

# UCUENCA

## Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes

**Reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución en medio voltaje,  
utilizando técnica metaheurística**


Trabajo de titulación previo a la  
obtención del título de Magíster  
en Electricidad, Mención Redes  
Eléctricas Inteligentes

**Autor:**

Juan Xavier Andrade Guerrero

**Director:**

Pablo Daniel Robles Lovato

ORCID:  0000-0001-8673-3974

**Cuenca, Ecuador**

2023-09-27

## Resumen

La reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución en medio voltaje es una técnica útil para obtener un óptimo desempeño del sistema ante fallas provocadas por eventos de fuerza mayor (choques, desastres naturales), teniendo en consideración restricciones del sistema preestablecidas. El presente estudio aborda esta problemática en 4 etapas, la primera mediante OSM georreferencia el área de estudio, la segunda etapa ubica geográficamente la infraestructura de la red (postes, transformadores), la tercera etapa mediante la información obtenida en las etapas 1 y 2, analiza a través de la técnica metaheurística enfocada en el algoritmo de PRIM y el uso de *minimum spanning tree* (MST), que tiene como restricciones minimizar la longitud total del sistema, manteniendo un sistema radial y maximizando el número de nodos conectados lo que permite analizar la efectividad del algoritmo frente a eventos de falla en el sistema demostrando su efectividad así como los tiempos de procesamiento computacional, se parametriza los elementos del sistema y se pone a prueba los casos de estudio mediante flujos de potencia, se evidencia que el sistema se recupera en el caso extremo de fallas simultáneas en diferentes áreas del sistema a pesar de que la afección fue del 43,07%, se analiza el flujo de corriente en el nodo 496 uno de los más alejados de la subestación en el que se evidencia una disminución del 78,59% debido al reparto de cargas.

*Palabras clave:* sistemas de distribución, árbol de expansión mínima, reconfiguración del sistema, topología del sistema



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

### Abstract

The reconfiguration of medium voltage distribution power systems is a useful technique to obtain optimum system performance in the event of failures caused by force majeure events (shocks, natural disasters), taking into consideration pre-established system restrictions. The present study addresses this problem in 4 stages, the first by means of OSM georeference the study area, the second stage geographically locates the network infrastructure (poles, transformers), the third stage using the information obtained in stages 1 and 2 is analyzed using metaheuristic technique focused on the PRIM algorithm and the use of minimum spanning tree (MST), The algorithm's effectiveness in the face of system failure events is subsequently analyzed by means of case studies, demonstrating its effectiveness and short computational processing times, to validate the results of the algorithm from the electrical point of view through the use of the Cymdist tool, the system elements are parameterized and the case studies are tested through power flows, it is evidenced that the system recovers in the extreme case of simultaneous failures in different areas of the system despite the fact that the affection was 43.07%, the current flow is analyzed in node 496 one of the most distant from the substation in which a decrease of 78.59% is evidenced due to the load sharing.

*Keywords:* distribution system, minimum spanning tree, network reconfiguration, system topology



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

**Repositorio Institucional:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

## Índice de contenido

1	Introducción .....	9
2	Trabajos relacionados.....	10
3	Formulación del problema.....	13
3.1	Metodología .....	14
3.2	Área Georreferenciada e infraestructura de la red. ....	14
3.3	Algoritmo. ....	15
3.4	Parametrización y construcción de SD en CYME.....	17
4	Casos de estudio. ....	20
4.1	Caso de estudio 1. Falla en un ramal del sistema. ....	21
4.2	Caso de estudio 2. Fallas simultaneas en el sistema. ....	22
4.3	Caso de estudio 3. Falla en cabecera del alimentador. ....	23
5	Análisis y discusión.....	24
6	Conclusiones. ....	26
7	Recomendaciones. ....	26

## Índice de figuras

Figura 1. Macroproceso de reconfiguración de redes de distribución.....	14
Figura 2. Diagrama de flujo para la reconfiguración de la red de distribución.....	14
Figura 3. Cartografía georreferenciada de predios y calles del sistema de distribución.....	15
Figura 4. Diagrama de flujo.....	16
Figura 5. MST óptimo del sistema de medio voltaje. ....	17
Figura 6. Diagrama caso inicial. ....	20
Figura 7. Casos de estudio. ....	21
Figura 8. Case 1 – Falla en un ramal del sistema – Simulación CYME. ....	22
Figura 9. Case 2 – Fallas simultaneas en el sistema – Simulación CYME. ....	23
Figura 10. Caso 3 – Falla en cabecera del alimentador – Simulación CYME. ....	23
Figura 11. Caídas de voltaje en M.V en puntos críticos del sistema.....	25
Figura 12. Perfiles de Voltaje, Corriente, kVA en el nodo 496. ....	25

**Índice de tablas**

Tabla 1. Resumen de artículos relacionados con la reconfiguración del SED. ....	13
Tabla 2. Nomenclatura y descripción. ....	13
Tabla 3. Parametrización de los elementos del SD. ....	17
Tabla 4. Parámetros de simulación. ....	18
Tabla 5. Potencia instalada y carga por tipo de transformador. ....	18
Tabla 6. Distribución de los transformadores en la red. ....	19
Tabla 7. Detalles de los casos de estudio. ....	20
Tabla 8. Características de procesamiento del algoritmo. ....	21
Tabla 9. Porcentaje del sistema afectado en cada caso de estudio. ....	24
Tabla 10. Caídas de voltaje en M.V en puntos críticos del sistema. ....	24
Tabla 11. Análisis de perfiles de voltaje, corriente y kVA en el nodo 496. ....	26

## Agradecimiento

A mi familia que con mucha paciencia me ha visto arduamente trabajar noches interminables en la búsqueda del crecimiento profesional y que han estado con la mano en mi hombro dándome aliento en los momentos que más necesitaba y que creía que la meta estaba demasiado lejos, gracias a ustedes hoy estoy cumpliendo este sueño, les estaré siempre agradecido por sus palabras de apoyo, las amo.

De manera especial a mi director Pablo Robles la persona que viabilizó este sueño y que ha estado guiando mis pasos en este trayecto, siempre motivando, dando soluciones a los problemas encontrados en el camino y pendiente de los avances, a ti debo estos nuevos conocimientos adquiridos que estoy seguro formaran parte de mi vida laboral futura, gracias por el tiempo dedicado te estaré siempre agradecido.

Le doy gracias a Dios por guiar mi camino, sin él no podría ser la persona que soy.

## Dedicatoria

A mi esposa Lore y a mis hijas Paula, Valentina y Victoria que con mucha entereza han estado a mi lado apoyándome siempre para conseguir estos logros que no son míos sino de ellas, gracias princesas las amo con todo mi corazón.



## 1 Introducción

Durante las últimas décadas, los profesionales eléctricos han enmarcado sus investigaciones en la generación y transporte de energía eléctrica para mejorar la fiabilidad del servicio, optimizar los recursos y así abastecer la demanda energética, mientras que, en los sistemas de distribución de medio voltaje poco o nada se ha profundizado. Este problema se ha ido adaptando y la investigación para optimizar los sistemas de distribución ha ganado terreno (Ahmadi & Martí, 2015).

A medida que la sociedad se volvió más dependiente de suministros tecnológicos como computadoras, electrodomésticos, internet y vehículos eléctricos, entre otros, la mayoría de los cuales requieren directa o indirectamente energía eléctrica, el papel de los sistemas de distribución de media tensión está tomando protagonismo e interés, especialmente por parte de las empresas de servicios públicos.

Por lo tanto, el objetivo principal es fortalecer los actuales sistemas de distribución y hacerlos más eficientes y robustos; urgidos de asegurar que el suministro de energía sea confiable, eficiente y de alta calidad (Tao Chen et al., 2020), para lo cual los sistemas deben ser optimizados, aspectos que son fundamentales para una mejor planificación y satisfacción del cliente.

Sin herramientas de planificación a la hora de diseñar nuevos sistemas y rediseñar los actuales, debido al crecimiento de la población, varios estudios se centran en el desarrollo de metodologías que optimicen los sistemas de distribución (Ashrafi et al., 2021; Pavón et al., 2019). La reconfiguración de redes de medio voltaje es una alternativa que puede ser utilizada como herramienta de planificación, a través de la cual se puede modificar la estructura radial del sistema cambiando el estado de algunos equipos de protección, lo cual mejora significativamente las condiciones de operación y ayuda a mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema (Gautam et al., 2022; Wen et al., 2018).

En este sentido, se han propuesto diversos algoritmos y técnicas para abordar el problema de la reconfiguración, desde la aplicación de metaheurísticas, como algoritmos genéticos, optimización de ballenas (Tiwari & Ravi Babu, 2019), búsqueda tabú (Bosisio et al., 2023), forrajeo bacteriano (De Moraes et al., 2022) y otros, hasta la aplicación de métodos exactos, como la programación lineal y la programación lineal entera mixta.

La metaheurística se basa en el comportamiento de los sistemas naturales y se ha utilizado para resolver una amplia gama de problemas de optimización (Napis et al., 2018). Estos

algoritmos presentan ventajas como la robustez y la capacidad de explorar grandes espacios de búsqueda, lo que los hace ideales para la reconfiguración de redes.

Por otro lado, los métodos exactos requieren menos tiempo computacional para obtener una solución más precisa y óptima, lo que puede ser útil en casos en los que es necesario una solución rápida.

Para el problema de la reconfiguración, la selección del algoritmo y de la técnica dependerá del tamaño de la red y de los objetivos planteados. Por lo tanto, es necesario conocer las ventajas e inconvenientes de cada metodología para elegir la solución más adecuada.

Los sistemas georreferenciados han sido una parte fundamental en los estudios de planificación de los sistemas de distribución; dentro de los software informáticos más utilizados se encuentran ArcGIS, Global Mapper, QGIS y GRASS GIS (Hamza & Chmit, 2022).

Este trabajo se centra en la optimización de los actuales sistemas públicos de distribución de medio voltaje (Quintana & Inga, 2022), utilizando una técnica metaheurística de reconfiguración, sin embargo, el modelo metaheurístico propone mejorar la infraestructura del sistema para obtener el tamaño óptimo de la red de distribución y minimizar los costos globales de la red.

