las soluciones óptimas no dominadas del problema de optimización multiobjetivo. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 y 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas
Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Minimization Based on Modified Honey Bee Mating Optimization Algorithm [57]	Javad Olamaei Taher Niknam sirous badali Arefia a 2012	Metaheurístico: Algoritmo Modificado de Optimización del Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO)	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Se presenta una mejora del algoritmo optimización del Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO), comienza cuando se completa el proceso de reproducción y se generan crías (es decir, crías). En esta etapa, diferentes trabajadores se activarán selectivamente para mejorar la aptitud de la descendencia generada (es decir, la alimentación de las crías). Posteriormente se clasifican según su contribución eficiente en las mejoras de la solución en cada generación. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
Distribution Network Reconfiguration Based on Niche Binary Particle Swarm Optimization Algorithm [58]	Liu Li Chen Xuefeng 2012	Metaheurístico: Enjambre de Partículas (PSO) con Algoritmo de Nicho Binario (NB)	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los alimentadores.	Realiza aportes en cuanto a la codificación en la que se simplifica y se redefine la distancia de separación para dividir grupos de nicho. Inicialmente el grupo de partículas con la modificación de soluciones inviables mientras se actualizan, esto evita el crecimiento de soluciones inviables y supera los problemas del algoritmo de enjambre de partículas (PSO). Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados son de interés en cuanto se prueba en un sistema IEEE de 33 nodos.
Multi-Objective Stochastic Distribution Feeder Reconfiguration in Systems	Ahmad Reza Malekpour Taher Niknam Anil Pahwa	Estocástico: Método de Estimación del Punto (PEM), basado en	Minimizar pérdidas de energía. Disminuir desviaciones de	El método propuesto permite lidiar con objetivos conflictivos propios del problema de reconfiguración, en este la solución óptima no inferior se deriva a través de un método interactivo de satisfacción difusa.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
With Wind Power Generators and Fuel Cells Using the Point Estimate Method [59]	Abdollah Kavousi Fard 2012	Enjambre de Partículas Adaptativo (PSO)	tensión. Disminuir costos de generación de electricidad. Disminuir el total de emisiones producidas.	Se implementa en un sistema de distribución de perteneciente a la Taiwán Power Company (TPC) de 86 nodos, dos subestaciones.	no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Multicriteria Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation [60]	N. I. Voropai B. Bat-Undraal 2012	Metaheurístico: Híbrido entre el Método de Concesiones Sucesivas y Algoritmo de Colonia de Hormigas (ACO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	La eficiencia del funcionamiento del sistema de energía se estudia en función del criterio de pérdidas mínimas de energía activa por reconfiguración de red que se realiza mediante el algoritmo de optimización de colonia de hormigas (ACO). En las condiciones posteriores a la emergencia, el problema del generador en isla se resuelve utilizando el método de formación celular. La prueba se realiza en un sistema de potencia de perteneciente a Mongolia.	No, debido a las funciones objetivo abordadas
A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems [61]	M.H. Moradi M. Abedini 2012	Metaheurístico: Híbrido entre Enjambre de Partículas (PSO) y Algoritmos Genéticos (GA)	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora del perfil de tensión. Mejora de la estabilidad de tensión.	Propone un nuevo algoritmo híbrido, que permite evaluar el sitio y el tamaño de la unidad de generación distribuida (DG) en la red de distribución. El algoritmo genético (GA) busca en el sitio para ubicar DG y PSO optimiza su tamaño. La implementación se realiza en sistemas de prueba de IEEE de 33 y 69 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas
Solución coordinada del problema de reconfiguración de alimentadores primarios y balance de fases [62]	Alejandro Garcés Ricardo A. Hincapié Ramón A. Gallego 2012	Inteligencia artificial: Recocido simulado (SA) y algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas (ACO)	Minimizar las pérdidas del sistema Balance de cargas	Una metodología basada en un híbrido de los algoritmos de recocido simulado (SA) y colonia de hormigas (ACO), para dar solución al problema de reconfiguración óptima, reduciendo las pérdidas de energía en redes primarias de distribución y logrando el balance de fases a través del uso de la curva de carga. Para la reconfiguración se emplea el algoritmo de Recocido Simulado. Para el balance de fases se emplea el algoritmo de optimización basado en Colonia de Hormigas. El algoritmo es puesto a prueba en un sistema IEEE de 37 nodos, implementado en Delphi 7.0.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Reliability-oriented distribution network reconfiguration considering uncertainties of data by interval analysis [63]	Peng Zhang Wenyuan Li Shouxiang Wang 2011	Heurístico: Método de intercambio de ramas (BE), basado en la búsqueda de vecindario con técnica de intervalo. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Mejora de la confiabilidad.	Un nuevo método de reconfiguración orientado a la confiabilidad para mejorar el rendimiento del sistema de distribución. El método utiliza las técnicas de análisis de intervalos para encerrar las incertidumbres de los datos y maximizar la posibilidad de mejorar la confiabilidad y/ o reducir las pérdidas del sistema. Se implementa en un sistema de prueba IEEE de 33 nodos.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés.
Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms with Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches [64]	Helon David de Macêdo Braz Benemar Alencar de Souza 2011	Metaheurístico: Algoritmos Genéticos (GA), con codificación secuencial sustractiva y aditiva. Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar número de suicheos.	La principal contribución es la presentación de un algoritmo genético (GA) con dos codificaciones de red, capaz de representar solo soluciones conectadas radiales sin exigir una topología plana o cualquier operador genético específico. En este algoritmo secuencial el l-ésimo gen depende de la información que se obtenga de todos los genes anteriores. La aplicación del algoritmo se realiza en el sistema de prueba de IEEE de 33 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
An efficient multi-objective HBMO algorithm for distribution feeder reconfiguration [65]	Taher Niknam 2011	Metaheurístico: Algoritmo multiobjetivo de Optimización del Apareamiento de las Abejas Mellíferas (HBMO) Lógica difusa multiobjetivo (FMO) Pareto óptimo para la	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Presenta un nuevo algoritmo MHBMO para el problema de reconfiguración, en este se emplean varias reinas se les considera como un repositorio externo para guardar soluciones no dominadas encontradas durante el proceso de búsqueda. Al tratarse de funciones objetivo de naturaleza diversa, se utiliza una técnica de agrupamiento difuso para controlar el tamaño del repositorio dentro de los límites. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos y un sistema de distribución de perteneciente a la Taiwán Power Company (TPC) de 94 nodos, dos subestaciones.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
		optimización multiobjetivo.			
An Efficient Evolutionary Optimization Algorithm for Multiobjective Distribution Feeder Reconfiguration [66]	Taher Niknam Mokhtar Sha Sadeghi 2011	Metaheurístico: Algoritmo multiobjetivo de Optimización del Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO) Lógica difusa multiobjetivo (FMO) Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Presenta un nuevo enfoque del algoritmo MHBMO en el que se emplea repositorio externo para guardar las soluciones no dominadas que se encuentran durante el proceso de búsqueda. Se utiliza una técnica de agrupamiento difuso para controlar el tamaño del repositorio dentro de los límites debido a que las funciones objetivo no son de la misma naturaleza. Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
An AIS-ACO Hybrid Approach for Multi-Objective Distribution System Reconfiguration [67]	Ashish Ahuja Sanjoy Das Anil Pahwa 2010	Metaheurístico: Método híbrido Optimización por Colonia de Hormigas (ACO) con Sistemas Inmunes Artificiales (AIS) Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los transformadores. Disminuir desviaciones de tensión.	Propone una hipermutación que permite mejorar la convergencia, basada en feromonas en el algoritmo AIS. El alcance del problema de reconfiguración se ha ampliado para abordar problemas debidos a la restauración durante las contingencias lo más rápido posible. El nuevo marco híbrido AIS-ACO hace posible utilizar la información almacenada en feromonas, que recopilan mientras buscan una solución para la reconfiguración multiobjetivo, para resolver el problema de restauración.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
Node-Depth Encoding and Multiobjective Evolutionary Algorithm Applied to Large-Scale Distribution System Reconfiguration [68]	A. C. Santos A. C. B. Delbem J. B. A. London N. G. Bretas 2010	Metaheurístico: Algoritmo Evolutivo (AE) Suma ponderada para la optimización multiobjetivo.	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar número de suicheos. Minimizar número de salidas de servicio.	Tanto la reducción de pérdidas como la restauración del servicio son dos problemas computacionalmente complejos. Para redes a gran escala, la formulación del problema habitual tiene miles de ecuaciones de restricción. La codificación de profundidad de nodo (NDE) permite modelar problemas de sistemas de distribución que elimina varias ecuaciones de restricción de la formulación habitual, lo que simplifica la solución del problema. Un algoritmo evolutivo (EA) multiobjetivo modela adecuadamente varios objetivos y restricciones. Se prueba en redes a gran escala de 632 a 5166 nodos con tiempos de solución relativamente bajos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración
Ant Colony Optimization-Based Method for Placement of Sectionalizing Switches in Distribution Networks Using a Fuzzy Multiobjective Approach [69]	Hamid Falaghi Mahmood-Reza Haghifam Chanan Singh 2009	Metaheurístico: Optimización por Colonia de Hormigas (ACO). Lógica difusa multiobjetivo (FMO)	Mejora de la confiabilidad. Costo de seccionar los interruptores.	Los resultados de la simulación resaltan la eficiencia computacional y demuestran aún más la capacidad de aplicar el algoritmo ACO a la ubicación de interruptores de seccionamiento (SSP) en redes de distribución reales con fuentes DG. El enfoque propuesto se ha aplicado a un sistema de prueba y una red de distribución real, y la efectividad del método basado en ACO para resolver este problema de optimización combinatoria. Se evalúan diversas situaciones en la planificación a través de diferentes estudios de casos completos.	No, debido al enfoque que se da a las funciones objetivo abordado.
An efficient hybrid evolutionary algorithm based on PSO and HBMO algorithms for multi-objective Distribution Feeder Reconfiguration [27]	Taher Niknam 2009	Metaheurístico: Enjambre de Partículas Discretas (DPSO) con Algoritmo de Optimización del Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO)	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los alimentadores. Disminuir desviaciones de tensión. Minimizar número de suicheos.	Presenta un nuevo enfoque en el cual las funciones objetivo se consideran como un vector y el objetivo es maximizar la distancia entre el vector de función objetivo y el peor vector de función objetivo mientras se cumplen las restricciones. Se emplea un híbrido entre los algoritmos de Apareamiento de las Abejas Melíferas (HBMO) y Enjambre de Partículas Discretas (DPSO). Se implementa en sistemas de prueba de IEEE de 33 nodos y un sistema de distribución de 70 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
Electric distribution network reconfiguration based on a fuzzy multi-criterion decision making algorithm [70]	D.P. Bernardona V.J. Garcia A.S.Q. Ferreira L.N. Canha 2009	Heurístico: Método de intercambio de ramas (BE)	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar el número de usuarios interrumpidos por año	Un nuevo algoritmo heurístico para reducir las pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad de la red reconfigurada. El algoritmo se basa en el criterio de toma de decisiones difusas multicriterio y se implementa en una red de distribución de 96 ramas y 28 interruptores.	No, debido a que se trata de un método heurístico, además no se reportan resultados en sistemas de prueba que puedan ser comparados con otras

