

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad, mención en Redes Eléctricas Inteligentes

Planificación de redes eléctricas de distribución mediante algoritmos metaheurísticos considerando criterios de confiabilidad


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

Autor:

Pedro Vicente Lazo Castro

Director:

Juan Bautista Sanango Fernández

ORCID:  0000-0002-3684-6134

Cuenca, Ecuador

2023-10-01

Resumen

El presente proyecto de titulación pretende plantear una metodología de planificación de redes eléctricas de distribución en zonas urbanas consolidadas mediante el desarrollo e implementación de una herramienta computacional desarrollada en Matlab®; la metodología propuesta se enfoca en la configuración óptima de la red de media tensión y la ubicación de los centros de transformación, considerando criterios de confiabilidad y empleando como parámetros de entrada la información existente en las bases de datos de los sistemas de información geográfica (GIS) de las empresas de distribución eléctrica. La presente propuesta se basa en la aplicación de varios algoritmos metaheurísticos de optimización. El proceso de optimización está sujeto al cumplimiento de límites establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 denominada “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica” emitida por la Agencia de Regulación y control de Energía y Recursos Naturales no Renovables [1]. Con el fin de comprobar el funcionamiento del sistema propuesto, se realiza la aplicación de la metodología en un sector urbano abastecido por las redes del alimentador 1222 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C. A. Los resultados obtenidos permitirán comprobar el óptimo funcionamiento de la herramienta computacional y de esta forma optimizar el proceso de planificación de los sistemas de distribución de las áreas consolidadas

Palabras clave: indicadores regulatorios, sistemas de distribución, ubicación óptima, configuración de alimentadores



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

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

Abstract

This degree project aims to propose a methodology for planning electrical distribution networks in consolidated urban areas through the development and implementation of a computational tool developed in Matlab®; The proposed methodology focuses on the optimal configuration of the medium voltage network and the location of the transformation centers, considering reliability criteria and using as input parameters the existing information in the databases of the geographic information systems (GIS).) from electricity distribution companies. This proposal is based on the application of several optimization metaheuristic algorithms. The optimization process is subject to compliance with the limits established in regulation No. ARCERNNR-002/20 called "Quality of the electric power distribution and marketing service" issued by the Agency for the Regulation and control of Energy and Non-Renewable Natural Resources. [1]. In order to verify the operation of the proposed system, the application of the methodology is carried out in an urban sector supplied by the 1222 feeder networks of the Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. The results obtained will allow verifying the optimal functioning of the computational tool and In this way, optimize the planning process of the distribution systems of the consolidated areas.

Keywords: regulatory indicators, distribution systems, optimal location, feeder configuration



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

Índice de contenidos.....	4
Índice de figuras.....	6
Índice de tablas.....	7
Dedicatoria.....	8
Agradecimiento.....	9
1. Generalidades.....	10
1.1 Introducción.....	10
1.2 Descripción del problema.....	11
1.3 Objetivo General.....	11
1.4 Objetivos Específicos.....	11
1.5 Alcance.....	12
2. Marco teórico.....	13
2.1 Planificación de los sistemas eléctricos de distribución.....	13
2.2 Confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución.....	14
2.2.1 Tipo de alimentador.....	15
2.2.2 Nivel de voltaje.....	16
2.2.3 Indicadores de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución.....	16
2.3 Métodos de agrupamiento de datos.....	19
2.3.1 Métodos de partición.....	20
2.3.2 Métodos Optimización.....	21
2.4 Algoritmos.....	21
2.4.1 Algoritmo de k-means.....	21
2.4.2 Algoritmo Greedy.....	24
2.4.3 Algoritmo Dijkstra.....	25
3. Metodología.....	26
3.1 Planteamiento metodológico.....	26
3.2 Determinación del caso de estudio.....	27
3.3 Selección del software a utilizar para la implementación.....	29
3.4 Determinación de los clientes existentes y proyectados.....	29
3.5 Determinación del área de cobertura.....	30

- 3.6 Asignación de clientes a transformadores existentes..... 31
- 3.7 Asignación de clientes a transformadores proyectados. 34
- 3.8 Optimización de la topología de la red de media tensión. 38
- 1. Resultados 43
 - 1.1 Análisis de la caída de tensión en medio voltaje. 43
 - 1.2 Análisis de las Pérdidas de energía. 44
 - 1.3 Análisis de los indicadores de confiabilidad..... 44
- 2. Conclusiones 51
- 3. Recomendaciones 53
- Referencias 54
- Anexos 57
 - Anexo A. Script de Matlab 57

Índice de figuras

Figura 2.1 Red de distribución planificada	14
Figura 2.2 Agrupamiento de datos	20
Figura 2.3 Algoritmo k-means para diferentes valores de K	22
Figura 3.1 Sector a intervenir, cobertura del alimentador 1222	28
Figura 3.2 Definición del área de cobertura, <i>K-means</i>	31
Figura 3.3 Algoritmo Greedy para asignación de clientes a transformadores existentes	33
Figura 3.4 Asignación de clientes a transformadores existentes, Greedy	34
Figura 3.5 Algoritmo Set Cover para asignación de clientes a transformadores proyectados ...	35
Figura 3.7 Distribución de transformadores en el área de estudio, k-means	38
Figura 3.8 Algoritmo Utilizado para la optimización de redes de media tensión.....	39
Figura 3.9 Optimización de la red de media tensión, Dijkstra	41
Figura 4.1 Diagrama unifilar del modelo propuesto	46