## 2 Trabajos relacionados

Varias investigaciones han abordado la problemática que involucra la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución (DNR), la cual se refiere al proceso de organizar y optimizar la topología de una red eléctrica, con el fin de aumentar la confiabilidad, minimizar la pérdida de energía, mejorar la estabilidad del voltaje y mejorar el balance de carga (Samman et al., 2020; Shaheen & El-Sehiemy, 2020). Esta técnica se ha utilizado para mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos de distribución, y desde entonces se ha profundizado en esta problemática, siendo fundamental el uso de técnicas de optimización basadas en modelos matemáticos, heurísticas, metaheurísticas, a través de diversos tipos de algoritmos optimizando los sistemas eléctricos de distribución (SED), siendo el siguiente paso su automatización.

Una de las primeras etapas de la automatización es la migración de los actuales sistemas eléctricos de distribución a GIS, lo que permite entender de mejor manera la distribución del suministro de energía eléctrica en una determinada área. La georeferenciación proporciona información actual de latitud y longitud de los insumos energéticos, que conforman un SED

(Inga et al., 2018), el propósito de DNR es partir de esta información para obtener una topología óptima, desde una perspectiva práctica, los SED se configuran radialmente para un mejor control y coordinación de sus equipos de protección (Salem Elsaiah et al., 2018), mejorando la confiabilidad y el rendimiento de la red, siendo la robustez de la red, visto desde el punto de flujos de potencias, como uno de los factores vitales que afectan el análisis y el diseño de la estructura topológica ya que esto genera un sobre esfuerzo computacional al momento de resolver este tipo de sistemas con técnicas de optimización, siendo su resultado redes más resistentes, facilitando su restauración en situaciones de fallas mejorando la capacidad de mantener el suministro de energía eléctrica (Guamán & Valenzuela, 2021; Mahdavi et al., 2021), por otro lado, (Son et al., 2021), propone un método de estudio óptimo para robustecer los SED, teniendo en cuenta la resiliencia, menciona sus beneficios desde la perspectiva de planificación a largo plazo que realizan las empresas eléctricas de distribución (EED), a más de los beneficios de control del sistema de distribución.

Los actuales SED, están enfocados en la automatización de los equipos de protección, corte y maniobra en la áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización, mediante el uso de equipos controlados remotamente por telegestión (TG), en el caso de los SED por ejemplo, se usan reconectores e interruptores de protección, operación y contingencia telegestionados, lo cual abre las puertas a los sistemas de distribución inteligentes (Smart Grid) (Bo Zhang et al., 2021; Tierney & Bruneau, 2020), paralelamente se tienen en desarrollo técnicas de optimización basadas en inteligencia artificial y técnicas bioinspiradas, enfocadas en la resiliencia de los SED para garantizar su restauración en el menor tiempo posible ante eventos de fuerza mayor (choques, desastres naturales) (Lotfi et al., 2020), mediante el menor número de actuaciones de sus equipos de protección minimizando el área afectada, lo cual se traduce en reducción de pérdidas técnicas por transporte de energía y mejora en el índice de estabilidad de voltaje.

Para realizar el análisis de los DNR es fundamental el uso de técnicas de optimización, por ejemplo se encuentran los algoritmos matemáticos como es el caso de (Vasquez-Miranda & Vasquez-Villarruel, 2020; Vinicius et al., 2021), que utilizan el algoritmo Dijkstra para reconfigurar sistemas de distribución radiales por distancia lo que permite minimizar los costos de inversión, además que disminuye las pérdidas técnicas por transporte de energía, en (Karimianfard & Haghghat, 2019), se presenta un método de estudio para encontrar puntos de partida favorables al momento de realizar la reconfiguración de los sistemas de distribución basado en programación entero-mixta, esta técnica requiere de información de la topología de la red y ha sido probada en varios sistemas a más de su eficacia en el

cálculo computacional; por otro lado, se han empleado algoritmos heurísticos para tratar los temas de DNR (la técnica de optimización más empleada en la literatura), como es el caso de (Stanislao Pinzón et al., 2020; Valenzuela et al., 2019), en el cual mediante el algoritmo PRIM modificado y el uso de sistemas georreferenciados crea una red de distribución en medio voltaje óptima la cual posee parámetros geográficos (latitud, longitud), que permite ubicar a todos los transformadores del sistema y poder servir a todas las cargas conectadas, en (Gautam et al., 2020; Morad Abdelaziz, 2017; Rommel Vargas et al., 2018) se presenta un algoritmo genético (GA) basado en MST el cual busca una configuración óptima en función de las pérdidas de potencia activa, además, se ha implementado este método en varios sistemas de prueba como el caso de IEEE de 33 y 69 nodos, demostrando su eficacia, por otro lado, un método para resolver la problemática de reconfiguración de alimentadores de distribución (DFR) basado en teoría de grafos el cual encuentra todas las configuraciones radiales de la red (Parlier et al., 2019), que luego, mediante un enfoque de fuerza bruta elige la configuración óptima del sistema; siendo los algoritmos metaheurísticos como (Yodphet et al., 2019), que utiliza el algoritmo Salp Swarm (SSA) para reconfiguración de redes de distribución minimizando las pérdidas de potencia, siendo el esfuerzo computacional notablemente inferior a los algoritmos genéticos (GA) y recocido simulado (SA); de igual manera, en (Villacres & Inga, 2019), se utiliza la teoría de grafos mediante la creación de rutas de mínima expansión (MST) en medio y bajo voltaje provocando un modelo combinatorio de múltiples variables que genera una carga computacional compleja que aumenta exponencialmente según el incremento de nodos, es decir se traduce en tiempo computacional del algoritmo, en (Jamil & Sharma, 2018), se utiliza una metodología basada en ACO, para reconfiguración de sistemas de distribución, el cual tiene como objetivo principal la reducción de pérdidas, el sistema es probado mediante el software MI-power en el sistema de prueba IEEE de 30 buses, observando una reducción significativa de las pérdidas técnicas por transporte de energía, ante fallos permanentes se propone un algoritmo basado en la búsqueda tabú garantizando el restablecimiento y fiabilidad del SED, sin embargo, ha tomado relevancia a partir de la normativa vigentes en las EED, evaluando la calidad del suministro de energía eléctrica en función de la frecuencia y duración de las interrupciones.

En la Tabla 1, se expone un resumen de las citas más relevantes concernientes a la reconfiguración de DNR y se señala los aspectos considerados dentro de la temática abordada, por otra parte, en la Tabla 2, se muestra la nomenclatura empleada.

**Tabla 1.** Resumen de artículos relacionados con la reconfiguración del SED.

Autor, año	Objetivo	Parámetros considerados					Temática				
		Topología	Longitud de la red	Redes en M.V	Sistemas Georeferenciados	DNR	Técnicas de Optimización	Planificación	Resiliencia	MST	Teoría de Grafos
Gadelha, 2021 [2]	Reconfiguración SED	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗	-	✗	✗
Pavón, 2019 [4]	Reconfiguración SED	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Valenzuela, 2019 [5]	Reconfiguración SED	✗	-	✗	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗
Ahmadi, 2014 [13]	Reconfiguración SED	✗	-	✗	-	✗	✗	-	-	✗	✗
Hamza, 2022 [6]	Planificación	✗	-	✗	✗	-	-	✗	-	-	-
Quintana, 2022 [14]	Reconfiguración SED	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Inga, 2018 [15]	Optimización	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗	-	✗	✗
Villacres, 2019 [16]	Optimización	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗	✗	✗	✗
WEN, 2018 [12]	Reconfiguración SED	✗	-	-	-	✗	✗	-	-	-	✗
Guamán, 2021 [23]	Reconfiguración SED	✗	-	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗	✗
Parlier, 2019 [24]	Reconfiguración SED	✗	-	✗	-	✗	-	-	✗	-	✗
Presente trabajo	Reconfiguración SED	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	-	✗	✗

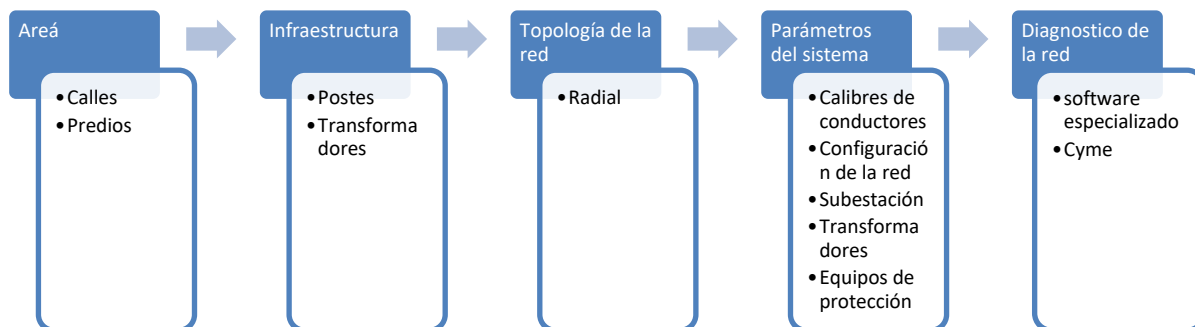
**Tabla 2.** Nomenclatura y descripción.