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
					metodologías de reconfiguración.
A Multi-Objective Method for Network Reconfiguration [71]	J.S. Savier D. Das 2009	Heurístico: Método de intercambio de ramas mejorado (BE)	Minimizar las pérdidas del sistema. Balance de carga de los transformadores. Disminuir desviaciones de tensión.	Define una regla heurística para apertura y cierre de interruptores de enlace y seccionamiento. Se implementa en sistemas de prueba de 69, 72 y 152 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas y a la técnica de solución empleada. Los resultados son de interés para el sistema de prueba de 69 nodos.
Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms [72]	Juan Carlos Cebrian Nelson Kagan 2009	Metaheurístico: Algoritmos genéticos (GA) Algoritmo de Prim y Kruskal para generar árboles de expansión mínimos	Minimizar costos de interrupciones Irrupciones de larga duración e interrupción de procesos al cliente	Desarrollo de una metodología que considera los índices de calidad de energía, como las interrupciones de larga duración y las interrupciones del proceso del cliente debido a caídas de tensión, mediante el uso del método de simulación Montecarlo. Las topologías con respecto a la población inicial se producen aleatoriamente, de modo que las configuraciones radiales se producen a través de los algoritmos Prim y Kruskal que construyen rápidamente árboles de expansión mínima. La implementación de la metodología se realizó en dos sistemas de distribución: La primera red es un sistema de distribución de 23 kV con 14 buses y 3 interruptores. El segundo caso es una red de 135 nodos con 21 interruptores, ubicados en Tres Lagoas, estado de Mato Grosso, Brasil.	No, debido a que las funciones objetivo no son afines a las de interés (reducir pérdidas de energía y mejorar índices de confiabilidad), además los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Operating cost minimization of a radial distribution system in a deregulated electricity market through reconfiguration using NSGA method [73]	S. Chandramohan Naresh Atturulu R.P. Kumudini Devi B. Venkatesh 2009	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA Pareto óptimo para la optimización multiobjetivo.	Minimizar costos de operación Minimizar costos totales de interrupción	Propone un esquema para la determinación de una combinación de ramificaciones, que tengan el menor costo operativo, la mejor confiabilidad operativa y el mejor perfil de tensión. La aplicación del algoritmo se realiza en sistemas de prueba de IEEE de 33 y 69 nodos.	No, debido a que las funciones objetivo no son afines a las de interés (reducir pérdidas de energía y mejorar índices de confiabilidad)
Application of particle swarm optimization for distribution feeder reconfiguration considering distributed generators [74]	J. Olamaei T. Niknam G. Gharehpetian 2008	Metaheurístico: Enjambre de Partículas (PSO)	Minimizar las pérdidas de potencia. Minimizar los costos de la potencia real generada.	Propone un método de reconfiguración basado en enjambre de partículas (PSO), para minimizar las pérdidas del sistema y minimizar los costos de la potencia generada, en presencia de generación distribuida.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
NSGA and SPEA Applied to Multiobjective Design of Power Distribution Systems [75]	Franklin Mendoza José L. Bernal Agustín José A. Dominguez Navarro 2006	Metaheurístico: Algoritmo Genético de Clasificación No Dominado-NSGA Algoritmo Genético de Pareto Forzado-SPGA	Minimización de costos. Mejora de la confiabilidad.	Compara dos métodos basados en algoritmos evolutivos (NSGA y SPEA) para resolver el problema multiobjetivo de la reconfiguración del sistema de distribución de energía. Ambos métodos encuentran el frente de Pareto para minimizar dos funciones objetivas, sujetas a las restricciones de la red. Los resultados alcanzados muestran que tanto SPEA como NSGA ofrecen una eficiencia similar para resolver el problema de optimización multiobjetivo establecido, al cual se le pueden integrar más funciones objetivo de acuerdo a la necesidad. Se implementa sobre un sistema de distribución consistente en 41 nodos, dos subestaciones de 20 MVA cada una y 73 rutas posibles.	No, a pesar de usar un método Metaheurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Main Chain Representation for Evolutionary Algorithms Applied to Distribution System Reconfiguration [76]	Alexandre C. B. Delbem Andre Carlos Ponce de Leon Ferreira de Carvalho Newton G. Bretas 2005	Metaheurístico: Algoritmos Evolutivo (EA) cerca de Programación Evolutiva (EP) con representación de cadena gráfica.	Minimizar las pérdidas del sistema. Planeamiento de la Distribución.	Propone una codificación de árbol y dos operadores genéticos para mejorar el rendimiento del algoritmo evolutivo (EA) para problemas de reconfiguración de sistemas a gran escala. El rendimiento alcanzado sugiere que la metodología propuesta puede proporcionar una alternativa eficiente para los problemas de reconfiguración. Se implementa en un sistema de prueba de 86 nodos, 28 interruptores, 3 subestaciones y 8 alimentadores.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.

