



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA MULTI OBJETIVO DE
ALIMENTADORES PRIMARIOS COMO UNA ESTRATEGIA DE
PLANIFICACIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO
OPERATIVO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

SIOMARA LASTENIA REDROBÁN AMORES

DIRECTOR: Dr. PAUL FABRICIO VASQUEZ MIRANDA

Quito, Julio 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la Ing. Siomara Lastenia Redrobán Amores, bajo mi supervisión.

Dr. PAUL FABRICIO VASQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Siomara Lastenia Redrobán Amores, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

SIOMARA LASTENIA REDROBÁN AMORES

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis está dedicado:

A mi esposo Mario,

Por su apoyo incondicional y por creer en mí en todo momento hasta cuando yo misma me rendía. Los encuentros no son casuales, para mí todo está escrito y encontrarnos nos permitió surgir juntos y sacar lo mejor de cada uno. Así también este trabajo lo dedico al fruto de nuestro amor que se encuentra por nacer, quien desde el vientre me animo e impulso a culminar esta etapa académica de mi vida.

A mi madre Cumandá,

Que con su ejemplo de superación y resiliencia ante las tempestades de la vida me enseñó hacer fuerte y cumplir mis metas. Mujer ejemplar y luchadora quien con su amor, constancia y ternura hizo de mí lo que hoy en día soy.

A mis hermanos Luis y Mishel,

A mí querido sobrino Emilio,

Por los momentos compartidos y vividos, los cuales aportaron a mi crecimiento personal, por su apoyo y aliento en los momentos difíciles.

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional por su educación técnica de calidad y a los profesores de la Maestría de Ingeniería Eléctrica en Distribución, quienes con entusiasmo e interés se dedicaron a compartir sus conocimientos y experiencias del ámbito profesional.

Al Dr. Paul Vásquez, director del presente trabajo por su tiempo, por compartir sus conocimiento e incentivar a la culminación de este trabajo.

A la Empresa Eléctrica Ambato S.A. por su apertura y predisposición para la culminación del presente proyecto de titulación.

A mis amigos y familiares que siempre me han dado aliento y apoyo para lograr las metas planteadas.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Pregunta de Investigación.....	3
1.2 Objetivo General	3
1.3 Objetivos Específicos	3
1.4 Alcance	3
1.5 Marco Teórico:	4
1.5.1 Sistemas Eléctricos de Distribución	4
1.5.2 Topología de Alimentadores Primarios	5
1.5.3 Esquemas de Cobertura y Ramificación de Alimentadores Primarios.....	7
1.5.4 Dispositivos de Protección y Maniobra en Alimentadores Primarios	8
1.5.5 Contingencias en Sistemas Eléctricos de Distribución	11
1.6 Estado del Arte de la Reconfiguración Óptima de Redes Eléctricas de Distribución	15
1.6.1 Métodos Heurísticos Empleados en la Reconfiguración de Redes de Distribución.....	16
1.6.2 Métodos Metaheurísticos Evolutivos para Reconfiguración de Redes de Distribución.....	18
1.6.3 Algoritmos Genéticos (AG)	19
1.7 Optimización de Redes Eléctricas Mediante la Aplicación de AG.	20
1.7.1 Método de Codificación de Topología de Red Adaptado para los Operadores de Algoritmos Genéticos	21
1.7.2 Operadores GA	24
1.7.3 Selección de Estrategias de Codificación de Redes	25
1.7.4 Algoritmo Genético Basado en la Teoría de Grafos y Matroides.....	26
2 PROPUESTA METODOLÓGICA	30

2.1	Desarrollo de la Metodología Propuesta	30
2.1.1	Modelamiento de la Red Eléctrica	32
2.1.2	Evaluación de Condiciones Actuales de Red en Estudio	32
2.1.3	Análisis de Topología Actual.....	36
2.1.4	Planteamiento de Alternativas	38
2.1.5	Evaluación de Contingencias.....	38
2.1.6	Evaluación de la Coordinación de Protecciones	38
2.1.7	Formulación y Ajuste del Modelo de Optimización.....	40
2.1.8	Aplicación del Código para Reconfiguración de Redes.....	42
2.1.9	Operadores de Algoritmos Genéticos Basados Teoría de Matroides.....	44
2.1.10	Análisis de Resultados	48
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	48
3.1	Resultados	48
3.1.1	Aplicación Sistema de Prueba 33 nodos IEEE.....	48
3.1.2	Aplicación de la metodología de reconfiguración óptima en la red real EEASA	51
4	CONCLUSIONES	63
5	ANEXOS.....	I
	ANEXO I.....	I
	ANEXO II.....	XIII

RESUMEN

En el presente trabajo se describe una metodología de reconfiguración óptima de redes de distribución como una estrategia de planificación, para minimizar las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de voltaje, considerando restricciones de protección como son las de selectividad, sensibilidad y velocidad de respuestas. Para resolver este problema combinatorial, se emplea la técnica metaheurística de algoritmos genéticos con un enfoque basado en la teoría de grafos y matroides. Estos conceptos son empleados para mejorar los operadores de los algoritmos genéticos, obteniéndose operadores de cruce y mutación inteligentes y eficaces que forjan gran parte de soluciones factibles, es decir, configuraciones radiales, que evitan largos procesos de comprobación de la radialidad de la red, y conectividad eléctrica con todos los puntos de la red. La metodología propuesta se desarrolla en el lenguaje de programación PYTHON con interacción con el software CYMDIST, en el cual se emplea los módulos de flujos de potencia y cortocircuito. Para la validación de la metodología propuesta se emplea la red de prueba IEEE – 33 nodos y finalmente para comprobar su funcionalidad se implementa en la red eléctrica de una zona urbana de la Empresa Eléctrica Ambato que está compuesta de dos alimentadores con 2057 nodos. Los resultados obtenidos evidencian la eficacia de la metodología en la disminución de las pérdidas de potencia y mejora de los perfiles de voltaje cumpliendo con los criterios de protecciones de la red de distribución, así también la aplicabilidad en sistemas reales con requerimientos y tiempos computacionales bajos.

PALABRAS CLAVE: Sistemas Eléctricos de Distribución, Optimización de Alimentadores, Reconfiguración de Redes, Algoritmos Genéticos, Teoría de Grafos y Matroides.

ABSTRACT

This paper describe a methodology of optimal reconfiguration of distribution networks as a planning strategy, in order to minimize power losses and improve voltage profiles, by considering protection restrictions such as selectivity, sensitivity and speed of responses. To solve this combinatorial problem, the metaheuristic technique of genetic algorithms is used with an approach based on the theory of graphs and matroids. These concepts are used to improve the operators of genetic algorithms, obtaining intelligent and efficient crossing and mutation operators that forge a large part of feasible solutions, that is, radial configurations, which avoid long processes of checking the radiality of the network, and electrical connectivity with all points of the network. The proposed methodology is developed in the PYTHON programming language with interaction with the CYMDIST software, in which the power and short-circuit power modules are used. For the validation of the proposed methodology, the IEEE test network - 33 nodes is used, and finally, to verify its functionality it is implemented in the electrical network of an urban area of the Empresa Electrica Ambato, which is composed of two feeders with 2057 nodes. The obtained results demonstrate the effectiveness of the methodology in the reduction of power losses and improvement of the voltage profiles complying with the protection network distribution criteria, as well as the applicability in real systems with requirements and low computational times.

KEYWORDS: Power Distribution Systems, Feeder Optimization, Network Reconfiguration, Genetic Algorithms, Graph and Matroid Theory.

1 INTRODUCCIÓN

La red de distribución es la parte más extensa de los Sistemas Eléctricos de Potencia ya que está desplegada a lo largo de todas y cada uno de las ciudades, las cuales requieren una continua readaptación debido a varios aspectos como: crecimiento de la demanda, remplazo de componentes por daños y cumplimiento de su vida útil, ingreso de cargas de alta criticidad como: hospitales, industrias, centros comerciales, así como también el surgimiento de nuevas tecnologías como: automatización de Sistemas Eléctricos de Distribución (SED), electromovilidad, generación distribuida que, sumado a la modernización y crecimiento del espacio público de las ciudades, dan lugar a una compleja dinámica de los SED que requieren de continuos cambios y mejoras, a través de procesos de reconfiguración y expansión de redes [1].

En Ecuador el ente rector del sector eléctrico, en respuesta a esta problemática emite políticas y gestiona proyectos para el mejoramiento y modernización de las redes de distribución, añadiendo a las etapas de planificación, diseño y construcción, el requerimiento de elaboración y ejecución de proyectos de reconfiguración de redes, cuyo objetivo principal es determinar estructuras topológicas de operación radial que minimicen las pérdidas de potencia activa, mejoren el balance de potencia entre alimentadores primarios (APs) y mejoren los perfiles de voltaje e índices de confiabilidad, y garanticen una adecuada operación del sistema de protecciones bajo condiciones de operación normal y en determinadas contingencias [2].

Esta tarea ha sido históricamente afrontada por el personal técnico operativo de las Empresas Distribuidoras EDs, que sobre la base de su experiencia y conocimiento del comportamiento de las redes y crecimiento de carga, han reconfigurado los APs procurando únicamente la mayor seguridad posible de las operaciones, dejando de lado aspectos técnicos y económicos como: pérdidas técnicas, perfiles de voltaje, límites de transporte, coordinación del sistema de protecciones, confiabilidad y resiliencia de las redes.

Por otro lado, los programas comerciales empleados para la simulación y análisis de SEDs como Neplan, OpenDSS, CYMDIST, PowerWorld, entre otros, poseen únicamente módulos de reconfiguración óptima de redes mono-objetivo, siendo necesario una herramienta para llevar adelante proyectos de optimización de redes multiobjetivo, minimizado conjuntamente las pérdidas de potencia, violaciones de voltaje y límites de carga y cumpliendo con las restricciones de coordinación de protecciones.

Por lo que, si no se lleva a cabo el presente trabajo, no se podría abordar y solventar de manera integral la tarea de reconfiguración de redes, y se continuaría dejando de lado

las afectaciones del sistema de protecciones. Así como también no se podrían evaluar alternativas como la construcción y eliminación de tramos de red para mejorar la confiabilidad y selectividad de protecciones. La reconfiguración de la red es un paso previo y fundamental para garantizar la selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta del sistema de protecciones.

Por lo que el presente trabajo plantea una metodología que permite la reconfiguración óptima de alimentadores primarios como una estrategia de planificación para minimizar las pérdidas de potencia y mejorar los perfiles de voltaje considerando los criterios de las propiedades del sistema de protecciones, logrando así una red operativamente adaptada y lista para el desarrollo e implementación de nuevas metodologías para la aplicación de redes inteligentes (Smart Grid) y la automatización de las redes.

La metodología propuesta se enfoca en el desarrollo de un programa en el software CYMDIST con lenguaje de programación Python, debido a la homologación del mismo en las empresas de distribución del Ecuador por lo que sería aplicable a cualquier red eléctrica tanto de prueba como real. El proyecto se desarrolla mediante el uso de una de las técnicas metaheurísticas más utilizadas que son los algoritmos genéticos, pero con la particularidad de que los operadores de cruce y mutación están basados en la teoría de grafos y matroides (en particular grafo matroide) permitiendo con esto mejorar la capacidad del espacio de solución y desarrollando operadores inteligentes de alta eficiencia.

En síntesis, el presente trabajo está estructurado de cuatro capítulos, con inicio en la pregunta de investigación, objetivos, alcance, el marco teórico en el que se describe los fundamentos teóricos empleados en el desarrollo de la propuesta metodológica, el estado del arte de la reconfiguración de redes y el planteamiento del problema.

En el segundo capítulo se detalla la directriz metodológica comprendido por el modelamiento de la red, evaluación de condiciones actuales, análisis topológico y distribución espacial de carga, evaluación de contingencias, formulación del problema de optimización, aplicación de herramienta de metaheurística de algoritmos genéticos y la codificación en lenguaje Python en vinculación con CYMDIST.

En el tercer capítulo se presentan los resultados de la aplicación de la metodología propuesta en la red de prueba IEEE de 33 nodos, validando los mismos con los resultados de publicaciones relacionadas, posteriormente se presentan los resultados de la aplicación a una red de medio voltaje de características reales perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato, con un análisis de las mejoras en su desempeño respecto

al estado actual. Y finalmente en el capítulo cuarto se presentan las conclusiones y recomendaciones de la metodología desarrollada.

1.1 Pregunta de Investigación

¿Cómo contribuir a la readaptación de los sistemas eléctricos de distribución, mediante la reconfiguración óptima de alimentadores primarios estructurada como una estrategia de planificación de mediano plazo, para mejorar el desempeño operativo de la red en cuanto a pérdidas de potencia, niveles de voltaje y criterios de coordinación de protecciones, tanto en operación normal como en contingencias?

1.2 Objetivo General

Desarrollar una metodología para la reconfiguración óptima multiobjetivo de alimentadores primarios mediante algoritmos genéticos como una estrategia de planificación para el mejoramiento del desempeño operativo de los sistemas eléctricos de distribución.

1.3 Objetivos Específicos

Definir aspectos, criterios, métodos y técnicas metaheurísticas de optimización para el planteamiento y solución del problema de reconfiguración óptima de AP's considerando parámetros operativos y requerimientos del sistema de protecciones.

Desarrollar una metodología para encontrar la mejor topología de red, mediante la técnica metaheurística de algoritmos genéticos basados en teoría de grafos y matroides que minimice parámetros operativos y que cumpla con requerimientos de selectividad, sensibilidad y velocidad de respuesta del sistema de protecciones.

Sintetizar en un código de programación en entorno Python - CYMDIST lo correspondiente a implementación de la metodología detallada.

Aplicar la metodología propuesta en la red de prueba IEEE 33 nodos, para su validación y corroboración de resultados de investigaciones registradas en la literatura especializada.

Evaluar la funcionalidad y prestaciones de la metodología en una red eléctrica de medio voltaje (13.8kV) de características reales perteneciente a la EEASA, para valorar la mejora de los parámetros de operación.

1.4 Alcance

El presente trabajo de titulación comprende el desarrollo de una metodología para la reconfiguración óptima de alimentadores primarios de topología radial (APs) como una

estrategia de planificación, la cual se abordará como un problema de optimización multiobjetivo. Se aplicará la técnica metaheurística de algoritmos genéticos basado en la teoría de grafos y matroides, mismo que estará enfocado en el cambio de topologías mediante la construcción y eliminación de tramos de red. Buscando minimizar las pérdidas de potencia activa y violaciones de voltaje, y considerando las siguientes restricciones del sistema de protecciones: corriente de operación máxima de elementos de protección predefinidos, selectividad con espacio de tiempo predefinido a corrientes de cortocircuito máxima y sensibilidad a corrientes de cortocircuito mínimo en cada uno de los puntos de la red.

Con el objetivo de obtener una red operativamente adaptada y lista para el desarrollo e implementación de nuevas metodologías como la automatización de la operación de redes propendiendo el desarrollo de redes inteligentes (Smart Grid), paso final para lograr el mejoramiento de la confiabilidad y calidad de servicio técnico de los SEDs, por lo que, en esta propuesta metodológica no se considerará la evaluación de los índices de confiabilidad.

La formulación y desarrollo de este problema de optimización se realizará en lenguaje de programación Python en interacción con el software CYMDIST, donde se emplearán los módulos de flujo de potencia y cortocircuitos propios del software y para la validación de la metodología propuesta se aplicará a la red de prueba IEEE 33 nodos, mientras que para probar su funcionalidad se implementará en una red eléctrica real del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA).

1.5 Marco Teórico:

1.5.1 Sistemas Eléctricos de Distribución

Los sistemas eléctricos de distribución (SED's) inician en los puntos de entrega del sistema de transmisión (Subestaciones de Alto Voltaje AV), de las cuales se conectan una o más líneas de AV que forman los sistemas de subtransmisión y que alimentan a subestaciones de distribución (AV/MV), de estas parten varios alimentadores primarios en medio voltaje (MV) (según la necesidad y esquemas de las empresas distribuidoras ED's) hasta los centros de transformación (MV/BV), para finalmente llegar a los consumidores mediante redes secundarias. Los alimentadores primarios generalmente presentan topología radiales, debido a la dispersión espacial de los clientes lo cual está vinculado con los procesos de expansión de las ciudades, mientras que, en zonas que presentan crecimientos verticales e incrementos de cargas de alta criticidad requieren una alta disponibilidad del servicio por lo que se emplea redes de topología mallada que pueden operar en forma radial o en malla.[3]

Los SED presentan un dinamismo considerable debido al crecimiento de carga, modernización de la infraestructura de las ciudades, envejecimiento de equipos, etc. Por lo que es frecuente y necesaria la readaptación de los sistemas de distribución, mediante la construcción y/o ampliación de subestaciones, y la instalación y/o reconfiguración de nuevas líneas, entre otras. Por lo tanto, es imperioso planificar oportunamente las modificaciones que se van a realizar, que constituye un proceso estructurado y precisa del estudio de las necesidades de suministro de energía eléctrica en estado normal y contingencias en procura de una mayor calidad de suministro al menor costo posible[4].

1.5.2 Topología de Alimentadores Primarios

Se referencian varios esquemas topológicos para alimentadores primarios como los que se muestran en la Figura 1.1. El más sencillo es el denominado Radial que está formado de un único nodo de suministro que alimenta a varios nodos de consumo. Este esquema, es el de más bajo costo cuyo dimensionamiento se centra en la capacidad de conducción de las redes para la potencia máxima de demanda. Por otra parte, en esta topología si una línea falla se ve afectado el suministro de los nodos que se encuentran aguas abajo de la línea.

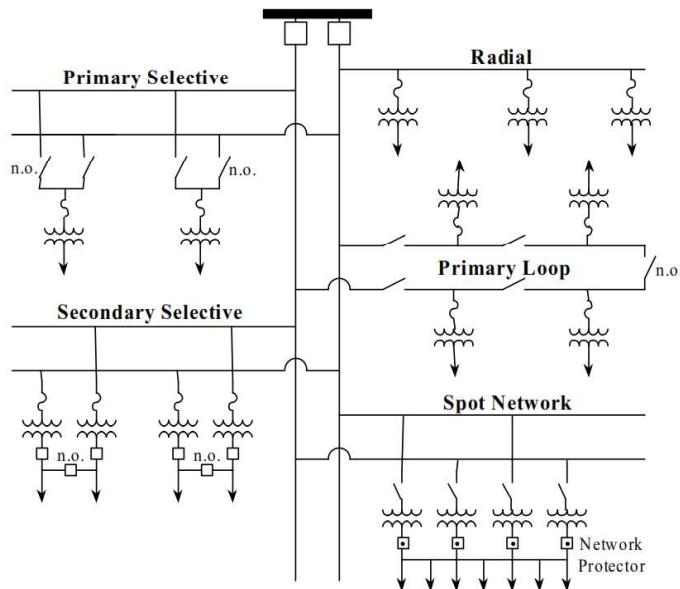


Figura 1.1. Configuraciones Típicas de los Sistemas de Distribución [5]

Se denomina sistema de distribución radial, por cuanto si aparecen nuevos requerimientos de demanda en diferentes zonas cercanas al troncal se construyen derivaciones del nodo más cercano hasta los nodos de consumo, tal como se muestra en la Figura 1.2.

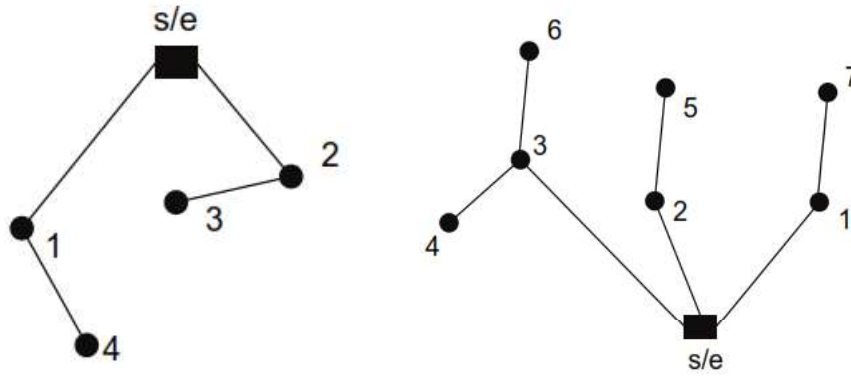


Figura 1.2. Configuraciones Tipo Radial en Alimentadores Primarios [6]

Un segundo tipo es el denominado sistema de distribución en malla, que se caracteriza por tener varias fuentes de suministro de energía, tal como se observa en la Figura 1.3. Este tipo de topología se diferencia de los anteriores porque los nodos de consumo al menos se conectan a la subestación (fuente) por dos caminos diferentes. Se puede distinguir los tramos de malla (enlace) con trazos discontinuos, mismos que en condiciones normales del sistema no circulará corriente por cuanto su dispositivo de maniobra está en posición abierto, pero que en caso de alguna falla o contingencia pueden entrar en funcionamiento. Con esta configuración de mallas se minimiza el riesgo de interrupción del suministro de energía. En efecto, si el sistema es radial, y la demanda excede el límite máximo de una línea, no se puede suministrar energía, mientras que en un sistema de malla puede existir la posibilidad de reconfigurar la red y suministrar la energía mediante otras las líneas de reserva (líneas discontinuas).

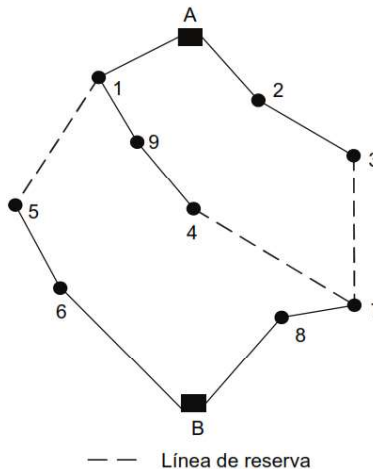


Figura 1.3. Configuraciones tipo Malla en Alimentadores Primarios [6].

1.5.3 Esquemas de Cobertura y Ramificación de Alimentadores Primarios

La referencia [7] propone cuatro tipos de esquemas en base a la estrategia de cobertura triangular para una red de topología radial; los cuales tienen las siguientes características técnicas: permiten servir a un conjunto de 162 puntos de carga (transformadores de servicio) posicionados en una cuadrícula rectangular de 1/8 de distancia (típica de bloques de ciudades), como se muestra en la Figura 1.4 y Figura 1.5.

Las dos configuraciones que se muestran en la Figura 1.4 representan dos líneas de pensamiento diferentes, que son ampliamente utilizadas y aplicables a la realidad topológica de las redes de distribución, así como también cumplen con los requisitos de diseño. En estos casos, el concepto básico de diseño es tronco robusto ("big trunk") o múltiples ramas ("multi-branch"), respectivamente como se muestra en la Figura 1.4.

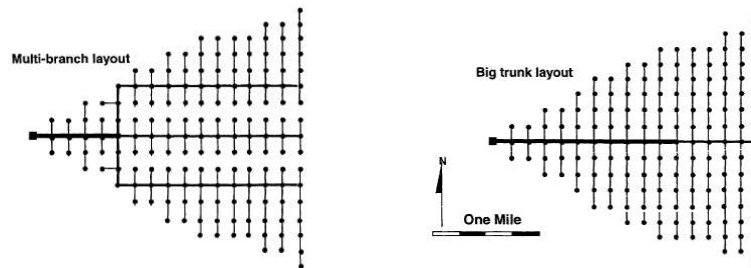


Figura 1.4 Esquema a) Multi Ramas y b) Tronco robusto (el tipo de línea indica la capacidad del segmento) [7]

Las características de estos dos esquemas "multi-branch" o "big trunk" tienen en gran parte las mismas características técnicas, así como también las mismas prestaciones de rendimiento eléctrico y económico básico. Con la diferencia de que el diseño de tronco robusto es mucho más fácil de operar, en el sentido de que los sistemas establecidos con este esquema de alimentador tienen menos interruptores y esquemas de restauración más sencillos. Sin embargo, las cantidades equivalentes de confiabilidad requieren mayores márgenes de contingencia. Ambos alimentadores requieren solo una coordinación de protección directa. Pero la ventaja del diseño de múltiples ramas, es que se puede instalar más seccionadores (áreas de aislamiento más pequeñas) pero a un costo mayor.

El esquema de múltiples ramas, es un diseño de alimentador donde se usa un conductor de tamaño mediano en las derivaciones de varias ramas cargadas de forma bastante uniforme y alimentadas desde un tronco inicial corto de un conductor más grande. Este esquema muestra múltiples ramas que están entre dos y seis ramificaciones. El diseño

de tronco robusto, es un alimentador que consiste en un solo tronco grande del cual los segmentos laterales (puede ser monofásico el más corto o el más largo trifásico) alimentan la carga.

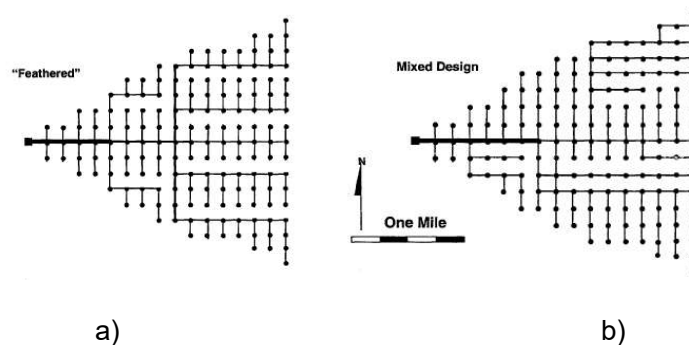


Figura 1.5. Topologías Tipo pluma y mixto [7]

La configuración tipo pluma en la Figura 1.5 a), muestra un diseño simple, pero en alimentadores reales suele ser divisiones y ramificación bastante caótica y no planificada por lo que el calibre del conductor se satura hasta provocar fallas por sobrecarga.

La configuración tipo mixto, tiene un enfoque de diseño único, con longitud de tramos mínimos, además que el rendimiento eléctrico y económico mejora al tipo pluma.

1.5.4 Dispositivos de Protección y Maniobra en Alimentadores Primarios

Los dispositivos de maniobra y protección son componentes auxiliares de los sistemas eléctricos de distribución, que permiten despejar fallas, aislar segmentos, transferir carga ante contingencias producto de falla o ejecución de trabajos de mantenimiento. Así como también permiten modificar o reconfigurar la topología de una red producto del planeamiento a corto y mediano plazo para mejorar el desempeño operativo de los alimentadores primarios y del sistema.

La asignación de estos dispositivos tiene una alta incidencia en la planificación y operación de tiempo real, como por ejemplo en el esquema topológico, capacidad de respuesta ante contingencias, esquemas de restablecimiento del servicio post falla, por lo que a continuación se describen con mayor detalle.

Dispositivos de Seccionamiento

Son dispositivo de conmutación que mediante la operación de cierre conectan un circuito o mediante la operación de apertura interrumpen la ruta normal del circuito, y en función de sus capacidad de apertura de corrientes de carga se dividen en dos categorías, la

primera están aquellos que no pueden operar bajo carga y el segundo grupo que están especificados con una corriente máxima que pueden abrir (es decir, se pueden usar para interrumpir un circuito bajo carga) y no poseen la capacidad de abrir o cerrar con corrientes de cortocircuito. Los planificadores, diseñadores y operadores deben verificar las especificaciones para su asignación y el flujo de corriente esperado cuidadosamente antes de operar estos dispositivos, lo cual constituye una facilidad o limitante en los procesos de reconfiguración de redes durante contingencias de los sistemas eléctricos de distribución.

Dispositivo de Protección

Son dispositivos que permiten interrumpir corrientes de régimen de operación normal y corrientes muy altas asociadas con fallas o sobrecargas de los sistemas eléctricos. Existe una gama amplia de tipos de dispositivos de acuerdo a su diseño, medio de aislante eléctricos, medio de interrupción de arco eléctrico, tipo de montaje, modo de operación (monopolar/tripolar), accesorios de medición y control, esquemas de operación y automatismos (apertura/reconexión). Que de forma resumida son: Disyuntores de subestación, celdas de protección metalclad (interruptor o fusibles tipo botella), interruptores padmounted, interruptores subterráneos (caja hermética / aislamiento en sólido dieléctrico), reconectores automáticos, seccionadores (electromecánicos / electrónicos) y seccionadores portafusibles (simple/ tipo rastrillo).