Nomenclatura	Descripción
ACO	Ant Colony Optimization
CYME	Cymdist
DFR	Distribution Feeder Reconfiguration
DNR	Distribution Network Reconfiguration
EED	Empresa Eléctrica de Distribución
GA	Genetic Algoritim
GIS	Geographic Information System
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MST	Minimum Spanning Tree
MV	Medio voltaje
OSM	Open Street Map
S/E	Subestación
SA	Simulated Annealing
SED	Sistema Eléctrico de Distribución
SIG	Sistema de Información Geográfico
SSA	Salp Swarm Algoritim
TG	Telemangement

### 3 Formulación del problema

Una gran parte de los actuales sistemas de distribución están formados por redes áreas en medio y bajo voltaje, lo cual hace que sean más susceptibles a fallos ocasionados por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que afectan a la continuidad del suministro de energía dejando desconectados a varios transformadores de distribución que dotan del servicio de energía eléctrica a clientes ubicados aguas abajo del punto de falla considerando sistemas radiales, por ello mediante el uso de técnica de optimización como el

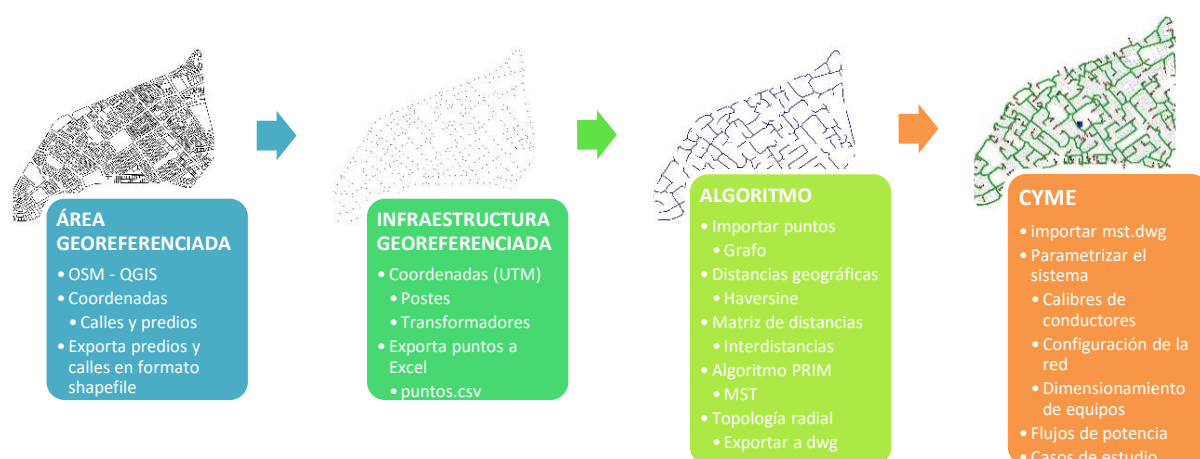
algoritmo PRIM, basado en MST y teoría de grafos, se realiza DNR para restablecer el suministro de energía eléctrica manteniendo una topología radial idónea en el sistema, en la Figura 1 se aprecia el diagrama de flujo planteado para resolver la problemática de reconfiguración de redes de distribución.



**Figura 1.** Macroproceso de reconfiguración de redes de distribución.

### 3.1 Metodología

La técnica empleada consta de 4 etapas, ver Figura 2, la primera consiste en la ubicación geográfica del área motivo de análisis, la segunda crear la infraestructura de la red ubicación de postes y transformadores, la tercera mediante el uso del algoritmo PRIM procesa la información obtenida en la segunda etapa pasando de ser una estructura de datos abstracta a una estructura radial, finalmente en la cuarta etapa esta información se carga en software especializado para análisis y simulación de sistemas eléctricos.

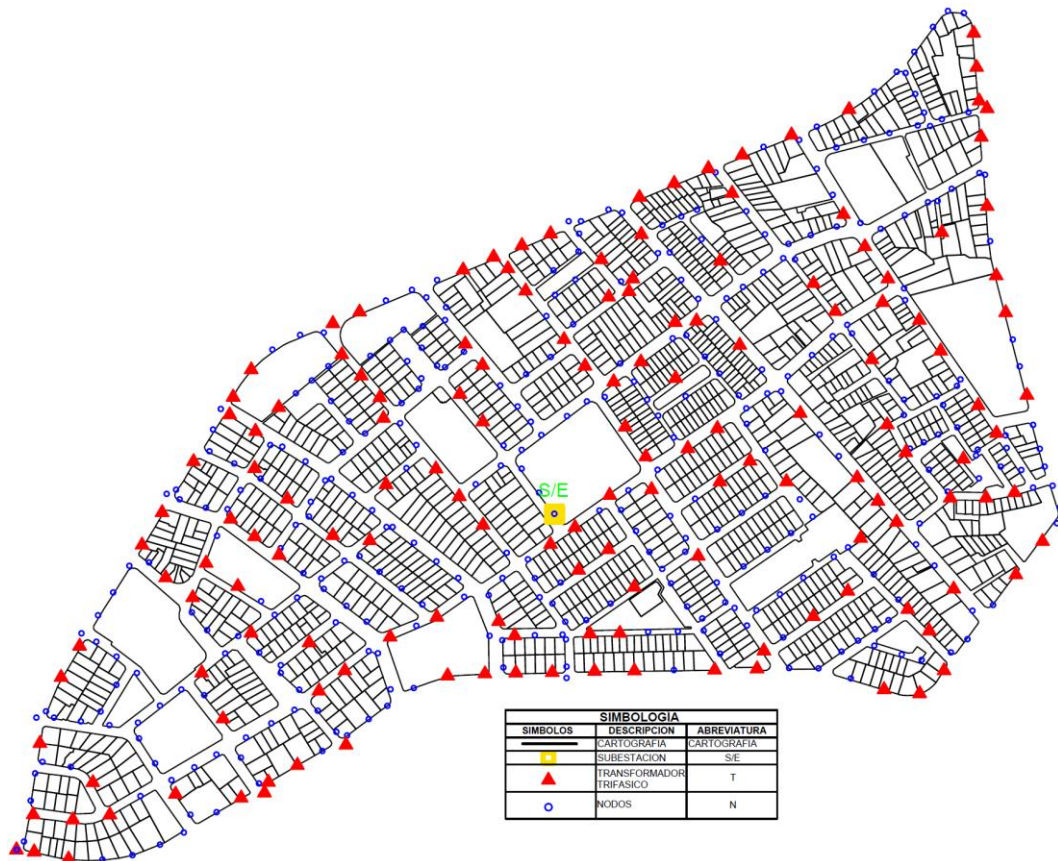


**Figura 2.** Diagrama de flujo para la reconfiguración de la red de distribución.

### 3.2 Área Georreferenciada e infraestructura de la red.

La data georreferenciada nace de la toma de información procedente de predios y calles en formato shapefile del área en donde se va a construir el sistema eléctrico de distribución en

medio voltaje, lo que permitirá ubicar de una manera adecuada los nodos y centros de transformación que van a formar parte del sistema de distribución en medio voltaje, ver Figura 3, facilitando la creación del grafo, que será sometido a optimización mediante la técnica del algoritmo de PRIM.



**Figura 3.** Cartografía georreferenciada de predios y calles del sistema de distribución.

### 3.3 Algoritmo.

Para resolver la problemática de DNR, este trabajo propone el uso del algoritmo PRIM de tipo metaheurístico que utiliza MST, la información requerida es la ubicación de los nodos georreferenciados concernientes al estudio los cuales pueden ser de tamaño  $n$ , la distancia entre nodos se denomina aristas y tendrán un tamaño  $n-1$ , mediante pseudocódigo en Python se determina la distancia euclídea más corta entre nodos, la cual se estructura en el peso para elaborar un MST, ver Figura 4, en la Figura 5 se observa la topología optimizada respetando el criterio de un sistema radial.

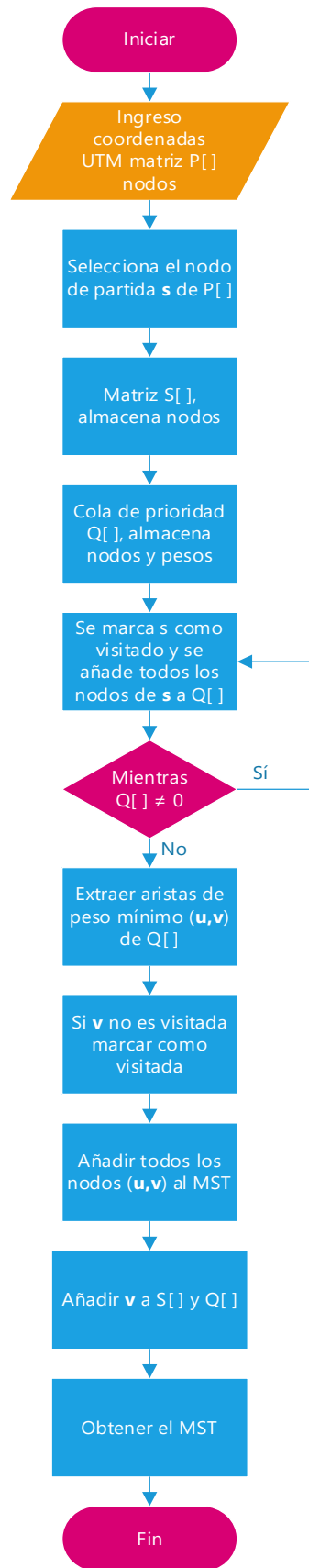
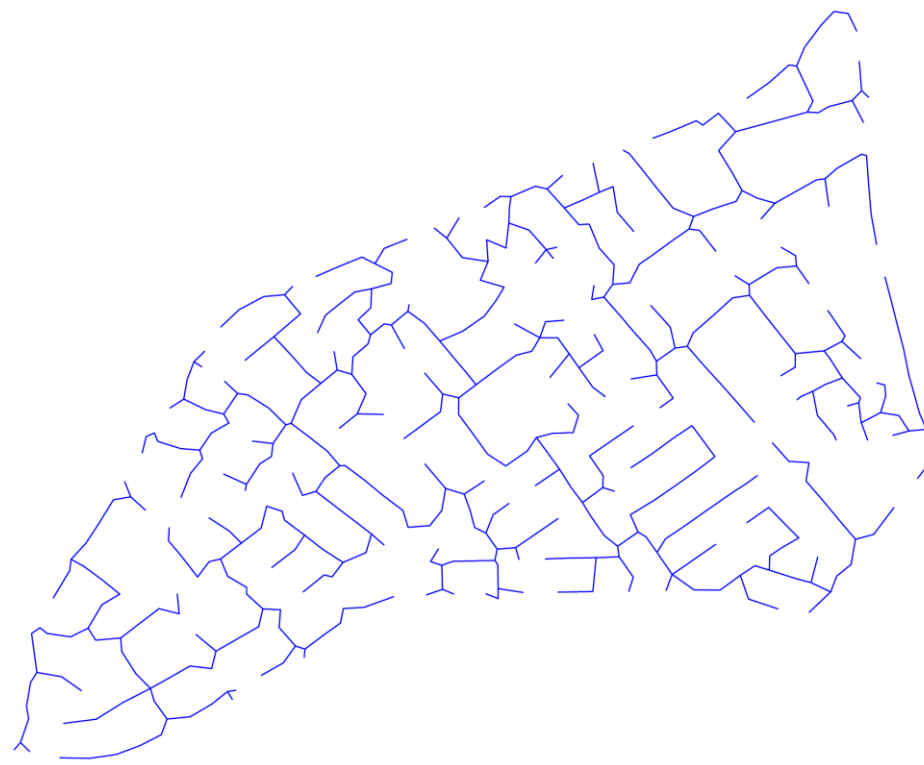


Figura 4. Diagrama de flujo.