Nombre del artículo	Autores /Año de la publicación	Método de optimización	Función Objetivo	Resultados obtenidos/Detalle de la implementación	Documento candidato
Method for Minimum-Loss Reconfiguration of Distribution System by Tabu Search [77]	Yuji Mishima Koichi Nara Taiji Satoh Takamitsu Ito Hirotoshi Kaneda 2005	Metaheurístico: Búsqueda Tabú (TS)	Minimizar las pérdidas del sistema en presencia de Generación Distribuida (GD)	El método propuesto puede encontrar la configuración de pérdida mínima incluso cuando se produce un flujo de potencia inverso debido a generadores distribuidos. Se analizan tres estudios de caso: Generadores distribuidos no conectados, un generador distribuido no conectado, múltiples generadores distribuidos conectados.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration [78]	Ying-Tung Hsiao 2004	Metaheurístico: Lógica difusa multiobjetivo (FMO) adaptada para Programación Evolutiva (EP).	Minimizar las pérdidas del sistema. Minimizar número de suicheos. Disminuir desviaciones de tensión. Mejora de la confiabilidad.	Presenta un algoritmo difuso interactivo para obtener una solución de compromiso. El algoritmo de solución se implementa en C++ con procedimientos interactivos hombre-máquina y se prueba en un sistema Tai-Power de 102-bus con resultados muy prometedores.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración.
Optimal radial distribution system reconfiguration using fuzzy adaptation of evolutionary programming [79]	B. Venkatesh Rakesh Ranjan 2003	Metaheurístico: Lógica difusa multiobjetivo (FMO) basada en el método de intercambio de ramas (BE).	Minimizar las pérdidas de potencia. Disminuir desviaciones de tensión.	Se emplea una técnica de adaptación difusa de la Programación Evolutiva (FEP) como un mecanismo de solución. Esta resulta especialmente adecuada para resolver problemas de optimización con espacio de solución discontinua, cuando se busca el óptimo global. Se implementa en un sistema de prueba de IEEE de 33 nodos.	No, debido a las funciones objetivo abordadas. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés
Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution [80]	Ching-Tzong Su Chu-Sheng Lee 2003	Metaheurístico: Algoritmo Mejorado de Evolución Diferencial Híbrida de Enteros Mixtos (MIHDE)	Minimizar pérdidas de energía. Disminuir desviaciones de tensión.	Desarrolla un algoritmo de solución Mejorado de Evolución Diferencial Híbrida de Enteros Mixtos (MIHDE), para la aplicación al problema de reconfiguración de la red. Este método es útil para operar un sistema existente y planificar un sistema futuro. La prueba se realiza en un modelo IEEE de 16 nodos y en un sistema de distribución de perteneciente a la Taiwán Power Company (TPC) de 83 nodos, dos subestaciones.	No, debido a las funciones objetivo abordadas.
Reconfiguration of electric distribution system[81]	Hugh Rudnick Ildefonso Hamisch Raúl Sanhueza 1997	Heurístico: Método de búsqueda por intercambio de ramas	Minimizar las pérdidas del sistema Balance de cargas	Se presenta una metodología para reconfigurar un SDEE, permitiendo reducir las pérdidas de potencia o logrando el balance del sistema. Los autores definen que los métodos tradicionales de flujo de carga no son aptos para redes de distribución, debido a esto usan el método de suma total de potencias, por tener las mejores características de convergencia. proponen un programa computacional en Turbo Pascal, este es evaluado con diferentes sistemas de prueba, sin embargo, los autores presentan los resultados correspondientes a una red de 13.8 kV que posee tres alimentadores, cuarenta y seis nodos, veintiséis puntos de carga, veintitrés secciones de línea, tres interruptores y veintisiete secciones interruptores, con ocho de ellos normalmente abiertos.	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados no corresponden a sistemas de prueba tradicionales de IEEE que puedan ser comparados con otras metodologías de reconfiguración
Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing [82]	Mesut E. Baran Felix F. Wu 1989	Heurístico: Método de búsqueda por intercambio de ramas	Minimizar las pérdidas del sistema Balance de cargas.	Dos métodos diferentes para calcular el flujo de potencia, permiten obtener diversos grados de exactitud; los métodos propuestos son aptos para flujo de potencia en alimentadores radiales y facilitan la búsqueda de configuraciones radiales relevantes. El equilibrio de carga se logra a través de un índice propuesto al dividir la potencia compleja en el punto de carga, sobre la potencia compleja máxima en el punto de carga. La prueba se realiza en un modelo de 32 nodos, 2 subestaciones y 5 ramas en bucle (líneas de enlace).	No, debido a que se trata de un método heurístico. Los resultados reportados sobre el sistema de prueba son de interés

Tabla A1. Estado del arte de la reconfiguración Óptima Multiobjetivo.

A continuación, se presentan los datos empleados para modelamiento de los sistemas de prueba, el objetivo es que pueda ser construido por el lector.

ANEXO B. DATOS PARA EL CASO 2- SISTEMA IEEE DE 33 NODOS

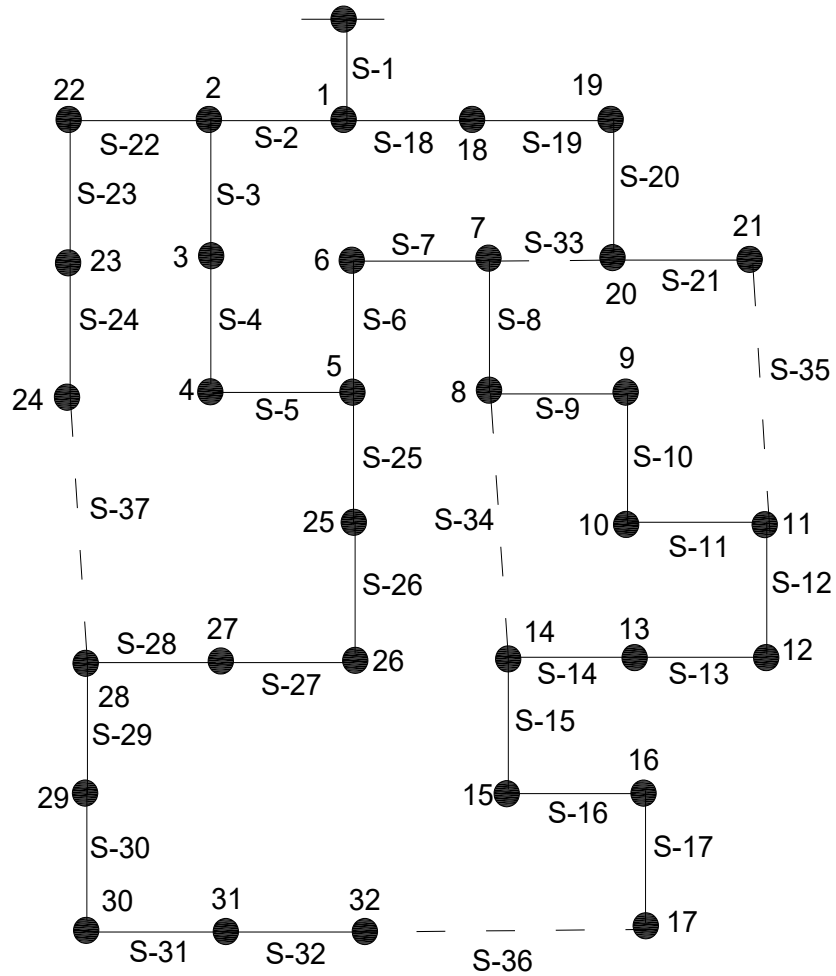


Figura B1. IEEE 33 node Test Feeder- Caso 2.

B1. Parámetros generales del sistema IEEE de 33 de nodos

Los parámetros para construir el modelo IEEE de 33 nodos, no se muestran en este documento debido a que son ampliamente difundidos, para detalles de la implementación referirse a (Mesut E. Baran - Network reconfiguration in distribution systems for los reduction and load balancing 1989)

B2. Implementación en GAMS del Pareto Óptimo

Las siguientes son las funciones objetivo y las restricciones tenidas en cuenta para el desarrollo del Pareto Óptimo.

$$\begin{aligned} \text{of2} = & 0.75*s1 + 1.5*s2 + 0.75*s3 + 0.75*s4 + 2.4*s5 + 1.5*s6 + 1.5*s7 + 2.4*s8 + 2.4*s9 + 0.75*s10 + 0.75*s11 + 2.4*s12 + 1.5*s13 + 1.5*s14 \\ & + 1.5*s15 + 2.4*s16 + 1.5*s17 + 0.75*s18 + 2.4*s19 + \\ & 1.5*s20 + 2.4*s21 + 1.5*s22 + 2.4*s23 + 2.4*s24 + 0.75*s25 + 0.75*s26 + 2.4*s27 + 2.4*s28 + 1.5*s29 + 2.4*s30 + 0.75*s31 + 0.75*s32 + 2.4 \\ & *s33 + 2.4*s34 + 2.4*s35 + 1.5*s36 + 1.5*s37 \end{aligned}$$