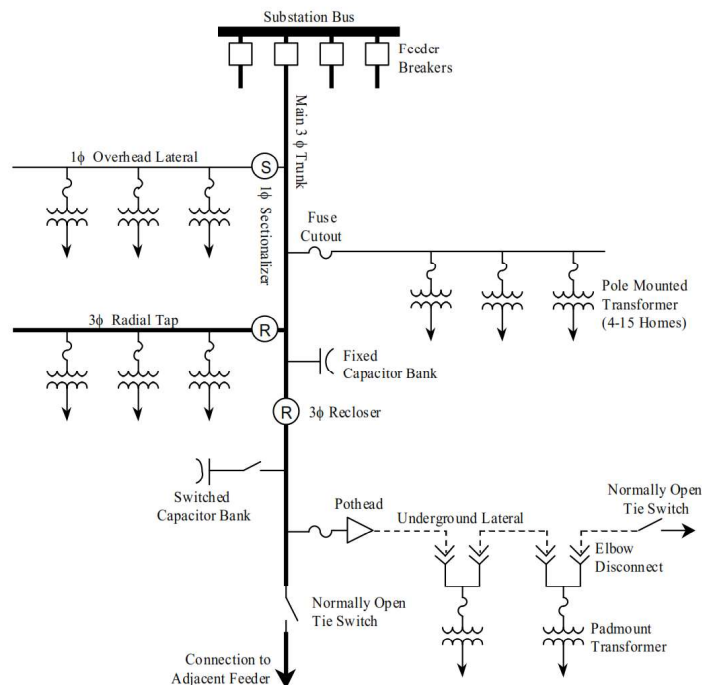


Figura 1.6. Dispositivos de maniobra y protección de Alimentador Primarios [5]

En la Figura 1.6 se muestra los principales dispositivos de protección empleados en las redes de distribución, estos son: relés de sobrecorriente que se encuentra ubicado en la cabecera del alimentador (subestación), reconectores que generalmente son ubicados en la mitad del troncal o en ramales monofásicos o trifásicos de gran cantidad de carga, seccionalizador que se ubica aguas abajo de un elemento de protección con funciones de reconexión y finalmente los fusibles que son ubicados principalmente en los ramales o finales de red (acometidas), ya que al presentarse alguna falla segmentan solo ese ramal o acometida y no ocasionan la apertura de todo el alimentador.

A continuación, se realiza una descripción corta de las características de cada uno de los principales dispositivos de protección utilizados en los AP.

- **Interruptores Automáticos (Disyuntores / Reconectores)**

Los interruptores automáticos utilizan una combinación de diseño inteligente, resistencia mecánica / térmica y una velocidad de conmutación muy alta para abrir y cerrar corrientes grandes (más de 50,000 amperios en algunos casos) [8], pudiendo cerrar en condiciones de falla, con lo que pueden usarse en operaciones de reconexión automática y en complicados esquemas de protección que implican una operación en serie rápida de varios interruptores para despejar fallas transitorias, lo que puede facilitar la operación de despeje y reconfiguración de redes durante contingencias.

- **Fusibles**

Los fusibles funcionan normalmente cerrados con una única operación ante sobre corrientes superiores a su nominal, borrando una falla a través de un proceso térmico que destruye o "consume" el fusible. Las ventajas de los fusibles sobre los interruptores es el costo, ya que el costo es bastante bajo, además que el tamaño es más pequeño y no necesitan de mantenimiento rutinario, así como también tiene un tiempo de despeje más rápido. La principal desventaja de los fusibles es que tienen una sola operación, después de lo cual deben ser reemplazados manualmente. Existe una amplia gama de tipos y tamaños de fusibles, la elección de las curvas Tiempo-Corriente está un tanto limitada por el diseño físico y características de fusión, presentan una degradación de sus características de operación por fatiga debidas a fallas aguas abajo o condiciones de carga, por otra parte, no brindan toda la flexibilidad de coordinación que algunos interruptores pueden proporcionar, lo que limitan las posibilidades de reconfiguración de redes durante contingencias.

Coordinación de los Dispositivos de Protección de Alimentadores Primarios

El sistema de protecciones tiene como misión aislar en el menor tiempo posible al equipo y/o al segmento de red más cercano a falla, permitiendo que el resto de la red pueda seguir operando normalmente, evitando el daño de equipos y perturbaciones a los clientes. Por lo que debe proporcionar los siguientes requisitos básicos: seguridad, sensibilidad y selectividad [9]

Seguridad: Debe tener la capacidad de discriminar regímenes transitorios normales y anormales como son: corrientes de inrush, carga fría, cargas desbalanceadas, armónicos y otros transitorios que no sean peligrosos para los componentes o involucren riesgos mortales para las personas.

Sensibilidad: Debe tener la sensibilidad para operar de manera segura bajo las condiciones de falla mínima, es decir ante la falla más alejada de la zona de operación del dispositivo de protección aguas abajo denominado (protector).

Selectividad: Debe desconectar únicamente al componente o segmento más cercano en falla, y debe posibilitar que las fallas de tipo transitorias sean despejadas con interrupciones momentáneas.

Adicionalmente en la actualidad los sistemas de protecciones deben brindar la flexibilidad para ejecutar esquemas de reconfiguración de redes ante contingencias y/o planes de optimización operativa.

1.5.5 Contingencias en Sistemas Eléctricos de Distribución

El término contingencia se define como un evento inesperado (falla) o programado (desconexión para trabajos de mantenimiento, mejoramiento o expansión de redes), que modifiquen las condiciones normales de operación de los sistemas eléctricos.

El estudio de las contingencias en la actualidad se considera como una parte fundamental de la planificación operativa de los sistemas eléctricos de distribución [7], puesto que con esta se busca lograr un adecuado desempeño del sistema durante una salida forzada o planifica de uno o varios de sus componentes, lo cual depende directamente de las configuraciones topológicas del sistema de distribución junto a los sistemas de maniobra y protección.

1.5.5.1 Objetivo del Estudio de Contingencias

- Determinar el nivel de afectación (cantidad de clientes o carga sin servicio) ante la pérdida de uno o varios elementos (tramos de red, dispositivos de maniobra

y/o protección), para categorizar las diferentes contingencias asociados a una zona de estudio.

- Determinar alternativas de conmutación de los dispositivos de maniobra y protección, para sanear cada una de las contingencias preseleccionadas mediante el asilamiento (confinamiento más próximo) de los tramos en falla y el restablecimiento de los tramos desconectados sanos aguas abajo y aguas arriba.
- Ejecutar flujos de carga y cortocircuitos con los cambios de topológicos producto de la conmutación de dispositivos de maniobra y analizar el cumplimiento de los límites operativos (nivel de varga, desviaciones de voltaje y/o frecuencia, capacidad de apertura ante corrientes de cortocircuito y criterios de coordinación de protecciones), y así validar la viabilidad de los planes de maniobra ante cada una de las contingencias planteadas.
- Identificar puntos débiles que ante contingencias que causan violaciones de los límites operativos y que limitan el restablecimiento del servicio ante contingencias. Determinar alternativas (repotenciación de tramos, reemplazo de equipos, construcción de nuevos tramos, cambios de topología para balancear carga entre primarios, balance de fases, reasignación de los dispositivos de seccionamiento y protección) que permitan mejorar la capacidad de respuesta de la zona del SED en estudio ante las contingencias en estudio.

1.5.5.2 Criterios para la Determinación de Eventos de Contingencias

La preselección de contingencias a ser estudiadas, se realiza en base a la evaluación del impacto que ocasionaría, a la cantidad de clientes, criticidad y densidad de carga kVA, pudiéndose de esta manera identificar zonas de alta vulnerabilidad [10].

Uno de las metodologías más utilizadas para analizar las contingencias es Qué Pasa Si? Con este método se puede evaluar el grado de impacto de las contingencias y caracterizar las zonas de mayor afectación en la calidad de servicio. Además se puede identificar situaciones peligrosas y eventos que llevan a accidentes con consecuencias no deseables.

Las contingencias en el sistema de distribución se pueden describir y suponer mediante la aplicación de fallas en diferentes tramos clave del alimentador, con lo cual se obtienen planes de maniobras para solventar las contingencias con el menor impacto posible, tal como se muestra en la Figura 1.7 y se describe a continuación.

La literatura referencia nuevos enfoques y alcances para la planificación de los sistemas eléctricos de distribución a partir al estudio de contingencias, como la planificación en base a índices zonificados (targets) de confiabilidad que consiste en la evaluación del impacto (cantidad o criticidad de clientes o cargas) ante las contingencias más probables, de tal manera que únicamente se considera para la planificación del SED las contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia (eventos usuales) y que presenten mayor afectación a los índices de confiabilidad. Otro enfoque que recientemente se vienen incluyendo en la planificación es el análisis de resiliencia del SED, que consiste en el análisis de las contingencias de baja probabilidad, pero de alto impacto, como por ejemplo terremoto, inundaciones, tsunamis, incendios, deslizamientos de tierra; que buscan medir la capacidad del SED de verse poco afectado y recuperarse rápidamente de una destrucción significativa de sus redes[7].

1.5.5.3 Esquema de Respuesta ante Fallos en Alimentadores Primarios

Los esquemas de respuesta ante contingencias constituyen la secuencia de operación de los elementos de protección y maniobra que se ejecutan para mitigar el impacto negativo de las fallas o trabajos con desconexión en los sistemas eléctricos de distribución. Por ejemplo considerar en la Figura 1.7 una falla trifásica que ocurre en el tramo de línea L5. La corriente de falla fluye inmediatamente de las líneas de subtransmisión a la ubicación de la falla, causando una caída de voltaje en el transformador T1 y dando como resultado una caída de voltaje para los clientes en L9-L12. Los clientes de L2 a L4 experimentan disminuciones severas en el nivel de voltaje y en L5 y L6 los voltajes son casi cero [7].

La corriente de falla hace que el interruptor B1 se abra y el relé de recierre le cierre. Si no se detecta una corriente de falla, la falla es transitoria por lo que todos los clientes posteriores a B1 experimentan una interrupción momentánea. Si la corriente de falla persiste, B1 se dispara y se vuelve a cerrar. Después de varios intentos de recierre, B1 se bloqueará (permanecerá abierto) y todos los clientes posteriores a B1 experimentarán una interrupción prolongada. Después de que B1 envíe una alarma al operador del sistema y se reciban las llamadas de cliente sin servicio eléctrico, el operador del sistema en turno enviará un equipo para localizar la falla.

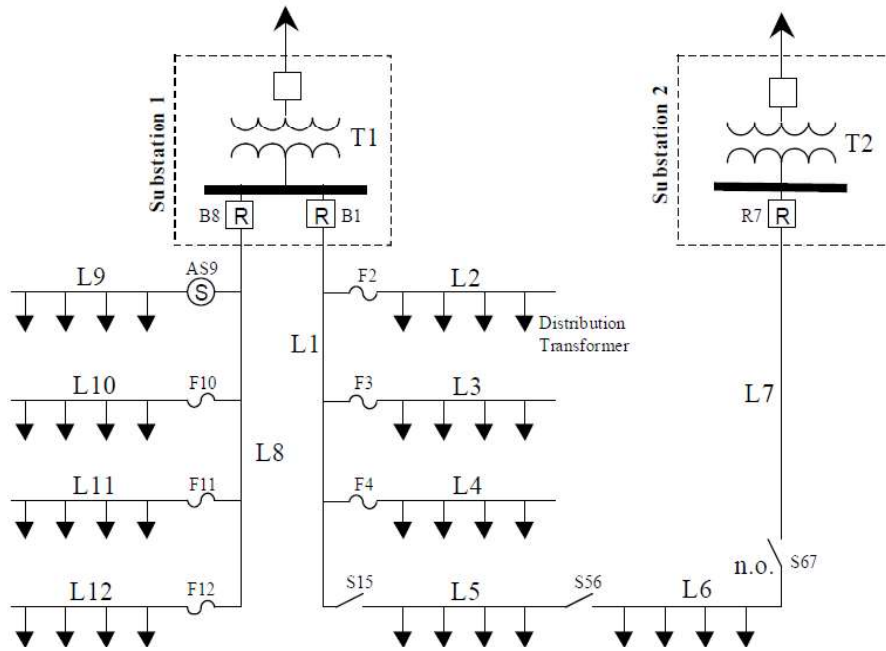


Figura 1.7. Sistema de Distribución en Respuesta a Contingencias [7]

Cuando se localiza la falla, el operador del sistema le indica al grupo de turno que abra el interruptor S15. Una vez hecho esto, el operador cierra de forma remota B1, restaurando la energía a los clientes en L2-L4. El grupo de trabajo estima que se tardaran un tiempo de 5 horas en completarse la reparación. Para evitar la desconexión de las cargas que no se encuentra en la zona de influencia por un largo tiempo de reparación, el operador indica al grupo que se abra S56 y cierre S67. Con esto se restaura la energía para los clientes en L6 y ahora están siendo suministrados por la Subestación 2 en lugar de la Subestación 1. La primera etapa de conmutación se llama restauración en sentido ascendente (aguas arriba) y la segunda etapa de conmutación se llama restauración en sentido descendente (aguas abajo). Una vez reparada la falla, el grupo de trabajo vuelve al sistema a su estado inicial previo a la falla.

La evaluación de las contingencias y los planes de respuesta es fundamental en un sistema de distribución ya que con ello se asegura la confiabilidad del sistema. Los sistemas de distribución de topología radial son intrínsecamente inseguros, esto debido a que la falla de algún componente provoca interrupciones de energía a los clientes aguas debajo. Para minimizar el impacto de estas fallas es necesario planificar una configuración de red de distribución que permita una reconfiguración rápida del sistema y por ende esté preparada para contingencias. Con esto se logrará minimizar la cantidad de clientes afectados por las operaciones de los dispositivo de protección y maniobra, aislando la falla y restaurando rápidamente el servicio en los tramos sanos [11].

1.5.5.4 Incidencia del Sistema de Seccionamiento y Protección en la Respuesta ante Contingencias de los Sistemas Eléctricos de Distribución

El sistema de seccionamiento y protección cumplen un papel importante en la reconfiguración del sistema de distribución ante contingencias, ya que mediante los dispositivos de seccionamiento se logra obtener un cambio de topología en condiciones de fallas permitiendo restaurar el suministro y en condiciones normales segmentar (desconectar) tramos de red para trabajos de mantenimiento minimizando los clientes afectados. Mientras que, los elementos de protección permiten seccionar (aislar) tramos de red en falla, evitando la pérdida del servicio en las partes de la red no comprometidas con la falla, que considerando una buena ubicación y ajuste posibilitan una operación coordinada ante eventos indeseados proporcionando seguridad al sistema y protección a los componentes.

El ajuste de los elementos de protección es una parte imprescindible del sistema de distribución, por lo que no debe ser descuidado en el proceso de reconfiguración de alimentadores, ya que es necesario realizar el análisis de las corrientes de cortocircuito, corrientes de plena carga y los tiempos de actuación de los elementos de protección para así no tener problemas de operación en condiciones normales y durante contingencias del sistema (topologías temporales).

1.6 Estado del Arte de la Reconfiguración Óptima de Redes Eléctricas de Distribución

La reconfiguración de los sistemas de distribución puede llegar a ser un estrategia muy útil y asequible en las etapas de operación (tiempo real) y planeamiento (corto y mediano plazo) [8], según sea la necesidad. En la literatura especializada se referencian diferentes métodos para la solución del problema de reconfiguración óptima, dentro de los métodos heurísticos por ejemplo: el método de Simple Intercambio de Ramales[12] Patrón de Flujo Óptimo [1] y Enfoque Exhaustivo Basado en Reglas, métodos metaheurísticos como: Programación Evolutiva Múltiple Objetivo, Algoritmo Genético (Genetic Algorithm, GA) [13] [14] [15], Optimización por Colonia de Hormigas (Ant Colony Optimization, ACO) [16] [17], Búsqueda Tabú (Tabu Search) [18], Optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) [19] [20], Recocido Simulado y Fuzzy – Multicriterio [21] [22], Plant Growth [23] entre otros.

Así como también se describen diferentes enfoques para la formulación matemática de las funciones objetivo (FOs) entre ellos están: la minimización de pérdidas de potencia, minimización de las desviaciones de voltaje en nodos, minimización de las violaciones

de restricciones de corriente de ramas, minimización de balance de potencia entre APs y minimización de índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, ENS, AENS y CAIDI.) [24], cumpliendo diferentes restricciones de operación [25].

1.6.1 Métodos Heurísticos Empleados en la Reconfiguración de Redes de Distribución

A continuación se enlista los métodos heurísticos recomendados por la literatura [1] para obtener la reconfiguración óptima de redes de distribución:

a) Método de Simple Intercambio de Ramas

Este método se basa en la operación de switch (cerrar uno y abrir otro al mismo tiempo) este método fue propuesto por Baran y Wu [26].

Ventajas

- ✓ Puede ser usado en operaciones en tiempo real proporcionando una reducción de pérdidas de potencia después de una reconfiguración emergente, aunque existe la posibilidad de quedar atrapado en el mínimo local.
- ✓ El método es simple y fácil de comprender.

Desventajas

- ✓ La configuración final depende de la configuración de la red inicial.
- ✓ Se obtiene una solución de un optima local, más no de un optima global.
- ✓ El tiempo de selección y operación de cada par de conmutadores es muy largo, así como también calcular el flujo de carga de red radial.

b) Patrón de Flujo Óptimo

El Patrón de Flujo Óptimo consiste en abrir el interruptor de la rama que tiene un valor de corriente mínimo en el circuito (red en malla o lazo), para lo cual, se reemplaza las impedancias de todas las ramas en la red por las resistencias de rama correspondientes, y se evalúa la distribución de flujo con el empleo de las leyes de Kirchhoff de corriente y voltaje (KCL – KVL). Cuando la distribución del flujo de carga en un circuito es un flujo óptimo, las pérdidas de potencia de red correspondientes serán mínimas [1].

Ventajas

- ✓ La configuración de la red final no dependerá de la topología de red inicial
- ✓ La velocidad de cálculo es mucho más rápida que el método de intercambio de ramas simple

- ✓ El complicado problema de combinación de la operación del interruptor se convierte en un problema heurístico abriendo un interruptor cada vez.

Desventajas:

- ✓ Si existe gran cantidad de interruptores normalmente abiertos en una red, implica el cálculo del flujo óptimo considerando muchos lazos por lo que la solución final puede no ser factible.
- ✓ Cuando se resuelve el flujo de carga mediante corrientes de inyección equivalente, es necesario calcular la matriz de impedancia de la red equivalente de Thevenin con multipuertos lo que implica el aumento en la esfuerzo de cálculo.
- ✓ Necesita calcular el flujo de carga de la red de lazo dos veces para cada operación de interruptor individual (antes y después de abrir un interruptor).

c) Patrón de Flujo Óptimo Mejorado

El patrón de flujo óptimo mejorado combina las ventajas de los métodos de Simple Intercambio de Rama y Patrón de Flujo Óptimo, pero en este método no cierra y abre normalmente todos los interruptores (solo cerrando un interruptor y abriendo otro interruptor cada vez). Este método se centra en el cambio de pérdidas que son causadas por la operación del interruptor más no la precisión de las pérdidas de red [1].

Ventajas

- ✓ Elimina el efecto de creación de lazos.
- ✓ La convergencia del proceso depende principalmente de la red inicial, por lo que la solución final es factible y no está relacionada con el orden de la operación del interruptor.

Desventajas

- ✓ Necesita calcular dos veces flujos de carga para el funcionamiento de cada par de interruptores.
- ✓ El proceso de convergencia y la velocidad se ven afectados por el orden de la operación del interruptor.

d) Enfoque Integral Basado en Reglas

El algoritmo consiste en determinar las acciones de conmutación basándose en una búsqueda por intercambio de ramas para reducir las pérdidas de potencia de la red y balancear la carga del sistema. A diferencia del método heurístico tradicional basado en

el intercambio de ramas, el método integral basado en reglas combina el enfoque del tradicional intercambio de ramas y un conjunto de reglas.

Las reglas son utilizadas para llegar a la reconfiguración óptima de la red de distribución y se forman sobre la base de la experiencia del operador en el sistema de distribución. Por lo cual, para obtener las pérdidas de potencia exacta del sistema y la potencia de rama, se calculará a través de un método de flujo de carga de red de distribución radial, para este método se recomienda utilizar el método de flujo de carga de red de distribución radial basado en la suma de potencia (PSRDNLF por sus siglas en inglés power summation - based radial distribution network load flow method) [1].

1.6.2 Métodos Metaheurísticos Evolutivos para Reconfiguración de Redes de Distribución

Debido a la magnitud (número de posibles soluciones) y la naturaleza no lineal del problema de reconfiguración óptima de redes, así como también por la necesidad de incluir variables como (caída de voltaje, criterios de protecciones, índices de confiabilidad, otras) a la función objetivo, que convierten en un problema de optimización multiobjetivo[1], se han desarrollado otras técnicas basadas en la linealización (aproximación) tanto de la función objetivo como de las restricciones, estructurándose como un problema de optimización lineal entero, y se han recurrido a varias técnicas metaheurísticas como las que se enlistan a continuación.

- a) Red Neuronal (RN) [27]
- b) Recocido Simulado (SA) [21].
- c) Optimización de Enjambre de Partículas (PSO) [28] [20]
- d) Micro Algoritmo Genético (uAG) [29] [4]
- e) Algoritmos Genéticos (AG) [30]

Para el desarrollo de metodología propuesta se escogió la técnica de algoritmos genéticos por su versatilidad con la codificación de red (tramos o switch) conectados o desconectados, que mediante los operadores de cruce y mutación permite una intensificación y diversificación adecuado para el proceso de búsqueda de la topología óptima, así como también se puede mejorar la eficiencia de los operadores con el empleo de las técnicas de grafos y matroides, que reducen el espacio de búsqueda a únicamente soluciones factibles (árboles de expansión) que disminuye los esfuerzos y tiempos computacionales, haciendo factible la implementación a sistemas de distribución reales.

1.6.3 Algoritmos Genéticos (AG)

Los Algoritmos Genéticos son parte de las técnicas metaheurísticas más utilizadas en la solución de problemas de optimización, esto mediante un proceso iterativo de búsqueda de la mejor solución candidata basado en criterios específicos del problema de optimización [30]. Los AG están clasificados en la familia de los algoritmos evolutivos, ya que están basados en el principio de la evolución, por lo que, con esta técnica se puede manejar funciones no convexas, donde una de sus propiedades es que tienen más de un óptimo local.

Al ser un método de optimización estocástico, este algoritmo consta de elementos probabilísticos incorporados que permiten el escape de los óptimos locales y se pueda encontrar un óptimo global. Este método, es similar a otros algoritmos metaheurísticos, que comienzan el proceso de búsqueda utilizando soluciones viables y continúa la búsqueda utilizando técnicas inspiradas en la evolución natural, es decir, el cruce y la mutación del material genético de los padres para engendrar una nueva población con mejor adaptación. A continuación se presenta los principales pasos para la solución de problemas de optimización con AGs:

- a) Generando soluciones factibles
- b) Evaluación de las soluciones
- c) Mejorar las soluciones usando operadores de acuerdo con su aptitud
- d) Repitiendo los pasos b) y c) hasta que se alcancen los criterios de parada

Por lo que, de acuerdo con este proceso los algoritmos genéticos se constituyen de los siguientes pasos: inicialización de la población, cruce, mutación, selección y finalización (basada en el criterio de terminación). Donde los operadores de cruce y mutación cumplen un papel muy importante en la evolución natural de los individuos y en el tiempo de convergencia. En la operación de cruce, dos padres seleccionados al azar se combinan para formar nuevos individuos, es decir, descendencia. Por otro lado, en la operación de mutación se añade aleatoriedad a la población con otro individuo lo que permite que el AG evite los óptimos locales. Los operadores de cruce y mutación se pueden configurar de tal manera que tanto la exploración y explotación del espacio de búsqueda es posible.

El método de algoritmos genéticos (AGs) fue propuesto por primera vez por Nara [30] para la minimización de pérdidas de redes de distribución (RD). Muchos otros autores han seguido y mejorado este método para la optimización de redes de distribución por lo que se han encontrado nuevos métodos de reconfiguración óptima basados en

algoritmos genéticos (AGs) [25]. El método de AGs es mejor que los algoritmos heurísticos tradicionales para la obtención del óptimo. Los AGs se pueden aplicar para resolver una variedad de problemas de optimización que los modelos matemáticos exactos no resolverían mediante algoritmos de optimización estándar, esto incluye problemas en los que la función objetivo es discontinua, no diferenciable, estocástica, o altamente no lineal.

1.7 Optimización de Redes Eléctricas Mediante la Aplicación de AG.

Los algoritmos genéticos han sido aplicados ampliamente en la reconfiguración óptima de redes de distribución con el objetivo de disminuir pérdidas, mejorar los niveles de voltaje, balancear carga, minimizar los índices de confiabilidad, entre otros. En la referencia [31], plantea la reconfiguración óptima de una red eléctrica de distribución secundaria para minimizar las pérdidas técnicas por efecto Joule, utilizando algoritmos genéticos. Se aplica en dos sistemas de distribución, donde se verifico la capacidad de encontrar la mejor solución entre todas las posibles combinaciones al maniobrar los interruptores y su flexibilidad para adaptarse a las restricciones de radialidad y nivel de voltaje. En [32], presenta un método de reconfiguración óptima de redes de distribución basado en algoritmos genéticos (AG) para minimizar las pérdidas de potencia mediante la aplicación de teoría de grafos y matroides, aquí considera operadores de cruce y mutación eficientes mediante uso de la teoría de matroides, donde la clave de la convergencia está en la codificación de la topología. En [29], el propósito es analizar el rendimiento de varias técnicas de optimización multiobjetivo como son: Nondominated Sorting Genetic Algorithm II (NSAG-II), Streng Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2) y Micro Genetic Algorithm (μ GA), evaluando como función objetivo la minimización de pérdidas de potencia, regulación de voltaje e índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI y ENS), mediante la comparación de los resultados optimizados y los tiempos de ejecución de cada algoritmo.

En [8], presenta un método de reconfiguración para redes de distribución reales, donde considera la operación y coordinación de los dispositivos de protección de la red. El objetivo es lograr una configuración de la red que minimice las pérdidas potencia activa y la desviación de voltaje, sin afectar al sistema de protección de la red. La funcionalidad y la efectividad de la metodología se demuestran en los sistemas de prueba IEEE-33 nodos, IEEE-69 nodos y IEEE-119 nodos.

Otras investigaciones como la [33], plantea el problema de reconfiguración optimización resuelta con algoritmos genéticos, logrando mejorar el tiempo de cálculo. Así también

menciona que la técnica de AG es eficiente en la optimización de las tres aplicaciones de control, que son:

Control de voltaje: Esto consiste mantener el voltaje entre los límites definidos.

Reconfiguración de la red de distribución: El objetivo de la reconfiguración de la red de distribución es encontrar una estructura topológica de alimentadores de distribución mediante el remplazo de tramos, de manera que minimice los parámetros de la función objetivo y cumpla las restricciones del sistema [25].

La protección adaptable: La protección adaptable es una filosofía de protección que permite y busca hacer el ajuste de diferentes funciones de protección con el fin de hacerlas más sensibles a las condiciones prevaletientes del sistema de distribución.

Esta referencia menciona los desafíos a los que se enfrentan los AGs en la solución del problema de reconfiguración óptima, como son: La codificación de la topología de la red de distribución que es fundamental para la convergencia [25]. La codificación puede ser: codificación binaria, codificación de número real y la codificación del número de Prufer son los métodos de codificación de uso común para el problema de la reconfiguración de la red. El método de codificación binaria no logra una alta eficiencia de la operación de cruce de un AG, ya que no garantiza que el individuo resultante será una solución viable (circuito radial) y por lo tanto es necesario realizar una verificación de malla que tiene que ser incorporada en el algoritmo. Para evitar esta comprobación de malla se recomienda el uso de la codificación del número Prufer, método de codificación que será tratado más adelante.

Otra forma de evitar la verificación de mallas es utilizando la teoría de grafos y matroides con el fin de mejorar la eficiencia de los operadores de AG. Por lo que es válido para grafos de topologías de redes distribución planas y no planas.

1.7.1 Método de Codificación de Topología de Red Adaptado para los Operadores de Algoritmos Genéticos

El método de codificación de topología de red de distribución es fundamental para la convergencia de AGs. Ya que si la estrategia de codificación es compleja podría aumentar considerablemente el tiempo de convergencia y si la estrategia de codificación es simple no permite una exploración efectiva del campo de investigación. Por lo tanto, a continuación, se detallan varias estrategias de codificación con sus ventajas y desventajas.

Estrategias de Codificación para Topologías de Redes de Distribución

La representación topológica más sencilla para los operadores de AGs es considerar una cadena de topología formada por el estado binario (cerrado / abierto) de cada rama de red o al menos cada conmutador de red [25]. Otra forma de representar la topología radial es considerando el número de ramas (una rama o una serie de ramas) y la posición del interruptor en cada rama.