**Figura 5.** MST óptimo del sistema de medio voltaje.

### 3.4 Parametrización y construcción de SD en CYME.

La parametrización de los insumos es indispensable en la utilización del software CYME ya que es la estructura eléctrica del sistema como el tipo de red en MV, capacidad de la subestación, equipo de maniobras (reconectador), potencia de transformadores, calibre de conductores, configuración de los conductores, entre otros ver tabla 3.

**Tabla 3.** Parametrización de los elementos del SD.

Configuración de la red en MV	Subestación Trifásica (MVA)	Reconectador, capacidad de interrupción	Potencia del transformador (kVA)	Tamaño del conductor ASCR 7 hilos AWG	Configuración del conductor
Trifásico	24MVA	600A	30kVA	2	3x2(2)
			45kVA	1/0	3x1/0(2)
			50kVA	2/0	3x1/0(1/0)
			60kVA	3/0	3x2/0(2)
			75kVA		3x2/0(1/0)
			100kVA		3x2/0(2/0)
			500kVA		3x3/0(1/0)
					3x3/0(2/0)
		3x3/0(3/0)			

El sistema de medio voltaje está emplazado en un área geográfica de 0,56 km<sup>2</sup>, en subestación existe 24MVA de carga instalada, el sistema en MV es trifásico a 22 kV y en BV

a 0,22 kV, está emplazado sobre 496 nodos, la interdistancia entre nodos no supera los 50 m, se dispone de dos alimentadores en MV con una distancia total de 13 km, las derivaciones en MV del ramal troncal mantienen una configuración trifásica, los conductores son de tipo ACSR y sus calibres se han dispuesto de tal forma que soporten respeten su cargabilidad, las cargas conectadas al sistema son de tipo residencial, comercial e industrial todas trifásicas balanceadas y dispuestas de manera aleatoria en cuando a su potencia instalada, ver Tabla.

**Tabla 4.** Parámetros de simulación.

Clasificación de los conductores ACSR	2,1/0,2/0,3/0
Tipos de clientes	residencial, comercial e industrial
Área geográfica	0,56 km <sup>2</sup>
Carga instalada	9,517 MVA
Distancia máxima entre vanos	50 m
Configuraciones de la red en MV	3x2(2), 3x1/0(2), 3x1/0(1/0), 3x2/0(2), 3x2/0(1/0), 3x3/0(1/0)
Número de transformadores	154
Potencia instalada	11,125 MVA
Capacidad de la subestación	24 MVA
Topología	radial
Número total de nodos	496
Capacidad de los transformadores	30,45,50,60,75,100,500
Tipos de cargas	Balanceado
Tipo de sistema en MV	Balanceado
Voltaje BV	0,22 kV
Voltaje MV	22 kV

Los 154 transformadores que forman el SD son de diferentes potencias que van desde los 30 a 500 kVA teniendo el sistema una capacidad instalada de 11,125 MVA y su demanda de 9,517 MVA, Tabla 5, se encuentran distribuidos geográficamente en la red tal como se muestra en la Tabla 6.

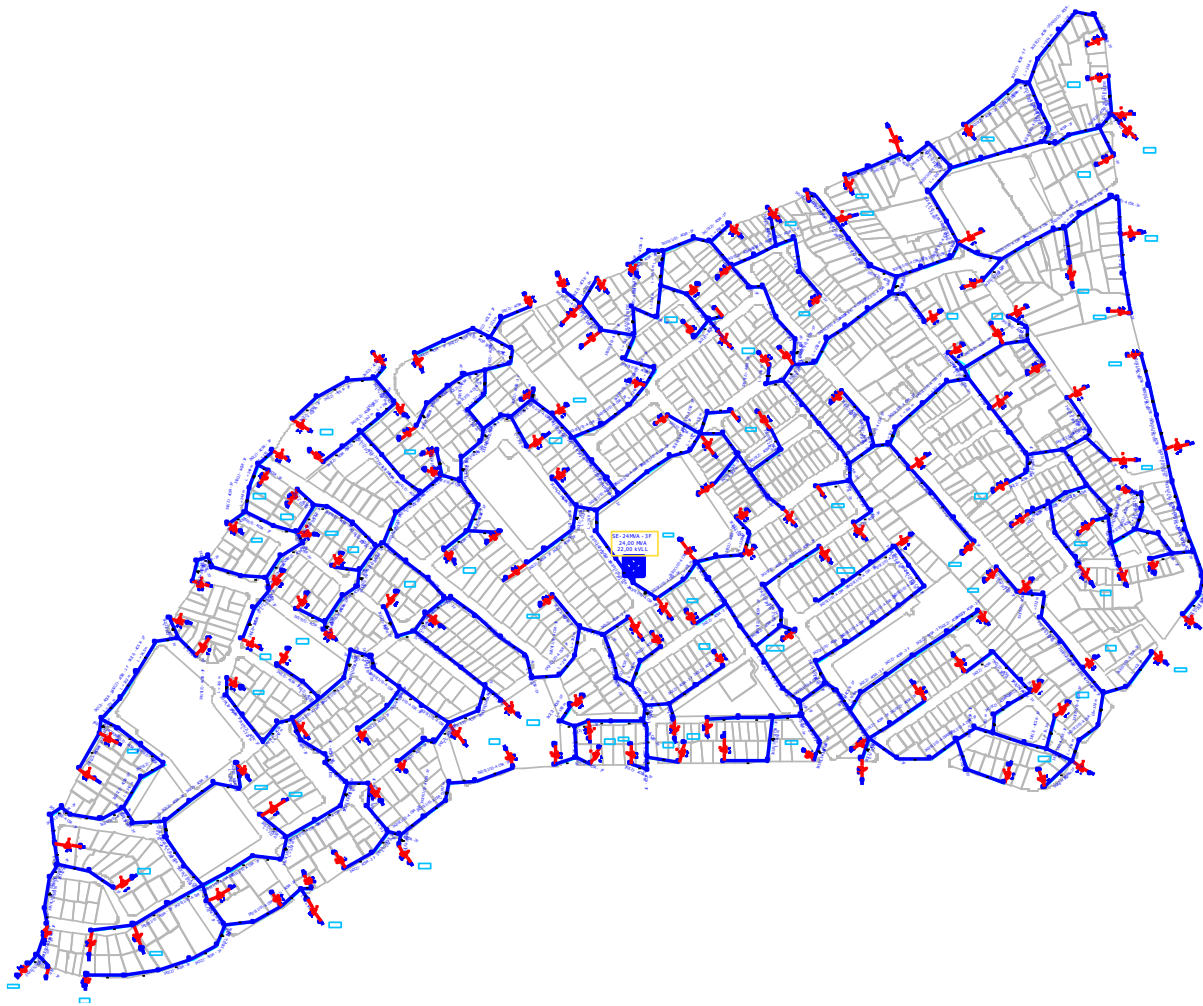
**Tabla 5.** Potencia instalada y carga por tipo de transformador.

Capacidad (kVA)	Número de transformadores	Capacidad instalada (kVA)	Carga instalada (kVA)
30	28	840	638,87
45	21	945	791,90
50	48	2400	2201,09
60	4	240	218,97
75	24	1800	1559,86
100	24	2400	2126,85
500	5	2500	1979,93
<b>Total</b>	<b>154</b>	<b>11125</b>	<b>9517,48</b>