$$\text{of1} = 0.0922*I1*I1 + 0.4930*I2*I2 + 0.1640*I18*I18$$

$$s18 + s2 + k1 = s1;$$

$$s3 + s22 + k2 = s2;$$

$$s4 + k3 = s3;$$

$$s5 + k4 = s4;$$

$$s25 + s6 + k5 = s5;$$

$$s7 + k6 = s6;$$

$$k7 = s7;$$

$$s9 + s34 + k8 = s8;$$

$$k9 = s9;$$

$$s9 + k10 = s10;$$

$$s10 + k11 = s11;$$

$$s13 + k12 = s12;$$

$$s14 + k13 = s13;$$

$$k14 = s14;$$

$$s16 + k15 = s15;$$

$$s17 + k16 = s16;$$

$$s36 + k17 = s17;$$

$$s19 + k18 = s18;$$

$$s20 + k19 = s19;$$

$$s21 + s33 + k20 = s20;$$

$$s35 + k21 = s21;$$

$$s23 + k22 = s22;$$

$$s24 + k23 = s23;$$

$$s37 + k24 = s24;$$

$$s26 + k25 = s25;$$

$$s27 + k26 = s26;$$

$$s28 + k27 = s27;$$

$$s29 + k28 = s28;$$

$$s30 + k29 = s29;$$

$$s31 + k30 = s30;$$

$$s32 + k31 = s31;$$

$$k32 = s32;$$

$s_7+s_8+k_{33}=33;$
 $s_{14}+s_{15}+k_{34}=s_{34};$
 $s_{11}+s_{12}+k_{35}=s_{35};$
 $s_{32}+k_{36}=s_{36};$
 $k_{37}=s_{37};$
 $k_1 \cdot I_1=5.3423+k_2 \cdot I_2+k_{18} \cdot I_{18};$
 $k_2 \cdot I_2=4.5618+k_{22} \cdot I_{22}+k_3 \cdot I_3;$
 $k_3 \cdot I_3=6.7052+k_4 \cdot I_4;$
 $k_4 \cdot I_4=3.1298+k_5 \cdot I_5;$
 $k_5 \cdot I_5=2.9754+k_6 \cdot I_6+k_{25} \cdot I_{25};$
 $k_6 \cdot I_6=10.53+k_7 \cdot I_7;$
 $k_{33} \cdot I_{33}=E=10.542+k_8 \cdot I_8+k_7 \cdot I_7;$
 $k_8 \cdot I_8=2.992+k_9 \cdot I_9+k_{34} \cdot I_{34};$
 $k_{10} \cdot I_{10}=2.9933+k_9 \cdot I_9;$
 $k_{11} \cdot I_{11}=2.5597+k_{10} \cdot I_{10};$
 $k_{35} \cdot I_{35}=3.2871+k_{12} \cdot I_{12}+k_{11} \cdot I_{11};$
 $k_{12} \cdot I_{12}=3.2988+k_{13} \cdot I_{13};$
 $k_{13} \cdot I_{13}=6.8578+k_{14} \cdot I_{14};$
 $k_{34} \cdot I_{34}=2.8934+k_{14} \cdot I_{14}+k_{15} \cdot I_{15};$
 $k_{15} \cdot I_{15}=3.0141+k_{16} \cdot I_{16};$
 $k_{16} \cdot I_{16}=3.0253+k_{17} \cdot I_{17};$
 $k_{17} \cdot I_{17}=4.7166+k_{36} \cdot I_{36};$
 $k_{18} \cdot I_{18}=4.52+k_{19} \cdot I_{19};$
 $k_{19} \cdot I_{19}=4.5874+k_{20} \cdot I_{20};$
 $k_{20} \cdot I_{20}=4.6067+k_{21} \cdot I_{21}+k_{33} \cdot I_{33};$
 $k_{21} \cdot I_{21}=4.6244+k_{35} \cdot I_{35};$
 $k_{22} \cdot I_{22}=4.7956+k_{23} \cdot I_{23};$
 $k_{23} \cdot I_{23}=21.908+k_{24} \cdot I_{24};$
 $k_{24} \cdot I_{24}=22.076+k_{37} \cdot I_{37};$
 $k_{25} \cdot I_{25}=3.0611+k_{26} \cdot I_{26};$
 $k_{26} \cdot I_{26}=3.0651+k_{27} \cdot I_{27};$
 $k_{27} \cdot I_{27}=2.9983+k_{28} \cdot I_{28};$
 $k_{28} \cdot I_{28}=6.6102+k_{29} \cdot I_{29}+k_{37} \cdot I_{37};$
 $k_{29} \cdot I_{29}=30.194+k_{30} \cdot I_{30};$
 $k_{30} \cdot I_{30}=7.9283+k_{31} \cdot I_{31};$
 $k_{31} \cdot I_{31}-k_{32} \cdot I_{32}=E=11.147;$
 $k_{32} \cdot I_{32}=E=3.451-k_{36} \cdot I_{36};$
 $5.3426=E=D_1;$
 $D_1+k_2 \cdot I_2+k_{18} \cdot I_{18}=E=I_1;$

$0.75 \cdot s_1+1.5 \cdot s_2+0.75 \cdot s_3+0.75 \cdot s_4+2.4 \cdot s_5+1.5 \cdot s_6+1.5 \cdot s_7+2.4 \cdot s_8+2.4 \cdot s_9+0.75 \cdot s_{10}+0.75 \cdot s_{11}+2.4 \cdot s_{12}+1.5 \cdot s_{13}+1.5 \cdot s_{14}+1.5 \cdot s_{15}+2.4 \cdot s_{16}+1.5 \cdot s_{17}+0.75 \cdot s_{18}+2.4 \cdot s_{19}+$

$1.5*s_{20}+2.4*s_{21}+1.5*s_{22}+2.4*s_{23}+2.4*s_{24}+0.75*s_{25}+0.75*s_{26}+2.4*s_{27}+2.4*s_{28}+1.5*s_{29}+2.4*s_{30}+0.75*s_{31}+0.75*s_{32}+2.4*s_{33}+2.4*s_{34}+2.4*s_{35}+1.5*s_{36}+1.5*s_{37}=L=359.1;$
 $k_1+k_2+k_3+k_4+k_5+k_6+k_7+k_8+k_9+k_{10}+k_{11}+k_{12}+k_{13}+k_{14}+k_{15}+k_{16}+k_{17}+k_{18}+k_{19}+k_{20}+k_{21}+k_{22}+k_{23}+k_{24}+k_{25}+k_{26}+k_{27}+k_{28}+k_{29}+k_{30}+k_{31}+k_{32}+k_{33}+k_{34}+k_{35}+k_{36}+k_{37}=E=33;$

B3. Reconfiguración encontrada por BPSO

Corresponde a la configuración 2, expuesta en la sección 4.2.1.