En la referencia [1] [34], propone diferentes métodos de codificación de topología una de estas es considerando la codificación de las ramas solo de tramos en posición abierta, las mismas que se almacenarán en la cadena de topología. Otra de las propuestas es un método eficiente para la conectividad de las redes de distribución. Aquí identifica la ruta (un conjunto de ramas) a la fuente [34], donde se determina las posibles rutas de cada nodo de la red a la fuente. Este método solo considera una ruta a la fuente S para cada nodo con lo que se logra una configuración radial de la red.

A diferencia de la referencia [20], el esquema de codificación se lo realiza con números reales. Donde cada cromosoma es una lista de índices de interruptores normalmente abiertos. Se usa el método de "corte" de cada ciclo o malla para generar solo configuraciones factibles (radiales). A diferencia la investigación de la referencia [35], propone la formación de un conjunto de conmutadores predeterminados para cada malla (lazo) principal. Por lo que del conjunto se puede abrir solo un interruptor por cada malla (lazo). Constituyendo la cadena de topología de la lista de conmutadores abiertos (uno en cada lazo principal).

Así como también, en otras investigaciones como por ejemplo en la [36], se propone como estrategia la utilización de los mallas (lazos) principales para los operadores del algoritmo genético. Realizando operaciones genéticas especiales con esta nueva codificación. Esta estrategia de codificación logra configuraciones factibles y mejora la eficiencia del tiempo de cálculo, para esto se utiliza un vector con un conjunto de mallas (lazos) principales como una máscara cruzada para crear las configuraciones radiales y para realizar las operaciones genéticas.

A diferencia con las codificaciones anteriores en la referencia [37], se propone un esquema "codificación / descodificación", que está basado en la representación del árbol de expansión (red de distribución radial) mediante un número Prufer. Evitando con esto el tedioso algoritmo de "verificación de lazo", mismo que debería ir integrado en la estructura de AG, para validar los diferentes arboles de expansión o red.

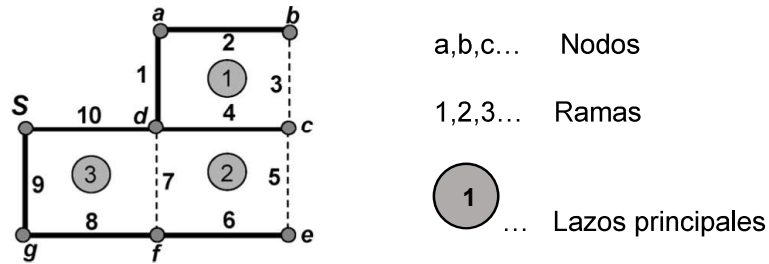


Figura 1.8. Codificación Simple de Topología

Para demostrar este procedimiento de codificación se toma como ejemplo el árbol de la Figura 1.9, donde se representa a los nodos numerados del 1 al 8. Para construir el número Prufer correspondiente, se identifica el número más pequeño en el árbol. Luego, el nodo adyacente único se asigna en el número Prufer y se borra la rama correspondiente. Este procedimiento se repite hasta que se eliminen todas las ramas. En la Figura 1.9 se muestra el árbol de expansión resultante de la Figura 1.8, así como también el número Prufer obtenido el cual es [1 4 4 8 6 7].

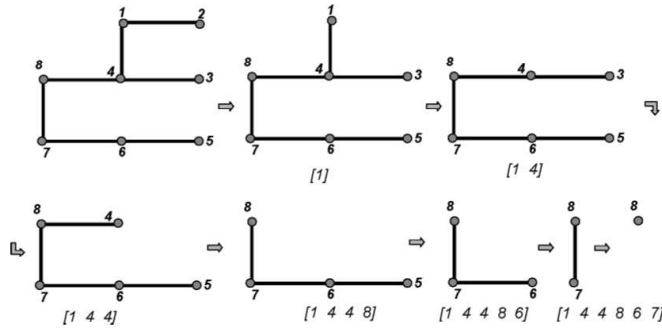


Figura 1.9. Procedimiento para construir el número Prufer ¹

Para representar el número de bits de un árbol de expansión con un número Prufer es $N-2$, siendo N el número de nodos. A diferencia de las estrategias de codificación binaria anteriores, el número de bits es B , que corresponde al número de ramas. Por otro lado una estrategia de codificación binaria estándar necesita 10 bits y una estrategia de número Prufer solo necesita 6 bits ($N-2 = 8 \text{ nodos} - 2$).

En la siguiente tabla se muestra un compendio de las estrategias de codificación encontradas en la literatura de reconfiguración de redes de distribución con algoritmos genéticos aplicados para el ejemplo de la Figura 1.8 considerando las notaciones específicas usadas en cada referencia. A continuación se muestra las principales codificaciones encontradas en la literatura.

¹ Tomado de la referencia [13]

Tabla 1.1. Estrategias de codificación topológica [25]

Literatura Referencia	Codificación de red	Descripción
[25],	[1 1 0 1 0 1 0 1 1 1]	Estado de interruptores: 1 para cerrado 0 para abierto
[30]	[0011 01 0101 01 0111 01]	Rama 3 (binario) Interruptor 1 Rama 5 interruptor 1 Rama 7 interruptor 1
[1]	[001 0101 0111]	Interruptor 3 , 5 , 7
[38]	[3 5 7]	Basado en conjuntos de corte de cada procedimiento de lazos
[34]	[100000, 0100000, 100000, 0010, 1000000, 00011, 0100]	Representa a los nodos a, b,c, g
[35], [36], [39]	[3 5 7]	Interruptores abiertos para cada lazo principal
[13]	[144867]	Nodos de 1al 8 a la fuente S con la construcción del número Prüfer

1.7.2 Operadores GA

Los operadores de AGs son mutación, selección y cruce. El operador de cruce es más importante en la técnica de AGs, ya que el proceso del operador de cruce implica seleccionar al azar dos padres (cromosomas) para intercambiar material genético considerando una tasa de cruce dada, con el objetivo de mezclar la información genética de los padres. Por lo que el diagrama de codificación es muy importante para el éxito del proceso de cruce. En la Figura 1.10 se muestra el operador de cruce con el método de codificación binario y el método de mallas fundamentales.

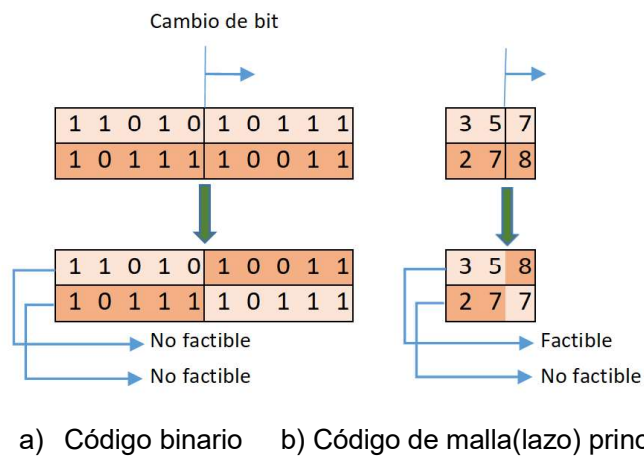


Figura 1.10. Proceso de cruce para a) esquema de código binario y b) esquema de código de malla principal [25]

Mientras que, el operador de mutación permitir que el proceso de AG evite los óptimos locales, permitiendo una encontrar un óptimo global. En la Figura 1.11 se muestra 2 procesos de mutación la primera es con codificación binaria y la segunda es codificación de lazos fundamentales

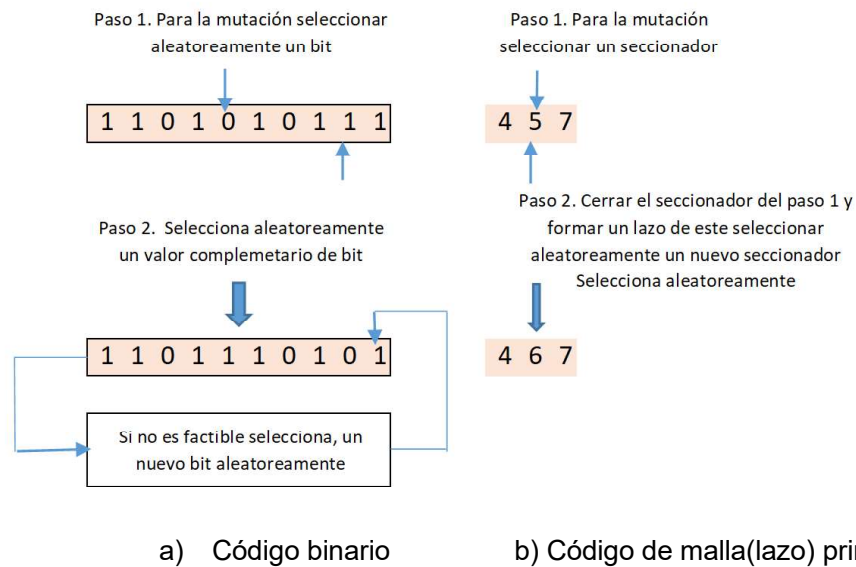


Figura 1.11. Proceso mutación con a) código binario y b) código de laso principal [39]

El operador de mutación cambia aleatoriamente un gen en la cadena y se aplica con una probabilidad que se ha establecido en la fase inicial.

Así como en el proceso de cruce, la estrategia de codificación de topología es muy importante para una operación de mutación rápida y efectiva.

1.7.3 Selección de Estrategias de Codificación de Redes

Analizando las diferentes estructuras de codificación, se concluye que la estrategia de codificación binaria es la más sencilla pero la menos efectiva en cuanto a la memoria espacial y el éxito del proceso de los operadores de AG. Esta codificación se podría aplicar a la reconfiguración de redes de distribución, pero con un número reducido de interruptores. Un método de codificación interesante se considera en la referencia [40], está basado en bloques de demanda, definidos por la configuración inicial. Sin embargo, se necesita ejecutar pruebas de verificación de mallas y nodos después de la modificación de topología.

Las mejores codificaciones basadas en lazos (mallas) fundamentales están en [13] [35]. Estas técnicas de codificación permiten que las soluciones aumenten el número de topologías factibles después de una operación genética. Así como también puede volverse tediosa para una topología de red de distribución real compleja porque el

porcentaje de operaciones de cruce exitosas disminuye según el número de lazos (mallas).

Además, que las técnicas detalladas en las referencias anteriores no proporcionan un algoritmo para enumerar automáticamente los lazos (mallas) fundamentales para un gráfico dado, lo que, al aplicar a redes de distribución reales, la identificación de las mallas podría ser mucho más compleja. Considerando que la identificación de lazos fundamentales es posible solo con redes de distribución con topología de grafo plano (planar graph). Un grafo plano, es un diagrama cuyos bordes se intersecan solo en sus extremos, ya que tales grafos se pueden representar en el plano de una manera simple. En la teoría de grafos, un grafo es plano si y solo si no contiene un subgrafo que es una subdivisión de K_5 (el grafo completo en cinco vértices; como se muestra en la Figura 1.12 (a)) o $K_{3,3}$ (gráfico bipartito completo en seis vértices, tres vértices conectados a los otros tres vértices, como se observa en Figura 1.12 (b)). Estos dos grafos no se pueden volver a dibujar sin intersección de bordes.

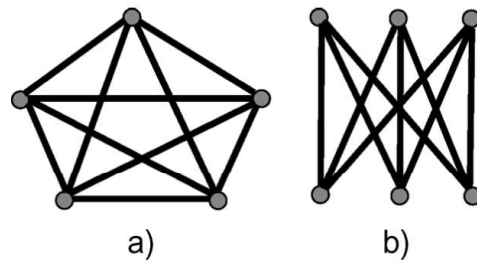


Figura 1.12. Grafos bipartidos K_5 y K_3 [41]

Algunas redes de distribución con topologías complejas podrían ser grafos no planos. Para un grafo plano, los lazos (mallas) fundamentales corresponden a las caras del grafo. Para un procedimiento completo, se debe probar la planaridad del grafo de la red de distribución. Los algoritmos completos para la prueba de planaridad de grafos y la identificación de caras se desarrollan en la referencia [41].

En la referencia [25], la estrategia de codificación utiliza solo representa los conmutadores abiertos. Se considera un enfoque interesante ya que está basado en la teoría matroides para mejorar los operadores del AG y evitar inconvenientes con la verificación de mallas.

1.7.4 Algoritmo Genético Basado en la Teoría de Grafos y Matroides

El objetivo de la reconfiguración es encontrar una topología de red radial óptima que cumpla con la función objetivo y las restricciones planteadas con lo que presente un mejor desempeño. Por lo que para el presente trabajo se considera la teoría de grafos

para la representación de la topología de la red inicial más los tramos candidatos que formarán lazos fundamentales y posteriores darán origen a un nuevo grafo. La teoría de matroides permitirá la obtención de la topología radial o también llamada arboles de expansión. Por lo que el problema de reconfiguración trata de encontrar el árbol de expansión óptimo entre todos los árboles de expansión de los grafos de la red de distribución planteados para la planificación cumpliendo el objetivo dado. Para un mejor entendimiento a continuación se presenta la propiedad de los grafos con respecto a los arboles de expansión que permite la aplicación de la teoría de grafos y matroides.

1.7.4.1 El Lema de Kruskal Intercambio de Tramos de los Árboles de Expansión

La propiedad de intercambio de tramos de árboles de expansión para grafos ha sido probada por Kruskal [42], según el lema que se muestra a continuación. Para la explicación de esta propiedad se utilizará el grafo de la Figura 1.8.

“Sean U y T dos árboles de expansión de un grafo G , Dado que $a \in U$, $a \notin T$; entonces existe $b \in T$, tal que $U - a + b$ es también un árbol de expansión del gráfico G ”, como se muestra en la Figura 1.13.

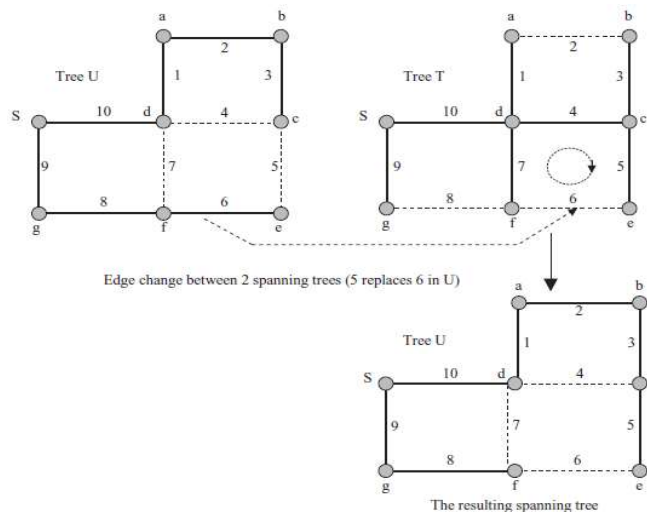


Figura 1.13 Intercambio de tramos entre dos árboles de expansión[1]

En la Figura 1.13, se representa dos árboles de expansión perteneciente al grafo de la Figura 1.8. Para el ejemplo aplicativo de este lema considerar $a=6$ como el borde perteneciente al árbol de expansión U , pero $a \notin T$. Por lo que se puede encontrar un borde b que reemplaza $a = 6$ en T para formar otro árbol de expansión. Para seleccionar el borde b se puede tomar el lazo fundamental que está formado por $T \cup a (= 6)$. Se puede observar en la Figura 1.13 que el lazo fundamental está formado por los tramos 4, 5, 6 y 7 (según flecha punteada). Y se observa que solo el tramo 5 puede reemplazar

el borde 6 en U, por lo que es el único tramo que no genera un lazo (malla). Finalmente, se realiza el intercambio de tramos en U, y se obtiene un nuevo árbol de expansión como se muestra en la Figura 1.13. A continuación, se detallará la teoría de matroides.

1.7.4.2 Teoría de Matroides

La teoría de matroides fue desarrollada por primera vez en 1935 por Whitney [43] quien introdujo la noción como un intento de estudiar las propiedades de los espacios vectoriales en un artista abstracta. Desde entonces, los matroides han tenido varias aplicaciones en una amplia diversidad de campos donde incluyen la combinatoriedad y la teoría de grafos. Un matroide se define por axiomas de conjuntos independientes.

El matroide se define como un par (S, T) , que se llama matroide si S es un conjunto finito y T es una colección no vacía de subconjuntos de S como se muestra en la Figura 1.14. Así como también debe cumplir siguiente la propiedad:

$$\text{Si } I \in T \text{ y } J \subseteq I, \quad \text{entonces } J \in T$$

$$\text{Si } I, J \in T \text{ y } I \leq J, \quad \text{entonces } I + z \in T \text{ para algunos } z \in J \setminus I$$

En la Figura 1.14 se presenta la explicación y el cumplimiento de la propiedad de matroides.

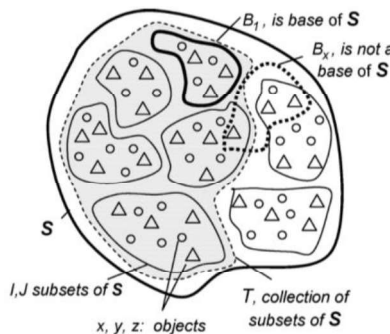


Figura 1.14. Esquema para definición y propiedades de Matroides [25]

Para iniciar es fundamental definir algunos aspectos importantes como son las "bases" de un matroide, mismo que se define así: para $U \subseteq S$, un subconjunto B de U se denomina una base de U si B es un subconjunto independiente de máxima inclusión de U . Es decir, $B \in T$, y no hay $z \in T$ con $B \subset Z \subseteq U$. Un subconjunto de S se denomina expansión si contiene una base como un subconjunto, por lo que las bases son solo los conjuntos mínimos e independientes que se extienden.

La clase de matroides a utilizar para el desarrollo del proyecto es graph matroid, mismo que se define así: sea $G = (V, E)$ un grafo donde V son los vértices y E son los bordes

establecidos. Donde T es la colección de todos los subconjuntos de E (árboles de expansión) que forman un bosque (un grafo en el que 2 vértices están conectados por solo 1 camino); entonces matroide es $M = (E, T)$. El matroide M se llama ciclo matroide del grafo G , denotado como $M(G)$. Las bases de $M(G)$ son exactamente el bosque máximo de inclusión de G . De modo que, si el grafo G está conectado, las bases son árboles de expansión que equivale a las configuraciones radiales posibles de una red de distribución.

Para vincular estos aspectos teóricos con el problema de la reconfiguración óptima (árboles de expansión o topologías radiales), se considera la propiedad de intercambio de tramos para la formación de bases, dada en la referencia [1].

1.7.4.3 Aplicación a la Topología de las Redes Eléctricas de Distribución

Para aplicar esta teoría de matroides a la topología de red se debe tener en claro que de un grafo se puede obtener un matroide y del matroide podemos obtener sus bases, misma que son todas las configuraciones posibles del grafo o para nuestro caso son todas las topologías radiales posibles de la red, donde les llamaremos arboles de expansión. Es importante mencionar que al aplicar la teoría de matroides todos los nodos estarán conectados, por ende siempre es posible un intercambio de tramos entre dos árboles del mismo grafo y con esto obtener nuevos árboles de expansión.

Por lo tanto, un tramo de un árbol de expansión puede reemplazar a otro tramo en el segundo árbol de expansión, y al agregar este tramo al otro árbol de expansión se formará un lazo fundamental. Teniendo la opción a que los tramos restantes pueden reemplazar al tramo seleccionado en el primer árbol de expansión para la formación de una nueva topología.

Considerando desde el punto de vista eléctrico, el intercambio de tramos entre dos árboles de expansión se puede ver como una transferencia de carga entre dos puntos de suministro o entre dos rutas hacia el mismo punto de suministro.

Al utilizar el enfoque de la teoría de grafos y matroides permite el uso de los operadores de algoritmos genéticos evitando verificar la formación de mallas y con esto disminuyendo el tiempo de cálculo, y garantizando el éxito de los operadores de la técnica de algoritmos genéticos.

2 PROPUESTA METODOLÓGICA

Para el desarrollo de este trabajo se propone una metodología que permite resolver el problema de reconfiguración óptima de primarios, mediante algoritmos genéticos basados en teoría de grafos y matroides, para minimizar las pérdidas de potencia, niveles de voltaje y considerando restricciones del sistema de protecciones en las redes de distribución, como una estrategia de planificación de mediano plazo.

Al emplear la reconfiguración óptima de redes como parte de estrategias de planificación de mediano plazo de los SED, esta se puede abordar desde dos enfoques conceptuales diferentes, el primero orientado a la mejora de la respuesta ante contingencia y el segundo orientado a la mejora de los índices de confiabilidad del sistema. En tal virtud, considerando los datos requeridos y la información que arrojan cada uno de ellos, se selecciona, para el presente trabajo, un enfoque de mejora de la respuesta ante contingencias de alto impacto que puedan abordarse en el horizonte de planificación de mediano plazo.

Para resolver el problema de reconfiguración de primarios se aplicará el método de algoritmos genéticos, mismo que es una técnica metaheurística muy utilizada para este propósito ya que debido a la naturaleza del problema permite obtener la solución más cercana al óptimo global. Para obtener mejores resultados y mejorar la eficiencia de los operadores de los algoritmos genéticos como son: selección, cruce y mutación se aplicará la teoría de grafos y matroides. El principal beneficio de aplicar estas teorías es que se suprime el paso de comprobación de mallas para verificar la radialidad de la red, disminuyendo el tiempo computacional y líneas de programación.

2.1 Desarrollo de la Metodología Propuesta.

Para el desarrollo de la metodología propuesta para la reconfiguración óptima de una red como una estrategia de planificación se estructura de la siguiente forma:

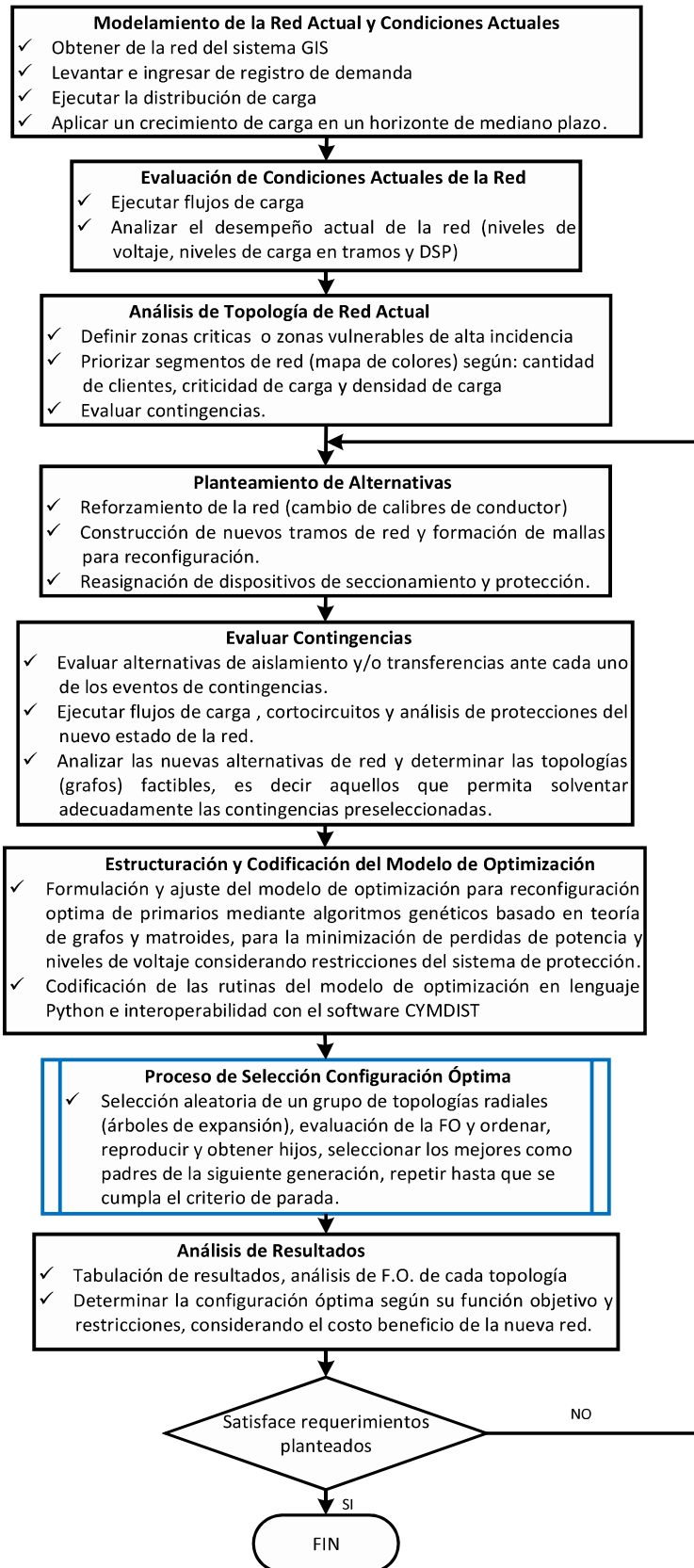


Figura 2.1. Metodología Propuesta para la Reconfiguración Óptima de Red Distribución

2.1.1 Modelamiento de la Red Eléctrica

Para el modelamiento de la red es necesario migrar información de la red que se encuentra en la base GIS de la EEASA a un formato interpretable por el software CYMDIST, mediante una interface ARCGIS – CYMDIST (ver Figura 2.2). De tal forma que se constituye una base topológica que contenga la conectividad de los tramos, equipos, cargas, clientes y parámetros eléctricos de cada uno de ellos. Esto sin contar con la demanda de cada una de las cargas ni de la red en general. Por lo cual para el modelamiento preliminar de la red es importante realizar la distribución de carga mediante el ingreso de los datos teledados de máxima demanda considerando un factor de crecimiento de carga, dado que esta metodología es una estrategia de planificación a mediano plazo.

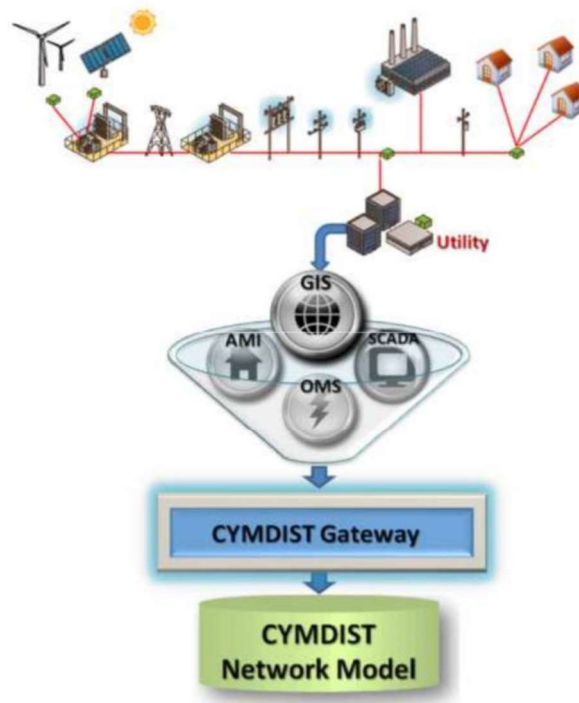


Figura 2.2. Interface ARCGIS – CYMDIST

2.1.2 Evaluación de Condiciones Actuales de Red en Estudio

2.1.2.1 Distribución de Carga

Para la evaluación de las condiciones actuales como se indicó anteriormente es necesario ejecutar el módulo de distribución de carga del programa computacional CYMDIST. Para lo cual es importante el ingreso de los datos teledados de la demanda máxima de la red, que son obtenidos de las lecturas medidas en la cabecera (subestación) del alimentador

primario, mismo que proporciona la demanda total máxima (kW o kVA) diversificada trifásica y/o la corriente máxima por fase durante un mes.

Para la distribución de carga el módulo de distribución de carga de CYMDIST proporciona cuatro métodos que son: kVA conectados, KW.h consumido, REA y kVA actual. Para la metodología propuesta se selecciona el método de kVA conectados. Este método está basado en la asignación de la demanda máxima total de cabecera del alimentador a cada transformador según su potencia nominal (dato conocido traído del ARCGIS). Para este cálculo el software CYMDIST se basa en la Ecuación 2.1, Ecuación 2.2 y Ecuación 2.3 que se muestran a continuación.

$$TkVA(k) = \sum_k kVA_{nom}(k)$$

Ecuación 2.1. Potencia total de transformadores A/P²

Donde:

kVA_{nom} = Potencia instalada del transformador k

$$kW_{Distribuida}(k) = kW_{med}(k) \times \left[\frac{kVA_{nominal}(k)}{TkVA(k)} \right]$$

Ecuación 2.2. Potencia Activa distribuida en los transformadores del A/P

Donde:

kW_{med} = Potencia activa media del transformador k

$$kVAr_{Distribuida}(k) = kVAr_{med}(k) \times \left[\frac{kVA_{nominal}(k)}{TkVA(k)} \right]$$

Ecuación 2.3. Potencia reactiva distribuida en los transformadores del A/P.