Índice de tablas

Tabla 2.1 Clasificación de alimentadores	15
Tabla 2.2 Límite para el índice del nivel de voltaje	16
Tabla 2.3 Límites máximos permitidos para la calidad de servicio técnico	19
Tabla 3.1 Características generales de la zona de estudio	29
Tabla 3.2 Cuantificación de la demanda clientes existentes y proyectados	30
Tabla 3.3 Radios de cobertura para transformadores	32
Tabla 3.4 Resultados de la aplicación del algoritmo Greedy	33
Tabla 3.5 Resumen de transformadores seleccionados	37
Tabla 3.6 Resumen de número de clientes y demandas por transformador	42
Tabla 4.1 Cálculo de caídas de voltaje en media tensión y pérdidas de energía	47
Tabla 4.2 Calculo de indicadores FMIK y TTIK del alimentador 1222, año 2022	50

Dedicatoria

A Cristina y Andrea por ser una fuente constante de apoyo e inspiración.

Pedro Lazo Castro

Agradecimiento

A la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. y funcionarios de la Agencia Paute que contribuyeron con el desarrollo del presente proyecto de titulación.

A la Universidad de Cuenca, la Facultad de Ingeniería y docentes de la Maestría en Electricidad Mención “Redes Eléctricas Inteligentes”, II Cohorte, y de manera particular al Ing. Juan Sanango por dirigir el presente trabajo de titulación.

Pedro Lazo Castro

1. Generalidades

1.1 Introducción

En la actualidad el diseño de redes eléctricas de distribución no se ha realizado considerando el cumplimiento de los índices de calidad de servicio técnico. En este sentido durante su ejecución no se han evaluado los indicadores de cumplimiento establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

El objetivo principal de la planificación de los sistemas de distribución consiste en proyectar los sistemas eléctricos de distribución tanto de medio como de bajo voltaje, lo cual normalmente se realiza por separado debido a la complejidad que implica solucionar el problema de manera integral. La planificación de los sistemas de medio voltaje consiste en encontrar la ubicación de subestaciones y la configuración de alimentadores primarios, mientras que la planificación en bajo voltaje se enfoca en la determinación de la ubicación óptima de los transformadores de distribución y la configuración de las redes primarias [2].

La planificación de las redes de distribución se ha venido realizado de forma empírica, basada fundamentalmente en el criterio y experiencia del diseñador, quien por la complejidad del problema y sin disponer de las herramientas adecuadas, la ha venido desarrollando fundamentalmente hasta el nivel de subtransmisión en donde se podría decir que se efectúan inversiones planificadas; en tanto que para el resto del sistema de distribución no se lo realiza de una forma adecuada, dejando de lado las técnicas de optimización para la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios [2].

En el proyecto de titulación se pretende establecer una metodología que permita unificar los criterios de optimización tanto para la ubicación óptima de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios. Estas dos tareas son de fundamental importancia al momento de planificar la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica dado que los puntos donde están situados los centros de transformación condicionan la trayectoria y configuración de la red primaria que los alimenta y por ende contribuyen significativamente a la confiabilidad del sistema de distribución.

La metodología propuesta en proyecto de titulación se basa en el desarrollo de un modelo matemático de planificación mediante algoritmos metaheurísticos que permiten optimizar los

elementos de la red de distribución, aprovechando de esta forma los recursos existentes de las empresas distribuidoras, la alternativa desarrollada en este trabajo combina una serie de límites y restricciones consideradas por el problema de optimización. Los aspectos más relevantes desde el punto de vista de la confiabilidad son: la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios.

1.2 Descripción del problema

Debido a la importancia cada vez más generalizada en el Ecuador de brindar un servicio de energía eléctrica cada vez más confiable y basado en criterios de continuidad y confiabilidad, ya sea por los requerimientos propios de los usuarios o por las exigencias cada vez más estrictas de las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, se hace necesaria la incorporación de metodologías que permitan mejorar las características técnicas y económicas del servicio al momento de realizar la planificación de redes de distribución.

La selección de alternativas de planificación de sistemas de distribución de energía basadas en algoritmos de optimización permite definir de forma adecuada la configuración y trayectoria de alimentadores primarios, los calibres de conductores de media y baja tensión, la ubicación óptima de centros de transformación, entre otros aspectos. Esto sin embargo implica un incremento, muchas veces significativo, en la inversión requerida para la implementación, la operación y el mantenimiento de los sistemas de distribución, aspectos que finalmente provocan que las empresas distribuidoras dejen de lado los criterios de confiabilidad con el fin de reducir los gastos de inversión.

1.3 Objetivo General

Establecer una metodología de planificación de redes eléctricas de distribución que permita determinar la ubicación óptima de transformadores de distribución y configuración de alimentadores primarios mediante la modelación matemática de algoritmos metaheurísticos considerando criterios de confiabilidad.

1.4 Objetivos Específicos

- Presentar una propuesta metodológica para la planificación de redes eléctricas de distribución, que permita encontrar una solución para la determinación de la ubicación óptima de transformadores de distribución y la configuración de

alimentadores primarios.

- Desarrollar una herramienta informática en la que se implemente la modelación matemática y metodología de planificación propuestas.
- Comprobar la aplicabilidad de la metodología de planificación de redes de distribución de energía propuesta y la funcionalidad de la herramienta computacional desarrollada en las redes del alimentador 1222 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C. A.
- Evaluar la mejora en la confiabilidad que se presenta en la alternativa óptima del sistema eléctrico entregado por la herramienta computacional desarrollada.