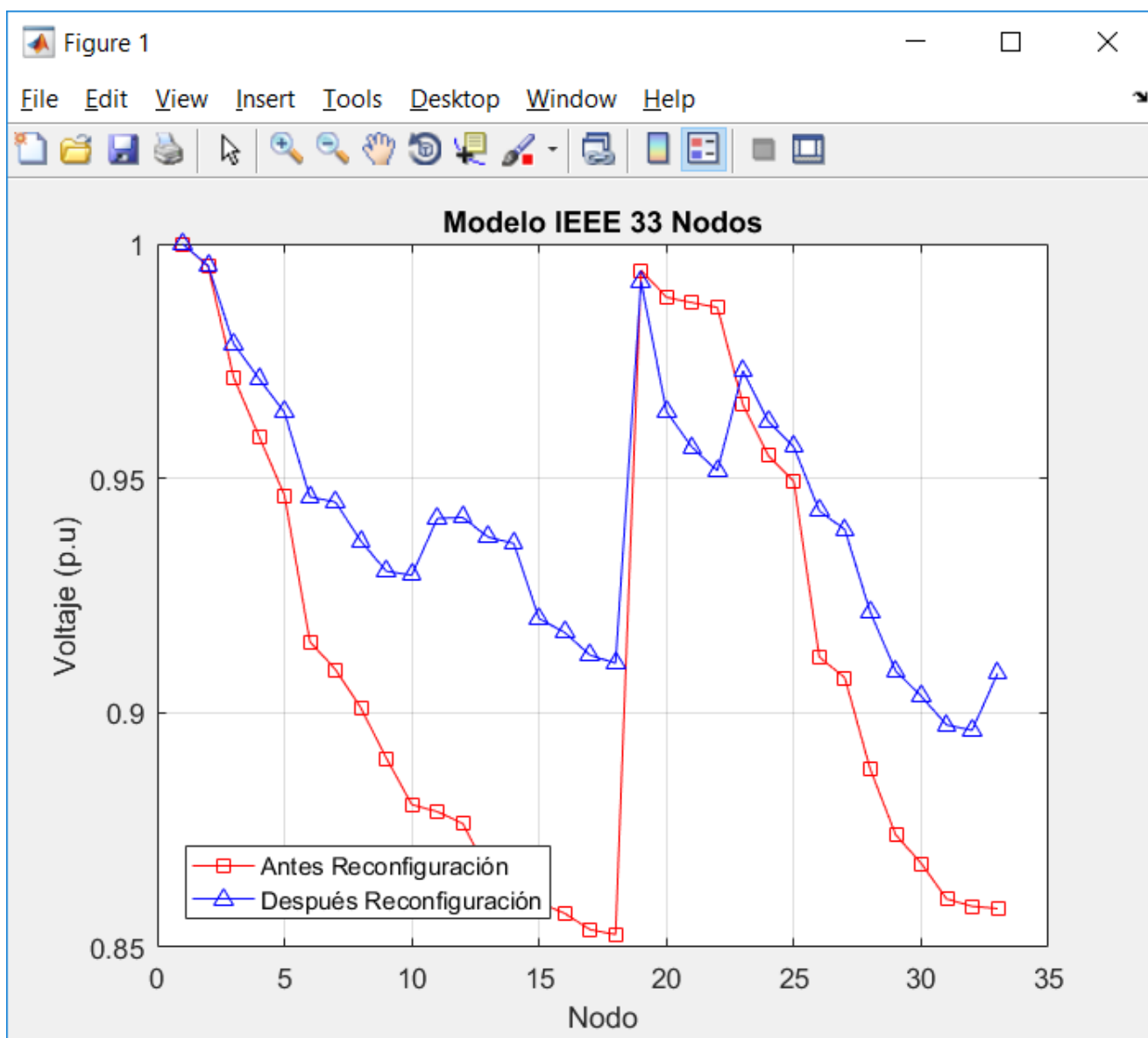


Figura B2. Perfiles de tensión caso 2- Reconfiguración encontrada por BPSO

ANEXO C. DATOS PARA EL MODELO DE RED- OR COLOMBIANO

		Sección de línea	Nodo inicial	Nodo final	Longitud de la línea en [km]
SUBESTACION 10	11	S-1	1	2	0,38
		S-2	2	3	0,47
		S-3	3	4	0,6
		S-4	4	5	0,126
		S-5	5	6	0,38
		S-6	6	7	0,107
		S-7	7	8	0,392
		S-8	6	9	0,6
		S-9	9	10	0,117
		S-10	10	11	0,29
		S-11	9	12	0,562
	13	S-12	1	13	0,405
		S-13	13	14	0,56
		S-14	14	15	0,25
		S-15	15	16	0,588
		S-16	14	17	0,315
	12	S-17	1	18	1,171
		S-18	18	19	1,6
		S-19	19	20	0,218
		S-20	20	21	0,18
		S-21	21	22	0,085
		S-22	22	23	0,1
		S-23	23	24	0,18
		S-24	24	25	0,24
		S-25	20	26	0,24
		S-26	26	27	0,47
		S-27	27	28	0,1
		S-28	27	29	0,202
		S-29	29	30	0,086
		S-30	30	31	0,1
		S-31	26	32	0,186
SUBESTACION 20	21	S-32	1	33	0,2
		S-33	33	34	0,215
		S-34	34	35	0,613
		S-35	35	36	0,206
		S-36	36	37	0,216
		S-37	37	38	0,275
		S-38	38	39	0,1
		S-39	39	40	0,202
		S-40	39	41	0,609
		S-41	41	42	0,117
		S-42	42	43	0,16
		S-43	43	44	0,44
		S-44	45	46	0,28
		S-45	51	45	0,135
		S-46	41	47	0,046
		S-47	47	48	0,105
		S-48	48	49	0,243
		S-49	49	50	0,13
		S-50	51	52	0,45
		22	S-51	52	53
	S-52		53	54	0,62
	S-53		34	54	0,264
	S-54		1	55	0,15
	S-55		55	56	0,367
	S-56		56	57	0,388
	S-57		57	58	0,338
	S-58		58	59	0,256
	S-59		59	60	0,377
	S-60	60	61	0,332	
SUBESTACION 30	31	S-61	1	62	0,38
		S-62	62	63	0,24
		S-63	63	64	0,51
		S-64	64	65	0,11
		S-65	65	66	0,18
		S-66	66	67	0,182
		S-67	67	68	0,5
		S-68	68	69	0,14
		S-69	69	70	0,1
		S-70	69	71	0,21
		S-71	71	72	0,25
		S-72	71	73	0,066
		S-73	73	74	0,33

		Sección de línea	Nodo inicial	Nodo final	Longitud de la línea en [km]
		S-74	1	75	1,019
		S-75	75	76	0,18
		S-76	76	77	0,16
		S-77	77	78	0,19
		S-78	78	79	0,07
		S-79	79	80	0,11
		S-80	80	81	0,59
		S-81	78	82	0,13
		S-82	77	83	0,21
		S-83	83	84	0,1
		S-84	84	85	0,24
		S-85	85	86	0,4
		S-86	86	87	0,165
		S-87	87	88	0,425
		S-88	88	89	0,215
		S-89	89	90	0,15
		S-90	75	91	0,44
		S-91	91	92	0,2
		S-92	92	93	0,18
		S-93	1	94	0,5
		S-94	94	95	0,766
		S-95	95	96	1,03
		S-96	96	97	0,44
		S-97	97	98	0,57
		S-98	98	99	0,111
		S-99	99	100	0,068
		S-100	100	101	2,25
		S-101	95	102	0,915
		S-102	1	103	0,16
		S-103	103	104	0,15
		S-104	104	105	0,277
		S-105	105	106	0,72
		S-106	106	107	0,7
		S-107	107	108	0,122
		S-108	105	109	0,68
		S-109	109	110	0,4
		S-110	7	107	0,12
		S-111	8	105	0,09
		S-112	10	20	0,1
		S-113	12	23	0,2
		S-114	29	32	0,2
		S-115	16	19	0,06
		S-116	17	35	0,05
		S-117	12	50	0,06
		S-118	24	44	0,07
		S-119	46	68	0,17
		S-120	42	52	0,04
		S-121	25	66	0,09
		S-122	31	65	0,04
		S-123	28	93	0,08
		S-124	27	63	0,03
		S-125	30	75	0,09
		S-126	11	62	0,05
		S-127	90	91	0,05
		S-128	87	96	0,06
		S-129	81	101	0,08
		S-130	44	45	0,06
		S-131	106	110	0,06

Tabla C1. Secciones de línea y longitud.

La tabla C2. Presenta la información referente a la carga y número de usuarios concentrados en los nodos.

	Nodo	Cargas					Usuarios
		P [kW]	Q [kVar]	S [kVA]	fp		
SUBESTACIÓN 10	11	2	285,93	138,48	317,7	0,9	1255
		3	502,92	243,58	558,8	0,9	4
		4	185,67	89,92	206,3	0,9	815
		5	314,64	152,39	349,6	0,9	1381
		6	637,2	308,61	708	0,9	4
		7	278,91	135,08	309,9	0,9	1224
		8	601,47	291,31	668,3	0,9	4
		9	36,63	17,74	40,7	0,9	161
		10	188,28	91,19	209,2	0,9	826
		11	102,87	49,82	114,3	0,9	451
		12	246,69	119,48	274,1	0,9	1083
		13	228,96	110,89	254,4	0,9	1120
	13	14	119,52	57,89	132,8	0,9	585
		15	195,66	94,76	217,4	0,9	2
		16	13,05	6,32	14,5	0,9	64
		17	213,03	103,18	236,7	0,9	3
		18	28,26	13,69	31,4	0,9	68
		19	532,17	257,74	591,3	0,9	1
		20	464,31	224,88	515,9	0,9	2
		21	609,03	294,97	676,7	0,9	2
		22	271,26	131,38	301,4	0,9	662
		23	600,93	291,04	667,7	0,9	2
	12	24	353,16	171,04	392,4	0,9	862
		25	152,55	73,88	169,5	0,9	372
		26	124,29	60,2	138,1	0,9	303
		27	128,07	62,03	142,3	0,9	313
		28	310,77	150,51	345,3	0,9	758
		29	153,54	74,36	170,6	0,9	375
		30	113,04	54,75	125,6	0,9	276
		31	294,84	142,8	327,6	0,9	719
		32	90,45	43,81	100,5	0,9	221
		33	192,15	93,06	213,5	0,9	757
SUBESTACIÓN 20	21	34	38,34	18,57	42,6	0,9	151
		35	18,27	8,85	20,3	0,9	72
		36	136,89	66,3	152,1	0,9	539
		37	831,42	402,68	923,8	0,9	2
		38	199,89	96,81	222,1	0,9	787
		39	647,01	313,36	718,9	0,9	2
		40	709,11	343,44	787,9	0,9	2
		41	5,49	2,66	6,1	0,9	22
		42	87,57	42,41	97,3	0,9	345
		43	175,23	84,87	194,7	0,9	690
	22	44	139,59	67,61	155,1	0,9	550
		45	65,7	31,82	73	0,9	259
		46	68,49	33,17	76,1	0,9	269
		47	232,74	112,72	258,6	0,9	916
		48	139,59	67,61	155,1	0,9	550
		49	162,45	78,68	180,5	0,9	639
		50	43,83	21,23	48,7	0,9	172
		51	309,33	149,82	343,7	0,9	1218
		52	929,07	449,97	1032,3	0,9	3
		53	235,08	113,85	261,2	0,9	925
		54	268,29	129,94	298,1	0,9	1054
		55	272,79	132,12	303,1	0,9	816
31	56	52,65	25,5	58,5	0,9	157	
	57	286,83	138,92	318,7	0,9	1	
	58	25,02	12,12	27,8	0,9	75	
	59	30,69	14,86	34,1	0,9	92	
	60	46,08	22,32	51,2	0,9	138	
	61	413,01	200,03	458,9	0,9	1	
	62	100,98	48,91	112,2	0,9	410	
	63	42,93	20,79	47,7	0,9	174	
SUBESTACIÓN 30	64	64,44	31,21	71,6	0,9	262	
	65	234,09	113,37	260,1	0,9	951	
	66	53,73	26,02	59,7	0,9	218	
	67	292,14	141,49	324,6	0,9	1187	
	68	42,93	20,79	47,7	0,9	174	
	69	109,53	53,05	121,7	0,9	445	
	70	341,55	165,42	379,5	0,9	1	
	71	167,49	81,12	186,1	0,9	681	
	72	143,91	69,7	159,9	0,9	585	
	73	154,62	74,89	171,8	0,9	628	