Donde:

$kVAr_{med}$ = Potencia reactiva media del transformador k

Antes de la ejecución es necesario ingresar los datos requeridos en el método seleccionado, según los datos de medida registrados en la cabecera y de los puntos telemedidos a lo largo de los alimentadores, estos pueden ser kW-fp, kVA-fp, AMP-fp, kW-kVAr. Con lo cual se puede proceder con el análisis de los resultados del flujo de carga correspondientes a las condiciones iniciales de la red.

² Referencia tomada CYMDIST ayuda

2.1.2.2 Flujo de Carga

Una vez que se ha ejecutado la distribución de carga se tiene lista la red para proceder con siguiente paso que es la ejecución del flujo de carga para determinar las condiciones iniciales de la red, parámetros que serán las variables de entrada y de análisis de la metodología. Es pertinente mencionar que, la ejecución del flujo de carga se realiza mediante el módulo de flujo de carga que está disponible en el programa computacional CYMDIST.

El método de cálculo de flujos de carga que utiliza este software es un algoritmo de barrido hacia atrás y adelante o también llamada técnica ladder (escalera). Este algoritmo se compone de dos partes estas son:

Barrido hacia adelante.- Aquí el algoritmo realiza el cálculo del voltaje en todos los nodos desde la fuente hacia la carga.

Barrido hacia Atrás.- El algoritmo realiza el cálculo de la corriente de las líneas de distribución desde la carga hacia la fuente.

Este algoritmo es iterativo ya que inicia con un primer barrido hacia adelante (sin carga) asumiendo que la corriente que fluye por las líneas es cero por lo que el voltaje va a ser igual al voltaje de la fuente. Para este cálculo el software aplica la Ecuación 2.4 como se muestra a continuación.

$$[V_{LG_{abc}}]_m = [V_{LG_{abc}}]_n - [Z_{abc}][I_{abc}]_{linea}$$

Ecuación 2.4. Cálculo de voltaje nodo “m”

Donde:

$[V_{LG_{abc}}]_n$ = Matriz de voltaje línea tierra de las fases abc del nodo n inicial

$[Z_{abc}]$ = Matriz de impedancia de las fases abc.

$[I_{abc}]_{linea}$ = Matriz de corrientes de línea de las fases abc

Después de terminar el barrido hacia adelante, se calcula el en todos los nodos donde se aplica la Ecuación 2.5.

$$\frac{V_n - V_{n-1}}{V_{nominal}} \leq Tolerancia$$

Ecuación 2.5. Cálculo del error después de la iteración “n” del barrido hacia adelante

Donde:

V_n = Voltaje nodo inicial

V_{n-1} = Voltaje nodo final

$V_{nominal}$ = Voltaje nominal

Si no cumple con la inecuación anterior en todas las fases y nodos, se procede al cálculo de la corriente de carga, aplicando la ley de Kirchoff, considerando este paso como el primer barrido hacia atrás. Para el cálculo de la corriente el software aplica la Ecuación 2.6.

$$I_n = \left(\frac{S_n}{V_n} \right)^*$$

Ecuación 2.6. Cálculo de la corriente en el nodo “n”

Donde:

S_n = Potencia aparente en el nodo n

V_n = Voltaje en el nodo n

Como es un proceso iterativo al obtener la corriente de línea, se aplica nuevamente la Ecuación 2.4. Si cumple con la Ecuación 2.5, se termina el proceso con la convergencia en la iteración “n”, caso contrario continúa con el proceso de barrido hacia atrás/adelante.

Una vez ejecutado el proceso de flujo de carga, como siguiente paso se analiza el desempeño actual de la red, donde se verificará los valores de niveles de voltaje, niveles de carga en los tramos y la ubicación de los dispositivos de seccionamiento y protección.

2.1.2.3 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Alimentadores Primarios

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en los sistemas eléctricos es fundamental en sus tareas de planificación y operación, para lo cual generalmente se emplea el método de componentes simétricas para el cálculo de corrientes de fallas desbalanceadas, no obstante, para el caso de Sistemas Eléctricos de Distribución se han desarrollado otros métodos que ajusten de mejor manera a redes desbalanceadas, que son producto del acoplamiento desigual entre fases, diferente geometría y varias configuraciones de fases (monofásica, bifásica, trifásica y doble terna).

Para el caso de redes en operación radial es posible emplear el método matricial para cálculo de las corrientes cortocircuito en base al circuito equivalente Thevenin de la red hasta el punto de falla, como se muestra en la Figura 2.3.

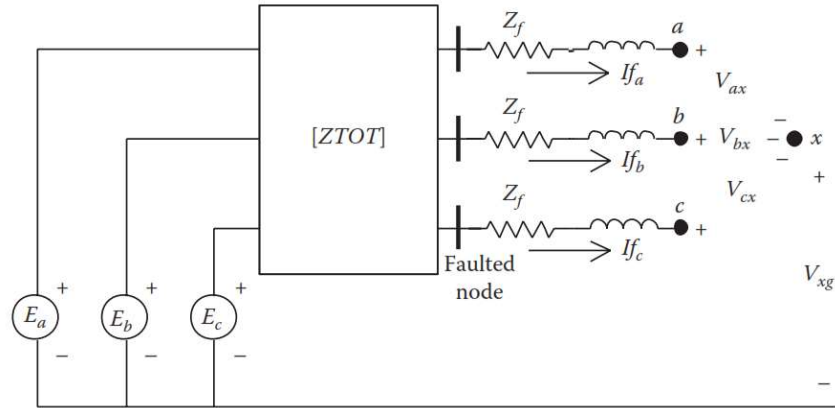


Figura 2.3. Circuito Equivalente Thevenin de la Red hasta el Punto de Falla

Que aplicando los principios de circuitos eléctricos se tiene el siguiente arreglo matricial:

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix}$$

Ecuación 2.7. Cálculo Matricial de voltaje

Al resolver el arreglo matricial anterior se obtiene la siguiente ecuación para el cálculo de las corrientes de cortocircuito para cada una de las diferentes tipos de falla que se pueden presentar en un determinado punto.

$$[I_{abc}] = [\gamma] * [E_{abc}] - [\gamma] * [V_{abcx}] - [\gamma] * [V_{xg}]$$

Ecuación 2.8. Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito

2.1.3 Análisis de Topología Actual

Una vez obtenido los parámetros de desempeño de la red y mediante la aplicación de un mapa de colores se define las zonas críticas o zonas vulnerables de alta incidencia donde se prioriza los segmentos de red según los siguientes criterios:

- **Cantidad de Clientes.-** Se elige la zona de mayor cantidad de paso de usuarios, misma que se define un número mayor a 100 clientes. Esto debido a la ubicación, dispersión y cantidad total de usuarios que alimenta la red

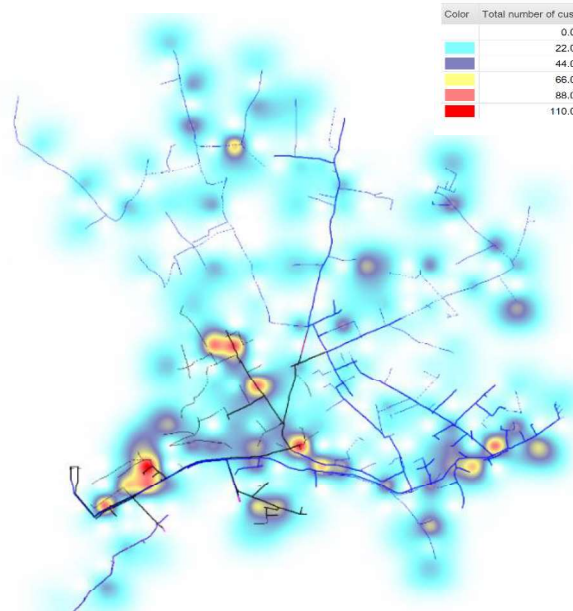


Figura 2.4. Mapa de colores número de clientes

- **Densidad de Carga.-** Selecciona la zona de mayor densidad de carga en el alimentador considerando una base de kVA conectados superior a los 180kVA. Esto se define según la categorización de las zonas por tipo de usuario.

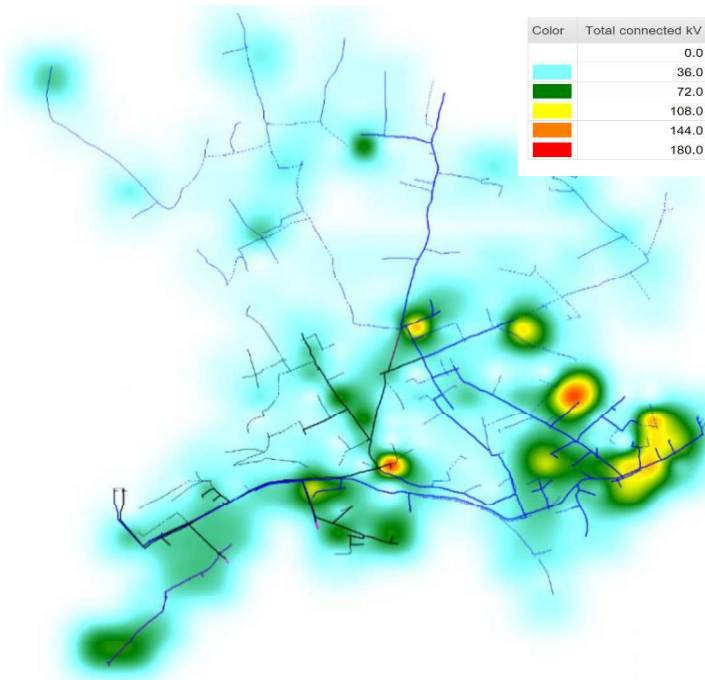


Figura 2.5. Mapa de colores densidad de carga

- **Criticidad de la Carga** Para la definición de este criterio se considera cargas críticas, es decir, cargas como hospitales, unidades educativas, universidades, institutos financieros, industrias y plataformas gubernamentales. En este caso la red en estudio presenta cargas críticas como unidades educativas, hospitales e industrias.

Una vez definido los criterios para la definición de mallas y evaluación de contingencia se ejecuta el módulo de CYMDIST que evalúa contingencias para verificar el plan de conmutación de los DSP y el grado de seguridad de la red al existir un evento no programado o programado y con esto verificar si los dispositivos de seccionamiento y protección instalados en la red actual permiten la transferencia de carga y la formación de mallas para la reconfiguración de la red.

2.1.4 Planteamiento de Alternativas

Después de haber analizado la red inicial ejecutando flujos de carga, evaluación de contingencias y considerando los criterios de segmentación de tramos vulnerables, así como también la reasignación de DSP para la transferencia de carga al momento de una contingencia y para la optimización de la reconfiguración de la red. Aquí se plantea alternativas para la creación y asignación de posibles mallas mediante el análisis de construcción de tramos y formación de nuevos grafos. Mismos que se evalúa contingencias para seleccionar el grafo preliminar factibles apto para soportar contingencias.

2.1.5 Evaluación de Contingencias

Una vez consideradas las alternativas planteadas y haber reasignado los DSP se evalúa contingencias nuevamente mediante el módulo disponible en CYMDIST. Para determinar las topologías factibles que permiten una respuesta ante contingencias en las zonas preseleccionadas vulnerables de alta incidencia.

2.1.6 Evaluación de la Coordinación de Protecciones

A través del uso del módulo de análisis de protecciones del Programa CYMDIST, se realiza la evaluación del cumplimiento de criterios de coordinación de protecciones preestablecidos, para lo cual se ejecutan en primera instancia flujos de carga y cortocircuitos en todos los puntos de la red, con esos valores se obtiene los tiempos de respuesta de las curvas (tiempo-corriente) y se verifica la selectividad, el nivel de carga y la velocidad de respuesta en cada una de las parejas de dispositivos (Protector-Protegido) que se formen de la red en estudio. En la siguiente tabla se muestran los valores de los criterios de coordinación empleados en el presente estudio.

Tabla 2.1. Parámetros de coordinación de Protecciones

Descripción Parámetro	Valor
Nivel de carga Fusible	80%
Nivel de carga relés y reconectadores	90%
Máximo tiempo de limpieza	60 ciclos
Esquema de Reconexión	Limpieza de Fusible
Relé –Reconectador (L)	Tiempo de paso 250 ms
Reconectador (L)-Fusible	Tiempo de paso 300 ms
Fusible – Fusible	MTL_Fp menor que 0.75 MTF_Fr

De tal manera que se logre un arreglo de las curvas operación (tiempo-corriente) de los dispositivos de protección como se muestra en la Figura 2.6.

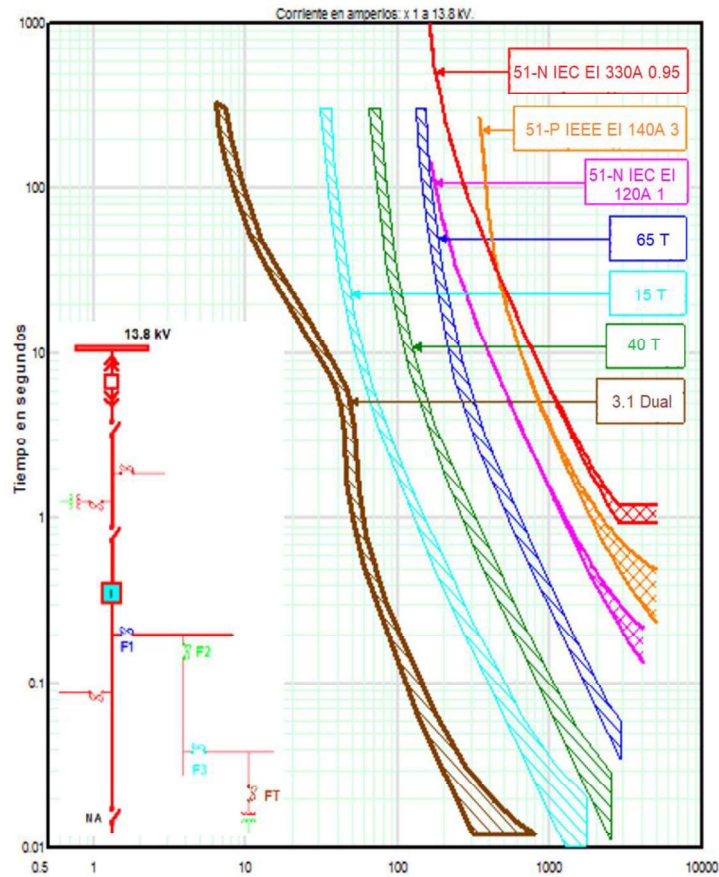


Figura 2.6. Arreglo de curvas de operación tiempo corriente de dispositivos de protección. Posteriormente se ejecuta el análisis de protecciones ante las contingencias preseleccionadas, considerando los cambios de topología y los ajustes alternativos de los reconectadores, como se muestra en la siguiente Figura 2.7.

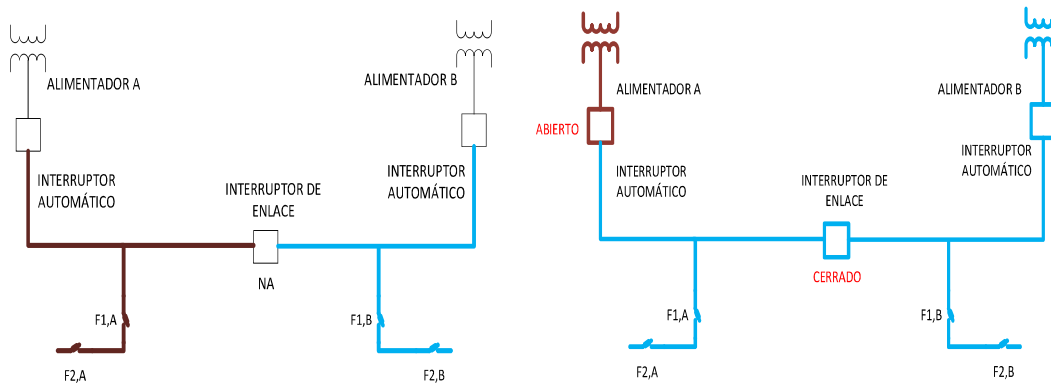


Figura 2.7. Arreglo de dispositivos de protección por contingencias

2.1.7 Formulación y Ajuste del Modelo de Optimización

Considerando los puntos anteriores se formula y ajusta el modelo de optimización para la reconfiguración de primarios mediante la aplicación de algoritmos genéticos basados en teoría de matroides y grafos, para la minimización de pérdidas de potencia y niveles de voltaje considerando restricciones de protecciones.

El problema de reconfiguración óptima se ha desarrollado mediante el uso de la técnica metaheurística de algoritmos genéticos basado en la teoría de matroides y grafos para mejorar la eficiencia de los operadores de cruce y mutación, evitando con esto la verificación de mallas y garantizando la topología radial de la red. Para la formulación y ajuste del problema de optimización se ha considera como variables de la función objetivo la minimización de pérdidas de potencia y desviaciones de voltaje y como restricción las propiedades del sistema de protecciones, es decir, que la nueva configuración cumpla con la sensibilidad, selectividad y velocidad de respuesta de las protecciones.

2.1.7.1 Reconfiguración Óptima de la Red.

El desarrollo del algoritmo genético para la reconfiguración de la red se basó en la teoría de matroides anteriormente explicada en el punto 1.7.4.1 mediante el lema de Kruscal. Para lo cual se consideró los tres operadores de AG que son mutación, selección y cruce.

Para la solución del problema de optimización se plantea dos funciones objetivo, mismas que son: la minimización de las pérdidas de potencia y la minimización de la desviación de voltaje en el nodo. La formulación matemática del problema de reconfiguración se presenta a continuación[1], [8]:

Función Objetivo 1:

$$\text{Min } f_1 = \sum_{i=1}^{N_{br}} R_i (I_i)^2$$

Ecuación 2.9. Minimización de pérdidas de potencia

Donde:

N_{br} = Número de tramos de la red

R_i = Resistencia del tramo i

I_i = Corriente del tramo i

f_1 = Función objetivo 1 minimización de pérdidas de potencia

Función Objetivo 2:

$$\text{Min } f_2 = \max |V_i - V_{nom}| \quad i \in \{1, 2, 3, \dots, n\}$$

Ecuación 2.10. Minimización de la desviación de voltajes de nodos

Donde:

V_{nom} = Voltaje nominal en el nodo i

V_i = Voltaje del nodo i

f_2 = Función objetivo 2 desviación máxima del voltaje del nodo en la red

n = Número total de nodos de la red en estudio

Donde los valores más bajos de f_2 indican un perfil de voltaje de mayor calidad y una mejor seguridad en la configuración de la red considerada.

Restricciones:

Considerando la siguiente penalización como restricciones operacionales del sistema de protecciones:

$$\text{Penal} = W_1 \times \sum_{i=1}^{Np} \max(OLF_i \times I_{i,l} - I_{i,n}, 0) + W_2 \times \sum_{i=1}^{N_{CF}} \max(MCT_{i,m} + MMT_{i,b}, 0)$$

Ecuación 2.11. Restricción de reconfiguración de red de distribución

Donde en la primera penalización, Np es el número de dispositivos de protección usados en la red, $OLF_{ar,i}$ factor de sobrecarga del dispositivo y $I_{i,l}$ corriente de carga que fluye por el i th dispositivo y $I_{i,n}$ corriente de arranque (pick up) del dispositivo de protección. Esta

restricción esta atribuida a la propiedad de sensibilidad de las protecciones ya que aquí se analiza el nivel de carga del dispositivo de protección considerando un factor de sobrecarga. Para el cálculo de la penalización se considera que si la diferencia de la corriente nominal del dispositivo multiplicado por el factor de carga y la corriente de carga que fluye por el dispositivo, es mayor a cero existirá penalización y sino no existirá penalizado.

Donde en la segunda penalización, $MCT_{i, m}$, es el tiempo de mínima limpieza del dispositivo principal y $MMT_{i, b}$, es tiempo de mínima fusión del dispositivo de respaldo y N_{CF} , es el número de arreglos (fusible principal y fusible de respaldo) considerados en la reconfiguración. Esta penalización está atribuida a la propiedad de selectividad y se refiere al análisis de coordinación de protecciones, es decir, considerando las curvas protección del dispositivo principal y de respaldo. Para la restricción se analiza el tiempo de paso, el mismo que para considerar como penalización debe ser mayor a cero, por tal razón mientras el tiempo de máxima limpieza sea menor al tiempo de mínima fusión la penalización será menor igual a cero y no existirá penalización en la función de adaptación.

A continuación se detalla la función de adaptación en la Ecuación 2.12 considerando las 2 funciones objetivo y la penalización que es la restricción de protecciones indicada anteriormente.

$$FA = k_1 \times \frac{F_1}{F_{1m}} + k_2 \times \frac{F_2}{F_{2m}} + \sum_{i=1}^2 Penal_i$$

Ecuación 2.12. Función de Adaptación del problema de reconfiguración de red [8]

Donde:

k_1, k_2 = Factores de peso de la función objetivo 1 y 2 respectivamente

F_1 = Total de pérdidas de potencia de la red

F_{1m} = Total de pérdida de potencia de la red inicial

F_2 = Índice de perfiles de voltaje de la red

F_{2m} = Índice de perfiles de voltaje de la red inicial

$Penal_i$ = Valor de la función de penalización del i th penalización.

2.1.8 Aplicación del Código para Reconfiguración de Redes.

El desarrollo de la codificación del problema de optimización se realizó en lenguaje de programación Python – CYMDIST, donde mediante un software intérprete ejecuta la interacción con el software CYMDIST.

2.1.8.1 Codificación de la Topología

La estrategia de codificación seleccionada para el funcionamiento de los operadores de algoritmos genéticos se basa en pares ordenados formados por el nodo inicial y el nodo final del tramo. Para el desarrollo de los algoritmos genéticos se consideran solo los tramos desconectados de la red que forman mallas, ordenados en una lista de tramos desconectados, como se observa en la Tabla 2.2 según Figura 2.8.

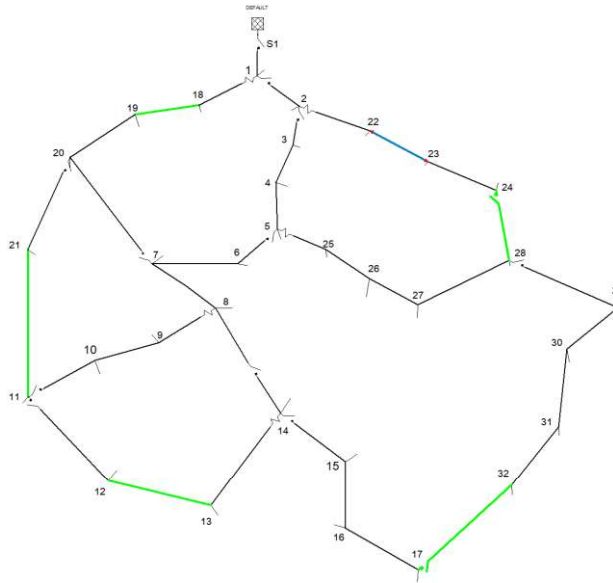


Figura 2.8. Topología red IEEE 33 nodos para codificación

Tabla 2.2. Codificación de topología según Figura 1.13

Tramos		
Conectados		Desconectados
(0,1)	(8,14)	(19,18)
(1,2)	(14,13)	(21,11)
(2,3)	(12,11)	(13,12)
(3,4)	(14,15)	(32,17)
(4,5)	(15,16)	(28,24)
(5,6)	(32,31)	
(7,20)	(31,30)	
(20,19)	(29,28)	
(18,1)	(28,27)	
(7,8)	(27,26)	
(8,9)	(26,25)	
(9,10)	(25,5)	
(10,11)	(24,23)	
(21,20)	(23,22)	

Esta codificación se aplicará en el desarrollo del proyecto considerando los tramos desconectados de cada malla fundamental para las operaciones de selección, cruce y mutación de los algoritmos genéticos.

2.1.9 Operadores de Algoritmos Genéticos Basados Teoría de Matroides

A continuación se explicará el desarrollo de los operadores de mutación, cruce y selección de la población inicial utilizando el enfoque de teoría de matroides mediante el ejemplo de la topología de la Figura 2.8 propuesto en la referencia [1].

2.1.9.1 Operador de Cruce

La función del operador de cruce es el intercambio de genes entre dos cromosomas. Se puede elegir al azar uno o múltiples puntos de cruce. Para el problema de reconfiguración, esta operación representa el intercambio de uno o varios tramos de la red de distribución o en este caso del árbol de expansión. Como primer paso en el proceso de cruce se muestran dos cromosomas (Figura 2.9), mismos que van a representar a los padres elegidos al azar que se obtuvieron del grafo de la Figura 2.8. Para el cruce solo se consideran los tramos desconectados de cada árbol de expansión. El conjunto de tramos desconectados de cada árbol de expansión tomarán el nombre de cromosomas y los tramos se los llamarán genes.

Para realizar el intercambio de tramos por cruce se debe seleccionar aleatoriamente un punto de cruce entre el primer gen y el segundo gen de los árboles de expansión como se muestra en la Figura 2.9. Por lo que del primer árbol de expansión se puede elegir cualquiera de los tramos (genes) (19,20), (10,8), (12,11), (29,28), (23,22), para este caso se elige el gen (23,22), mismo que deben intercambiarse con otro gen del segundo árbol. Para determinar que tramo del segundo árbol puede remplazar al tramo (23,22), en el primer árbol, se establece el lazo fundamental que se forma al conectar el tramo (23,22), como se muestra en la Figura 2.9. Considerando estos parámetros se realiza una búsqueda del tramo desconectado del segundo árbol que se encuentre en el lazo fundamental formado en el primer árbol. Este lazo fundamental está formado por los tramos (22,2), (22,23), (24,23), (28,24), (28,27), (27,26), (26,25), (25,5), (5,4), (4,3), (3,2), y comparando con el cromosoma del segundo árbol se observa que solo el tramo (24,28) se encuentra en esta malla; por lo que se remplaza el tramo (23,22) por (24,28) y viceversa obteniendo dos nuevos hijos, es decir dos nuevos árboles de expansión (topologías radiales).