1.5 Alcance

En el presente proyecto de titulación se desarrolló un modelo matemático y computacional que permite optimizar los costos relacionados a la inversión, la operación y el mantenimiento de una red de distribución eléctrica, incorporando criterios de confiabilidad. El modelo presentado permite obtener una solución óptima para la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios.

El problema de optimización de la ubicación de los transformadores tiene como restricciones el cumplimiento de límites establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 emitida por el ente regulador. Para la optimización de la configuración y trayectoria de la red de distribución en media tensión, la restricción será el recorrido de las calles de la zona de estudio. El proyecto de titulación toma en consideración la selección de los algoritmos de optimización adecuados con el fin de realizar la herramienta computacional de manera efectiva y cumpliendo los objetivos planteados.

2. Marco teórico

2.1 Planificación de los sistemas eléctricos de distribución

La planificación de redes eléctricas de distribución es un proceso complejo que implica la identificación de los requerimientos de energía eléctrica, la selección de tecnologías y equipos adecuados, y la optimización de la infraestructura de red para asegurar la distribución confiable y eficiente de energía eléctrica. El proceso de planificación de redes eléctricas de distribución generalmente se divide en las siguientes etapas [3]:

1. Identificación de los requisitos de energía: La identificación de los requisitos de energía eléctrica es un proceso importante para determinar la cantidad de energía eléctrica que se necesita distribuir. Esta información es fundamental para diseñar una red eléctrica de distribución que cumpla con los requisitos del usuario y permita la optimización de la infraestructura de red.
2. Diseño de la red: El diseño de la red implica la selección y ubicación de subestaciones, transformadores, líneas de transmisión y distribución, y otros componentes que son necesarios para la distribución de energía eléctrica de manera eficiente y segura. La topología de la red es también un aspecto importante para garantizar la redundancia y la confiabilidad de la red.
3. Evaluación de la capacidad de la red: La evaluación de la capacidad de la red implica el análisis de la capacidad de la red existente y la identificación de las áreas que necesitan mejorar. Esto ayuda a los planificadores a determinar si la infraestructura de la red actual puede manejar la demanda eléctrica y si se necesita una ampliación o mejora de la red.
4. Evaluación del impacto ambiental: La evaluación del impacto ambiental es esencial para determinar si el proyecto de la red eléctrica cumple con las normas y condiciones ambientales. Esto incluye la consideración de los efectos en la fauna, la flora, los recursos naturales, y las posibles emisiones de gases de efecto invernadero.
5. Evaluación económica: La evaluación económica implica la realización de un análisis de costos-beneficios para determinar la rentabilidad del proyecto. Esto incluye la estimación de los costos de construcción, los costos de operación y mantenimiento, y los beneficios económicos, como la reducción de las pérdidas eléctricas y el aumento de la confiabilidad de la red.
6. Implementación y seguimiento: La implementación de la red eléctrica implica la construcción, instalación y puesta en marcha de los componentes de la red. Una vez

implementada, se monitorea y se mantiene la red para garantizar que siga cumpliendo con los requisitos de demanda y calidad del suministro eléctrico.

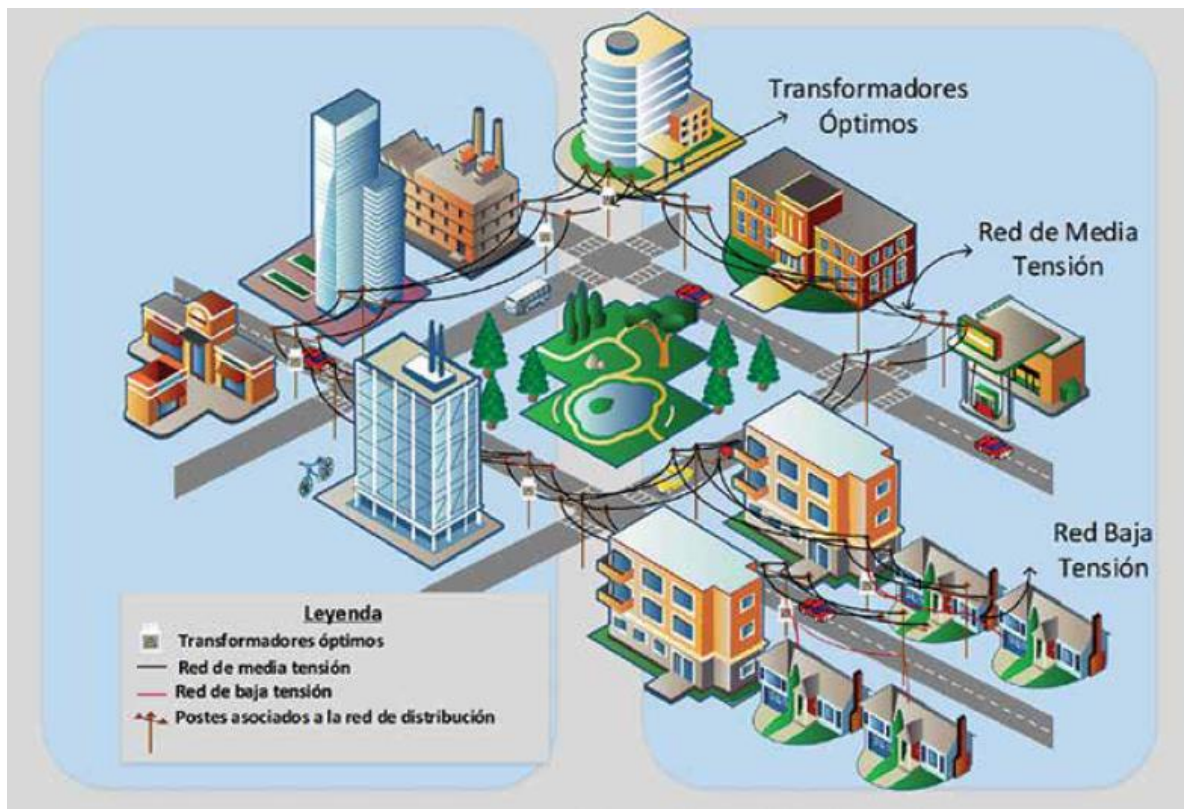


Figura 2.1 Red de distribución planificada [4]