	Nodo	Cargas				Usuarios	
		P [kW]	Q [kVar]	S [kVA]	fp		
32	74	214,83	104,05	238,7	0,9	872	
	75	87,39	42,32	97,1	0,9	425	
	76	74,79	36,22	83,1	0,9	364	
	77	116,64	56,49	129,6	0,9	1	
	78	66,42	32,17	73,8	0,9	323	
	79	28,71	13,9	31,9	0,9	140	
	80	108,27	52,44	120,3	0,9	526	
	81	239,31	115,9	265,9	0,9	1163	
	82	561,78	272,08	624,2	0,9	2	
	83	37,71	18,26	41,9	0,9	183	
	84	289,53	140,23	321,7	0,9	1408	
	85	32,31	15,65	35,9	0,9	157	
	86	25,11	12,16	27,9	0,9	122	
	87	75,42	36,53	83,8	0,9	366	
	88	86,13	41,71	95,7	0,9	419	
	89	311,13	150,69	345,7	0,9	1505	
	90	64,62	31,3	71,8	0,9	314	
	91	26,91	13,03	29,9	0,9	131	
	92	71,19	34,48	79,1	0,9	346	
	93	3,6	1,74	4	0,9	17	
	33	94	199,35	96,55	221,5	0,9	709
		95	11,7	5,67	13	0,9	42
		96	240,84	116,64	267,6	0,9	1
		97	11,7	5,67	13	0,9	42
		98	10,17	4,93	11,3	0,9	36
		99	45,63	22,1	50,7	0,9	162
		100	14,31	6,93	15,9	0,9	51
		101	19,53	9,46	21,7	0,9	70
		102	119,25	57,76	132,5	0,9	424
		103	116,91	56,62	129,9	0,9	459
	34	104	118,53	57,41	131,7	0,9	465
		105	94,59	45,81	105,1	0,9	371
106		33,39	16,17	37,1	0,9	131	
107		71,28	34,52	79,2	0,9	279	
108		9,99	4,84	11,1	0,9	39	
109		279,99	135,61	311,1	0,9	1	
110		41,76	20,23	46,4	0,9	164	
TOTAL			20.849,76	10.098,05	23.166,42	0,9	43.068

Tabla C2. Demanda máxima y usuarios en los nodos.

C2. Implementación en GAMS del Pareto Óptimo

Las siguientes son las funciones objetivo y las restricciones tenidas en cuenta para el desarrollo del Pareto Óptimo.

$0.685*11*11*k1+0.8472*12*12*k2+1.0815*13*13*k3+0.2271*14*14*k4+.685*15*15*k5+0.1929*16*16*k6+0.7066*17*17*k7+1.8015*18*18*k8+0.2109*19*19*k9+0.5227*110*110*k10+1.030*111*111*k11+0.5834*112*112*k12+0.8066*113*113*k13+0.3601*114*114*k14+0.847*115*115*k15+0.4537*116*116*k16+1.0554*117*117*k17+1.442*118*118*k18+0.3929*119*119*k19+0.3245*120*120*k20+0.1532*121*121*k21+0.1803*122*122*k22+0.3245*123*123*k23+0.4326*124*124*k24+0.4326*125*125*k25+0.8472*126*126*k26+1.803*127*127*k27+0.3641*128*128*k28+0.155*129*129*k29+0.1803*130*130*k30+0.3353*131*131*k31+0.3605*132*132*k32+0.3875*133*133*k33+1.1049*134*134*k34+0.3713*135*135*k35+0.3893*136*136*k36+0.4957*137*137*k37+0.1803*138*138*k38+0.3641*139*139*k39+1.0977*140*140*k40+0.2109*141*141*k41+0.2884*142*142*k42+0.7931*143*143*k43+0.5047*144*144*k44+0.2433*145*145*k45+0.0829*146*146*k46+0.1893*147*147*k47+0.438*148*148*k48+0.2353*149*149*k49+0.8111*150*150*k50+1.1987*151*151*k51+1.1176*152*152*k52+0.4759*153*153*k53+0.3983*154*154*k54+0.9745*155*155*k55+1.0303*156*156*k56+0.8975*157*157*k57+0.6798*158*158*k58+1.0011*159*159*k59+0.8816*160*160*k60+0.685*161*161*k61+0.4326*162*162*k62+0.9193*163*163*k63+0.1983*164*164*k64+0.3245*165*165*k65+0.3281*166*166*k66+0.9013*167*167*k67+0.2524*168*168*k68+0.1803*169*169*k69+0.3785*170*170*k70+0.4506*171*171*k71+0.119*172*172*k72+0.5948*173*173*k73+1.8367*174*174*k74+0.3245*175*175*k75+0.2884*176*176*k76+0.3245*177*177*k77+0.1262*178*178*k78+0.1983*179*179*k79+1.0635*180*180*k80+0.2343*181*181*k81+0.3785*182*182*k82+0.1803*183*183*k83+0.4326*184*184*k84+0.721*185*185*k85+0.2974*186*186*k86+0.7661*187*187*k87+0.3875*188*188*k88+0.2704*189*189*k89+0.7931*190*190*k90+0.3605*191*191*k91+0.3245*192*192*k92+1.3277*193*193*k93+2.034*194*194*k94+2.7351*195*195*k95+1.1684*196*196*k96+1.5136*197*197*k97+0.2947*198*198*k98+0.1806*199*199*k99+5.9747*1100*1100*k100+2.4297*1101*1101*k101+0.2884*1102*1102+0.2704*1103*1103*k103+0.4993*1104*1104*k104+1.2978*1105*1105*k105+1.2618*1106*1106*k106+0.2199*1107*1107*k107+1.2257*1108*1108*k108+0.721*1109*1109*k110$

$09+0.2163*1110*1110*k110+0.1622*1111*1111*k111+0.1803*1112*1112*k112+0.3605*1113*1113*k113+0.3605*1114*1114*k114+0.0864*1115*1115*k115+0.072*1116*1116*k116+0.1082*1117*1117*k117+0.1262*1118*1118*k118+0.3064*1119*1119*k119+0.0721*1120*1120*k120+0.1622*1121*1121*k121+0.0721*1122*1122*k122+0.1442*1123*1123*k123+0.0541*1124*1124*k124+0.1622*1125*1125*k125+0.0901*1126*1126*k126+0.0901*1127*1127*k127+0.1082*1128*1128*k128+0.1442*1129*1129*k129+0.1082*1130*1130*k130+0.1082*1131*1131*k131=E=OF$

$1682=L=2*s1+2*s2+5*s3+2*s4+2*s5+2*s6+2*s7+5*s8+2*s9+2*s10+5*s11+2*s12+5*s13+2*s14+5*s15+2*s16+8*s17+8*s18+2*s19+2*s20+2*s21+2*s22+2*s23+2*s24+2*s25+2*s26+2*s27+2*s28+2*s29+2*s30+2*s31+2*s32+2*s33+5*s34+2*s35+2*s36+2*s37+2*s38+2*s39+2*s40+2*s41+2*s42+2*s43+2*s44+2*s45+2*s46+2*s47+2*s48+2*s49+2*s50+5*s51+5*s52+2*s53+2*s54+2*s55+2*s56+2*s57+2*s58+2*s59+2*s60+2*s61+2*s62+2*s63+2*s64+2*s65+2*s66+2*s67+2*s68+2*s69+2*s70+2*s71+2*s72+2*s73+8*s74+2*s75+2*s76+2*s77+2*s78+2*s79+5*s80+2*s81+2*s82+2*s83+2*s84+2*s85+2*s86+2*s87+2*s88+2*s89+2*s90+2*s91+2*s92+2*s93+8*s94+8*s95+2*s96+5*s97+2*s98+2*s99+8*s100+8*s101+2*s102+2*s103+2*s104+8*s105+8*s106+2*s107+5*s108+2*s109+2*s110+2*s111+2*s112+2*s113+2*s114+2*s115+2*s116+2*s117+2*s118+2*s119+2*s120+2*s121+2*s122+2*s123+2*s124+2*s125+2*s126+2*s127+2*s128+2*s129+2*s130+2*s131;$