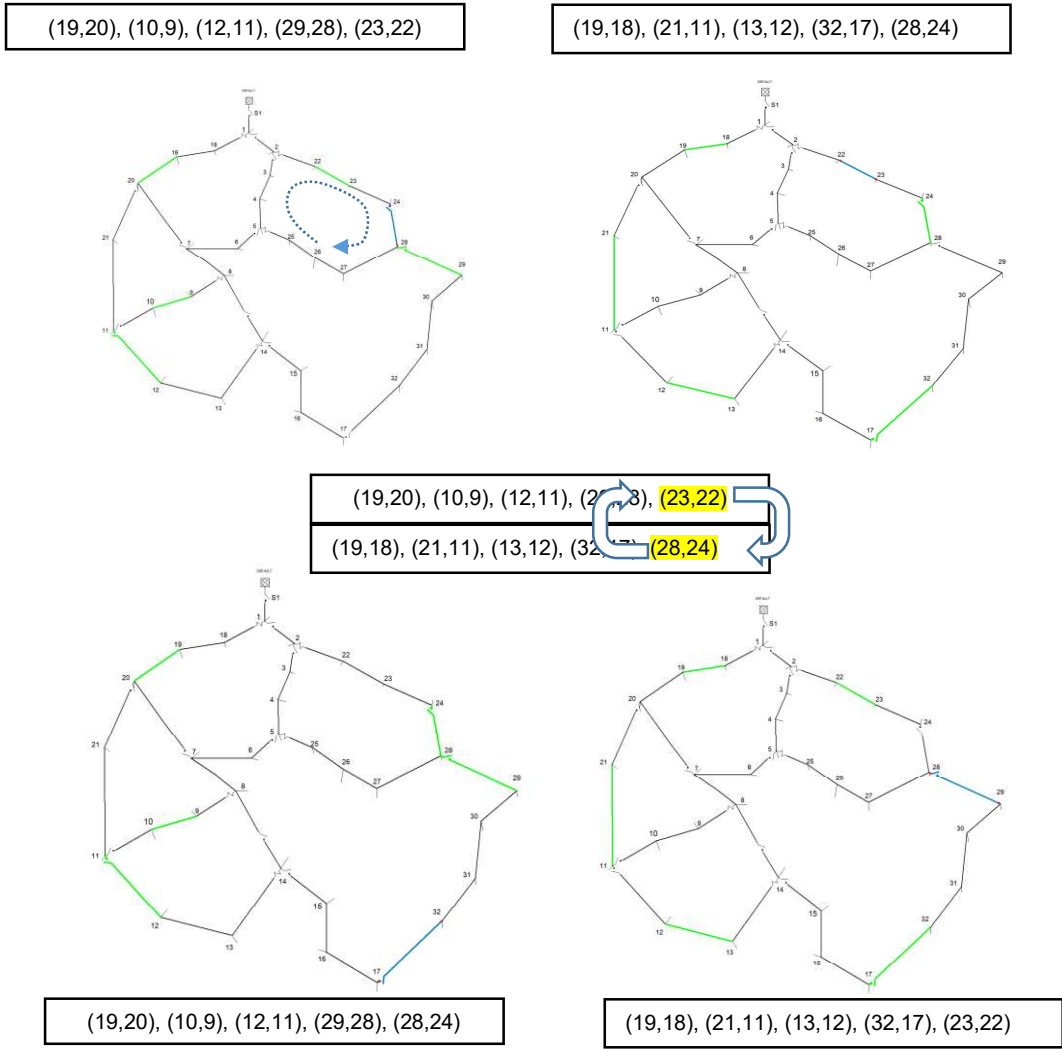


Figura 2.9. Proceso del operador de cruce basado en teoría de matroides

2.1.9.2 Operador de Mutación

El proceso del operador de mutación, es similar al de cruce, pero solo se aplicará a un árbol de expansión. Primero, se seleccionada aleatoriamente un gen (tramo desconectado) o múltiples genes del cromosoma como se muestra en la Figura 2.10. Para el ejemplo se selecciona el tramo (31,30), mismo que será utilizado para ser mutado. Como siguiente paso, se conecta el tramo (30,31) para formar el lazo fundamental que consta de los tramos (29,28), (30,29), (31,30), (32,31), (32,17), (17,16), (16,15), (15,14), (14,8), (8,7), (7,6), (6,5), (25,5), (26,25), (27,26), (28,27). Al obtener la malla se elige aleatoriamente el nuevo tramo que va a reemplazar al tramo (30,31) (sin considerar al tramo seleccionado). Para el ejemplo el nuevo tramo seleccionado para reemplazar al tramo (30,31) es el tramo (15,14), con esta consideración se obtienen un nuevo árbol de expansión o topología radial como se muestra

en la Figura 2.10, por lo que gracias a la teoría de matroides cualquier otra prueba no es necesaria para validar la nueva configuración radial.

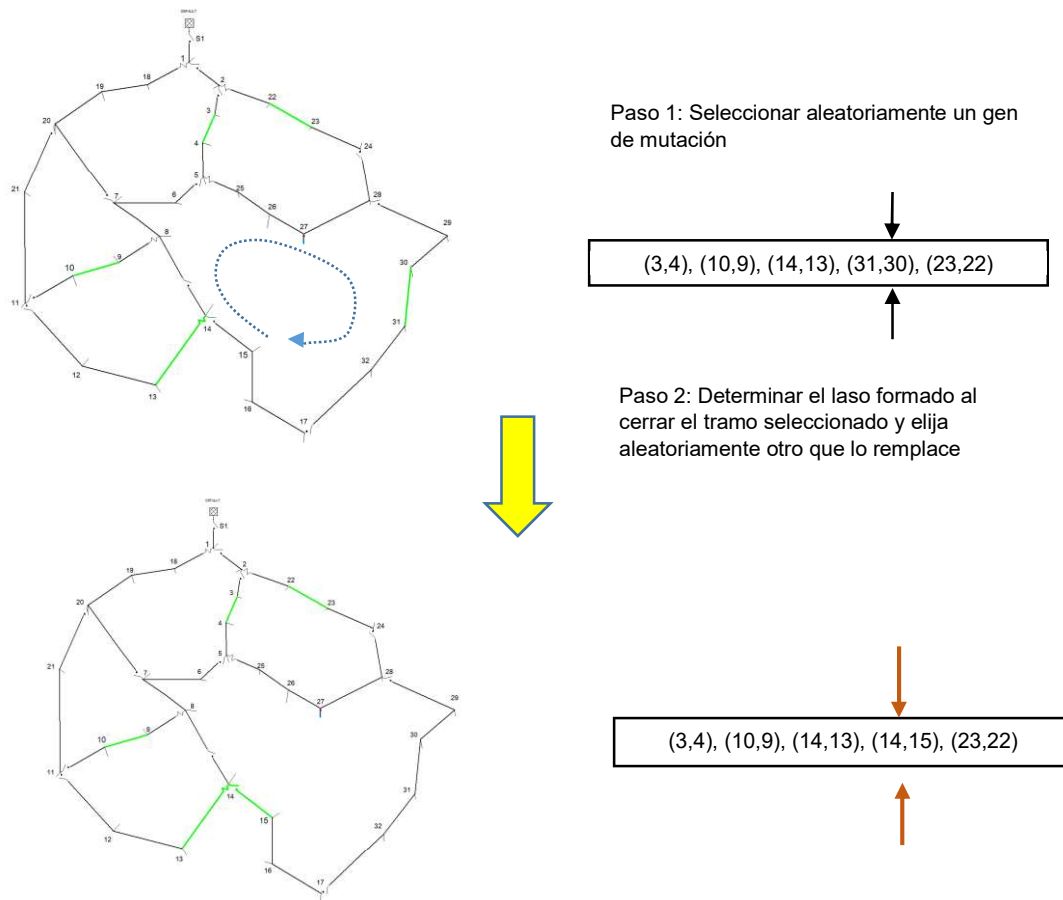


Figura 2.10. Proceso de Mutación Basado en Teoría de Matroides

2.1.9.3 Generación de Población Inicial

La generación de la población inicial es de gran importancia ya que mediante este paso se logrará llegar a la solución más cerca al óptimo global, así como también si se genera aleatoriamente la población inicial puede consumir mucho tiempo. La mejor forma para generar la población inicial es utilizando el proceso de mutación que se explicó en el inciso anterior (Figura 2.10). Por lo que un cromosoma factible inicial (tramos desconectados) se genera aleatoriamente. La nueva viabilidad cromosómica también está implícitamente garantizada con este método.

2.1.9.4 Aplicación del Código para Reconfiguración de Red.

Para la implementación de la metodología se desarrolla un código en lenguaje Python – CYMDIST, donde se comprobará su aplicación en la red de prueba de 33 nodos IEEE y se

aplicará la metodología propuesta a la red de distribución real de la EEASA, para este propósito se utilizará los alimentadores ALIM-0100020T03 y ALIM-0100020T05 de voltaje nominal 13.8kV, considerando las topologías factibles obtenidas en la evaluación de contingencias.

A continuación se muestra el diagrama de flujo de la reconfiguración óptima de alimentadores primarios:

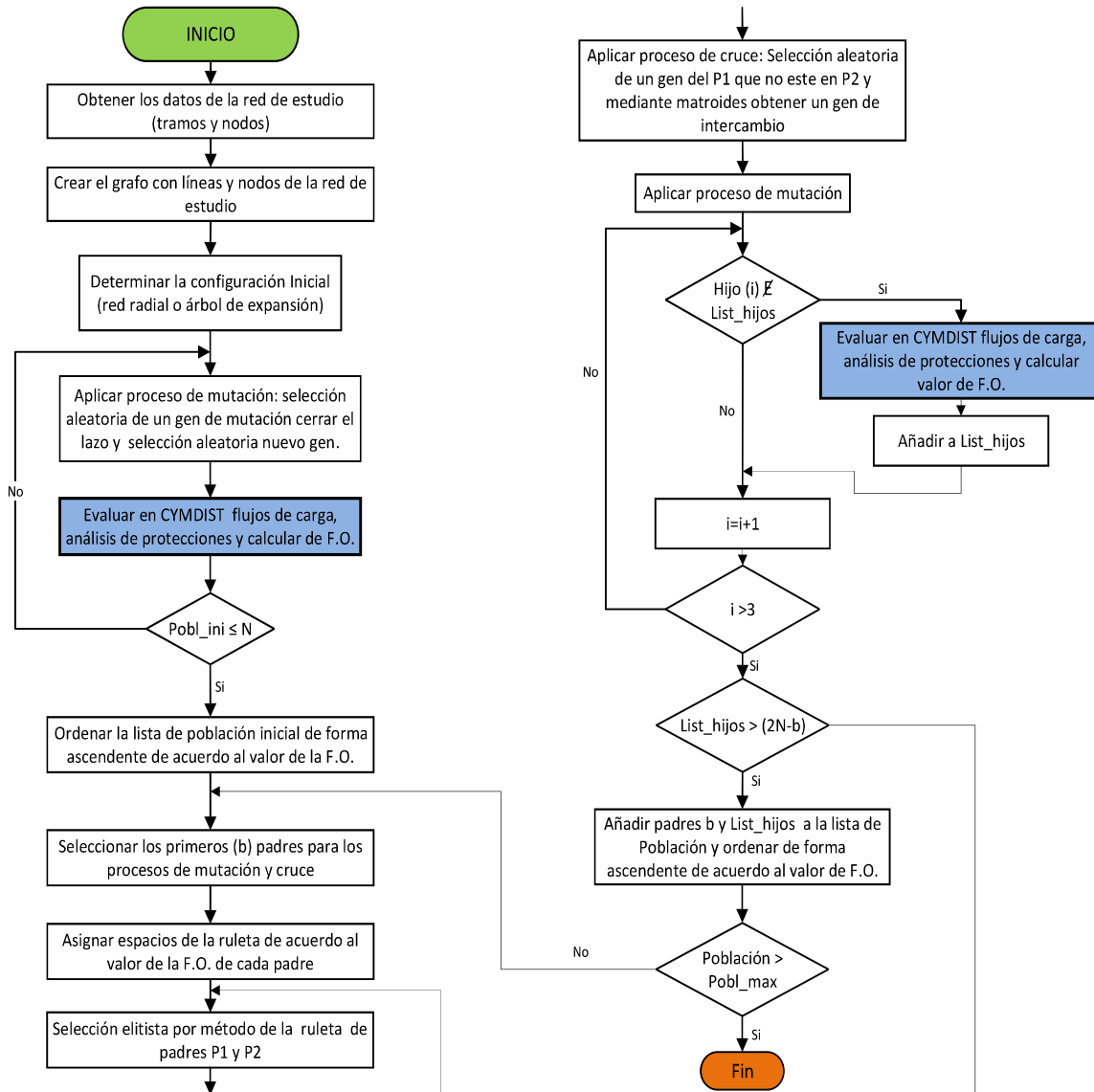


Figura 2.11. Proceso de Selección de la Configuración Óptima de la Red (Grafo)

2.1.10 Análisis de Resultados

Como último paso se tabula los resultados y se analiza la red de prueba de acuerdo al código de programación y la red real mediante evaluación de contingencias y alternativas de desempeño operativo de la red obteniendo así una topología factible preliminar, misma que será optimizada con el código de programación de acuerdo a la función objetivo. Para este análisis se evaluarán los resultados obtenidos según los criterios de evaluación de contingencias y creación y designación de lazos fundamentales y finalmente con esto se determina la nueva configuración de red que tenga un mejor desempeño operativo tanto en operación normal como en contingencias cumpliendo con la coordinación de protecciones de la red.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como una etapa de prueba y validación de resultados del problema de optimización de reconfiguración de primarios se aplica a la red de prueba de 33 nodos de la IEEE con los datos de la librería de redes de prueba de CYMDIST, mientras que para probar la aplicabilidad y prestaciones de la metodología se aplica a los alimentadores primarios 0100020T05 y ALIM-0100020T03 de la subestación Atocha (69kV/13,8kV) que forma parte del sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A.

3.1 Resultados

3.1.1 Aplicación Sistema de Prueba 33 nodos IEEE

La red de prueba se aplica con el propósito de validar el modelo de optimización para la reconfiguración de primarios mediante algoritmos genéticos así como también para comprobar los resultados obtenidos con la literatura de reconfiguración de la referencia [8]. En la Tabla 3.1 se muestra los parámetros iniciales empleados de la red de prueba 33 nodos IEEE.

Tabla 3.1. Características eléctricas red de prueba 33 nodos IEEE

Características eléctricas de la red de prueba 33 nodos IEEE						
Tipo de red	Longitud de red [km]	Total de carga activa [kW]	Total de carga reactiva [kVAR]	Voltaje Nominal[kV]	Perdidas de potencia inicial [kW loss]	Min voltaje inicial [V]
Área	37,01	3939	2391	12,7	224.37	91,28

A continuación se muestra las características iniciales de la topología de la red de prueba 33 nodos IEEE.

Tabla 3.2. Características topológicas de la red de prueba 33 nodos IEEE

Características topológicas iniciales de la red de prueba 33 nodos IEEE				
Nodos	Líneas	Fuentes	Numero de mallas	Tramos abiertos iniciales
33	32	1	5	[18-19], [11-21], [24-28], [17-32], [12-13]

Red de prueba 33 nodos IEEE inicial en software CYMDIST se muestra a continuación:

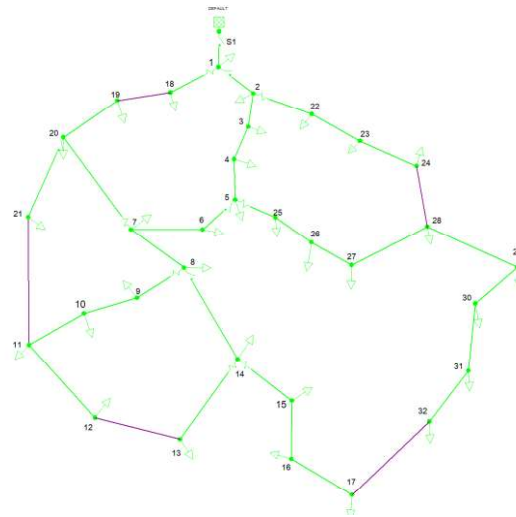


Figura 3.1. Configuración Inicial Red de Prueba IEEE 33 nodos.

Aplicando la metodología propuesta se obtienen los siguientes resultados de la nueva configuración:

Tabla 3.3. Reconfiguración de red de prueba IEEE 33 nodos

Resultados red de prueba 33 nodos IEEE					
Tamaño Población inicial	No. Generación	Tramo abiertos	Perdidas de potencia [kW]	Mínimo voltaje [%]	Función de adaptación
30	19	[6-7], [8-9], [13-14], [31-32], [24-28]	135,52	93,92	0,8195

Donde se puede observar que con la nueva configuración se reduce en pérdidas de potencia un 40% con respecto a la configuración inicial. Mientras que la peor caída de voltaje disminuyo de 8,72% a 6,8%, con esto se obtiene un mínimo valor en la función de adaptación de 0,8195.

Para corroborar los valores obtenidos en el código de reconfiguración se compara con los resultados de la referencia [8] como se muestra en la Tabla 3.4 a continuación:

Tabla 3.4. Resultados Red 33 nodos IEEE con A.G. comparación

Reconfiguración	Tramo abiertos	Perdidas de potencia [kW]	Mínimo voltaje [%]
Propuesta	[6-7], [8-9], [13-14], [31-32], [24-28]	135,52	93,92
Referencia [8]	[6-7], [8-9], [13-14], [27-28], [31-32]	139,9	94,13

Se puede observar que con el código desarrollado se logra mejores resultados en la minimización de las pérdidas de potencia que en la literatura de la referencia [8]. Hay que señalar que la referencia con la cual se está comparando tiene los mismos parámetros de la red en estudio y además utiliza la misma técnica metaheurística de A.G. que la metodología propuesta.

Finalmente a continuación se muestra la configuración óptima de la red de prueba de 33 nodos IEEE en el software CYMDIST.

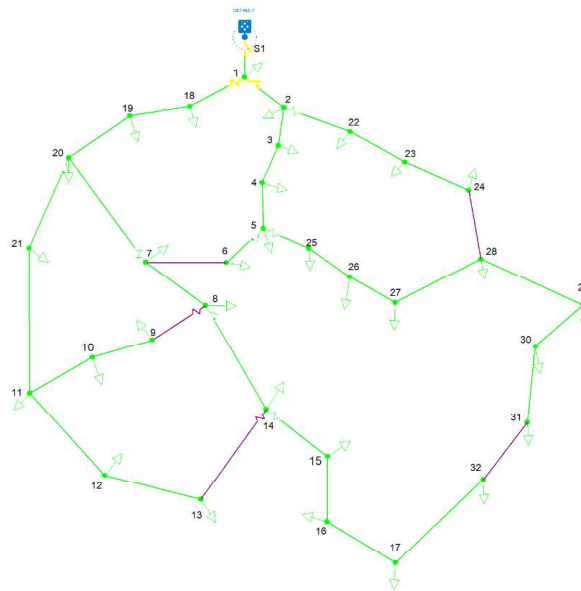


Figura 3.2. Reconfiguración óptima red de prueba 33 nodos IEEE

Con lo cual, se corrobora que la estructura de optimización y el código de programación desarrollada funcionan correctamente e incluso obtiene mejores resultados como se observó en la Tabla 3.4. Para determinar la aplicabilidad de esta metodología a redes de características reales (alternativas de solución, cantidad de elementos, tipo de topologías y

dispositivos de protección), se debe aplicar a redes de una empresa distribuidora de Ecuador tomando la información y procedimientos de planificación homologados.

3.1.2 Aplicación de la metodología de reconfiguración óptima en la red real EEASA

Para la aplicación, validación y análisis de la metodología propuesta se emplea una red real perteneciente al área de concesión de la EEASA, que consta de dos primarios ALIM-0100020T05 y ALIM-0100020T03 de tipo aéreo con un voltaje de servicio de 13,8 kV, mismos que se alimentan de la S/E Atocha. La red en estudio es de topología mallada y está conformada de 2 puntos de interconexión externa hacia dos alimentadores vecinos. La red alimenta a 264 transformadores que suma una potencia instalada de 10 MVA y sirve a 5578 clientes en su mayoría residenciales. Tal como se muestra en la Figura 3.3.

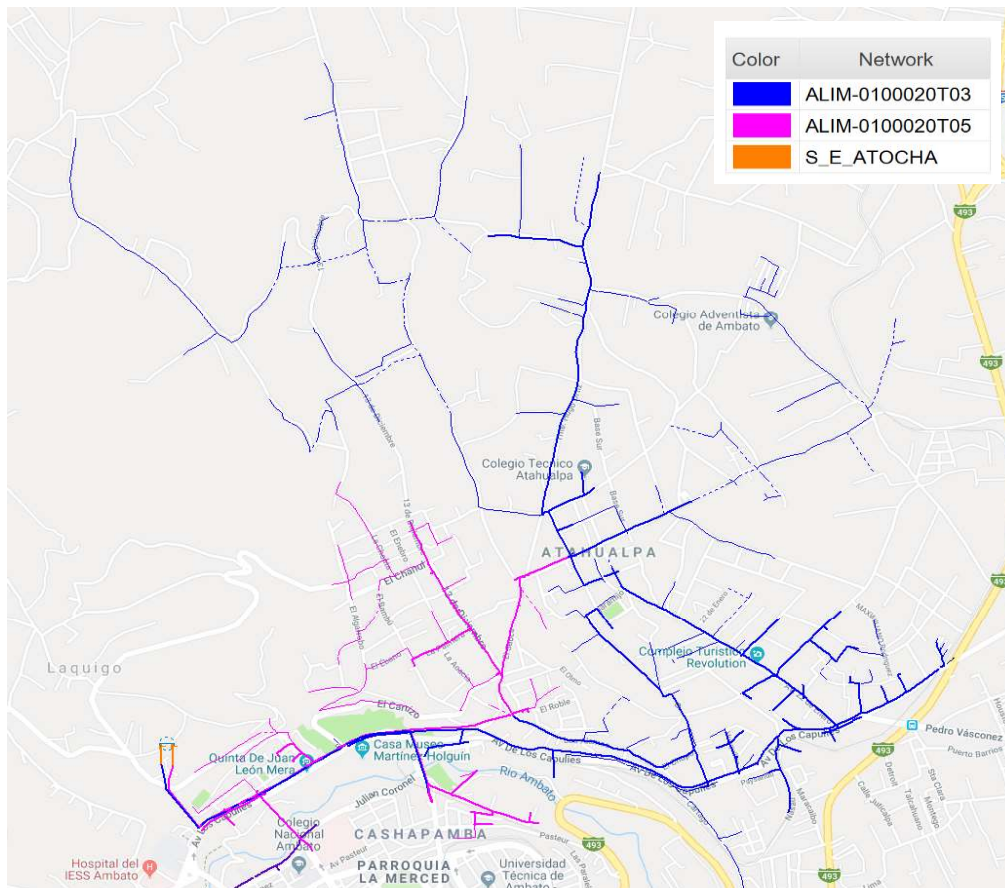


Figura 3.3. Red real inicial de la EEASA

En la Tabla 3.5 se puede observar las características técnicas y topológicas de la red, mismas que son: longitud, número de tamos y nodos, número de transformadores, entre otros.

Tabla 3.5. Características técnicas iniciales de la red real EEASA

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INICIALES RED REAL DE LA EEASA S/E ATOCHA			
Datos	ALIM-0100020T03	ALIM-0100020T05	Total
Número de clientes	3366	2212	5578
Tipo red	Aérea	Aérea	Aérea
Nivel de voltaje	13,8	13,8	13,8
Longitud de red [m]	41174,73	14076,06	55250,79
Total de Tramos	1553	511	2064
Número de nodos	1550	507	2057
Fase A	194	45	239
Fase B	128	25	153
Fase C	589	211	800
Fases ABC	638	230	868
Fases AB	4	0	4
Numero de transformadores	196	68	264
KVA instalados	7465	2632,5	10097,5

Como primera etapa se evalúa la red inicial mediante el modelamiento de la misma con ayuda de la interface ARCGIS – CYMDIST se obtiene la topología de la red considerando los tramos de medio y bajo voltaje, equipos, carga instalada y número de clientes. Para este paso es esencial ingresar los datos de demanda máxima de la red considerando un crecimiento de carga, debido al enfoque de planificación a mediano plazo. A continuación se muestra los datos teledados de máxima demanda de los primarios en estudio.

Tabla 3.6. Datos Teledados de Máxima Demanda

Datos de demanda máxima de la red EEASA			
Primario	Corrientes máxima	Demanda máxima	Fecha de lectura
ALIM-0100020T03	A: 88 A B: 117 A C: 117 A	2461,43 kW	12-12-2018
ALIM-0100020T05	A: 60 A B: 35 A C: 51A	1183,31 kW	05-12-2018

Una vez ingresado los datos teledados de máxima demanda en software CYMDIST, se aplica el módulo de distribución de carga, y se procede con la ejecución de flujos de carga para obtener los parámetros iniciales de la red. Donde se obtiene los siguientes parámetros iniciales de evaluación:

Tabla 3.7. Parámetros iniciales de evaluación red real EEASA

PARÁMETROS INICIALES RED REAL DE LA EEASA 13.8 kV			
Parámetros de evaluación	ALIM-0100020T03	ALIM-0100020T05	Total
Total de potencia activa [kW]	2618	1151	3769
Total de potencia reactiva [kVAr]	374	165	539
Perdidas de potencia inicial[kW]	73.11	19.07	92.18
Mínimo voltaje [V]	97	98.28	97

A continuación se presenta los parámetros de ajuste de las protecciones utilizadas para la reconfiguración de la red real EEASA.

Tabla 3.8. Ajuste de dispositivos de protección

Dispositivos	Curva	Ajuste de protecciones
Relé 51 P	ANSI Extremadamente Inversa	Pick up: 330 A Dial: 0,95
Relé 51 N	IEC Extremadamente Inversa	Pick up: 141 A Dial: 3,0
Reconectador 51 N	IEC 255 Extramadamente Inversa	Pick up: 120 A Dial: 1,00
Reconectador 51 P	IEC 255 Extramadamente Inversa	Pick up: 150 A Dial: 1,00
Fusibles	Tipo T	65 - 40 - 25 – 15

Aplicación de Criterios para Evaluación de Contingencias y Designación de Tramos para la Formación de Mallas

Para la aplicación de los criterios mencionados en el numeral 2.1.3, se utiliza el mapa de colores donde se puede visualizar las zonas vulnerables de alta incidencia, esto mediante la verificación de los parámetros de mayor densidad de carga, número de clientes y cargas críticas (unidades educativas, industrias y hospitales).

En la Figura 3.4 se puede observar que las zonas de mayor densidad de carga se encuentran pintadas de color rojo que corresponden a valores mayores a 180 kVA y color amarillo y naranja correspondiente a valores entre 76 kVA – 180kVA, Estos valores se consideran significativos ya que al presentarse un evento va existir una alta incidencia en los índices de calidad. A continuación se puede observar el mapa de color de densidad de carga de la red.

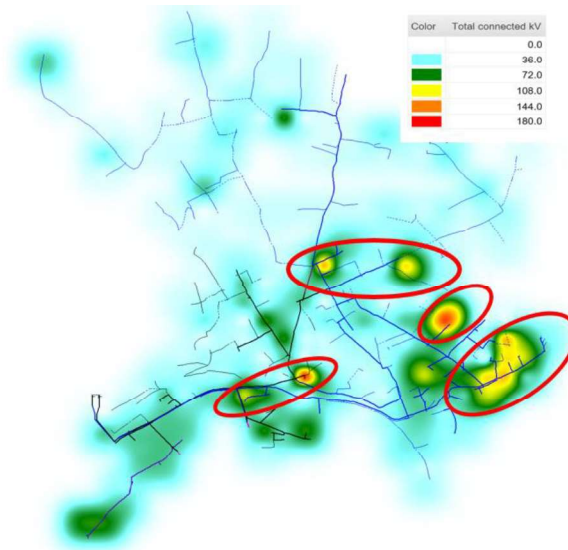


Figura 3.4 Mapa de color densidad de carga

Para el análisis se designa cuatro zonas de mayor concentración de carga que son las que se muestra en círculos rojos en la Figura 3.4.

Así también para identificar las zonas de mayor concentración de cliente se aplica el mapa de colores, herramienta de CYMDIST con la opción de número de clientes como se muestra a continuación:

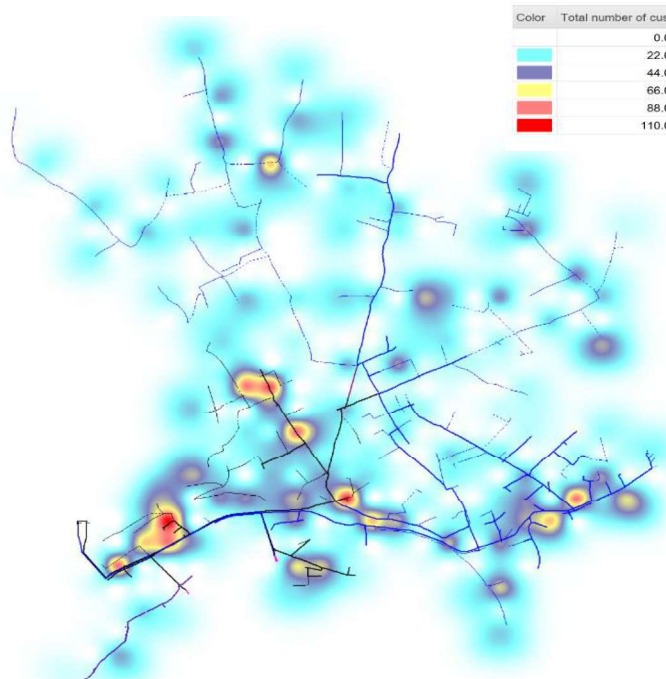


Figura 3.5. Mapa de colores con mayor concentración de usuarios


En la Figura 3.5, se puede observar que las zonas de mayor concentración de clientes se encuentran de color rojo que corresponde a un valor mayor a 110 usuarios y los colores amarillo y naranja corresponde a valores entre 66 – 110 usuarios, considerando como valores que inciden en los índices de calidad según el total de clientes servidos.

El último criterio considerado es la identificación de cargas críticas, mediante la Figura 3.4 y Figura 3.5 se puede corroborar que las zonas de color rojo y anaranjado se encuentran ubicadas cargas críticas como son: industrias, hospitales y unidades educativas.

Después de haber evaluado e identificado los puntos de mayor vulnerabilidad de la red se procede a la asignación de mallas para dar redundancia a estas cargas, así como también son consideradas estas zonas para la evaluación de contingencias.