En resumen, la planificación de redes eléctricas de distribución es un proceso complejo que implica la identificación de los requisitos de energía, el diseño de la red, la evaluación de la capacidad de la red, la evaluación del impacto ambiental y económico, la implementación y seguimiento de la red. Es un proceso importante para garantizar que la infraestructura eléctrica pueda distribuir energía eléctrica de manera confiable y eficiente [3].

2.2 Confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución

La confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución se refiere a la capacidad del sistema para abastecer de servicio de energía eléctrica con el mínimo de interrupciones, como calidad de servicio técnico comercial y producto [5]. Es un aspecto importante para garantizar la satisfacción de los clientes y el cumplimiento de las regulaciones vigentes. La confiabilidad se puede evaluar mediante diferentes métodos y técnicas que estiman los índices de confiabilidad, que son parámetros que miden el desempeño de la red eléctrica, sus componentes y las opciones de

mejora [6]. Algunos de los índices más comunes son el número de interrupciones por cliente (SAIFI), la duración promedio de las interrupciones por cliente (SAIDI), la duración promedio de las interrupciones (CAIDI) y la energía no suministrada (ENS) [7]. Estos índices se pueden calcular usando métodos analíticos, numéricos o de simulación [6]. La confiabilidad también depende de factores como el diseño de la red, el tipo de configuración (radial o enmallada), la presencia de generación distribuida, el nivel de automatización, el mantenimiento preventivo y correctivo, y las condiciones ambientales [5].

La confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución se centra en las interrupciones con una duración mayor a 1 minuto, sin embargo, en Ecuador, de acuerdo con la Regulación ARCERNNR No. 002/20, solo se consideran las interrupciones mayores a 3 minutos para el cálculo de los índices de calidad del servicio técnico y que forman parte del análisis de confiabilidad [1].

2.2.1 Tipo de alimentador

Conforme lo establece la regulación ARCERNNR No. 002/20 la determinación del tipo de alimentador se realiza mediante la ecuación (2.1) [1].

$$TA = \frac{kVA_{ins j}}{km_j} \quad (2.1)$$

Donde:

TA Tipo de alimentador de acuerdo con la densidad (kVA/km).

$kVA_{ins j}$ Potencia nominal instalada de todos de los transformadores de distribución del alimentador j , expresado en kVA .

km_j Sumatoria de la longitud de las líneas de distribución tanto monofásicas, bifásicas y trifásicas del alimentador j , expresado en km .

Los alimentadores se clasifican de acuerdo con la tabla 2.1 [1].

Tabla 2.1 Clasificación de alimentadores [1].

Tipo	Valor (kVA/km)
Alimentador de baja densidad	$TA < 50$
Alimentador de alta densidad	$TA \geq 50$

2.2.2 Nivel de voltaje

La calidad del nivel de voltaje en cualquier punto del sistema se calcula mediante la ecuación (2.2) [1].

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \text{ [%]} \quad (2.2)$$

Donde:

ΔV_k Variación de la tensión de suministro respecto a la tensión nominal en el punto k .

V_k Tensión de suministro en el punto k .

V_N Tensión nominal en el punto k .

Los rangos de voltaje admitidos son los establecidos en la tabla 2.2 [1].

Tabla 2.2 Límite para el índice del nivel de voltaje [1].

Nivel de voltaje	Rango admisible
Medio voltaje	$\pm 5\%$
Bajo voltaje	$\pm 8\%$

2.2.3 Indicadores de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución

Los indicadores de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución son medidas que reflejan el desempeño y la calidad del servicio eléctrico en términos de frecuencia, duración y severidad de las interrupciones. Algunos de los indicadores más utilizados son: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ENS, entre otros [8] [9] [10]. Estos indicadores se pueden calcular y analizar siguiendo la guía IEEE 1366-2012 [11], que establece definiciones y métodos uniformes para la evaluación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución.

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**. Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año. Indica el número medio de interrupciones por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en: (interrupciones \times consumidor / año) [11].

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.3)$$

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index).** Duración Media de Interrupción del Sistema. Representa la duración promedio de cada interrupción por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en: hora / (consumidor x año) [11].

$$SAIFI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores servidos}} \quad (2.4)$$

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).** Duración promedio de cada interrupción = SAIDI / SAIFI. Corresponde a la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado. Se mide en: (hora/año) [11].