$s2+k1=E=s1;$
 $s3+k2=E=s2;$
 $s4+k3=E=s3;$
 $s5+k4=E=s4;$
 $s6+s8+k5=E=s5;$
 $s7+s110+k6=E=s6;$
 $s111+k7=E=s7;$
 $s9+s11+k8=E=s8;$
 $s10+s112+k9=E=s9;$
 $s126+k10=E=s10;$
 $s113+s117+k11=E=s11;$
 $s13+k12=E=s12;$
 $s14+s16+k13=E=s13;$
 $s15+k14=E=s14;$
 $s115+k15=E=s15;$
 $s116+k16=E=s16;$
 $s18+k17=E=s17;$
 $s115+s19+k18=E=s18;$
 $s112+s25+s20+k19=E=s19;$
 $s21+k20=E=s20;$
 $s22+k21=E=s21;$
 $s113+s23+k22=E=s22;$
 $s118+s24+k23=E=s23;$
 $s121+k24=E=s24;$
 $s31+s26+k25=E=s25;$
 $s124+s28+s27+k26=E=s26;$
 $s28+k27=E=s27;$
 $s114+s29+k28=E=s28;$
 $s125+s30+k29=E=s29;$
 $s122+k30=E=s30;$
 $s114+k31=E=s31;$
 $s33+k32=E=s32;$
 $s53+s34+k33=E=s33;$
 $s116+s35+k34=E=s34;$
 $s36+k35=E=s35;$
 $s32+k36=E=s36;$
 $s38+k37=E=s37;$
 $s40+s39+k38=E=s38;$
 $k39=E=s39;$
 $s46+s41+k40=E=s40;$
 $s120+s42+k41=E=s41;$
 $s43+k42=E=s42;$
 $s118+s130+k43=E=s43;$
 $s119+k44=E=s44;$
 $s130+s44+k45=E=s45;$
 $s47+k46=E=s46;$
 $s48+k47=E=s47;$
 $s49+k48=E=s48;$
 $s117+k49=E=s49;$
 $s45+k50=E=s50;$

s50+k51=E=s51;
s51+k52=E=s52;
s52+k53=E=s53;
s55+k54=E=s54;
s56+k55=E=s55;
s57+k56=E=s56;
s58+k57=E=s57;
s59+k58=E=s58;
s60+k59=E=s59;
k60=E=s60;
s126+s62+k61=E=s61;
s124+s63+k62=E=s62;
s64+k63=E=s63;
s122+s65+k64=E=s64;
s66+k65=E=s65;
s67+k66=E=s66;
s119+s68+k67=E=s67;
s70+s69+k68=E=s68;
k69=E=s69;
s72+s71+k70=E=s70;
k71=E=s71;
s73+k72=E=s72;
k73=E=s73;
s125+s90+s75+k74=E=s74;
s76+k75=E=s75;
s82+s77+k76=E=s76;
s81+s78+k77=E=s77;
s79+k78=E=s78;
s80+k79=E=s79;
s129+k80=E=s80;
k81=E=s81;
s83+k82=E=s82;
s84+k83=E=s83;
s85+k84=E=s84;
s86+k85=E=s85;
s128+s87+k86=E=s86;
s88+k87=E=s87;
s89+k88=E=s88;
s127+k89=E=s89;
s127+s91+k90=E=s90;
s92+k91=E=s91;
s123+k92=E=s92;
s94+k93=E=s93;
s101+s95+k94=E=s94;
s96+k95=E=s95;
s97+k96=E=s96;
s98+k97=E=s97;
s99+k98=E=s98;
s100+k99=E=s99;
s129+k100=E=s100;
k101=E=s101;
s103+k102=E=s102;
s104+k103=E=s103;
s111+s108+s105+k104=E=s104;
s131+s106+k105=E=s105;
s110+s107+k106=E=s106;
k107=E=s107;
s109+k108=E=s108;
S131+k109=E=s109;
k110=E=s110;
k111=E=s111;
k112=E=s112;
k113=E=s113;
k114=E=s114;
k115=E=s115;

k116=E=s116;
 k117=E=s117;
 k118=E=s118;
 k119=E=s119;
 k120=E=s120;
 k121=E=s121;
 k122=E=s122;
 k123=E=s123;
 k124=E=s124;
 k125=E=s125;
 k126=E=s126;
 k127=E=s127;
 k128=E=s128;
 k129=E=s129;
 k130=E=s130;
 k131=E=s131;
 k1*I1=E=14.265+k2*I2;
 k2*I2=E=25.638+k3*I3;
 k3*I3=E=9.2904+k4*I4;
 k4*I4=E=15.663+k5*I5;
 k5*I5=E=31.293+k6*I6+k8*I8;
 k6*I6=E=13.675+k7*I7-k110*I110;
 k7*I7=E=29.372-k111*I111;
 k8*I8=E=1.7883+k9*I9+k11*I11;
 k9*I9=E=9.1867+k10*I10-k112*I112;
 k10*I10=E=5.0167-k126*I126;
 k11*I11=E=12.015-k113*I113-k117*I117;
 k12*I12=E=11.254+k13*I13;
 k13*I13=E=5.8967+k14*I14+k16*I16;
 k14*I14=E=9.6591+k15*I15;
 k15*I15=E=0.64429-k115*I115;
 k16*I16=E=10.519-k116*I116;
 k17*I17=E=1.4123+k18*I18;
 k18*I18=E=23.91+k19*I19+k115*I115;
 k19*I19=E=20.584+k20*I20+k25*I25+k112*I112;
 k20*I20=E=26.837+k21*I21;
 k21*I21=E=11.929+k22*I22;
 k22*I22=E=26.377+k23*I23+k113*I113;
 k23*I23=E=15.478+k24*I24-k118*I118;
 k24*I24=E=6.6815-k121*I121;
 k25*I25=E=5.4831+k26*I26+k31*I31;
 k26*I26=E=5.605+k27*I27+k28*I28;
 k27*I27=E=13.594-k123*I123;
 k28*I28=E=6.7067+k29*I29-k114*I114;
 k29*I29=E=4.9348+k30*I30-k125*I125;
 k30*I30=E=12.865-k122*I122;
 k31*I31=E=3.9891+k114*I114;
 k32*I32=E=9.5617+k33*I33;
 k33*I33=E=1.9406+k34+k53*I53;
 k34*I34=E=0.91306+k35*I35+k116*I116;
 I35=E=6.7592+k36*I36;
 k36*I36=E=40.553+k37*I37;
 k37*I37=E=9.6349+k38*I38;
 k38*I38=E=31.062+k39*I39+k40*I40;
 I39=E=33.96;
 k40*I40=E=0.2609+k41*I41+k46*I46;
 k41*I41=E=4.158+k42*I42-k120*I120;
 k42*I42=E=8.3131+k43*I43;
 k43*I43=E=6.6154+k118*I118-k130*I130;
 I44=E=3.3906-k119*I119;
 k45*I45=E=3.2536+k44*I44+k130*I130;
 k46*I46=E=11.055+k47*I47;
 k47*I47=E=6.6195+k48*I48;
 k48*I48=E=7.6968+k49*I49;
 k49*I49=E=2.0765+k117*I117;