**Tabla 6.** Distribución de los transformadores en la red.

ID	Posición (X)	Posición (Y)	Elemento	Potencia (kVA)	ID	Posición (X)	Posición (Y)	Elemento	Potencia (kVA)
1	724079,3712	9678715,6065	Transformador	30	78	723253,5405	9678538,8432	Transformador	50
2	724035,4534	9678924,3839	Transformador	50	79	723253,2585	9678702,2292	Transformador	30
3	724026,6560	9679040,7226	Transformador	45	80	723262,7275	9678600,8522	Transformador	45
4	723819,4845	9679002,9622	Transformador	75	81	723286,8405	9678442,2522	Transformador	50
5	723876,7015	9678915,2752	Transformador	50	82	723313,0155	9678794,9682	Transformador	30
6	723920,0555	9678818,2722	Transformador	60	83	723313,0205	9678560,7102	Transformador	45
7	723984,0945	9678764,7252	Transformador	50	84	723327,5382	9678329,2996	Transformador	100
8	724025,6155	9678704,3782	Transformador	30	85	723326,2925	9678411,5922	Transformador	50
9	724096,5395	9678554,0102	Transformador	30	86	723273,8915	9678306,8302	Transformador	100
10	724067,0855	9678517,2932	Transformador	45	87	723344,1695	9678736,9712	Transformador	45
11	723987,8995	9678411,4892	Transformador	30	88	723364,9735	9678713,2172	Transformador	45
12	723947,9025	9678479,3102	Transformador	75	89	723371,8005	9678617,0742	Transformador	45
13	723998,6195	9678501,6662	Transformador	30	90	723426,9085	9678634,3902	Transformador	30
14	723935,4265	9678575,4842	Transformador	50	91	723427,7505	9678470,6062	Transformador	30
15	723994,7175	9678602,0652	Transformador	50	92	723456,8165	9678854,1512	Transformador	100
16	723829,0255	9678695,5462	Transformador	30	93	723459,3265	9678772,0642	Transformador	30
17	723908,2985	9678755,0132	Transformador	50	94	723478,9375	9678572,2492	Transformador	45
18	723714,4985	9678797,5702	Transformador	75	95	723480,8795	9678407,9072	Transformador	100
19	723753,8035	9678938,6542	Transformador	50	96	723490,5045	9678868,3022	Transformador	100
20	723653,7105	9678893,4732	Transformador	100	97	723496,0355	9678465,7382	Transformador	75
21	723609,4845	9678865,5112	Transformador	50	98	723514,9915	9678409,0042	Transformador	100
22	723521,9215	9678881,1732	Transformador	50	99	723553,5405	9678894,1382	Transformador	100
23	723506,3405	9678855,5582	Transformador	50	100	723584,4074	9678522,5378	Transformador	100
24	723525,9565	9678831,0222	Transformador	45	101	723591,4055	9678747,8762	Transformador	30
25	723568,3315	9678777,3132	Transformador	50	102	723596,9195	9678452,1132	Transformador	50
26	723623,0715	9678730,5912	Transformador	75	103	723602,0285	9678410,7552	Transformador	50
27	723664,8575	9678611,5112	Transformador	50	104	723617,3658	9678545,0683	Transformador	50
28	723716,4625	9678537,9452	Transformador	50	105	723617,6645	9678824,2262	Transformador	50
29	723813,9255	9678620,1512	Transformador	50	106	723629,9805	9678452,8322	Transformador	30
30	723788,9665	9678433,3742	Transformador	50	107	723640,0067	9678830,2507	Transformador	30
31	723646,0395	9678411,3272	Transformador	45	108	723645,8355	9678503,6922	Transformador	50
32	723895,8325	9678557,5402	Transformador	75	109	723644,3065	9678844,1942	Transformador	50
33	723513,7265	9678449,9942	Transformador	50	110	723653,1905	9678752,5202	Transformador	30
34	723553,3646	9678550,9716	Transformador	75	111	723658,5344	9678647,7150	Transformador	100
35	723580,3105	9678569,6962	Transformador	60	112	723651,6165	9678934,3482	Transformador	100
36	723618,7560	9678605,2573	Transformador	50	113	723690,9375	9678796,2542	Transformador	45
37	723211,7785	9678270,6652	Transformador	30	114	723691,4565	9678734,3902	Transformador	30
38	723478,7045	9678686,2022	Transformador	75	115	723689,9085	9678949,7622	Transformador	45
39	723478,2945	9678748,9552	Transformador	45	116	723704,9155	9678656,7592	Transformador	50
40	723368,9185	9678690,0862	Transformador	50	117	723734,5915	9678412,1952	Transformador	500
41	723322,9635	9678760,5652	Transformador	75	118	723737,5615	9678678,8142	Transformador	50
42	723342,4945	9678807,5798	Transformador	500	119	723740,3985	9678620,0092	Transformador	30
43	723452,5935	9678603,9122	Transformador	50	120	723727,6675	9678966,0362	Transformador	30
44	723353,8165	9678555,0502	Transformador	75	121	723740,8095	9678864,0082	Transformador	75
45	723226,6595	9678634,7972	Transformador	50	122	723762,3075	9678770,9182	Transformador	30
46	723200,0695	9678578,7032	Transformador	75	123	723765,0825	9678981,0752	Transformador	100
47	723376,2335	9678448,5112	Transformador	50	124	723773,5795	9678642,8562	Transformador	50
48	723439,7205	9678405,7152	Transformador	50	125	723781,3695	9678413,4382	Transformador	100
49	723297,7665	9678389,1722	Transformador	50	126	723843,6135	9678471,1902	Transformador	45
50	723222,7245	9678453,0092	Transformador	60	127	723843,7215	9678839,0552	Transformador	75
51	723033,4185	9678438,3392	Transformador	75	128	723867,8395	9678808,1702	Transformador	45
52	722989,5110	9678331,0276	Transformador	60	129	723882,9895	9679031,0681	Transformador	100
53	722982,0735	9678252,2512	Transformador	75	130	723882,6995	9678498,3932	Transformador	30
54	722963,6596	9678213,4898	Transformador	100	131	723892,0605	9678624,6172	Transformador	75
55	723025,9405	9678246,5052	Transformador	50	132	723555,3425	9678409,2782	Transformador	30
56	723066,8141	9678251,9192	Transformador	100	133	723900,4435	9678879,7302	Transformador	45
57	723139,2675	9678274,9242	Transformador	50	134	723914,7485	9678598,6792	Transformador	45
58	722983,2455	9678211,1542	Transformador	50	135	723921,6515	9678390,3662	Transformador	30
59	723021,1015	9678203,2572	Transformador	75	136	723925,7575	9678844,1542	Transformador	75
60	723012,9495	9678404,0702	Transformador	75	137	723925,0936	9678682,9087	Transformador	45
61	723047,9915	9678287,6202	Transformador	30	138	723945,6005	9678652,5422	Transformador	30
62	723102,3785	9678550,0882	Transformador	100	139	723960,8775	9678385,8922	Transformador	30
63	723124,5135	9678586,1132	Transformador	100	140	723971,5385	9678455,4462	Transformador	75
64	723128,4375	9678514,1412	Transformador	50	141	723960,5515	9678798,4632	Transformador	75
65	723159,2615	9678642,3682	Transformador	100	142	723985,5332	9678895,3124	Transformador	75
66	723158,2755	9678492,1112	Transformador	50	143	724009,1745	9678645,0832	Transformador	50
67	723168,3255	9678409,0212	Transformador	45	144	724034,1535	9678602,1932	Transformador	45
68	723173,0395	9678530,0892	Transformador	50	145	724020,5661	9679115,3192	Transformador	100
69	723191,8135	9678358,1722	Transformador	45	146	724023,6507	9679077,5672	Transformador	500
70	723199,0814	9678694,0664	Transformador	50	147	724035,3372	9679032,3519	Transformador	30
71	723202,9015	9678713,7582	Transformador	100	148	724028,9343	9679000,9320	Transformador	50
72	723208,1495	9678504,4662	Transformador	30	149	724045,8227	9678673,7921	Transformador	100
73	723222,9765	9678744,0572	Transformador	100	150	724045,4405	9678847,6277	Transformador	100
74	723227,7363	9678675,8690	Transformador	50	151	724055,8731	9678806,9838	Transformador	500
75	723226,5085	9678559,3432	Transformador	50	152	724065,7095	9678608,0702	Transformador	50
76	723237,4700	9678276,3833	Transformador	75	153	723635,9556	9678680,7331	Transformador	50
77	723241,8915	9678288,1372	Transformador	75	154	723453,3435	9678716,8512	Transformador	50

La topología optimizada generada es sometida a verificación de calidad del suministro eléctrico por medio de flujos de potencia con la utilización del CYME, ver Figura 6.



**Figura 6.** Diagrama caso inicial.

#### 4 Casos de estudio.

Se expone 3 casos de estudio, ver Tabla 7, el primero simula una falla en un ramal del alimentador, el segundo caso propone analizar el comportamiento del sistema ante fallas simultaneas en diferentes áreas del sistema y el tercer caso una falla a la salida de cabecera del alimentador, ver Figura 7.

**Tabla 7.** Detalles de los casos de estudio.

Item	Eventos
Caso de estudio 1	Falla en el nodo 115
Caso de estudio 2	Fallas simultaneas en los nodos 115, 352 and 210
Caso de estudio 3	Falla en cabecera del alimentador

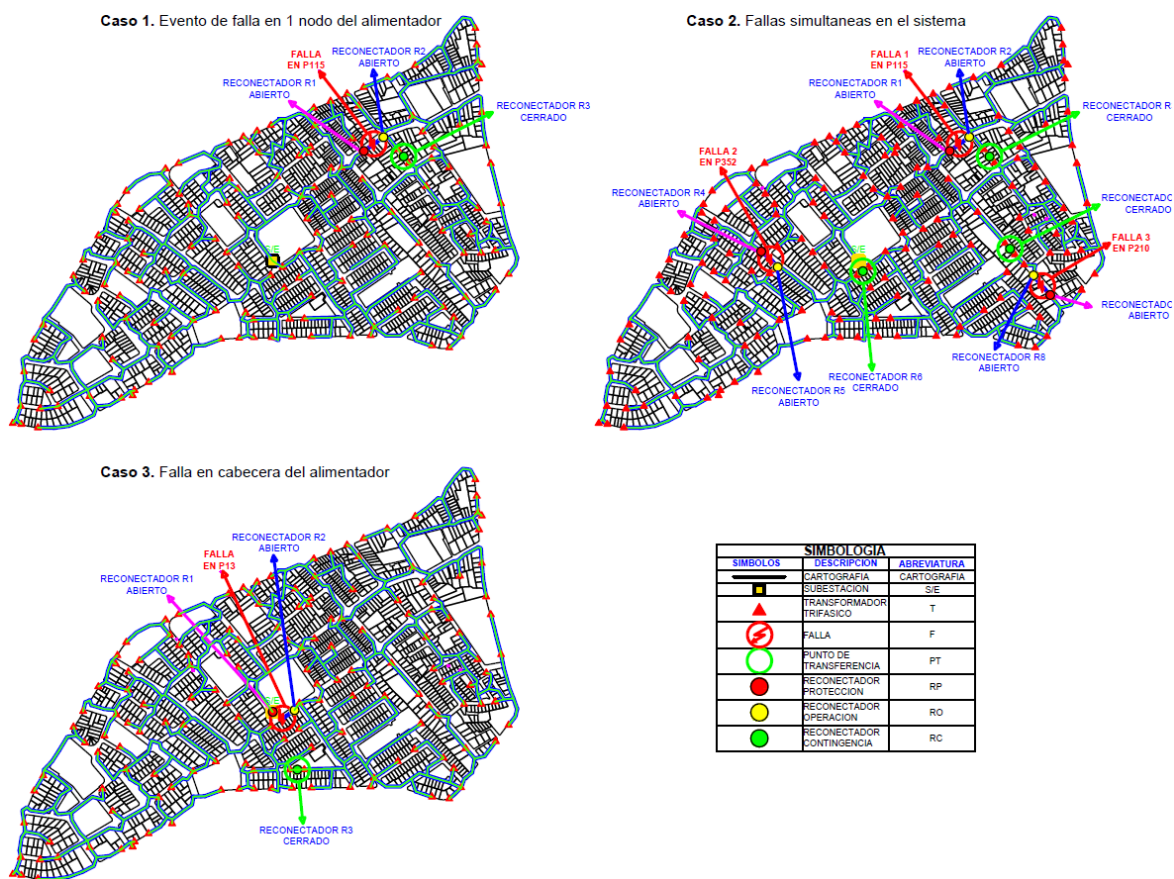


Figura 7. Casos de estudio.