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.5)$$

- **ASAI (Average Service Availability Index).** Disponibilidad promedio del Sistema [11].

$$\text{Disponibilidad promedio del sistema} = 1 - \frac{SAIDI}{8760} \quad (2.6)$$

También conocido como IOR (Index of Reliability), provee información similar al SAIDI y se indica en porcentaje.

$$ASAI = \frac{\sum (N_i \times 8760) - \sum U_i N_i}{\sum (N_i \times 8760)} \quad (2.7)$$

- **ENS (Energy Not Supplied).** Energía No Suministrada. Indica la cantidad de energía en kWh que quedó fuera de servicio debido a las interrupciones. Se mide en: (kWh/año) [11].

$$ENS = \sum C_m \times U_i \quad (2.8)$$

Los índices de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica en Ecuador se establecen en la Regulación No. ARCERNR 002/20, emitida por el ente regulador [1]. Estos índices son la Frecuencia Media de Interrupciones existentes por Cliente (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupciones existentes por Cliente (TTIK) en un determinado intervalo de tiempo y

que miden la continuidad del servicio, el cálculo se realiza mediante las siguientes expresiones tanto del sistema como por alimentador:

- **FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado).** Representa el promedio de veces que cada kVA nominal instalado en el sistema sufrió una interrupción de servicio, durante el periodo de control (mensual o anual) [1].

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (2.9)$$

$$FMIK = \sum FMIK_i \quad (2.10)$$

- **TTIK (Tiempo Total de interrupción por kVA nominal instalado).** Representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada kVA nominal instalado en el sistema estuvo fuera de servicio durante el periodo de control (mensual o anual) [1].

$$TTIK_i = \frac{kVA_i \times t_i}{kVA_{Ti}} \quad (2.11)$$

$$TTIK = \sum TTIK_i \quad (2.12)$$

Donde:

$FMIK_i$	Frecuencia promedio de interrupción por kVA nominal instalado en el sistema por interrupción.
$TTIK_i$	Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado en el sistema por interrupción.
kVA_i	kVA nominales desconectados en el sistema de distribución debido a la interrupción i .
kVA_{Ti}	kVA nominales totales instalados en el sistema o alimentador registrados en el instante de la interrupción i .
t_i	Tiempo de duración de la suspensión i en horas.

Los límites máximos permitidos para los indicadores de calidad de servicio técnico evaluados en un periodo de tiempo de 12 meses continuos del año calendario se establecen de acuerdo con lo que indica la tabla 2.3 [1].

Tabla 2.3 Límites máximos permitidos para la calidad de servicio técnico [1].

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6,0	7,0	9,5
TTIK	8,0	10,0	16,0

2.3 Métodos de agrupamiento de datos

Los métodos de agrupamiento de datos, también conocidos como clustering en inglés, son técnicas de aprendizaje no supervisado utilizado para encontrar grupos o clústeres de datos similares entre sí, según algún criterio de distancia o similitud en un conjunto de datos. Los métodos de agrupamiento pueden ayudar a descubrir patrones y relaciones dentro de los datos, así como simplificar la complejidad de los datos.

Existen diferentes tipos de métodos de agrupamiento, como los basados en densidad, que forman grupos según las áreas de alta concentración de puntos de datos [12], los jerárquicos, que crean una estructura de árbol que muestra las relaciones entre los grupos [13], y los no jerárquicos, que asignan los datos a un número fijo de grupos previamente definidos [14]. Algunos ejemplos de algoritmos de agrupamiento son el k-means, agrupamiento jerárquico, el DBSCAN, mixture models, reducción de dimensionalidad y agrupamiento, entre otros.

- **K-means:** es uno de los métodos de agrupamiento más populares y se basa en la definición de K grupos y la asignación de cada objeto a uno de estos grupos. El algoritmo intenta minimizar la distancia entre los objetos dentro de un grupo y maximizar la distancia entre los grupos.
- **Agrupamiento jerárquico:** este método agrupa los objetos en una estructura jerárquica, desde los grupos más grandes hasta los más pequeños. Puede ser aglomerativo (comenzando con grupos individuales y fusionándolos) o divisivo (comenzando con un grupo y dividiéndolo en subgrupos).
- **DBSCAN:** es un método de agrupamiento basado en la densidad que puede identificar grupos de diferentes formas y tamaños. Se basa en la idea de que los objetos que están cerca unos de otros en el espacio son similares.

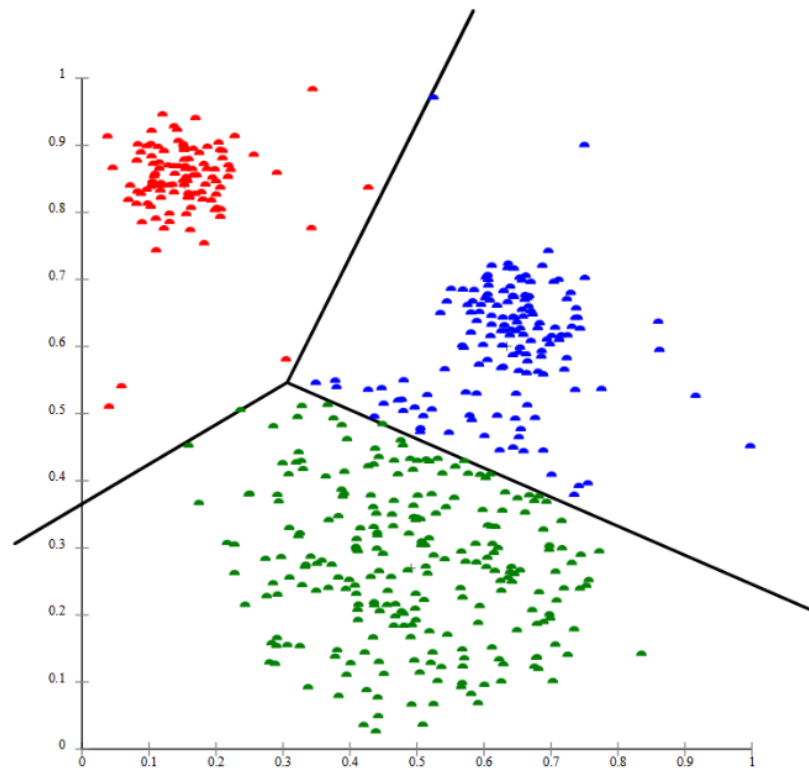


Figura 2.2 Agrupamiento de datos [15].