$k50 \cdot I50 = E = 15.323 + k45 \cdot I45;$
 $k51 \cdot I51 = E = 46.182 + k50 \cdot I50 + k120 \cdot I120;$
 $k52 \cdot I52 = E = 11.868 + k51 \cdot I51;$
 $k53 \cdot I53 = E = 13.681 + k52 \cdot I52;$
 $k54 \cdot I54 = E = 13.402 + k55 \cdot I55;$
 $k55 \cdot I55 = E = 2.6027 + k56 \cdot I56;$
 $k56 \cdot I56 = E = 14.267 + k57 \cdot I57;$
 $k57 \cdot I57 = E = 1.2489 + k58 \cdot I58;$
 $k58 \cdot I58 = E = 1.5356 + k59 \cdot I59;$
 $k59 \cdot I59 = E = 2.3139 + k60 \cdot I60;$
 $I60 = E = 20.796;$
 $k61 \cdot I61 = E = 4.9948 + k62 \cdot I62 + k126 \cdot I126;$
 $k62 \cdot I62 = E = 2.1363 + k63 \cdot I63 - k124 \cdot I124;$
 $k63 \cdot I63 = E = 3.2477 + k64 \cdot I64;$
 $k64 \cdot I64 = E = 11.829 + k65 \cdot I65 + k122 \cdot I122;$
 $k65 \cdot I65 = E = 2.7252 + k66 \cdot I66 + k121 \cdot I121;$
 $k66 \cdot I66 = E = 7.7358 + k67 \cdot I67;$
 $k67 \cdot I67 = E = 2.1863 + k68 \cdot I68 + k119 \cdot I119;$
 $k68 \cdot I68 = E = 5.5633 + k69 \cdot I69 + k70 \cdot I70;$
 $I69 = E = 17.338;$
 $k70 \cdot I70 = E = 8.4865 + k71 \cdot I71 + k72 \cdot I72;$
 $k71 \cdot I71 = E = 7.2873;$
 $k72 \cdot I72 = E = 7.8312 + k73 \cdot I73;$
 $I73 = E = 10.868;$
 $k74 \cdot I74 = E = 4.4309 + k75 \cdot I75 + k90 \cdot I90 + k125 \cdot I125;$
 $k75 \cdot I75 = E = 3.814 + k76 \cdot I76;$
 $k76 \cdot I76 = E = 5.9546 + k77 \cdot I77 + k82 \cdot I82;$
 $k77 \cdot I77 = E = 3.3799 + k78 \cdot I78 + k81 \cdot I81;$
 $k78 \cdot I78 = E = 1.4602 + k79 \cdot I79;$
 $k79 \cdot I79 = E = 5.5035 + k80 \cdot I80;$
 $k80 \cdot I80 = E = 12.135 - k129 \cdot I129;$
 $I81 = E = 28.551;$
 $k82 \cdot I82 = E = 1.9188 + k83 \cdot I83;$
 $k83 \cdot I83 = E = 14.711 + k84 \cdot I84;$
 $k84 \cdot I84 = E = 1.6377 + k85 \cdot I85;$
 $k85 \cdot I85 = E = 1.2679 + k86 \cdot I86;$
 $k86 \cdot I86 = E = 3.8026 + k87 \cdot I87 - k128 \cdot I128;$
 $k87 \cdot I87 = E = 4.328 + k88 \cdot I88;$
 $k88 \cdot I88 = E = 15.613 + k89 \cdot I89;$
 $k89 \cdot I89 = E = 3.2423 - k127 \cdot I127;$
 $k90 \cdot I90 = E = 1.3653 + k91 \cdot I91 + k127 \cdot I127;$
 $k91 \cdot I91 = E = 3.6129 + k92 \cdot I92;$
 $k92 \cdot I92 = E = 0.18263 + k123 \cdot I123;$
 $k93 \cdot I93 = E = 9.8257 + k94 \cdot I94;$
 $k94 \cdot I94 = E = 0.58087 + k95 \cdot I95 + k101 \cdot I101;$
 $k95 \cdot I95 = E = 12.039 + k96 \cdot I96 + k128 \cdot I128;$
 $k96 \cdot I96 = E = 0.58547 + k97 \cdot I97;$
 $k97 \cdot I97 = E = 0.50946 + k98 \cdot I98;$
 $k98 \cdot I98 = E = 2.2858 + k99 \cdot I99;$
 $k99 \cdot I99 = E = 0.71687 + k100 \cdot I100;$
 $k100 \cdot I100 = E = 0.97927 + k129 \cdot I129;$
 $I101 = E = 5.9325;$
 $k102 \cdot I102 = E = 5.7347 + k103 \cdot I103;$
 $k103 \cdot I103 = E = 5.8224 + k104 \cdot I104;$
 $k104 \cdot I104 = E = 4.6562 + k105 \cdot I105 + k108 \cdot I108 + k111 \cdot I111;$
 $k105 \cdot I105 = E = 1.6456 + k106 \cdot I106 - k131 \cdot I131;$
 $k106 \cdot I106 = E = 3.513 + k107 \cdot I107 + k110 \cdot I110;$
 $I107 = E = 0.49279;$
 $k108 \cdot I108 = E = 13.826 + k109 \cdot I109;$
 $k109 \cdot I109 = E = 2.0627 + k131 \cdot I131;$
 $k11 + k2 + k3 + k4 + k5 + k6 + k7 + k8 + k9 + k10 + k11 + k12 + k13 + k14 + k15 + k16 + k17 + k18 + k19 + k20 + k21 + k22 + k23 + k24 + k25 +$
 $k26 + k27 + k28 + k29 + k30 + k31 + k32 + k33 + k34 + k35 + k36 + k37 + k38 + k39 + k40 + k41 + k42 + k43 + k44 + k45 + k46 + k47 + k48 + k49 + k50 +$
 $k51 + k51 + k52 + k53 + k54 + k55 + k56 + k57 + k58 + k59 + k60 + k61 + k62 + k63 + k64 + k65 + k66 + k67 + k68 + k69 + k70 + k71 + k72 + k73 + k74 +$
 $k75 + k76 + k77 + k78 + k79 + k80 + k81 + k82 + k83 + k84 + k85 + k86 + k87 + k88 + k89 + k90 + k91 + k92 + k93 + k94 + k95 + k96 + k97 + k98 + k99 +$
 $k100 + k101 + k102 + k103 + k104 + k105 + k106 + k107 + k108 + k109 + k110 + k111 + k112 + k113 + k114 + k115 + k116 + k117 + k118 + k119 +$

$k_{120}+k_{121}+k_{122}+k_{123}+k_{124}+k_{125}+k_{126}+k_{127}+k_{128}+k_{129}+k_{130}+k_{131}=E=109;$

C3. Reconfiguración encontrada por BPSO

Corresponde a la configuración 1, expuesta en la sección 4.3.3.

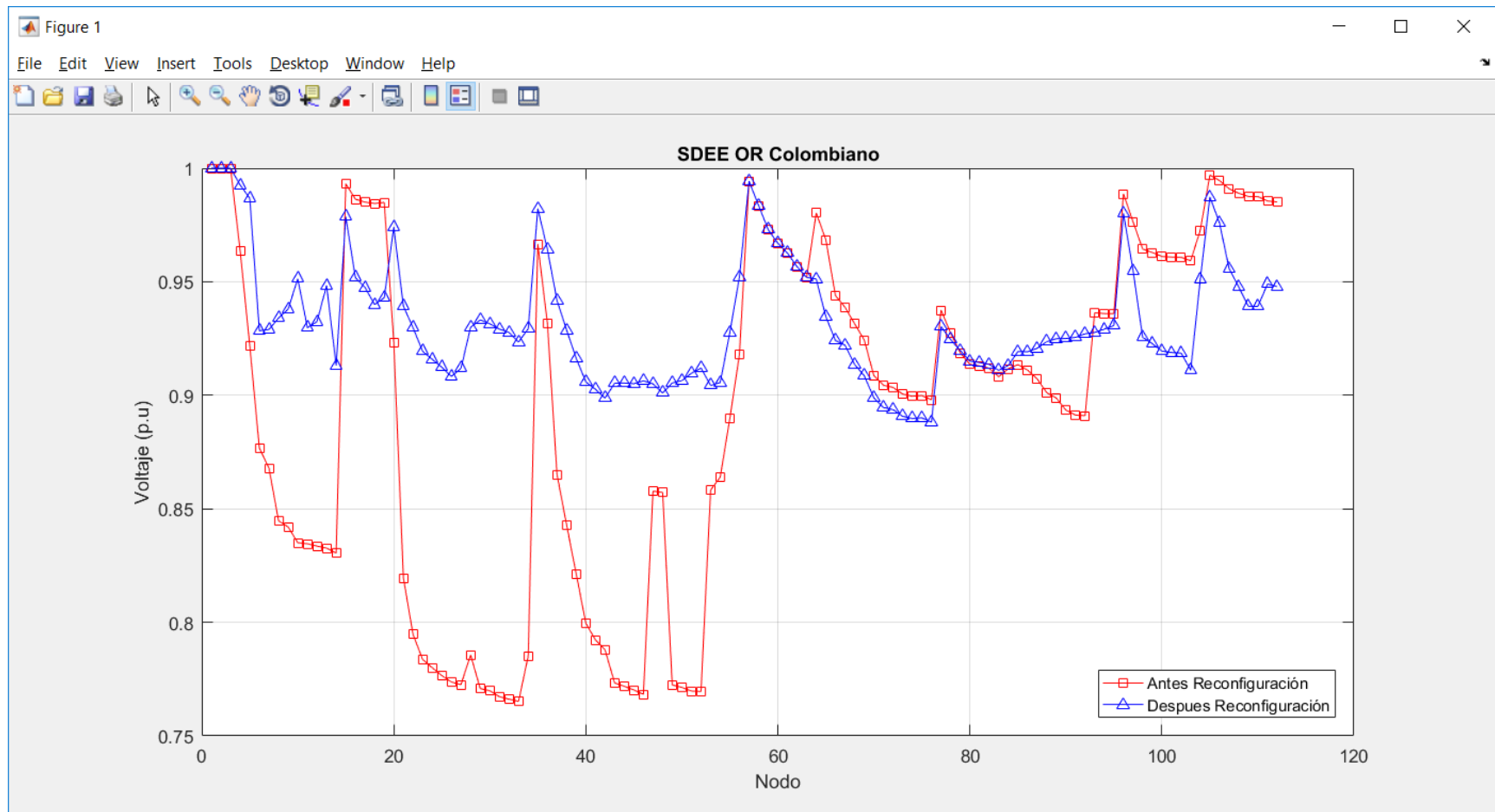


Figura C1. Perfiles de tensión caso 3- Reconfiguración encontrada por BPSO