Cada uno de ellos ha sido procesado por el algoritmo de PRIM, donde los tiempos de convergencia están sujetos al equipo computacional utilizado para este caso se ha empleado un computador con un procesador Intel Core I7-7820HK de 7th generación con una memoria RAM instalada de 32GB, ver Tabla 8.

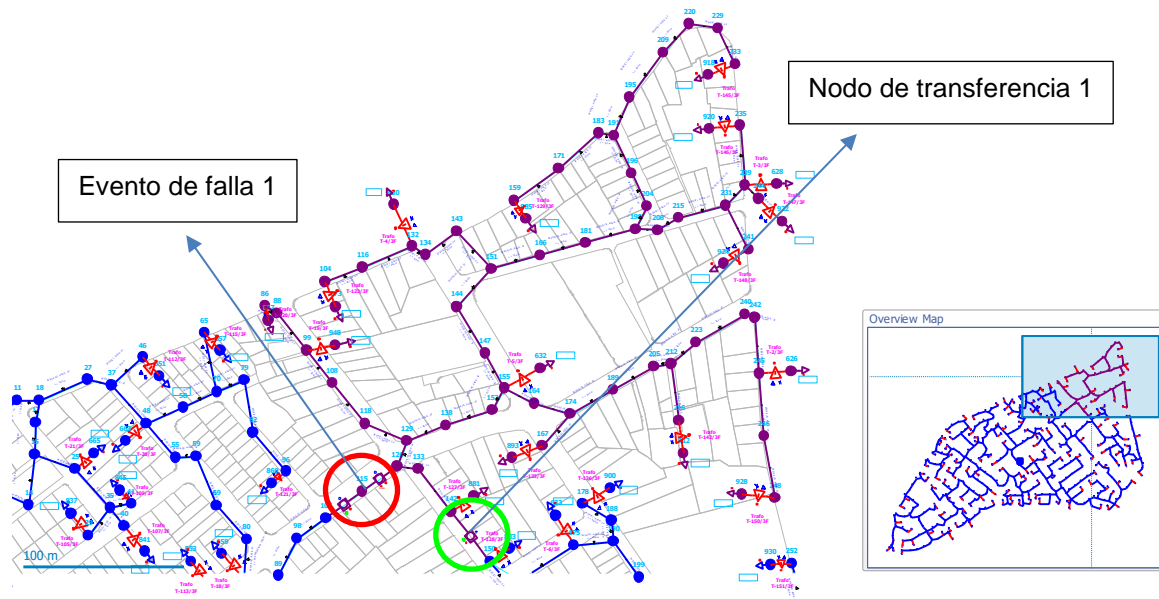
Tabla 8. Características de procesamiento del algoritmo.

Casos	Puntos analizados	CPU - Tiempo (s)	Distancia (m)
Caso inicial	496	0,04199457	12518,22
Caso 1	495	0,04093647	12502,70
Caso 2	493	0,04099631	12453,67
Caso 3	495	0,04141926	12491,47

4.1 Caso de estudio 1. Falla en un ramal del sistema.

En el caso 1 la falla se produce en el nodo P115 ubicado al noreste, se consideran dos reconectadores R1 de protección ubicado en el nodo P105 aguas arriba de la falla y R2 de operación ubicado en el nodo P126 aguas abajo de la falla, con la finalidad de aislar el área afectada del sistema, la simulación de esta falla en el algoritmo crea una reconfiguración del

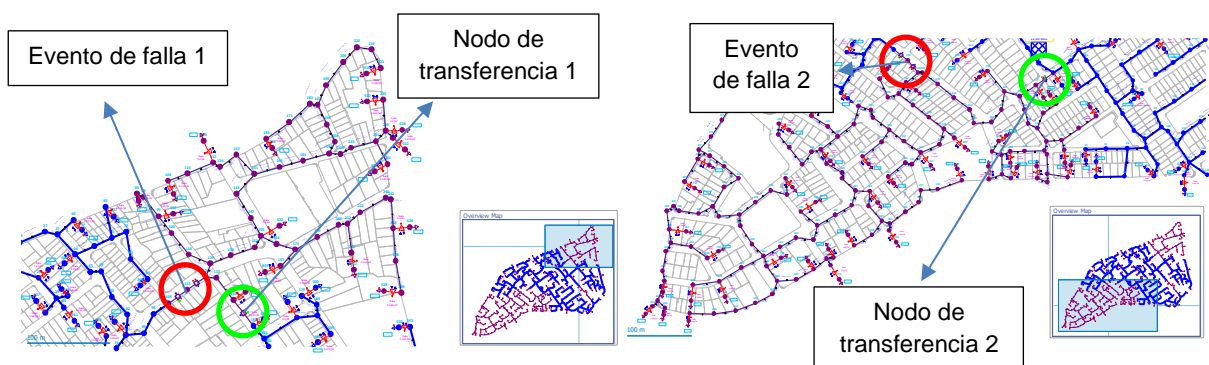
sistema, siendo necesario la instalación de R3 de contingencia ubicado en el nodo P150, ver Figura 8.

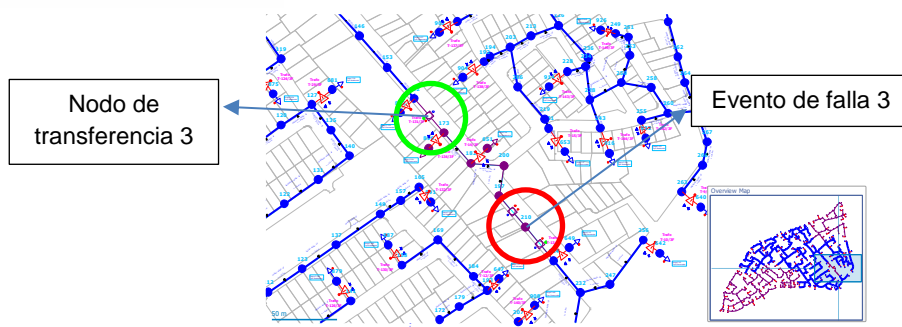


**Figura 8.** Case 1 – Falla en un ramal del sistema – Simulación CYME.

#### 4.2 Caso de estudio 2. Fallas simultaneas en el sistema.

En el caso 2 se replica un caso atípico, fallas simultaneas en el sistema, para el ejemplo se han simulado 3 fallas en diferente áreas del sistema, la primera reproduce la falla del caso 1, la segunda falla se ubica en el nodo P352 localizado al noroeste del sistema, del mismo modo que en el caso 1 existen dos reconectores R4 de protección ubicado en el nodo P362 aguas arriba de la falla y R5 de operación ubicado en el nodo P345 aguas debajo de la falla, la tercera falla se produce en el nodo P210 localizado al sureste del sistema, de la misma manera que en el caso 1 y 2 se encuentran ubicados los reconectores R7 y R8 de protección y operación respectivamente, la simulación de estas fallas a través del algoritmo de PRIM crea una reconfiguración del sistema siendo los reconectores de contingencia R3 ubicado en el nodo P150, R6 en el nodo P13 y R9 en el nodo P173, los cuales actuaran para restablecer el suministro de energía y mantiene su radialidad, ver Figura 9.

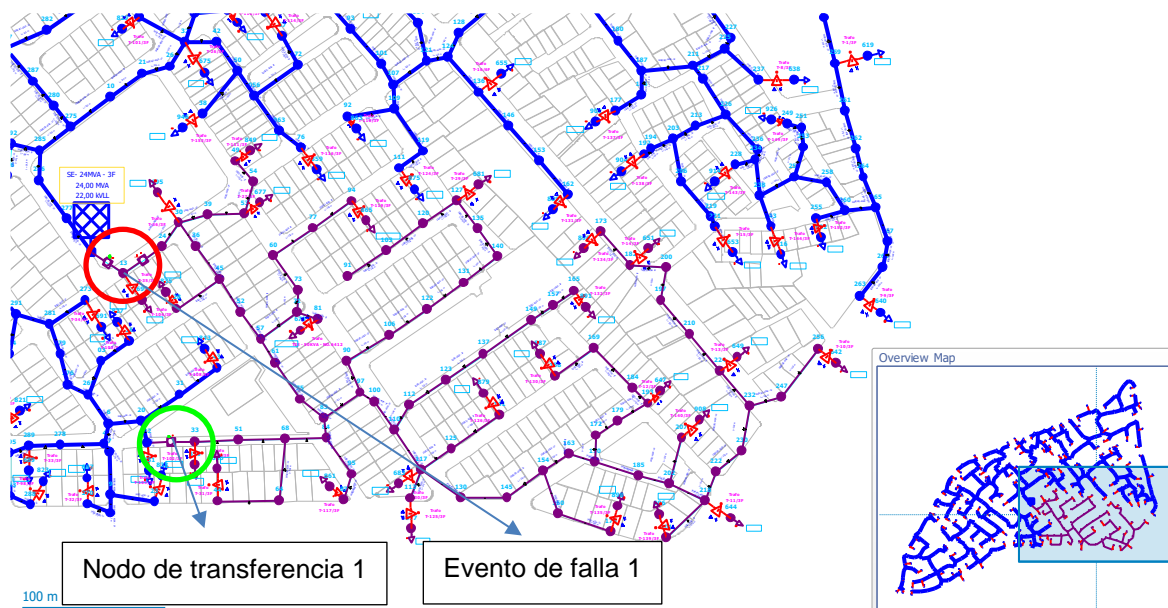




**Figura 9.** Case 2 – Fallas simultaneas en el sistema – Simulación CYME.

### 4.3 Caso de estudio 3. Falla en cabecera del alimentador.

En el caso 3 se produce una falla en un nodo en la salida de la subestación es decir en cabecera del alimentador este conduce energía al área sureste del sistema dejándolo aislado, al igual que en los casos anteriores el algoritmo ha creado un nuevo ruta de reconfiguración ubicando al reconectador R1 de protección en el nodo P1 a la salida de la S/E y un reconectador de operación R2 ubicado en el poste P24, la simulación de esta falla en el algoritmo crea una reconfiguración del sistema, permitiendo que un reconectador R3 de contingencia se ubique en el nodo P33, ver Figura 10.