Como paso siguiente se realiza la evaluación de contingencias en la red inicial; los tramos escogidos para los eventos se consideraron según el análisis anterior, donde se verifico que causa el mismo efecto en todo el ramal elegido. Los tramos seleccionados se muestran a continuación:

Tabla 3.9. Zonas de contingencia

Zona	 Sección Evento
1	259267_MTA
2	259525_MTA
3	790_MTA
4	740747_MTA
5	26579_MTA
6	45361_MTA

En la Figura 3.6 se puede observar las zonas y tramos donde se evaluará las contingencias. Es importante mencionar que los tramos que no se establecen contingencias tienen puntos de transferencia que les permiten tener un respaldo al momento de ocurrir un evento de falla o indisponibilidad, los puntos de transferencia son tomados de 2 primarios vecinos alimentados de la S/E Samanga.

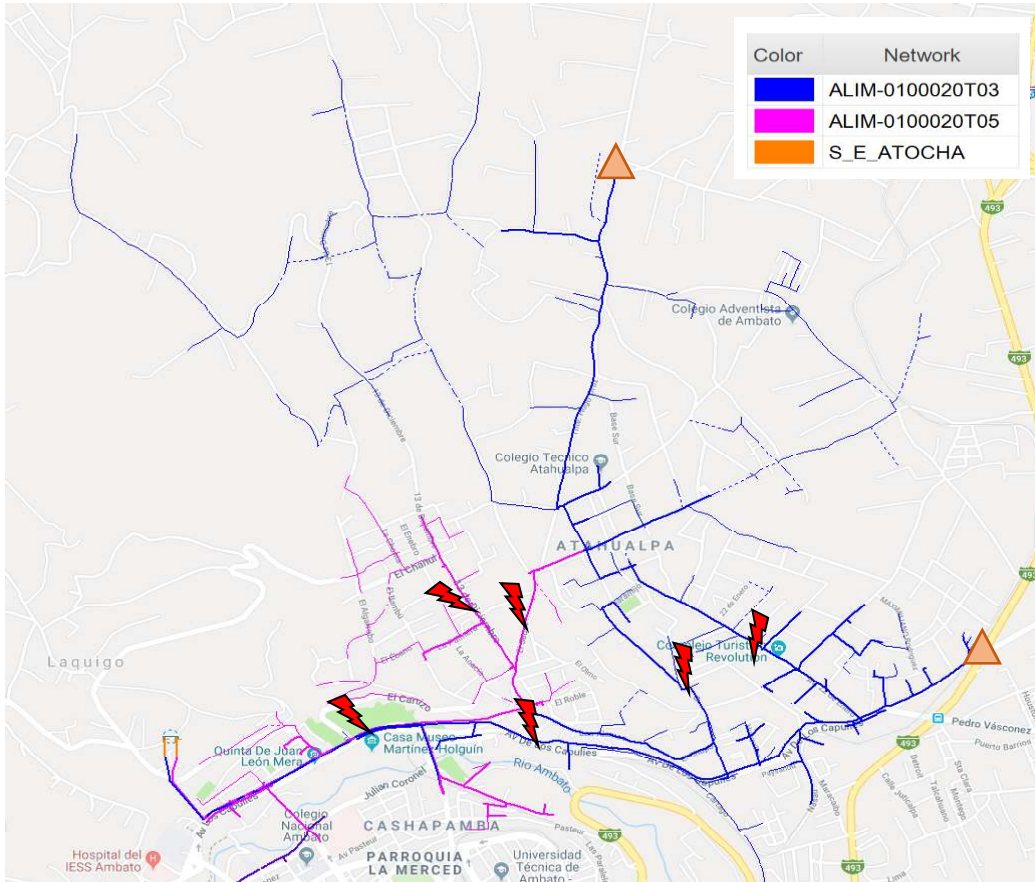


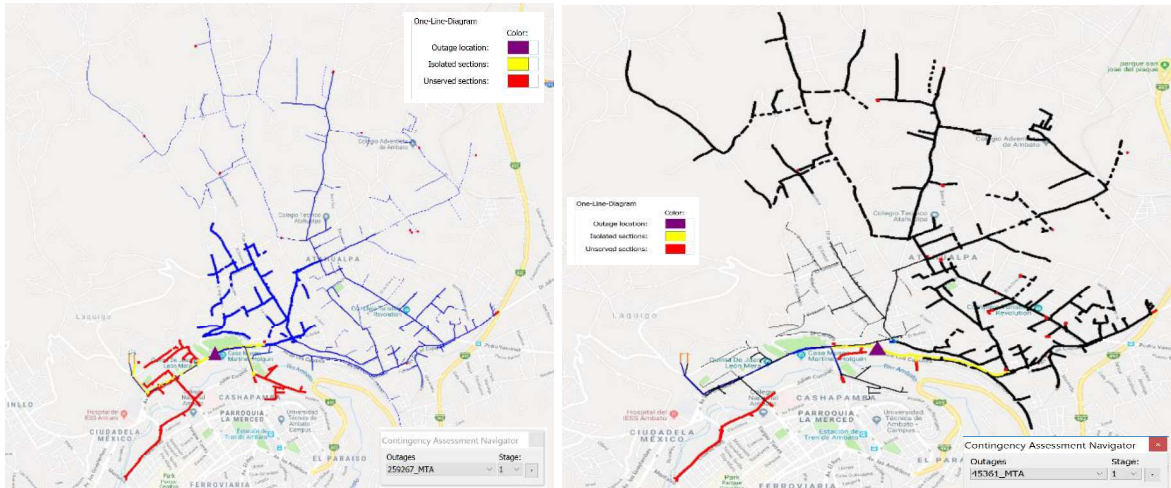
Figura 3.6. Zonas para evaluación de contingencias

Los resultados obtenidos al evaluar contingencias en la red inicial y en los tramos mencionados se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Evaluación de contingencias red real EEASA

Zona	Sección Evento	No. Clientes restablecido	kW restablecido	No. Clientes desconectados	kW desconectados
1	259267_MTA	1241	607,3	971	524,8
2	259525_MTA	0	0,0	987	333,8
3	790_MTA	0	0,0	104	49,2
4	740747_MTA	0	0,0	36	99,8
5	26579_MTA	1601	640,6	354	1206,3
6	45361_MTA	3249	3069,3	103	449,2
		6091	4317,3	2555,0	2663,1

Se puede observar que con la configuración inicial de la red existen zonas que no se restablece el servicio y por ende presenta mayor carga desconectada perjudicando a los índices de calidad de la empresa distribuidora.



a.

b.

Figura 3.7. Evaluación de contingencias zona 1 y zona 6

En la Figura 3.7, se muestran dos eventos (ubicados con el símbolo de un triángulo) de la evaluación de contingencias, donde observan los tramos transferidos (a. color azul intenso y b. negro intenso) y los ramales que se encuentran fuera de servicio (color rojo).

Una vez aplicado y analizado los criterios y resultados de la red inicial y determinado las zonas de contingencias se procede a designar los tramos para la formación de mallas. Donde se considera la construcción de dos tramos adicionales que muestran en Figura 3.8, el primero tiene una longitud de 435 m y el segundo de 365 m. Así como también se realiza la designación de tres mallas adicionales. Para la formación de mallas se consideró los criterios de densidad de carga, concentración de clientes y cargas críticas. El establecer mallas fundamentales permite resolver el problema de reconfiguración óptima de la red, ya que es un paso fundamental en el código de programación. Se considera un total de cinco mallas fundamentales a ser analizadas en el algoritmo genético basado en la teoría de grafos y matroides.

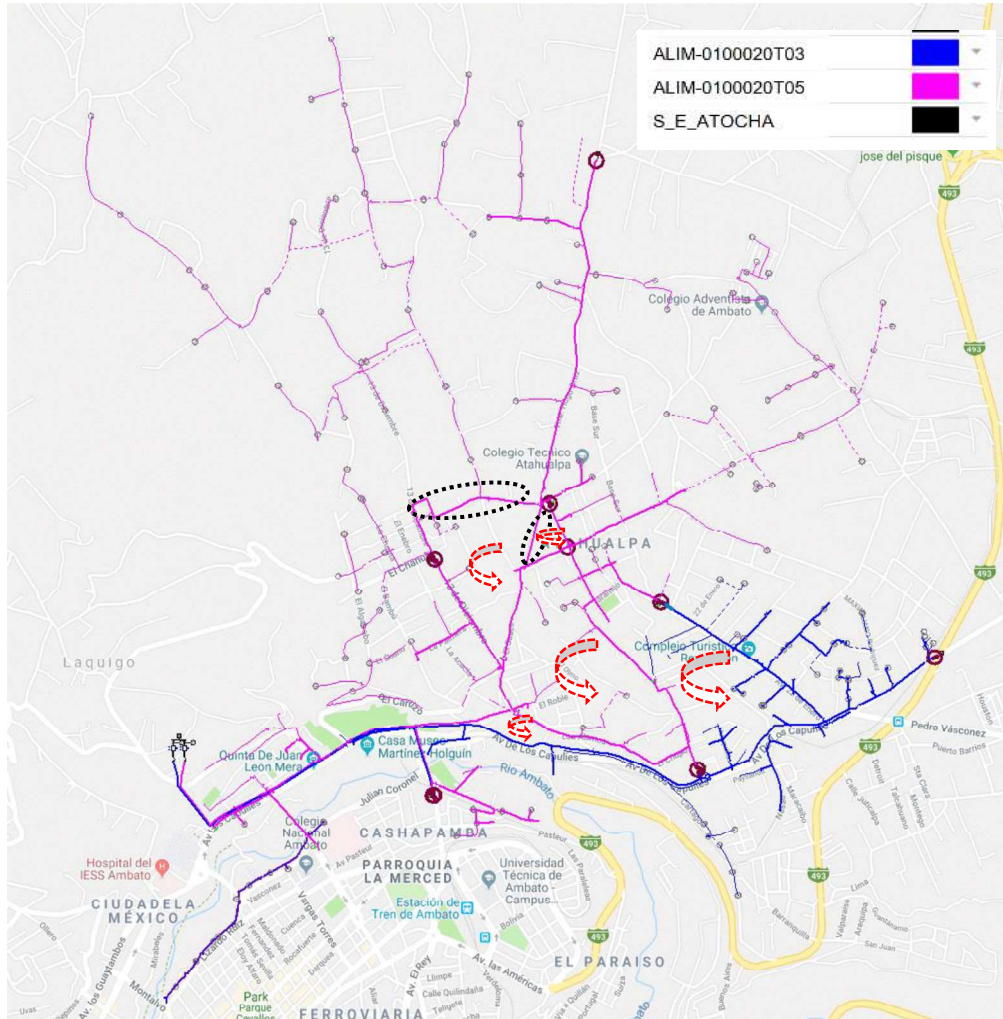


Figura 3.8. Red real EEASA con asignación de mallas

Una vez analizado las contingencias y asignadas las mallas se procede a reasignar los dispositivos de seccionamiento y protección en la red, en función de la operación requerida ante contingencias.

Aplicación de Código Python para Reconfiguración de Red Real de EEASA

Como se mencionó en la metodología para resolver el problema de optimización de reconfiguración de red se aplica la técnica de algoritmos genéticos basado en teoría de grafos y matroides. Donde se minimizará las pérdidas de potencia y caídas de voltaje considerando como restricción las propiedades del sistema de protecciones, es decir la selectividad y sensibilidad de los dispositivos de protección al reconfigurar la red.

Después de haber realizado el análisis anterior se aplica el código al grafo o topología factible preliminar considerando la construcción de tramos, asignación de mallas y la

evaluación de contingencias para la obtención de la reconfiguración óptima. A continuación se muestra el grafo o topología preliminar:

Tabla 3.11. Grafo o Topología preliminar factible red real EEASA

CARACTERÍSTICAS TOPOLÓGICAS INICIALES DE LA RED REAL EEASA				
Nodos	Líneas	Fuentes	Numero de mallas	Tramos abiertos iniciales
2057	2064	3	5	['459', 'MTA_S_144215'], ['MTA_L_811749', 'MTA_S_811749'], ['MTA_S_144210', 'MTA_S_144212'], ['MTA_S_365199', 'MTA_S_365203'], ['MTA_S_499425', 'MTA_S_499426']

Considerando esta topología se obtuvo los siguientes resultados, mismos que se muestra en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Resultados de reconfiguración de red EEASA

RESULTADOS RED REAL DE LA EEASA 13,8 Kv						
Tamaño Población inicial	No. Generación	Tramo abiertos	Perdidas de potencia [kW]	No. de lazos fundamentales	Mínimo voltaje [%]	Función de adaptación
40	10	['MTA_L_811749', 'MTA_S_811749'], ['MTA_S_104662', 'MTA_S_32604'], ['MTA_S_260611', 'MTA_S_260613'], ['MTA_S_365199', 'MTA_S_365203'], ['MTA_S_365199', 'MTA_S_365524']	77,99	5	2,2	0,89

En la Tabla 3.12 se puede observar que los resultados de la red final respecto a la red inicial disminuyen, es decir las pérdidas de potencia disminuyen en un 15,32% y la caída de voltaje disminuyo de 3% a 2,2%, es decir un 26,66%, sin que el sistema de protecciones se vea afectado. Es decir, con esta nueva configuración se minimiza las pérdidas de potencia y la caída de voltaje manteniendo coordinados los dispositivos de protección de la nueva topología. En la Figura 3.9 se muestran los tramos desconectados tomando en cuenta que para fines prácticos los tramos desconectados de la red real no quedarán abiertos, sino más bien se asignará dispositivos de seccionamiento y protección normalmente abiertos al final de cada tramo desconectado. Aquí también se puede visualizar la nueva reconfiguración de los ALIM-0100020T05 y ALIM-0100020T03 en estudio, que se muestran en color violeta y azul respectivamente.

Con esta nueva configuración se mejora el desempeño de la red y la operación de los dispositivos de protección, así como también la red se encuentra preparada ante contingencias. Para verificar el desempeño de la nueva configuración de red se realizó flujos de carga, los resultados obtenidos se muestra en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13. Parámetros finales nueva configuración red real EEASA

PARÁMETROS FINALES RED REAL DE LA EEASA 13,8 kV			
Parámetros de evaluación	ALIM-0100020T03	ALIM-0100020T05	Total
Total de potencia activa [kW]	1585	2166	3751
Total de potencia reactiva [kVAr]	215	304	519
Perdidas de potencia inicial[kW]	32,01	45,98	77,99
Mínimo voltaje [%]	97,8	97,98	97,8

A continuación se muestran las características técnicas finales de la red de la red EEASA, después realizado la reconfiguración.

Tabla 3.14. Características técnicas nueva configuración red real EEASA

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FINALES RED REAL DE LA EEASA S/E ATOCHA			
Datos	ALIM-0100020T03	ALIM-0100020T05	Total
Número de clientes	1290	4288	5578
Tipo red	Aérea	Aérea	Aérea
Nivel de voltaje	13.8	13.8	13.8
Longitud de red [m]	14417.11	41534.54	55951.65
Total de Tramos	654	1411	2065
Número de nodos	654	1407	2061
Fase A	42	220	262
Fase B	60	332	392
Fase C	134	399	533
Fases ABC	414	460	874
Fases AB	4	0	4
Numero de transformadores	84	180	264
KVA instalados	4767.5	5330	10097.5

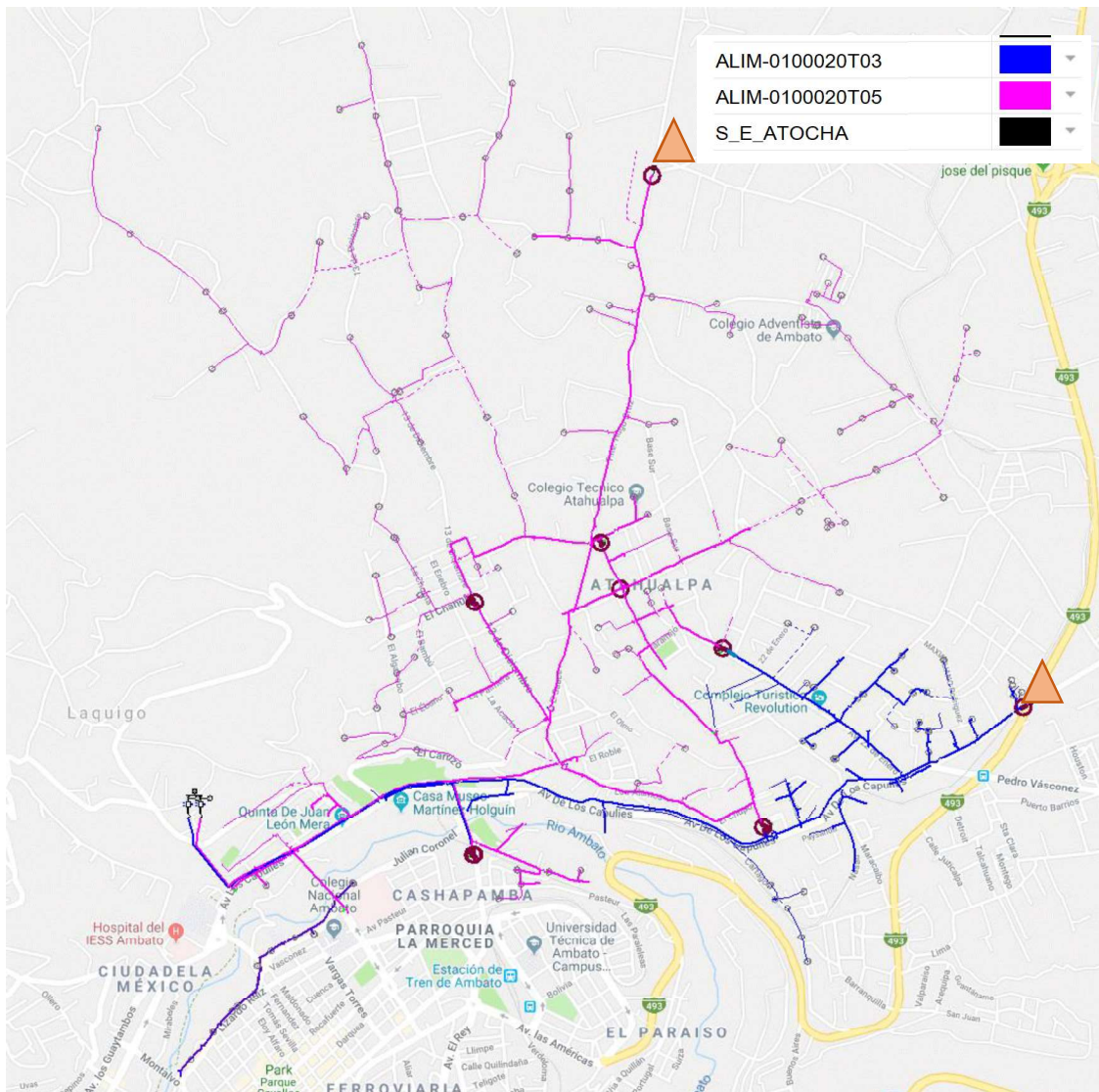


Figura 3.9. Nueva configuración red real EEASA

En la Tabla 3.13 y Tabla 3.14 se puede observar que al reconfigurar la red existe un balance de carga entre los dos alimentadores permitiendo un mejor desempeño y operación de la red, otro punto importante a mencionar es que se observa que con la nueva configuración se puede decir que el ALIM-0100020T05 (color violeta) se considera netamente rural y el ALIM-0100020T03 (color azul) netamente urbano respecto a la geografía del recorrido de la red y tipo de clientes.

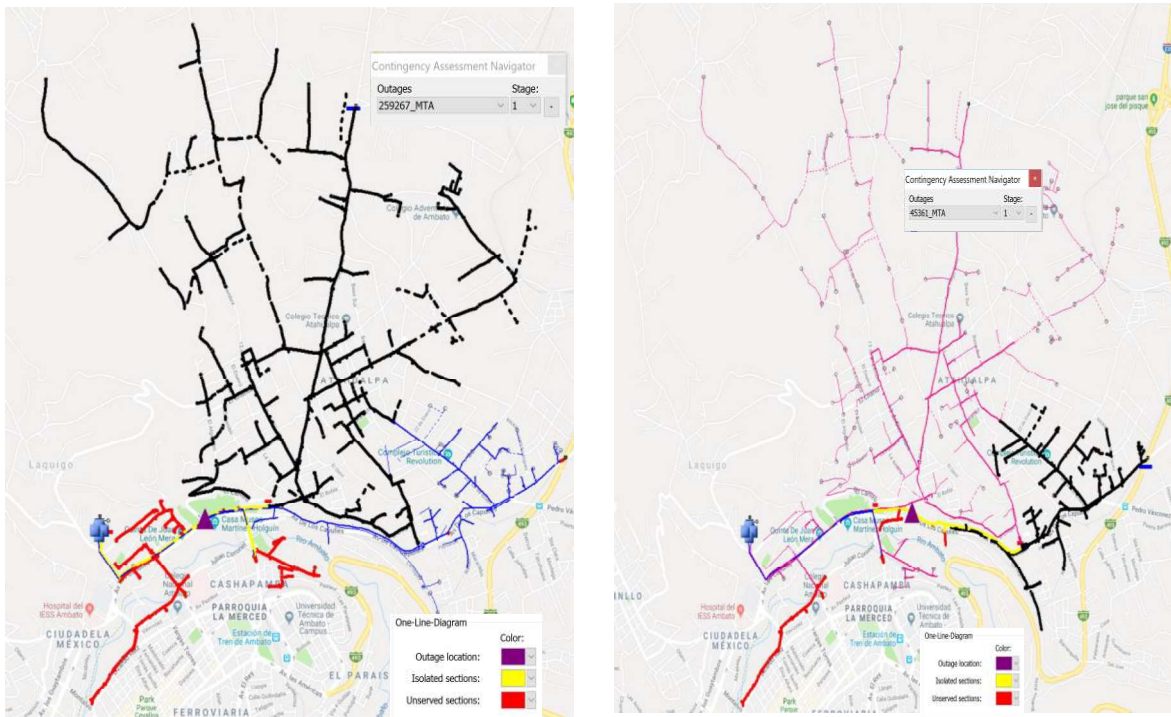
Finalmente para verificar que la red está adaptada ante contingencias, se ejecuta el módulo de CYMDIST de evaluación de contingencias a la nueva configuración obtenida de la metodología. Donde se obtiene los resultados que se muestran en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Resultado de contingencias nueva configuración red real EEASA

Zona	Sección Evento	No. Clientes restablecidos	kW restablecidos	No. Clientes desconectados	kW desconectados
1	259267_MTA	3317	1597,3	971	522,8
2	259525_MTA	0	0,0	544	228,2
3	790_MTA	1408	404,7	138	95,1
4	740747_MTA	671	505,1	6	21,0
5	26579_MTA	50	10,9	255	555,7
6	45361_MTA	1195	1426,3	91	83,7
		6641,0	3944,3	2005,0	1506,4

Se presenta evidentes mejoras con respecto a la red inicial, considerando que el número de clientes y kW restablecidos incremento así como también disminuyó los clientes y kW desconectados. Es importante mencionar que los tramos evaluados son los mismos que se estableció para le red inicial.

En la Figura 3.10 se muestra el comportamiento de la red ante contingencias, en las zonas 1 y 6.



a. b.
Figura 3.10. Evaluación de contingencias nueva configuración de red EEASA

En la Figura 3.10 se observa dos eventos aplicado en los tramos 259267_MTA y 45361_MTA, donde la red presenta un eficiente comportamiento ante contingencia. Los tramos que se encuentran en color negro en la Figura 3.10 a y b son las zonas transferidas mientras que los tramos en rojo son las zonas desconectadas.

4 CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada propone la reconfiguración óptima de alimentadores primarios como parte de las estrategias de la planificación de mediano plazo en los sistemas eléctricos de distribución, donde se consideró aspectos como la topología de la red, ubicación de DSP, densidad de carga y clientes, demanda actual, perfiles de voltaje, pérdidas de potencia de la red de medio voltaje, capacidad de solventar contingencias, esquemas de expansión y crecimiento de carga, considerando como restricción la operación del sistema de protecciones (sensibilidad y selectividad de los equipos de protección instalados). Mediante estos criterios y aspectos se estructuró un proceso de modelamiento y evaluación del estado actual de la red y se planteó alternativas para el mejoramiento del desempeño de la red y creación y definición de nuevos tramos para la formación de mallas para la búsqueda de la configuración óptima de la red.
- La herramienta de optimización utilizada en la metodología propuesta es la técnica metaheurística de algoritmos genéticos. Donde, para el proceso de búsqueda de la configuración óptima, se desarrolló operadores eficientes de selección, cruce y mutación basados en la teoría de grafos (representa la red eléctrica de forma simplificada con nodos y arcos), y teoría de matroides. Obteniendo con esto la reducción del espacio de búsqueda del proceso combinatorial, ya que se busca la configuración óptima únicamente en un conjunto de soluciones factibles. Por lo que, cumple con la radialidad y la conectividad de todos los nodos de la red. Mientras que, para la codificación del proceso de los operadores genéticos se considera los tramos desconectados de la red denominados co-tree (teoría de grafos), logrando con esto acelerar en gran medida el proceso de búsqueda, disminuyendo los requerimientos y tiempos computacionales.
- Para el proceso de optimización se desarrolló un código de programación en lenguaje PYTHON con interacción del software CYMDIST, mediante la utilización de librerías

para la aplicación de grafos y análisis de redes de distribución, empleándose los módulos de CYMDIST tales como: flujo de carga, cortocircuitos y análisis de protecciones. Con lo cual, este código es aplicable a la realidad de los sistemas eléctricos de distribución de las empresas distribuidoras del Ecuador.

- Se aplicó la metodología a la red de prueba de 33 nodos IEEE, obteniendo como resultado que en pérdidas de potencia mejora en un 3.3% y en perfiles de voltaje en un 1.1%. Por lo que se concluye que la metodología propuesta presenta mejores resultados con respecto a la referencia [8]. Considerando que al ser una red de prueba se trabajó con los tramos existentes y las mallas formadas por defecto.
- Para la implementación de la metodología en el sistema de distribución real, y al ser una topología de mayor complejidad, se evaluó y analizó el desempeño de varios grafos o topología de red, mediante la inserción de tramos que se podrían construir para mejorar el desempeño en operación normal y durante contingencias. Mediante el análisis espacial de las zonas de alta densidad de carga, alta criticidad y concentración de usuarios. Finalmente con estas consideraciones se obtuvo la reconfiguración óptima de la red obteniendo la minimización de las pérdidas de potencia y perfiles de voltaje, sin afectar la operación y coordinación del sistema de protecciones, por lo que se determina que esta metodología es factible emplear en sistemas reales de gran extensión con bajos requerimientos computacionales.
- Los beneficios resultantes de la metodología propuesta en la red real de la EEASA, son la reducción de las pérdidas de potencia activa en un 15,32% respecto al caso base y una reducción en caídas de voltaje del 26,66%. Así como también se nota la reducción del 40% de afectación durante contingencias en las zonas críticas, esto con la construcción de 2 tramos de red con una longitud total de 800 metros y la formación de 5 mallas o lazos fundamentales para el proceso de búsqueda de topologías, lo cual muestra las bondades y la pertinencia de la metodología propuesta para la aplicación en sistemas reales.
- En comparación con otras publicaciones relacionadas la metodología desarrollada posee ventajas relacionadas con: la formulación del problema de optimización al ser multiobjetivo considerando la minimización de pérdidas de potencia y perfiles de voltaje, con restricciones de operación y coordinación de los dispositivos de protección de la

red; la metodología está enfocada para tareas de planificación a mediano plazo tanto que, en otras referencias se enfocan en la reconfiguración de redes en tiempo real. Además la metodología permite el análisis de la construcción de nuevos tramos o repotenciación de tramos existentes para la formación de mallas o lazos fundamentales para la búsqueda de la topología óptima.