- **Mixture Models:** este método de agrupamiento asume que los datos están distribuidos de acuerdo con una distribución de probabilidad conocida, y utiliza la estimación de máxima verosimilitud para ajustar el modelo de mezcla de probabilidad.
- **Reducción de dimensionalidad y agrupamiento:** este método combina la reducción de dimensionalidad con el agrupamiento para identificar grupos en un espacio de menor dimensión.

Estos son solo algunos de los métodos de agrupamiento de datos disponibles, y la elección del método adecuado depende del conjunto de datos y de los objetivos del análisis [16].

2.3.1 Métodos de partición

Los métodos particionales son un tipo de técnicas de análisis de grupos o clustering que dividen un conjunto de datos en subconjuntos no superpuestos, sin seguir una estructura jerárquica. Algunos ejemplos de estos métodos son k-means y k-medoids. Estos métodos buscan optimizar alguna función que mida la calidad de la partición obtenida.

- ***k-means***: Es un método particional de agrupamiento de datos utilizado para dividir un conjunto de datos en K grupos (clusters) basándose en sus similitudes. Este algoritmo es uno de los métodos más populares para realizar agrupamiento de datos debido a su simplicidad y eficiencia en términos de tiempo de cómputo [15].
- ***k-medianas***: Es un método de agrupamiento de datos similar al K-means, pero en lugar de asignar objetos a centroides, se asignan objetos a medianas. La mediana de un grupo es el objeto que minimiza la suma de las distancias a todos los demás objetos del grupo.
- ***k-medoids***: Es otro método de agrupamiento de datos que es similar a K-means y K-medianas, pero en lugar de usar centroides o medianas, se usan objetos reales de los datos, llamados medoides, para representar cada grupo. El medoide de un grupo es el objeto más central en un clúster y es el que minimiza la suma de las distancias a todos los demás objetos del grupo [16].

2.3.2 Métodos Optimización

Los métodos de optimización basados en algoritmos heurísticos y metaheurísticos son técnicas que buscan encontrar soluciones aproximadas a problemas difíciles de optimización combinatoria, en los que los métodos exactos no son eficientes o factibles [17]. Los algoritmos heurísticos son procedimientos que se basan en un conocimiento específico del problema o en una intuición para encontrar soluciones aceptables en un tiempo razonable [18]. Los algoritmos metaheurísticos son procedimientos iterativos que guían una heurística subordinada, combinando de forma inteligente distintos conceptos para explorar y explotar adecuadamente el espacio de búsqueda [17]. Algunos ejemplos de algoritmos metaheurísticos son los algoritmos genéticos, las colonias de hormigas, las nubes de partículas y el recocido simulado [18].

2.4 Algoritmos

2.4.1 Algoritmo de k-means

El algoritmo k-means es un método que permite el agrupamiento o clustering mediante una técnica que divide un conjunto de datos en k grupos o clusters, de esta manera se consigue que los puntos en el mismo cluster sean lo más similares entre sí, a diferencia que los puntos en otros clusters. El algoritmo funciona de la siguiente manera [19]:

1. Se especifica el número de clusters deseados (k).
2. Se seleccionan de manera aleatoria k puntos del conjunto de datos los mismos que serán

los centroides iniciales de cada cluster.

3. Cada punto del conjunto de datos es asignado al cluster cuyo centroide se encuentre más cercano, usando alguna medida de distancia como la euclídea.
4. Se recalculan los centroides de cada cluster como el promedio de los puntos asignados a ese cluster.
5. Se repiten los pasos 3 y 4 hasta que no haya cambios en las asignaciones o se alcance un número máximo de iteraciones.

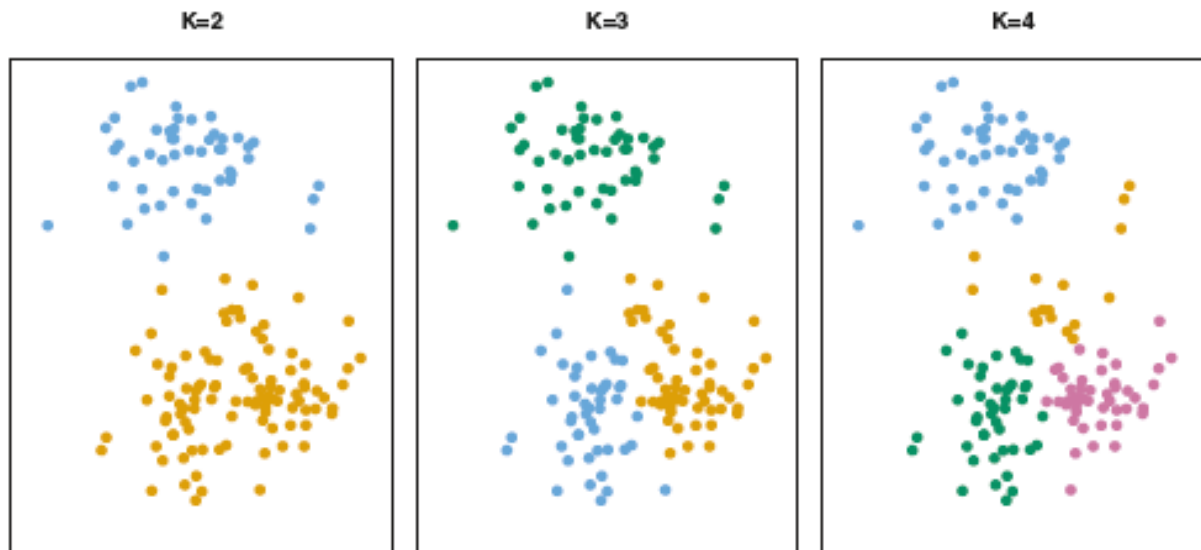


Figura 2.3 Algoritmo k-means para diferentes valores de K [15].