**Figura 10.** Caso 3 – Falla en cabecera del alimentador – Simulación CYME.

En la Tabla 9, se muestra el porcentaje de afección del sistema producto de las fallas en los 3 casos de estudio.

**Tabla 9.** Porcentaje del sistema afectado en cada caso de estudio.

	Total Generación (kVA)	Sistema afectado (%)
Caso inicial	9863,60	0,00%
Caso 1	8469,95	14,13%
Caso 2	5615,71	43,07%
Caso 3	8301,76	15,83%

## 5 Análisis y discusión.

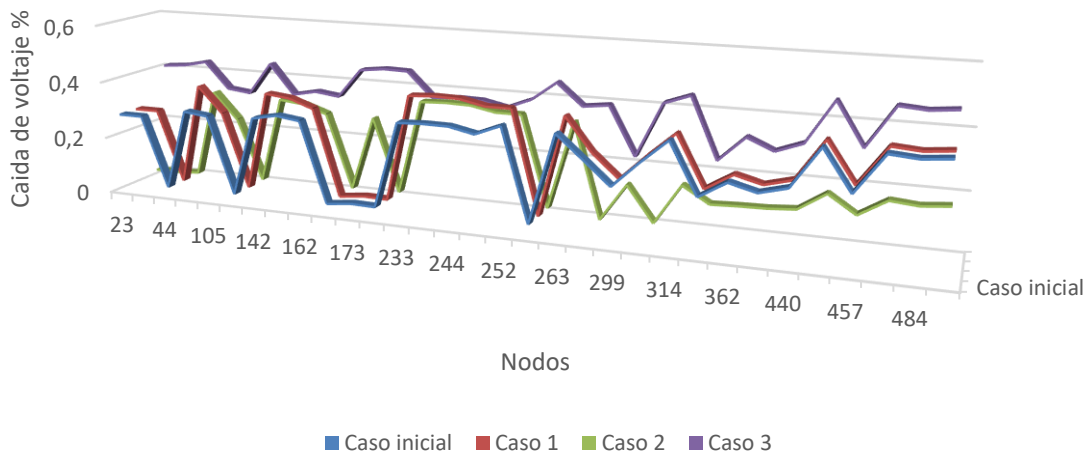
Como se aprecia en los casos de estudio, el sistema ha podido ser restaurado ante 3 eventos de falla localizados en diferentes áreas, siendo el caso 2 el de mayor impacto al sistema con una afección del 43,07%, a pesar de esto el algoritmo de PRIM es capaz de reconfigurarlo demostrando su efectividad, manteniendo la radialidad del sistema; por medio de flujos de potencia para cada caso se garantiza que el perfil de voltaje, cargabilidad de conductor entre otros cumplan lo establecido en el estándar IEEE 1547, la información de caídas de voltaje en MV así como nodos críticos se muestran en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Caídas de voltaje en M.V en puntos críticos del sistema.

Nodos	Caso inicial	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Nodos	Caso inicial	Caso 1	Caso 2	Caso 3
23	0,282	0,282	0,032	0,408	252	0,362	0,398	0,358	0,389
43	0,282	0,282	0,032	0,415	256	0,046	0,046	0,047	0,454
44	0,033	0,033	0,038	0,433	263	0,353	0,389	0,349	0,38
88	0,314	0,385	0,345	0,341	273	0,277	0,277	0,027	0,391
105	0,304	0,295	0,253	0,331	299	0,199	0,199	0,155	0,226
127	0,035	0,035	0,039	0,443	302	0,285	0,285	0,035	0,412
142	0,312	0,379	0,339	0,339	314	0,363	0,363	0,172	0,444
150	0,329	0,37	0,33	0,356	360	0,194	0,194	0,118	0,238
162	0,318	0,34	0,301	0,345	362	0,249	0,249	0,122	0,323
165	0,038	0,038	0,043	0,446	418	0,226	0,226	0,124	0,285
173	0,048	0,048	0,301	0,456	440	0,25	0,25	0,131	0,319
224	0,046	0,046	0,047	0,454	456	0,383	0,383	0,191	0,464
233	0,342	0,413	0,373	0,369	457	0,251	0,251	0,132	0,32
235	0,346	0,418	0,377	0,374	478	0,379	0,379	0,188	0,46
244	0,345	0,416	0,375	0,372	484	0,372	0,372	0,18	0,453
248	0,327	0,398	0,358	0,354	496	0,381	0,381	0,189	0,462

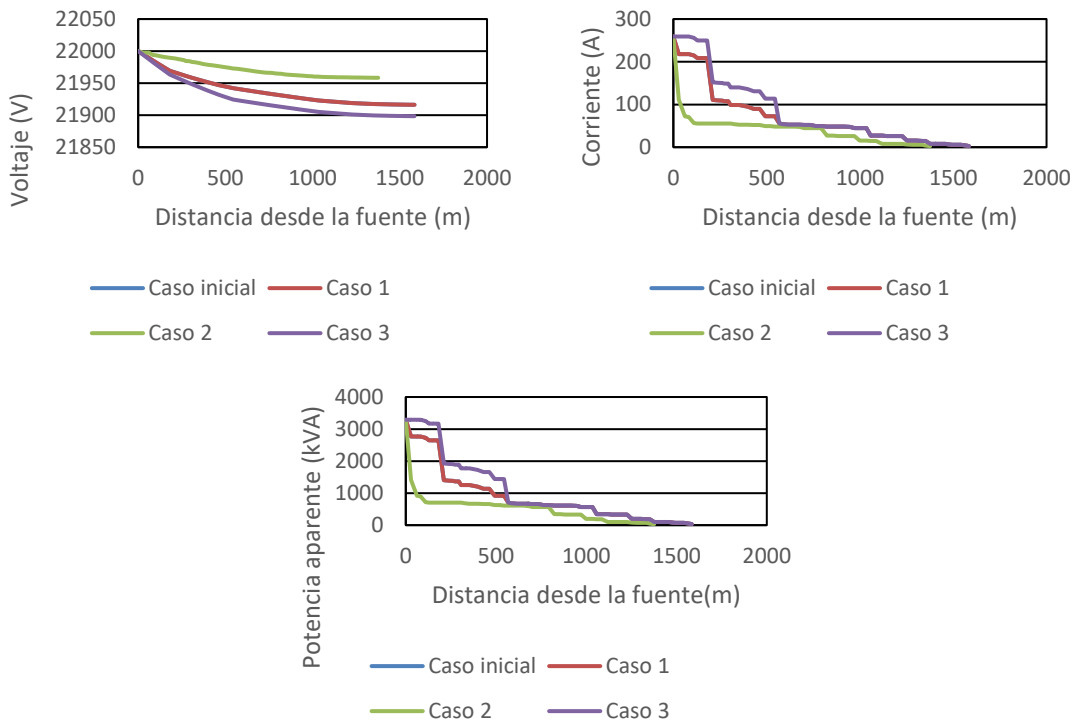
En la Figura 11, se muestra el perfil de las caídas de voltaje en los nodos críticos por cada caso analizado, al compararlos con el caso inicial se puede hacer las siguientes conjeturas, en el caso 1 se ve un incremento del 17,07% de caída de voltaje en el nodo 244 con 0,345% en el caso inicial a 0,416%, siendo el más alejado para la falla 1; en el caso 2 se incrementa en 84,05% la caída de voltaje de 0,048% a 0,301% en el nodo 173, esto se debe a la transferencia realizada para restablecer el sistema en el evento de falla 3; en el caso 3, la caída de voltaje en cada nodo varía con respecto al caso inicial debido a la salida en cabecera del alimentador teniendo que ser abastecido con un solo alimentador lo que genera que la caída de voltaje en el nodo 173 cambie de 0,048% en el caso inicial a 0,456% siendo su variación en 89,86%.





**Figura 11.** Caídas de voltaje en M.V en puntos críticos del sistema.

Adicionalmente en el nodo 496 se realizó análisis de perfiles voltaje, corriente y potencia, ver Figura 12, en el perfil de voltaje se puede observar que el caso 3 ha provocado la mayor caída de voltaje en SE con una disminución de 0,46%, esto debido, a que el sistema tuvo que recuperar la carga con una sola salida, con respecto a la cargabilidad se analiza en un punto instantáneo es decir a los 109m de la SE presentando en el caso 2 un menor flujo de corriente de 258,85A a 55,41A, ubicado a 109m de la SE, una disminución de 78,59%, debido a que el flujo de corriente se interrumpe en P352 y esta carga es transferida a otro alimentador, de similar manera sucede con el perfil de potencia, siendo en SE de 3287,87kVA y 703,58kVA a la misma distancia de la SE, con una disminución de 78,60%, ver Tabla 11.