RECOMENDACIONES

- Como una ampliación a la presente propuesta metodológica, se recomienda la inclusión de los índices de confiabilidad relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones SAIFI/SAIDI ASIFI/ASIDI en la función multiobjetivo, para analizar su incidencia en la topología y las diferencias en los resultados de desempeño de la red con respecto a la calidad de la energía.
- Para el desarrollo de proyectos de readaptación del sistema de protecciones en los alimentadores primarios se recomienda establecer previamente la configuración preliminar del alimentador en estudio, por cuanto en este proceso se determinan los puntos normalmente abiertos de la red, los esquemas de respuesta ante contingencias, y los flujos de carga en operación normal.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. Piscataway, N.J. : Chichester: Wiley-IEEE ; John Wiley [distributor], 2009.
- [2] M. H. M. Mohammadian, "Incorporating SVC Planning to Reconfiguration Based on Voltage Security Margin."
- [3] W. H. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition," p. 450.
- [4] Franklin Antonio Mendoza Lameda, "Diseño Multiobjetivo y Multietapa de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Aplicando Algoritmos Evolutivos." Universidad de Zaragoza, Apr-2010.
- [5] Richard Brown, *1. Electric Power Distribution Reliability*, Segunda. CRC Press, 2009.
- [6] Viakon, "Manual Eléctrico Viakon Distribución- Capitulo 4.pdf."
- [7] H. L. Willis, *Power distribution planning reference book*, 2. ed., rev. And expanded. New York, NY: Dekker, 2004.
- [8] S. K. Bhattacharya and S. K. Goswami, "Distribution Network Reconfiguration Considering Protection Coordination Constraints.pdf." Taylor and Francis group LLC, 09-Jun-2015.
- [9] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*. .
- [10] R. R. Robalino Sánchez, "Propuesta Metodológica para Mejorar la Confiabilidad de los Alimentadores Primarios Aéreos en la zona Urbana de Ambato.," Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- [11] A. Z. M. Shahriar Muttalib, G. A. Taylor, and M. E. Bradley, "Contingency analysis of operational planning models with distribution network reconfiguration," in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1–5.
- [12] E. Miguez, J. Cidras, E. Diaz-Dorado, and J. L. Garcia-Dornelas, "An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 931–936, Nov. 2002.
- [13] Y.-Y. Hong and S.-Y. Ho, "Determination of Network Configuration Considering Multiobjective in Distribution Systems Using Genetic Algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1062–1069, May 2005.
- [14] D. Singh and R. K. Misra, "Multi-objective feeder reconfiguration in different tariff structures," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 8, p. 974, 2010.
- [15] Kemel Díaz Ramirez, "Reconfiguración de Sistemas Eléctricos de Distribución Mediante Algoritmos Genéticos.pdf." 2012.
- [16] A. Y. Abdelaziz, R. A. Osama, and S. M. Elkhodary, "Distribution systems reconfiguration using ant colony optimization and harmony search algorithms," *Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 5, pp. 537–554, 2013.
- [17] A. Swarnkar, N. Gupta, and K. R. Niazi, "Efficient reconfiguration of distribution systems using ant colony optimization adapted by graph theory," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–8.
- [18] S. García-Martínez and E. Espinosa-Juárez, "Optimal Reconfiguration of Electrical Networks by Applying Tabú Search to Decrease Voltage Sag Indices," *Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 10, pp. 943–959, Jul. 2013.
- [19] J. Pereira, J. Alves, and M. Matos, "Optimization of electrical distribution network operation based on EPSO," in *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2015 18th International Conference on*, 2015, pp. 1–6.
- [20] S. Sivanagaraju, J. V. Rao, and P. S. Raju, "Discrete Particle Swarm Optimization to Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing," *Electric Power Components and Systems*, vol. 36, no. 5, pp. 513–524, Apr. 2008.

- [21] V. Parada, J. A. Ferland, M. Arias, and K. Daniels, "Optimization of Electrical Distribution Feeders Using Simulated Annealing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 3, pp. 1135–1141, Jul. 2004.
- [22] Taher Niknam, Reza Khorshidi, and Javad Olamaie, "A Hybrid Algorithm Based on HBMO and Fuzzy Set for Multi Objective Distribution Feeder Reconf.pdf." *World Applied Sciences Journal*, 2008.
- [23] C. Wang and H. Z. Cheng, "Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 119–126, Feb. 2008.
- [24] S. Elsaiah, M. Benidris, and J. Mitra, "Reliability improvement of power distribution system through feeder reconfiguration," in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 International Conference on*, 2014, pp. 1–6.
- [25] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire, O. Devaux, W. Bienia, and N. HadjSaid, "Radial Network Reconfiguration Using Genetic Algorithm Based on the Matroid Theory," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 186–195, Feb. 2008.
- [26] B. Mesut E. and W. Felix F., "(IEEE33) Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing.pdf," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. No. 2, Apr. 1989.
- [27] H. Kim, Y. Ko, and K.-H. Jung, "Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, pp. 1356–1366, Jul. 1993.
- [28] D. K. O. Jones, "Comparison of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization," p. 6.
- [29] M. A. Leon, J. L. Guardado, F. Rivas-Davalos, and E. Melgoza, "A comparative study of multi-objective optimization methods for power distribution system reconfiguration," in *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, Morelia, Mexico, 2016, pp. 1–6.
- [30] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, "Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, Aug. 1992.
- [31] D. O. Anaut, G. F. di Mauro, G. Meschino, and J. A. Suárez, "Optimización de Redes Eléctricas Mediante la Aplicación de Algoritmos Genéticos," *Información tecnológica*, vol. 20, no. 4, 2009.
- [32] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.
- [33] P. C. Ramaswamy and G. Deconinck, "Relevance of voltage control, grid reconfiguration and adaptive protection in smart grids and genetic algorithm as an optimization tool in achieving their control objectives," in *2011 International Conference on Networking, Sensing and Control*, Delft, 2011, pp. 26–31.
- [34] E. RomeroRamos, A. GomezExposito, J. RiquelmeSantos, and F. LlorensIborra, "Path-Based Distribution Network Modeling: Application to Reconfiguration for Loss Reduction," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 556–564, May 2005.
- [35] T. M. T., L. W. M., and C. F. S, "Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm.pdf," *IEEE Generation, Transmission And Distribution*, vol. 147, no. No. 6, p. 6, Nov. 2000.
- [36] W. Ji, L. An, Q. Mingjun, and L. Maojun, "The improved clonal Genetic Algorithm y its application in reconfiguration of distribution networks.pdf," *IEEE Generation, Transmission And Distribution*, 2004.

- [37] S. P., R. K., G. L., and V. P., "An efficient Genetic Algorithm for loss minimum distribution system reconfiguration.pdf," *Journal of Electrical Systems (JES)*, p. 11, Dec. 2006.
- [38] K. Robert T. F. h, R. Bhoomesh, and R. Harry C. S., "A real parameter genetic algorithm for optimal network reconfiguration.pdf," *IEEE, University Mauritius*, 2003.
- [39] M. Jorge, L. Rodrigo, M. Dario, L. Enrique, D. Philippe, and M. Roger, "Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators Real application.pdf," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006.
- [40] Z. Y. and T. K., "Adaptive power flow methods for distribution systems with dispersed generation.pdf," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. No. 3, p. 6, Jul. 2002.
- [41] B. J. A. and M. U. S. R., "Graph theory with application." NORfH-HOLLAND, 1976.
- [42] J. Kruscal, "On the shortest spanning subtree of a graph and the traveling saesman problem," Nov. 2005.
- [43] H. Whitney, "On the Abstract Properties of Linear Dependence," *American Journal of Mathematics*, vol. 57, no. 3, p. 509, Jul. 1935.

5 ANEXOS

ANEXO I

RESULTADOS CYMDIST RED INICIAL EEASA

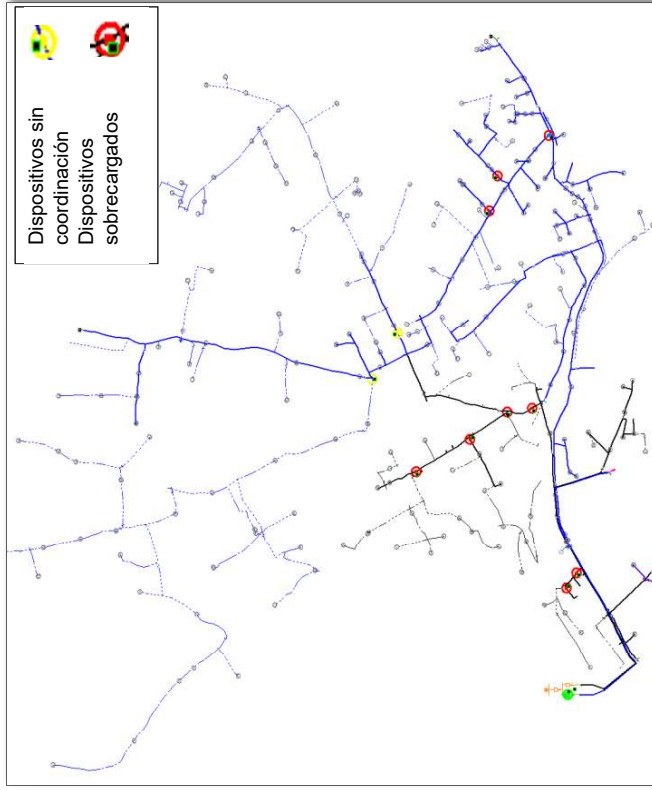
1. RESULTADOS ANÁLISIS DE PROTECCIONES RED INICIAL EEASA

A) Análisis de coordinación de los dispositivos de la red

Network Id	Upstream Device Number	Upstream Device Type	Protection	Upstream Curve / Rating (A)	Customers between devices	Downstream Device Number	Downstream Device Type	Downstream Curve / Rating (A)	Protection Range Minimum (A)	Protection Range Maximum (A)	Non-coordination point (A)	Coordination?	Description
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1005	Fuse	65	153.00	3338.15	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1005	Fuse	65	153.00	2941.72	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1011	Fuse	65	153.00	3864.60	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1011	Fuse	65	153.00	3401.92	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	361986_MTA-1	Fuse	40	3021.51	6283.70	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	363918_MTA-1	Fuse	25	4200.96	4416.36	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	363918_MTA-1	Fuse	25	4200.96	4416.36	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	2791	Fuse	25	1716.50	3127.92	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	2791	Fuse	25	1716.50	2756.73	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1156	Fuse	25	1756.27	3182.12	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1156	Fuse	25	1756.27	2804.32	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1238	Fuse	25	1733.99	3261.61	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1238	Fuse	25	1733.99	2874.64	n/a	Yes	

S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1008	Fuse	25	1934.80	3754.70	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA PT32 IEC EI	0	1008	Fuse	25	1934.80	3300.12	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1003	Fuse	25	1619.86	3877.33	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA PT32 IEC EI	0	1003	Fuse	25	1619.86	3409.24	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	ABB 615 ANSI EI	0	1723	Fuse	65	1987.58	4648.76	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA PT32 IEC EI	0	1723	Fuse	65	1987.58	4122.48	n/a	Yes	
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA PT32 IEC EI	0	361986_MTA-1	Fuse	40	3021.51	5953.86	n/a	Yes	
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Phase	40	262	1089	Fuse	25	1815.01	3204.48	3204.48	No	Intersection found
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Ground	40	262	1089	Fuse	25	1815.01	2933.76	n/a	No	Coordination criterion not respected
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Phase	40	262	1021	Fuse	15	1932.74	3778.52	2811.30	No	Intersection found
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Ground	40	262	1021	Fuse	15	1932.74	3416.19	2811.30	No	Intersection found
ALIM-0100020T05	361986_MTA-1	Fuse	Ground	40	239	3961	Fuse	15	3412.28	5575.41	n/a	No	Coordination criterion not respected
ALIM-0100020T05	1723	Fuse	Phase	65	83	3891	Fuse	40	1955.50	4292.18	2700.00	No	Intersection found
ALIM-0100020T05	1723	Fuse	Ground	65	83	3891	Fuse	40	1955.50	3836.71	2700.00	No	Intersection found
ALIM-0100020T05	361986_MTA-1	Fuse	Phase	40	239	3961	Fuse	15	3412.28	6283.70	n/a	Yes	
ALIM-0100020T05	363918_MTA-1	Fuse	Phase	25	0	280	Fuse	15	3503.16	4200.96	n/a	Yes	
ALIM-0100020T05	363918_MTA-1	Fuse	Ground	25	0	280	Fuse	15	3503.16	4200.96	n/a	Yes	
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65	364	1060	Fuse	40	1490.19	2963.81	2700.00	No	Intersection found
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65	364	1062	Fuse	40	1552.87	2877.27	2700.00	No	Intersection found
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65	364	1060	Fuse	40	1490.19	2631.63	n/a	Yes	
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65	364	2694	Fuse	40	1005.31	2076.58	n/a	Yes	

ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65	364	2694	Fuse	40	1005.31	1881.06	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65	364	2716	Fuse	25	1178.96	1251.29	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65	364	2716	Fuse	25	1178.96	1251.29	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65	364	1067	Fuse	25	1168.25	2195.66	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65	364	1067	Fuse	25	1168.25	1978.30	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65	364	1062	Fuse	40	1552.87	2555.39	n/a	Yes



B) Análisis de nivel de carga de los dispositivos de protección

Network Id	Device Type	Device Number	Phase	Protection	Size/Trip (A)	Full Load Current (A)	Loading (%)	Loading Limit (%)	Overloaded?	Optimal Rating
S_E_ATOCHA	Fuse	1005	ABC	Phase	65.00	78.97	121.49	80.00	Yes	LUHFSEER/LUHFSER T / 100
S_E_ATOCHA	Fuse	1067	ABC	Phase	25.00	25.40	101.62	80.00	Yes	LUHFSEER/LUHFSER T / 40
S_E_ATOCHA	Fuse	2716	C	Phase	25.00	22.99	91.97	80.00	Yes	LUHFSEER/LUHFSER T / 30
S_E_ATOCHA	Fuse	3891	ABC	Phase	40.00	24.15	60.37	80.00	No	The actual rating is optimal.
S_E_ATOCHA	Fuse	1156	ABC	Phase	25.00	11.47	45.89	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 15
S_E_ATOCHA	Fuse	1089	ABC	Phase	25.00	10.56	42.24	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 15
S_E_ATOCHA	Fuse	1723	ABC	Phase	65.00	26.93	41.44	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 40
S_E_ATOCHA	Fuse	1021	ABC	Phase	15.00	5.86	39.03	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Breaker	446-1	ABC	Phase	330.00	120.26	36.44	80.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1003	ABC	Phase	25.00	8.21	32.84	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 12
S_E_ATOCHA	Fuse	280	C	Phase	15.00	4.92	32.79	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Fuse	1008	ABC	Phase	25.00	6.80	27.19	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 10
S_E_ATOCHA	Fuse	1238	ABC	Phase	25.00	6.22	24.88	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Fuse	2694	ABC	Phase	40.00	7.88	19.70	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 10
S_E_ATOCHA	Fuse	363918_MTA-1	C	Phase	25.00	4.92	19.67	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Fuse	1062	ABC	Phase	40.00	7.79	19.48	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 10
S_E_ATOCHA	Breaker	447-1	ABC	Phase	330.00	62.00	18.79	80.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1011	ABC	Phase	65.00	11.62	17.88	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 15
S_E_ATOCHA	Fuse	1060	ABC	Phase	40.00	5.68	14.20	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Fuse	361986_MTA-1	ABC	Phase	40.00	5.31	13.28	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 8
S_E_ATOCHA	Fuse	2791	ABC	Phase	25.00	2.04	8.14	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 3
S_E_ATOCHA	Fuse	3961	ABC	Phase	15.00	1.08	7.19	80.00	No	LUHFSEER/LUHFSER T / 2

2. RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA RED REAL INICIAL EEASA

A) Resultados flujos de carga

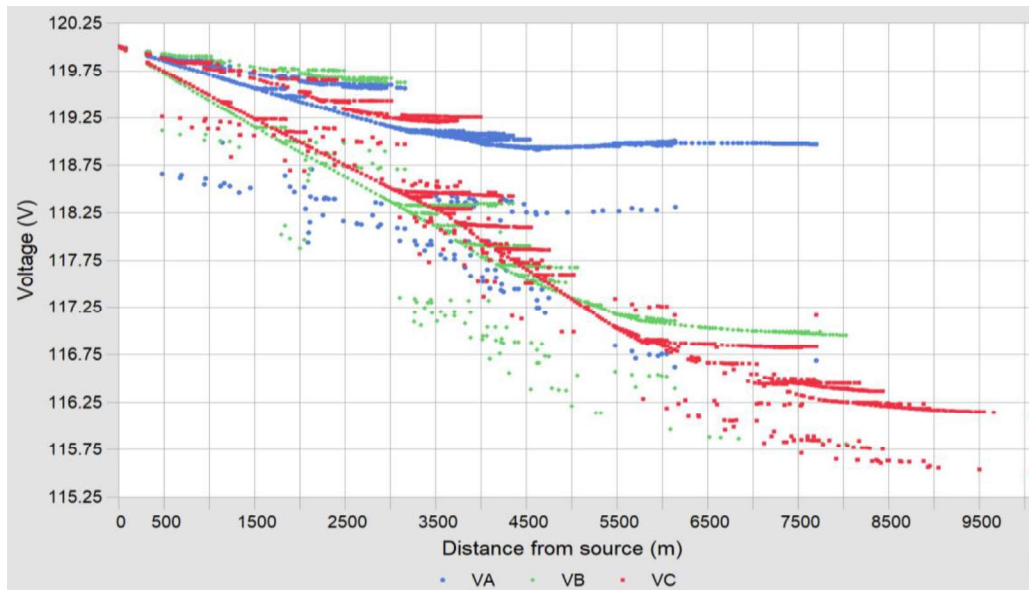
Total Summary	kW	kvar	kVA	PF(%)
Sources (Swing)	3769.06	538.54	3807.34	98.99
Generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Generation	3769.06	538.54	3807.34	98.99
Load read (Non-adjusted)	3677.01	395.48	3698.22	99.43
Load used (Adjusted)	3676.88	395.18	3698.06	99.43
Shunt capacitors (Adjusted)	0.00	0.00	0.00	0.00
Shunt reactors (Adjusted)	0.00	0.00	0.00	0.00
Motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Loads	3676.88	395.18	3698.06	99.43
Cable Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Line Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Shunt Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Line Losses	39.84	65.98	77.08	51.69
Cable Losses	0.00	0.00	0.00	94.69
Transformer Load Losses	19.34	77.37	79.76	24.25
Transformer No-Load Losses	32.99	0.00	32.99	100.00
Total Losses	92.18	143.35	170.43	54.09

Abnormal Conditions	Phase	Count	Worst Condition	Value
	A	3	I158322_MTS	131.61 %
Overload	B	2	I158384_MTS	130.29 %
	C	2	221880_MTA	121.49 %
	A	0	IMTA_L_716582	97.18 %
Under-Voltage	B	0	IMTA_L_711848	96.51 %
	C	0	IMTA_L_709136	96.27 %
	A	0	375	100.00 %
Over-Voltage	B	0	375	100.00 %
	C	0	375	100.00 %

Network ID	Total Load		Total Load		Total Losses		Total Losses	
	kVA	PF (%)	kW	PF (%)	kVA	PF (%)	kW	PF (%)
S E ATOCHA	3807.34	98.99	3769.06	98.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	3807.34	98.99	3769.06	98.99	0.00	0.00	0.00	0.00
ALIM-0100020T03	2644.37	98.99	2617.79	98.99	134.47	54.37	73.11	54.37
ALIM-0100020T05	1162.97	98.99	1151.27	98.99	35.97	53.03	19.07	53.03
Total	3807.34	98.99	3769.06	98.99	170.43	54.09	92.18	54.09

B) Resultados de Perfiles de Voltaje

PERFILES DE VOLTAJE RED INICIAL REAL EEASA

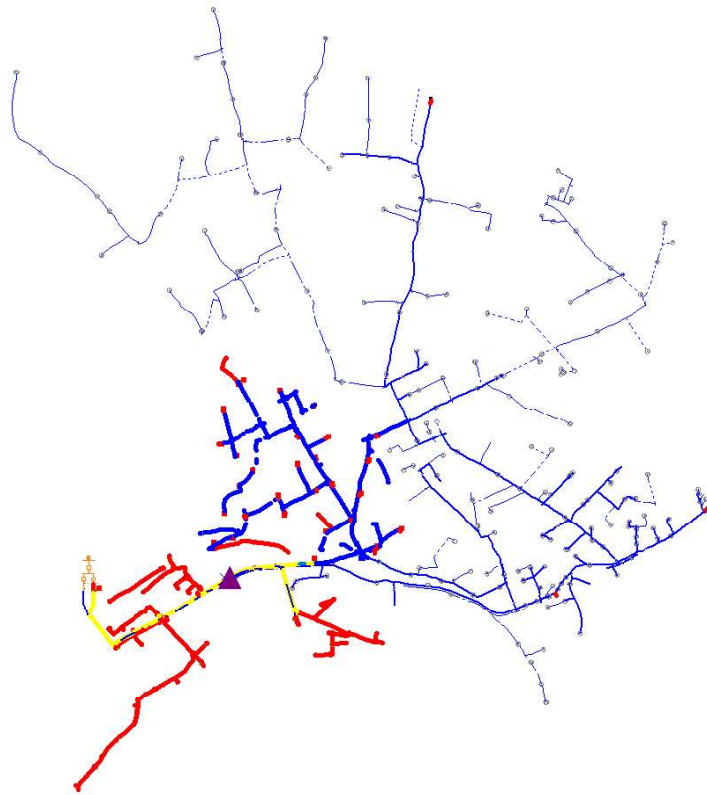


3. RESULTADOS DE EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS RED INICIAL EEASA

A) Zona1. - Section 259267_MTA

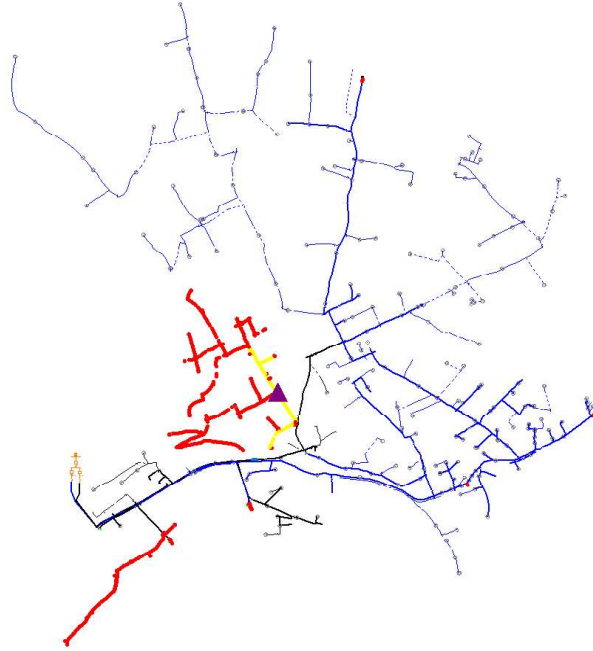
Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
538	Open	538-1	Clear damage	0	0.0	2212	1132.2
499425_MTA	Open	4585	Isolate damage	0	0.0	2212	1132.2
716650_MTA	Open	284541_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
717084_MTA	Open	284758_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
717104_MTA	Open	284768_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
716914_MTA	Open	284673_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
715840_MTA	Open	283851_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
716482_MTA	Open	284457_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
146136_MTA	Open	2600	Split load	0	0.0	2212	1132.2
9314_MTS	Open	19249_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
715392_MTA	Open	283467_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
141620_MTA	Open	47810_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
715820_MTA	Open	283841_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
715416_MTA	Open	283479_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
712852_MTA	Open	282196_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
715432_MTA	Open	283487_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
710766_MTA	Open	281152_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
711858_MTA	Open	281698_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
714468_MTA	Open	283005_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
710778_MTA	Open	281158_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
225045_MTA	Open	1069	Split load	0	0.0	2212	1132.2

710460_MTA	Open	280999_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
712478_MTA	Open	282008_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
1771_MTA	Open	2717	Split load	0	0.0	2212	1132.2
710264_MTA	Open	280901_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
143653_MTA	Open	48530_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
713900_MTA	Open	282721_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
143651_MTA	Open	48529_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
709756_MTA	Open	280647_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
716544_MTA	Open	284488_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
710334_MTA	Open	280936_SF	Split load	0	0.0	2212	1132.2
290035_MTA	Close	1335	Transfer load	635	132.1	1577	1000.1
Total:				635	132.1	1577	1000.1



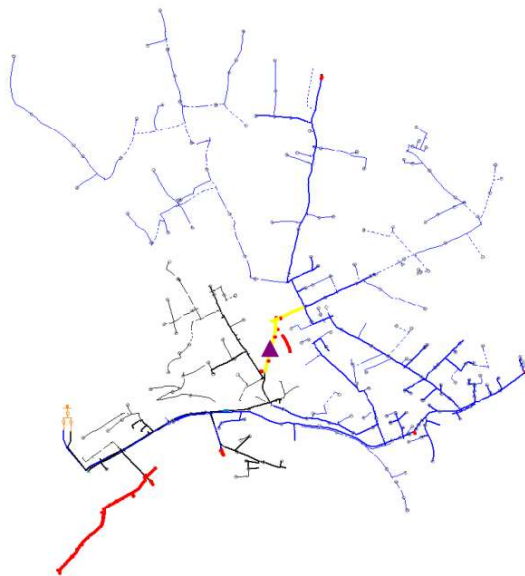
B) Zona 2 .- Section 259525_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
143430_MTA	Open	3891	Clear damage	0	0.0	987	333.8
Total:				0	0.0	987	333.8



C) Zona 3.- Section 790_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
799_MTA	Open	1333	Clear damage	0	0.0	84	49.2
Total:				0	0.0	84	49.2



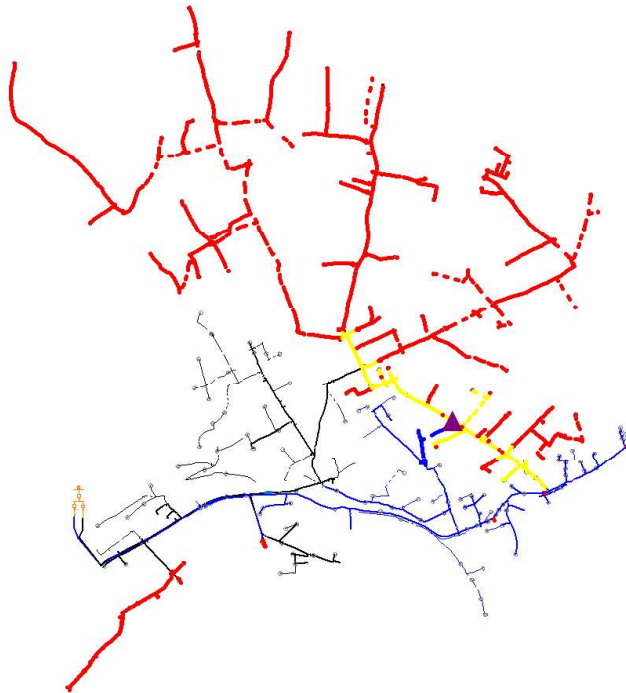
D) Zona 4.- Section 740747_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	Kw
740111_MTA	Open	4589	Clear damage	0	0.0	36	67.8
Total:				0	0.0	36	67.8



E) Zona 5.- Section 26579_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
221880_MTA	Open	1005	Clear damage	0	0.0	1965	1371.8
144163_MTA	Open	2694	Isolate damage	0	0.0	1965	1371.8
49758_MTA	Open	2575	Isolate damage	0	0.0	1965	1371.8
740109_MTA	Close	4155	Transfer load	50	10.9	1915	1360.9
Total:				50	10.9	1915	1360.9



F) Zona 6. - Section 45361_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
221532_MTA	Open	1025	Clear damage	0	0.0	3362	2501.9
221887_MTA	Open	1012	Isolate damage	0	0.0	3362	2501.9
717564_MTA	Open	284990_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715278_MTA	Open	283410_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
61556_MTA	Open	1007	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714422_MTA	Open	282982_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714124_MTA	Open	282833_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717360_MTA	Open	284896_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713030_MTA	Open	282285_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716536_MTA	Open	284484_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717620_MTA	Open	285019_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
147141_MTA	Open	1008	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713974_MTA	Open	282758_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
740111_MTA	Open	4589	Split load	0	0.0	3362	2501.9
315971_MTA	Open	315971_MTA-1	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710292_MTA	Open	280915_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716740_MTA	Open	284586_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716738_MTA	Open	284585_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713916_MTA	Open	282729_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717618_MTA	Open	285018_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
45048_MTA	Open	1060	Split load	0	0.0	3362	2501.9
46067_MTA	Open	1061	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717544_MTA	Open	284980_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717658_MTA	Open	285038_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711194_MTA	Open	281366_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
31856_MTA	Open	2718	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714802_MTA	Open	283172_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717568_MTA	Open	284992_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
813042_MTA	Open	331489_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709750_MTA	Open	280644_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709450_MTA	Open	280493_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715830_MTA	Open	283846_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713912_MTA	Open	282727_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
365529_MTA	Open	138545_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
44942_MTA	Open	1052	Split load	0	0.0	3362	2501.9
44704_MTA	Open	1066	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709764_MTA	Open	280651_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
49758_MTA	Open	2575	Split load	0	0.0	3362	2501.9
146746_MTA	Open	1063	Split load	0	0.0	3362	2501.9
224729_MTA	Open	1062	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712256_MTA	Open	281897_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710596_MTA	Open	281067_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713906_MTA	Open	282724_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9