El algoritmo k-means es uno de los métodos más utilizados al momento de requerir agrupamientos o clasificación de información en base a características o atributos, ya que es simple, rápido y eficaz.

El algoritmo k-means utiliza algunas fórmulas matemáticas para realizar el agrupamiento de datos. Algunas de estas fórmulas se presentan en las ecuaciones 2.13 a 2.16:

- La distancia entre dos puntos x e y se puede medir usando la distancia euclídea:

$$d(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (2.13)$$

- La distancia entre un punto x y un centroide c se puede medir usando la misma fórmula:

$$d(x, c) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - c_i)^2} \quad (2.14)$$

- El centroide de un cluster se puede calcular como el promedio de los puntos asignados a ese cluster:

$$c = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m x_j \quad (2.15)$$

Donde:

m es el número de puntos en el cluster y

x_j es el j -ésimo punto.

- La función objetivo del algoritmo k-means se puede definir como la suma de las distancias al cuadrado entre cada punto y su centroide asignado:

$$J = \sum_{i=1}^k \sum_{x \in C_i} d(x, c_i)^2 \quad (2.16)$$

Donde:

k es el número de clusters,

C_i es el i -ésimo cluster y

c_i es el centroide del i -ésimo cluster.

El algoritmo k-means busca minimizar la función objetivo J asignando cada punto al cluster cuyo centroide esté más cerca y recalculando los centroides en cada iteración¹².

El método más sencillo para establecer los centroides iniciales dentro de un grupo de datos es escogerlos de manera aleatoria [16].

2.4.2 Algoritmo Greedy

Un algoritmo greedy (también conocido como voraz, ávido o devorador) es una estrategia de búsqueda que consiste en elegir la opción óptima en cada paso local con la esperanza de llegar a una solución general óptima [20]. Se utilizan generalmente para resolver problemas de optimización, como encontrar el camino más corto, el árbol de expansión mínima o el cambio de monedas. Un algoritmo Greedy tiene los siguientes elementos:

1. Un conjunto de candidatos, que son las entradas del problema.
2. Una solución parcial, que son los candidatos seleccionados hasta el momento.
3. Una función de selección, que determina el mejor candidato del conjunto de candidatos disponibles.
4. Una función de factibilidad, que determina si se puede completar la solución parcial para alcanzar una solución del problema.
5. Un criterio que define lo que es una solución, que indica si la solución parcial obtenida resuelve el problema.
6. Una función objetivo, que mide el valor de la solución alcanzada.

No hay una fórmula única para un algoritmo greedy, ya que depende del problema que se quiera resolver y de la función de selección que se utilice. Sin embargo, se puede describir un esquema general de un algoritmo greedy de la siguiente manera [20]:

1. Iniciar de una solución parcial vacía: $S = \emptyset$.
2. Elegir el mejor candidato del conjunto de candidatos disponibles, según una función de selección: $x = \text{selección}(C)$.
3. Comprobar si el candidato es compatible con la solución parcial, según una función de factibilidad: *if* ($S \cup \{x\}$ es factible).
4. Si el candidato es compatible, se añade a la solución parcial: $S = S \cup \{x\}$.
5. Si el candidato no es compatible, se descarta y no se vuelve a considerar: $C = C - \{x\}$.
6. Repetir el proceso hasta que se cumpla un criterio que defina lo que es una solución, o hasta que no queden más candidatos: *while* (S no sea una solución y $C \neq \emptyset$).

La función objetivo mide el valor de la solución obtenida, que se espera que sea óptima o cercana a la óptima.

2.4.3 Algoritmo Dijkstra

El algoritmo de Dijkstra permite encontrar el camino más corto entre un nodo origen y todos los demás nodos en un grafo ponderado [21]. Fue inventado por Edsger Dijkstra en 1956 y publicado en 1959. El algoritmo se basa en ir explorando los nodos más cercanos al origen y actualizar las distancias de los nodos adyacentes. El algoritmo termina cuando se han visitado todos los nodos o cuando no hay más nodos accesibles desde el origen. El algoritmo de Dijkstra se usa en dispositivos GPS, redes de transporte, redes de comunicación y otros escenarios que involucran grafos con costos asociados a las aristas.

El algoritmo de Dijkstra funciona de la siguiente manera:

1. Elegir un nodo de origen e inicializar un vector de distancias con valores infinitos, excepto para el nodo de origen que tiene distancia cero.
2. Elegir el nodo con menor distancia en el vector como el nodo actual y añadir a un conjunto de nodos visitados.
3. Recorrer los nodos adyacentes al nodo actual que no estén en el conjunto de nodos visitados y calcular la distancia tentativa desde el nodo actual hasta cada uno de ellos, sumando la distancia del nodo actual en el vector y el peso del arco que los conecta.
4. Si la distancia tentativa es menor que la distancia que tiene el nodo adyacente en el vector, se actualiza el vector con la distancia tentativa.
5. Repetir el proceso hasta que se visiten todos los nodos o no haya más nodos accesibles desde el origen.