**Figura 12.** Perfiles de Voltaje, Corriente, kVA en el nodo 496.

**Tabla 11.** Análisis de perfiles de voltaje, corriente y kVA en el nodo 496.

	Longitud max	Vmax (V) (SE)	Vmin (V) nodo 496	V (%)
Caso inicial	1584,15	22000,00	21916,23	0,38%
Caso 1	1584,15	22000,00	21916,22	0,38%
Caso 2	1321,95	22000,00	21958,34	0,19%
Caso 3	1584,15	22000,00	21898,40	0,46%
	Longitud max	I <sub>max</sub> (V) (SE)	I (A) a 109m desde SE	I (%)
Caso inicial	109,87	258,85	214,77	17,03%
Caso 1	109,87	258,85	214,81	17,02%
Caso 2	109,92	258,85	55,41	78,59%
Caso 3	109,87	258,85	256,03	1,09%
	Longitud max	kVA max (SE)	kVA a 109m desde SE	kVA (%)
Caso inicial	109,87	3287,87	2726,19	17,08%
Caso 1	109,87	3287,87	2726,66	17,07%
Caso 2	109,92	3287,87	703,58	78,60%
Caso 3	109,87	3287,87	3249,49	1,17%

## 6 Conclusiones.

Los casos de estudio tratados se basan en la implementación del algoritmo de PRIM como una herramienta de toma de decisiones al momento de realizar reconfiguración del sistema de distribución en medio voltaje, lo que permite su análisis frente a fallas, el algoritmo ha sido probado en 3 escenarios sometidos a fallas escalables en su complejidad demostrando ser efectivo ante eventos simultáneos y manteniendo la restricción de radialidad del sistema.

El uso de sistemas georreferenciados proporciona una visión amplia para interpretar lo que ocurre en el sistema de una manera global y analizarlo ante contingencias de una manera local.

El escenario más adverso para un sistema de distribución es la salida de un alimentador principal cerca de su cabecera, generando un déficit en el perfil de voltaje en todos los nodos del sistema afectado, principalmente en los nodos más alejados y de transferencia, por otro lado, se aprecia un incremento de la cargabilidad en los conductores cuando se realizan barridos de flujo de potencia siendo óptimo delimitar su sección.

## 7 Recomendaciones.

El tema de DNR en este trabajo fue analizado para sistemas de MV trifásicos balanceados, se sugiere analizarlo desde un enfoque desbalanceado y con sistemas de MV combinados trifásicos y monofásicos, además el análisis puede ser encaminado no solo con respecto de minimizar la longitud del sistema, sino con ubicación óptima de estaciones de transformación, equipos de protección (reconectores), es decir bajo varias situaciones en las que opera los SED.

## Referencias

- Ahmadi, H., & Martí, J. R. (2015). Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 1, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2014.10.001>
- Ashrafi, R., Amirahmadi, M., Tolou-Askari, M., & Ghods, V. (2021). Multi-objective resilience enhancement program in smart grids during extreme weather conditions. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 129. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106824>
- Bo Zhang, Lu Zhang, Wei Tang, Zhaoqi Wang, & Chen Wang. (2021). A coordinated restoration method of electric buses and network reconfiguration in distribution systems under extreme events. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2020.04320>
- Bosisio, A., Berizzi, A., Lupis, D., Morotti, A., Iannarelli, G., & Greco, B. (2023). A Tabu-search-based Algorithm for Distribution Network Restoration to Improve Reliability and Resiliency. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 11(1), 302–311. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2022.000150>
- De Moraes, C. H. V., de Vilas Boas, J. L., Lambert-Torres, G., de Andrade, G. C. C., & Costa, C. I. de A. (2022). Intelligent Power Distribution Restoration Based on a Multi-Objective Bacterial Foraging Optimization Algorithm. *Energies*, 15(4). <https://doi.org/10.3390/en15041445>
- Gautam, M., Bhusal, N., & Benidris, M. (2022). Deep Q-Learning-based Distribution Network Reconfiguration for Reliability Improvement. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2022-April*. <https://doi.org/10.1109/TD43745.2022.9817000>
- Gautam, M., Bhusal, N., Benidris, M., & Louis, S. J. (2020, October 10). A Spanning Tree-based Genetic Algorithm for Distribution Network Reconfiguration. *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IAS 2020*. <https://doi.org/10.1109/IAS44978.2020.9334819>
- Guamán, A., & Valenzuela, A. (2021). Distribution network reconfiguration applied to multiple faulty branches based on spanning tree and genetic algorithms. *Energies*, 14(20). <https://doi.org/10.3390/en14206699>
- Hamza, M. H., & Chmit, M. (2022). GIS-Based Planning and Web/3D Web GIS Applications for the Analysis and Management of MV/LV Electrical Networks (A Case Study in Tunisia). *Applied Sciences (Switzerland)*, 12(5). <https://doi.org/10.3390/app12052554>
- Inga, E., Campaña, M., Hincapié, R., & Moscoso-Zea, O. (2018). Optimal dimensioning of electrical distribution networks considering stochastic load demand and voltage levels. *Communications in Computer and Information Science*, 833, 200–215. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-03023-0\\_17](https://doi.org/10.1007/978-3-030-03023-0_17)

- Jamil, M., & Sharma, A. (2018). Reconfiguration of electrical distribution system using ACO methodology. *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, 35(5), 4901–4908. <https://doi.org/10.3233/JIFS-169774>
- Karimianfard, H., & Haghghat, H. (2019). An initial-point strategy for optimizing distribution system reconfiguration. *Electric Power Systems Research*, 176. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105943>
- Lotfi, H., Shojaei, A. A., Kouhdaragh, V., & Sadegh Amiri, I. (2020). The impact of feeder reconfiguration on automated distribution network with respect to resilience concept. *SN Applied Sciences*, 2(9). <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03429-z>
- Mahdavi, M., Alhelou, H. H., & Cuffe, P. (2021). Test Distribution Systems: Network Parameters and Diagrams of Electrical Structural. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 8, 409–420. <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2021.3119183>
- Morad Abdelaziz. (2017). Distribution network reconfiguration using a genetic algorithm with varying population size. *Electric Power Systems Research*, 142, 9–11. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.026>
- Napis, N. F., Kadir, A. F. A., Khatib, T., Hassan, E. E., & Sulaima, M. F. (2018). An improved method for reconfiguring and optimizing electrical active distribution network using evolutionary particle swarm optimization. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(5). <https://doi.org/10.3390/app8050804>
- Parlier, G., Guéguen, H., & Hu, F. (2019). Smart brute-force approach for distribution feeder reconfiguration problem. *Electric Power Systems Research*, 174. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.015>
- Pavón, W., Inga, E., & Simani, S. (2019). Optimal routing an ungrounded electrical distribution system based on heuristic method with micro grids integration. *Sustainability (Switzerland)*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/su11061607>
- Quintana, E., & Inga, E. (2022). Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution System Using Heuristic Methods with Geopositioning Constraints. *Energies*, 15(15). <https://doi.org/10.3390/en15155317>
- Rommel Vargas, Rubén Romero, & John F. Franco. (2018). *Biased Random-Key Genetic Algorithm Applied to the Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems*.
- Salem Elsaiah, Mohammed Benidris, Yuting Tian, & Joydeep Mitra. (2018). *A Comprehensive Analysis of Reliability-oriented Optimal Distribution System Reconfiguration*.
- Samman, M. Al, Mokhlis, H., Mansor, N. N., Mohamad, H., Suyono, H., & Sapari, N. M. (2020). Fast Optimal Network Reconfiguration with Guided Initialization Based on a Simplified Network Approach. *IEEE Access*, 8, 11948–11963. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2964848>

- Shaheen, A. M., & El-Sehiemy, R. A. (2020). Enhanced feeder reconfiguration in primary distribution networks using backtracking search technique. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 17(3), 196–202. <https://doi.org/10.1080/1448837X.2020.1817231>
- Son, E. T., Bae, I. S., Kim, S. Y., & Kim, D. M. (2021). Facility Reinforcement Planning of Distribution System Considering Resilience. *IEEE Access*, 9, 94272–94280. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3092772>
- Stanislao Pinzón, Stefany Yáñez, & Milton Ruiz. (2020). *Optimal Location of Transformers in Electrical Distribution Networks Using Geographic Information Systems*. 1(2020), 84–95. <http://ingenieria.ute.edu.ec/enfoqueute/>
- Tao Chen, Xiuzhong Yang, Chong Chen, Chuang Deng, Han Wu, & Jiayu Wu. (2020). *Evaluation for the Resilience of Distribution Network*.
- Tierney, K., & Bruneau, M. (2020). *Conceptualizing and Measuring Resilience*.
- Tiwari, R. K., & Ravi Babu, P. (2019). Optimal reconfiguration of electrical distribution system by whale optimization algorithm. *International Journal of Recent Technology and Engineering*, 8(3), 2392–2398. <https://doi.org/10.35940/ijrte.C4664.098319>
- Valenzuela, A., Montalvo, I., & Inga, E. (2019). A decision-making tool for electric distribution network planning based on heuristics and georeferenced data. *Energies*, 12(21). <https://doi.org/10.3390/en12214065>
- Vasquez-Miranda, P. F., & Vasquez-Villarruel, R. M. (2020, October 13). A more realistic approach for electric power distribution networks design that considers existing electric infrastructure and geographic constraints. *2020 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2020*. <https://doi.org/10.1109/ANDESCON50619.2020.9272143>
- Villacres, F., & Inga, E. (2019). Planeación y dimensionamiento de redes eléctricas de distribución soterrada mediante un método metaheurístico. *Ingeniería y Ciencia*, 15(30), 141–166. <https://doi.org/10.17230/ingciencia.15.30.7>
- Vinicius, G. T. F., Silvia, C., Aleksandar, D., Massimo, B., & Marco, M. (2021). Rural electrification planning based on graph theory and geospatial data: A realistic topology oriented approach. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 28. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100525>
- Wen, J., Tan, Y. hong, Jiang, L., & Xu, Z. hua. (2018). A compound objective reconfiguration of distribution networks using hierarchical encoded particle swarm optimization. *Journal of Central South University*, 25(3), 600–615. <https://doi.org/10.1007/s11771-018-3764-1>
- Yodphet, D., Onlam, A., Siritaratiwat, A., & Khunkitti, P. (2019). Electrical distribution system reconfiguration for power loss reduction by the Salp Swarm algorithm. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 8(2), 156–163. <https://doi.org/10.12720/sgce.8.2.156-163>