146513_MTA	Open	1076	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712254_MTA	Open	281896_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709760_MTA	Open	280649_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
74013_MTA	Open	2567	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713904_MTA	Open	282723_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715598_MTA	Open	283570_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713902_MTA	Open	282722_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712250_MTA	Open	281894_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715872_MTA	Open	283867_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714028_MTA	Open	282785_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711462_MTA	Open	281500_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
589306_MTA	Open	4297	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714174_MTA	Open	282858_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
3930_MTA	Open	1068	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714924_MTA	Open	283233_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714008_MTA	Open	282775_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
147240_MTA	Open	1192	Split load	0	0.0	3362	2501.9
259538_MTA	Open	2791	Split load	0	0.0	3362	2501.9
580305_MTA	Open	1156	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713028_MTA	Open	282284_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714184_MTA	Open	282863_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712402_MTA	Open	281970_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710722_MTA	Open	281130_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
104469_MTA	Open	1337	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710674_MTA	Open	281106_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716916_MTA	Open	284674_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713254_MTA	Open	282398_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
46195_MTA	Open	3004	Split load	0	0.0	3362	2501.9
44503_MTA	Open	2579	Split load	0	0.0	3362	2501.9
44730_MTA	Open	2580	Split load	0	0.0	3362	2501.9
146249_MTA	Open	2692	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711252_MTA	Open	281395_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711200_MTA	Open	281369_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717288_MTA	Open	284860_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717442_MTA	Open	284929_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711698_MTA	Open	281618_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715130_MTA	Open	283336_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
558866_MTA	Open	214449_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709964_MTA	Open	280751_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
83542_MTA	Open	3781	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712318_MTA	Open	281928_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714266_MTA	Open	282904_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715468_MTA	Open	283505_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713476_MTA	Open	282509_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714614_MTA	Open	283078_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
107881_MTA	Open	3016	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712258_MTA	Open	281898_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9

712260_MTA	Open	281899_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
103612_MTA	Open	3005	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709202_MTA	Open	280369_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713130_MTA	Open	282336_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717668_MTA	Open	285043_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710920_MTA	Open	281229_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714186_MTA	Open	282864_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716582_MTA	Open	284507_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
146072_MTA	Open	1053	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713374_MTA	Open	282458_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716918_MTA	Open	284675_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711998_MTA	Open	281768_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717546_MTA	Open	284981_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
712268_MTA	Open	281903_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
716622_MTA	Open	284527_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
714718_MTA	Open	283130_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
711464_MTA	Open	281501_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
585098_MTA	Open	227218_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
146493_MTA	Open	146493_MTA-1	Split load	0	0.0	3362	2501.9
710166_MTA	Open	280852_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
709126_MTA	Open	280331_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
715238_MTA	Open	283390_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
713564_MTA	Open	282553_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
717044_MTA	Open	284738_SF	Split load	0	0.0	3362	2501.9
365203_MTA	Close	1087	Transfer load	1343	371.9	2019	2130.0
Total:				1343	371.9	2019	2130.0



ANEXO II
RESULTADOS CYMDIST RED FINAL EEASA
1. RESULTADOS ANÁLISIS DE PROTECCIONES RED INICIAL EEASA

A) Análisis de coordinación de protecciones

Network Id	Upstream Device Number	Upstream Device Type	Protection	Upstream Curve / Rating (A)	Customers between devices	Downstream Device Number	Downstream Device Type	Downstream Curve / Rating (A)	Protection Range Minimum (A)	Protection Range Maximum (A)	Non-coordination point (A)	Coordination?
S E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEEE EI	0	1333	Recloser	IEC255 EI	187.50	4192.77	n/a	Yes
S E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1333	Recloser	IEC255 EI	150.00	3749.81	n/a	Yes
S E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEEE EI	0	1335	Recloser	IEC255 EI	187.50	4725.75	n/a	Yes
S E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1335	Recloser	IEC255 EI	150.00	4181.06	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Phase	IEC255 EI	467	2716	Fuse	40T	1651.74	3457.07	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Ground	IEC255 EI	467	2716	Fuse	40T	1651.74	3118.90	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Phase	IEC255 EI	467	1052	Fuse	25T	1828.58	3308.26	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Ground	IEC255 EI	467	1052	Fuse	25T	1828.58	2995.75	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Phase	IEC255 EI	467	1088	Fuse	25T	1895.89	3235.15	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1333	Recloser	Ground	IEC255 EI	467	1088	Fuse	25T	1895.89	2934.89	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Phase	65T	454	1002	Fuse	25T	1553.64	1930.15	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Ground	65T	454	1002	Fuse	25T	1553.64	1930.15	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Phase	65T	454	1021	Fuse	25T	1434.07	3778.09	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	3891	Fuse	Ground	65T	454	1021	Fuse	25T	1434.07	3415.78	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1335	Recloser	Phase	IEC255 EI	401	1067	Fuse	40T	1325.00	2520.42	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1335	Recloser	Ground	IEC255 EI	401	1067	Fuse	40T	1325.00	2282.17	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1335	Recloser	Phase	IEC255 EI	401	47809_SF	Fuse	15T	2083.89	2414.29	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1335	Recloser	Ground	IEC255 EI	401	47809_SF	Fuse	15T	2083.89	2414.29	n/a	Yes

ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1005	Fuse	65T	1420.49	3348.64	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1005	Fuse	65T	1420.49	2950.35	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1192	Fuse	40T	1635.61	2975.57	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1192	Fuse	40T	1635.61	2627.90	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	2791	Fuse	15T	1716.15	3127.36	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	2791	Fuse	15T	1716.15	2756.25	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1156	Fuse	15T	1755.90	3181.54	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1156	Fuse	15T	1755.90	2803.82	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1238	Fuse	40T	1733.64	3261.00	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1238	Fuse	40T	1733.64	2874.11	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1006	Fuse	25T	1793.12	3573.78	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1006	Fuse	25T	1793.12	3142.45	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Phase	IEC255 EI	353	1008	Fuse	15T	1934.40	3753.91	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	32425_MTA	Recloser	Ground	IEC255 EI	353	1008	Fuse	15T	1934.40	3299.43	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65T	151	1060	Fuse	40T	1489.92	2963.30	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65T	151	1060	Fuse	40T	1489.92	2631.19	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65T	151	1061	Fuse	25T	1616.31	2945.60	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65T	151	1061	Fuse	25T	1616.31	2619.46	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65T	151	2575	Fuse	15T	1457.12	1574.40	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65T	151	2575	Fuse	15T	1457.12	1574.40	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Phase	65T	151	1062	Fuse	40T	1552.60	2876.78	n/a	Yes
ALIM-0100020T03	1005	Fuse	Ground	65T	151	1062	Fuse	40T	1552.60	2554.97	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1067	Fuse	Phase	40T	67	1054	Fuse	25T	1080.63	1335.17	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	1067	Fuse	Ground	40T	67	1054	Fuse	25T	1080.63	1335.17	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	2716	Fuse	Phase	40T	1	7239	Fuse	25T	1298.59	1848.77	n/a	Yes
ALIM-0100020T05	2716	Fuse	Ground	40T	1	7239	Fuse	25T	1298.59	1848.77	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	3891	Fuse	65T	1825.85	4291.62	n/a	Yes

S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	3891	Fuse	65T	1825.85	3836.18	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	361986_MTA- 1	Fuse	40T	3020.65	6763.11	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	361986_MTA- 1	Fuse	40T	3020.65	5951.79	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	363918_MTA- 1	Fuse	15T	3501.99	4414.52	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	447	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	363918_MTA- 1	Fuse	15T	3501.99	4414.52	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	32425_MTA	Recloser	IEC255 EI	1692.75	3888.53	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	32425_MTA	Recloser	IEC255 EI	1692.75	3416.21	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	1003	Fuse	15T	1652.24	3876.48	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1003	Fuse	15T	1652.24	3408.51	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Phase	AREVA P132 IEEE EI	0	1024	Fuse	25T	2613.42	5322.39	n/a	Yes
S_E_ATOCHA	446	Breaker	Ground	AREVA P132 IEC EI	0	1024	Fuse	25T	2613.42	4664.96	n/a	Yes



B) Análisis de nivel de carga de los dispositivos de protección

Network Id	Device Type	Device Number	Phase	Protection	Size/Trip (A)	Full Load Current (A)	Loading (%)	Loading Limit (%)	Overloaded?	Optimal Rating
S_E_ATOCHA	Fuse	1054	C	Phase	25.00	21.57	86.29	100.00	No	The actual rating is optimal.
S_E_ATOCHA	Fuse	7239	B	Phase	25.00	21.41	85.66	100.00	No	The actual rating is optimal.
S_E_ATOCHA	Fuse	1156	ABC	Phase	15.00	11.43	76.21	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 12T
S_E_ATOCHA	Fuse	1067	ABC	Phase	40.00	25.01	62.52	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 30T

S_E_ATOCHA	Fuse	2716	ABC	Phase	40.00	21.88	54.70	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 25T
S_E_ATOCHA	Fuse	1003	ABC	Phase	15.00	8.19	54.61	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 10T
S_E_ATOCHA	Fuse	1008	ABC	Phase	15.00	6.78	45.20	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 8T
S_E_ATOCHA	Recloser	32425_MTA	ABC	Phase	150.00	65.95	43.97	1000.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1005	ABC	Phase	65.00	27.86	42.86	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 30T
S_E_ATOCHA	Fuse	363918_MTA-1	C	Phase	15.00	4.86	32.38	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Breaker	447	ABC	Phase	330.00	97.92	29.67	100.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	3891	ABC	Phase	65.00	18.73	28.82	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 20T
S_E_ATOCHA	Fuse	1002	A	Phase	25.00	7.08	28.33	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 8T
S_E_ATOCHA	Recloser	1333	ABC	Phase	150.00	38.13	25.42	1000.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1021	ABC	Phase	25.00	5.80	23.20	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Breaker	446	ABC	Phase	330.00	72.90	22.09	100.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1088	ABC	Phase	25.00	5.30	21.19	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Recloser	1335	ABC	Phase	150.00	30.61	20.40	1000.00	No	
S_E_ATOCHA	Fuse	1062	ABC	Phase	40.00	7.75	19.38	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 8T
S_E_ATOCHA	Fuse	1024	ABC	Phase	25.00	4.19	16.75	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Fuse	1238	ABC	Phase	40.00	6.20	15.50	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 8T
S_E_ATOCHA	Fuse	1060	ABC	Phase	40.00	5.66	14.15	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Fuse	2791	ABC	Phase	15.00	2.03	13.52	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 3T
S_E_ATOCHA	Fuse	361986_MTA-1	ABC	Phase	40.00	5.27	13.18	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Fuse	1061	ABC	Phase	25.00	3.05	12.18	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Fuse	47809_SF	A	Phase	15.00	1.78	11.83	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 2T
S_E_ATOCHA	Fuse	2575	C	Phase	15.00	1.41	9.39	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 2T
S_E_ATOCHA	Fuse	1192	ABC	Phase	40.00	3.51	8.78	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 6T
S_E_ATOCHA	Fuse	1006	ABC	Phase	25.00	2.13	8.53	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 3T
S_E_ATOCHA	Fuse	1052	ABC	Phase	25.00	2.03	8.12	100.00	No	KEARNEY / KEARNEY T / 3T

2. RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA RED REAL FINAL EEASA

A) Resultaos flujos de carga

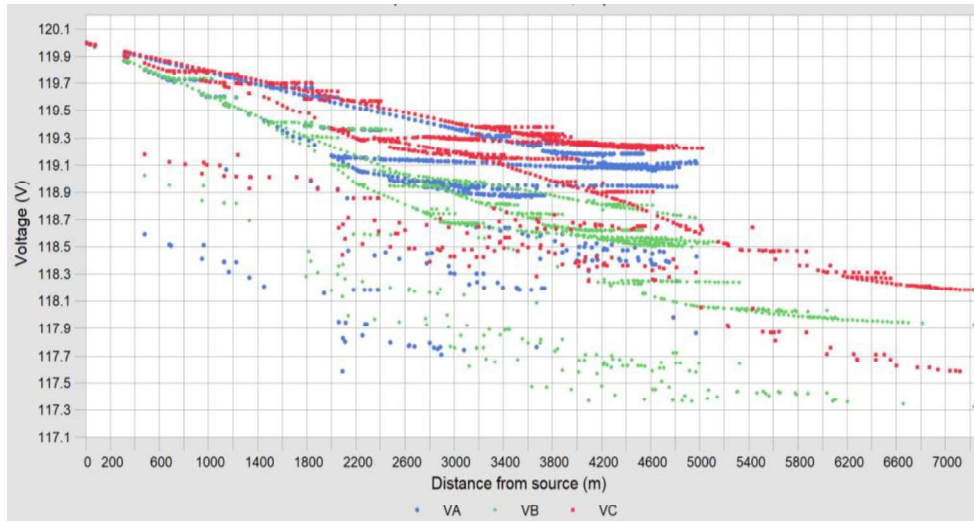
Total Summary	kW	kvar	kVA	PF(%)
Sources (Swing)	3750.92	518.77	3786.62	99.06
Generators	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Generation	3750.92	518.77	3786.62	99.06
Load read (Non-adjusted)	3672.98	401.27	3694.83	99.41
Load used (Adjusted)	3672.92	401.12	3694.76	99.41
Shunt capacitors (Adjusted)	0.00	0.00	0.00	0.00
Shunt reactors (Adjusted)	0.00	0.00	0.00	0.00
Motors	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Loads	3672.92	401.12	3694.76	99.41
Cable Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Line Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Shunt Capacitance	0.00	0.00	0.00	0.00
Line Losses	25.49	40.97	48.26	52.83
Cable Losses	0.00	0.00	0.00	94.83
Transformer Load Losses	19.17	76.67	79.03	24.25
Transformer No-Load Losses	33.33	0.00	33.33	100.00
Total Losses	77.99	117.65	141.15	55.26

Abnormal Conditions	Phase	Count	Worst Condition	Value
	A	0	580305_MTA	76.21 %
Overload	B	0	314676_MTA	85.66 %
	C	0	107780_MTA	86.29 %
	A	0	IMTA_L_141619	97.99 %
Under-Voltage	B	0	IMTA_L_709136	97.77 %
	C	0	IMTA_L_712096	97.98 %
	A	0	0	100.00 %
Over-Voltage	B	0	0	100.00 %
	C	0	0	100.00 %

Network ID	Total Load		Total Load		Total Losses		Total Losses	
	kVA	PF (%)	kW	PF (%)	kVA	PF (%)	kW	PF (%)
S E ATOCHA	3786.62	99.06	3750.92	99.06	0.02	47.04	0.01	47.04
Total	3786.62	99.06	3750.92	99.06	0.02	47.04	0.01	47.04
375	1599.34	99.09	1584.86	99.09	60.84	52.62	32.01	52.62
376	2187.28	99.03	2166.05	99.03	80.35	57.22	45.97	57.22
Total	3786.61	99.06	3750.91	99.06	141.14	55.26	77.99	55.26

B) Resultados de Perfiles de Voltaje

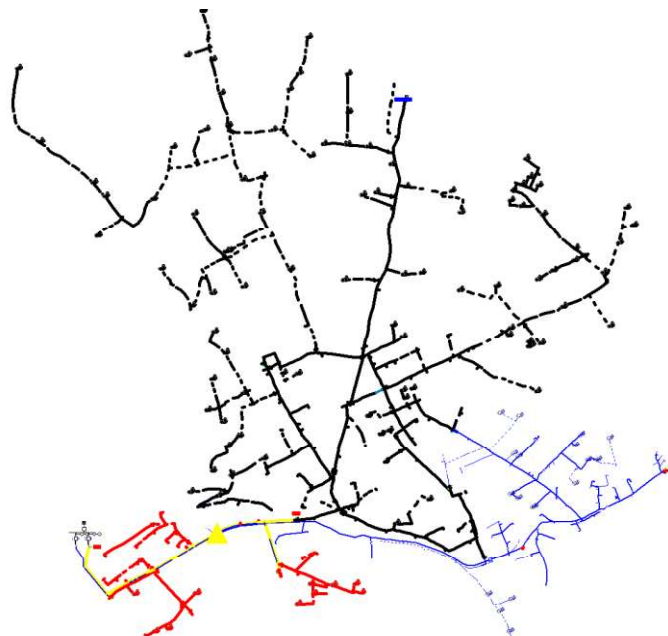
PERFILES DE VOLTAJE RED FINAL REAL EEASA



3. RESULTADOS DE EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS RED FINAL EEASA

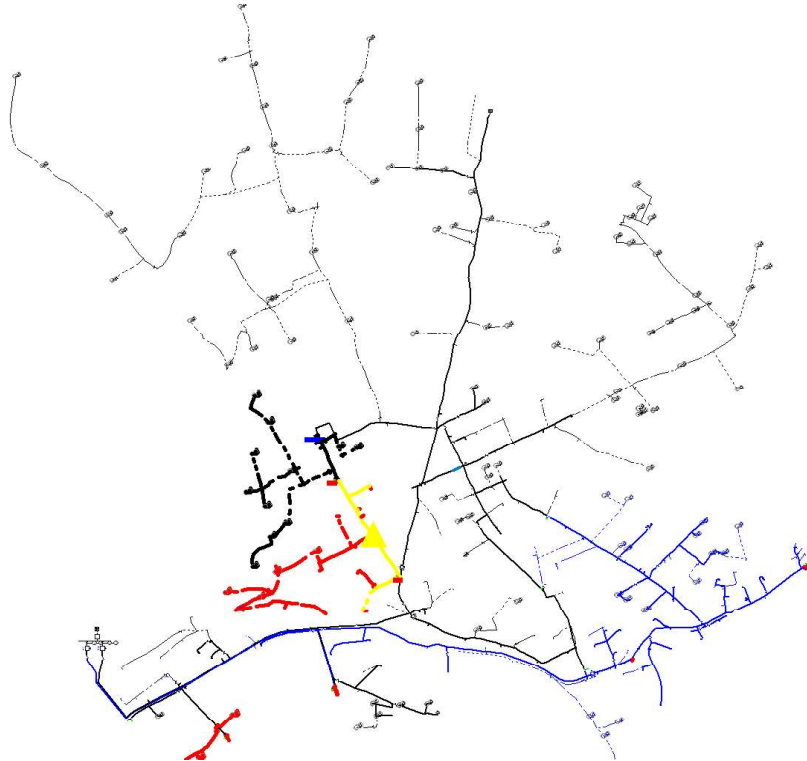
A) Zona 1.- Section 259267_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
447	Open	447	Clear damage	0	0.0	4288	2120.1
499425 MTA	Open	4585	Isolate damage	0	0.0	4288	2120.1
265911 MTA	Close	4348	Transfer load	0	0.0	4288	2120.1
Total:				0	0.0	4288	2120.1



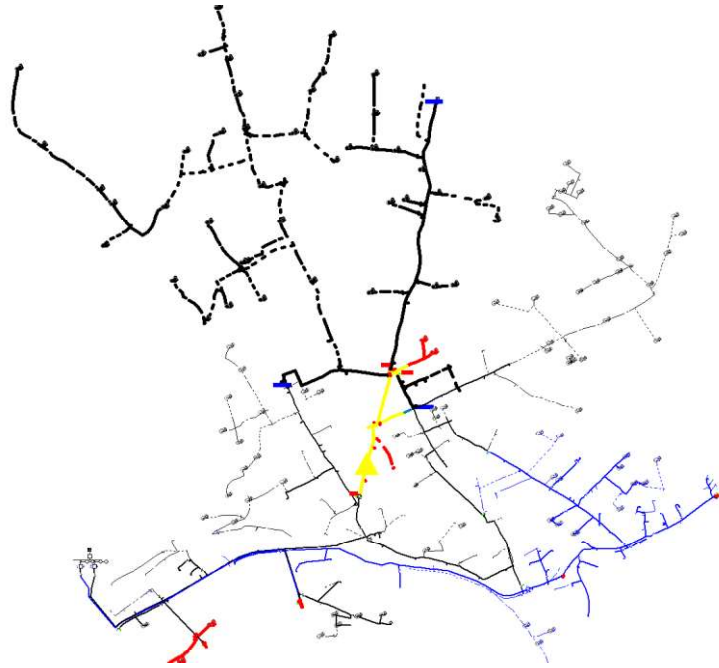
B) Zona 2.- Section 259525_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
143430_MTA	Open	3891	Clear damage	0	0.0	986	318.3
259527_MTA	Open	1089	Isolate damage	0	0.0	986	318.3
260611_MTA	Close	260611_MTA	Transfer load	442	90.1	544	228.2
Total:				442	90.1	544	228.2



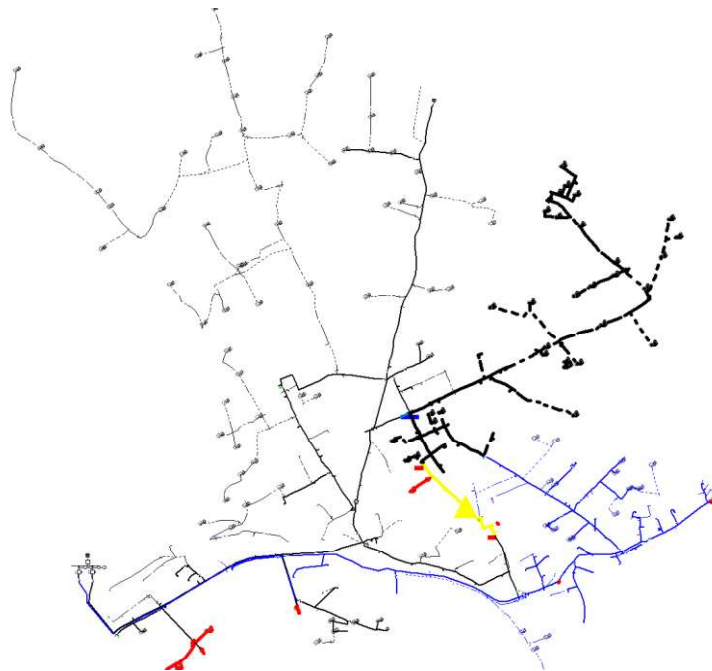
C) Zona 3.- Section 790_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
799_MTA	Open	1333	Clear damage	0	0.0	1169	516.2
459	Open	2716	Isolate damage	0	0.0	1169	516.2
144163_MTA	Open	2694	Isolate damage	0	0.0	1169	516.2
144210_MTA	Open	144210_MTA	Isolate damage	0	0.0	1169	516.2
260611_MTA	Close	260611_MTA	Transfer load	616	182.4	553	333.8
265911_MTA	Close	4348	Pickup load	0	0.0	553	333.8
365523_MTA	Close	365523_MTA	Transfer load	65	106.5	488	227.3
Total:				681	288.9	488	227.3



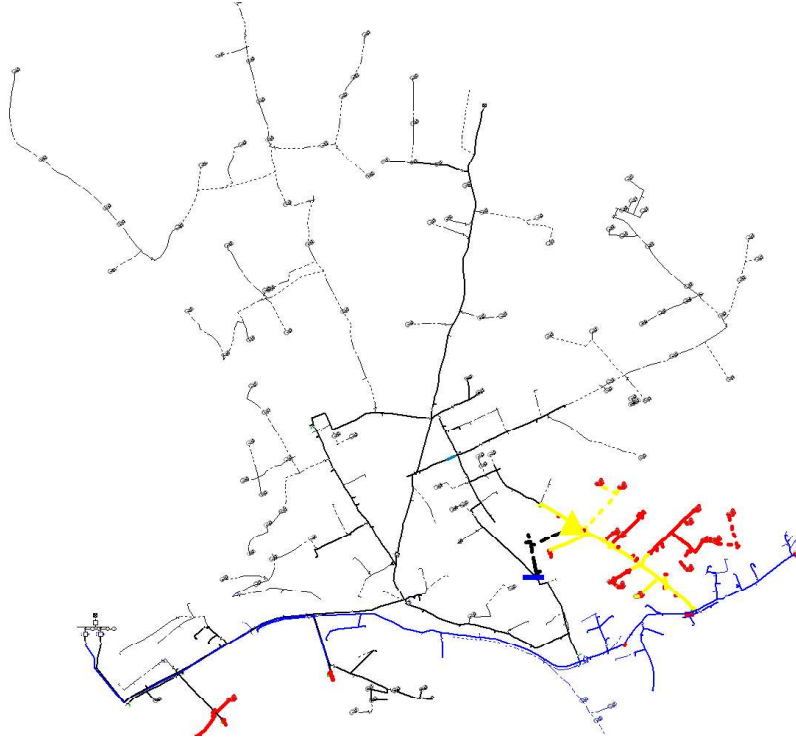
D) Zona 4.- Section 740747_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
740111_MTA	Open	4589	Clear damage	0	0.0	612	419.6
740723_MTA	Open	4587	Isolate damage	0	0.0	612	419.6
365203_MTA	Close	1087	Transfer load	606	398.6	6	21.0
Total:				606	398.6	6	21.0



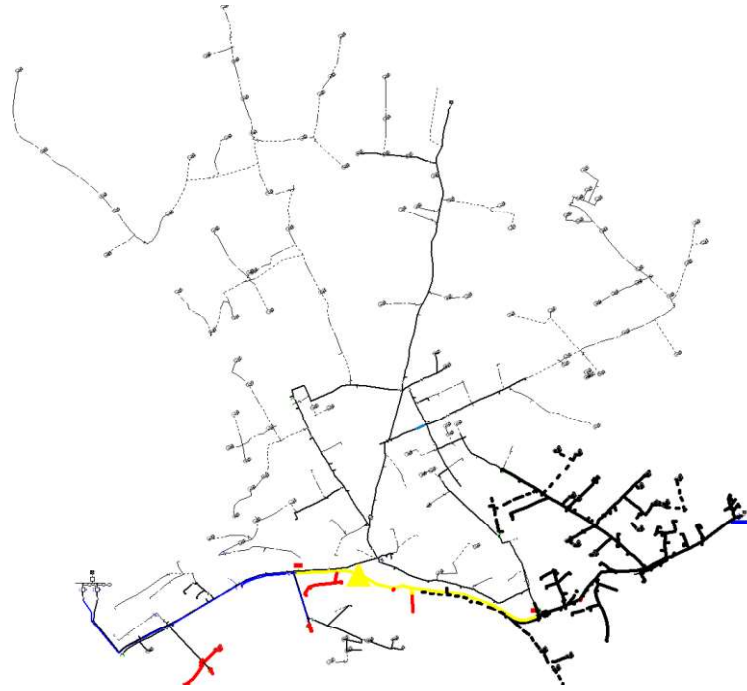
E) Zona 5.- Section 26579_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
221880_MTA	Open	1005	Clear damage	0	0.0	305	566.6
49758_MTA	Open	2575	Isolate damage	0	0.0	305	566.6
740109_MTA	Close	4155	Transfer load	50	10.9	255	555.7
Total:				50	10.9	255	555.7



F) Zona 6.- Section 45361_MTA

Section Id	Action	Switch Id	Reason	Cust. Picked-Up		Cust. Unserved	
				#	kW	#	kW
221532_MTA	Open	1025	Clear damage	0	0.0	1286	1509.9
221887_MTA	Open	1012	Isolate damage	0	0.0	1286	1509.9
494	Close	494	Transfer load	1195	1426.3	91	83.7
Total:				1195	1426.3	91	83.7





ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
DECANATO

ORDEN DE EMPASTADO

De conformidad al Artículo 101 del **REGLAMENTO DE RÉGIMEN ACADÉMICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** aprobado por Consejo Politécnico en Octubre de 2017 y al **INSTRUCTIVO PARA EL PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS DE TITULACIÓN DE LAS CARRERAS DE PRE-GRADO Y PROGRAMAS DE POSGRADO DE LA FIEE**, aprobado por Consejo de Facultad el 24 de enero de 2019 que establece que *"El Decano de la FIEE, remitirá los informes de calificación al Director del Trabajo de Titulación y le solicitará un informe de conformidad en relación a las observaciones planteadas, este informe será presentado al Decano en un plazo no mayor a diez días, quien a su vez emitirá la autorización de impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación o Tesis de Grado."*, una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, autorizo la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por la señora:

SIOMARA LASTENIA REDROBÁN AMORES

Fecha de autorización: 09 de julio de 2019



M.Sc. Fabio González
Decano

Mónica G