El resultado es un vector de distancias que contiene la distancia más corta desde el nodo de origen hasta cada uno de los otros nodos del grafo. También se puede obtener el camino más corto siguiendo las etiquetas que indican la procedencia más próxima de cada nodo.

3. Metodología

3.1 Planteamiento metodológico

En el presente proyecto de titulación se utilizó una metodología preexistente [22], a través de la cual se planificarán redes de distribución tomando en cuenta diversos factores como las características del área de estudio, los atributos propios de los clientes existentes y los criterios de confiabilidad asociados a las redes de medio y bajo voltaje que establece la Regulación ARCERNR No. 002/20, los pasos a seguir para la aplicación de dicha metodología son los siguientes:

1. **Determinación del caso de estudio:** Con el afán de realizar una adecuada planificación de las redes de distribución e implementar la metodología a aplicar es necesario definir un área de estudio en la cual la demanda de servicio de energía eléctrica no se encuentre satisfecha y se requiera la implementación de nuevas redes de distribución o mejora integral de las existentes.
2. **Selección del software a utilizar para la implementación:** La selección de la plataforma de programación a utilizar debe brindar las facilidades suficientes para el cálculo matemático con vectores, matrices y la presentación mediante interfaces gráficas amigables y de fácil interpretación.
3. **Determinación de clientes existentes y proyectados:** Una vez determinado el caso de estudio es necesario obtener y tabular la información referente a los clientes existentes y proyectados y de ser el caso realizar un levantamiento en sitio con el fin de establecer las características demográficas del área a servir, así como del tipo de clientes y sus requerimientos de demanda de energía eléctrica y las condiciones de las redes de distribución existentes en el sector.
4. **Determinación del área de cobertura:** Una vez conocido el número total de clientes a servir es necesario definir el área real de cobertura con el fin de determinar el número de transformadores existentes y sus características, en este punto se puede tomar decisiones sobre el desmontaje definitivo de unidades de transformación o su reutilización de acuerdo con los requerimientos de la planificación.
5. **Asignación de clientes a transformadores existentes:** Al contar con el número definitivo de transformadores a reutilizar en la planeación, es necesario asignar un número óptimo de clientes a cada unidad de transformación, tomando en cuenta los criterios de calidad de servicio y confiabilidad establecidos en la Regulación ARCERNR

No. 002/20, los clientes que no puedan ser servidos en esta etapa deberán ser identificados para su asignación a transformadores proyectados.

6. **Asignación de clientes a transformadores proyectados:** Una vez que se han identificado los clientes que no han podido ser servidos por transformadores existentes es necesario implementar estaciones de transformación dentro del área de estudio con el fin de que cada cliente pueda tener acceso a servicio de energía eléctrica dentro de los estándares establecidos, en esta etapa se pueden tomar decisiones referentes a los tipos de unidades de transformación (monofásica, trifásica) y a las capacidades de las mismas.
7. **Optimización de la topología de red de media tensión:** Al contar con el número total de estaciones de transformación y su ubicación dentro del área de estudio es necesario identificar la existencia de carreteras, cruces y fin de vías, así como el punto más cercano de conexión al alimentador primario, para de esta manera establecer una ruta óptima de la red de media tensión y que permita la conexión de todos los transformadores seleccionados tomando en cuenta los criterios de calidad de servicio y confiabilidad establecidos en la Regulación ARCERNR No. 002/20.

El desarrollo del planteamiento metodológico se describe en los párrafos subsiguientes y los Scripts de la programación en Matlab en el Anexo correspondiente.

3.2 Determinación del caso de estudio

El modelo propuesto fue aplicado a las redes de distribución eléctrica del sector “La Estancia” de la parroquia el Cabo del cantón Paute, redes pertenecientes al alimentador 1222 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C. A., se escogió dicho sector dado que representa una localidad cuyo crecimiento habitacional e industrial se ha incrementado de manera significativa durante los últimos años, debido en gran parte a que en el año 2019 el GAD Municipal del cantón Paute realizó una reconfiguración de lotes con el fin de declarar como barrio urbano a dicha localidad; actualmente el sector se encuentra alimentado por ramales monofásicos de media tensión que no abastecen de energía al total del área de cobertura a analizar, misma que se muestra la figura 3.1, adicionalmente es necesario mencionar que la información comercial referente a, demandas promedios, tarifas, rutas de lectura etc., ha sido facilitada por CENTROSUR, con corte al mes de diciembre del año 2022.

Se escogió el sector de la “Estancia” para realizar la implantación del modelo propuesto, debido a las siguientes razones:

- La cobertura de energía eléctrica en el sector es de apenas un 39% a pesar de que el sector representa una zona en constante crecimiento lo que ha provocado que parte de las redes han sido implementadas mediante extensiones de red que no consideran criterios de calidad de servicio.
- Aproximadamente el 93% de los clientes corresponden a la categoría residencial lo que genera la necesidad de proveer de servicios de energía eficiente y confiable, la tabla 3.1 muestra las características de la zona a analizar, dicha información ha sido tomada de las bases de datos de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C. A. con consumos promedios de 6 meses de acuerdo a las tarifas establecidas y al uso de la energía, cabe señalar que la categoría denominada “Otros” corresponde a tarifas de tipo, Oficial, Culto Religioso, Escenario Deportivo, Bombeo de Agua, Comunitario entre otros [23].

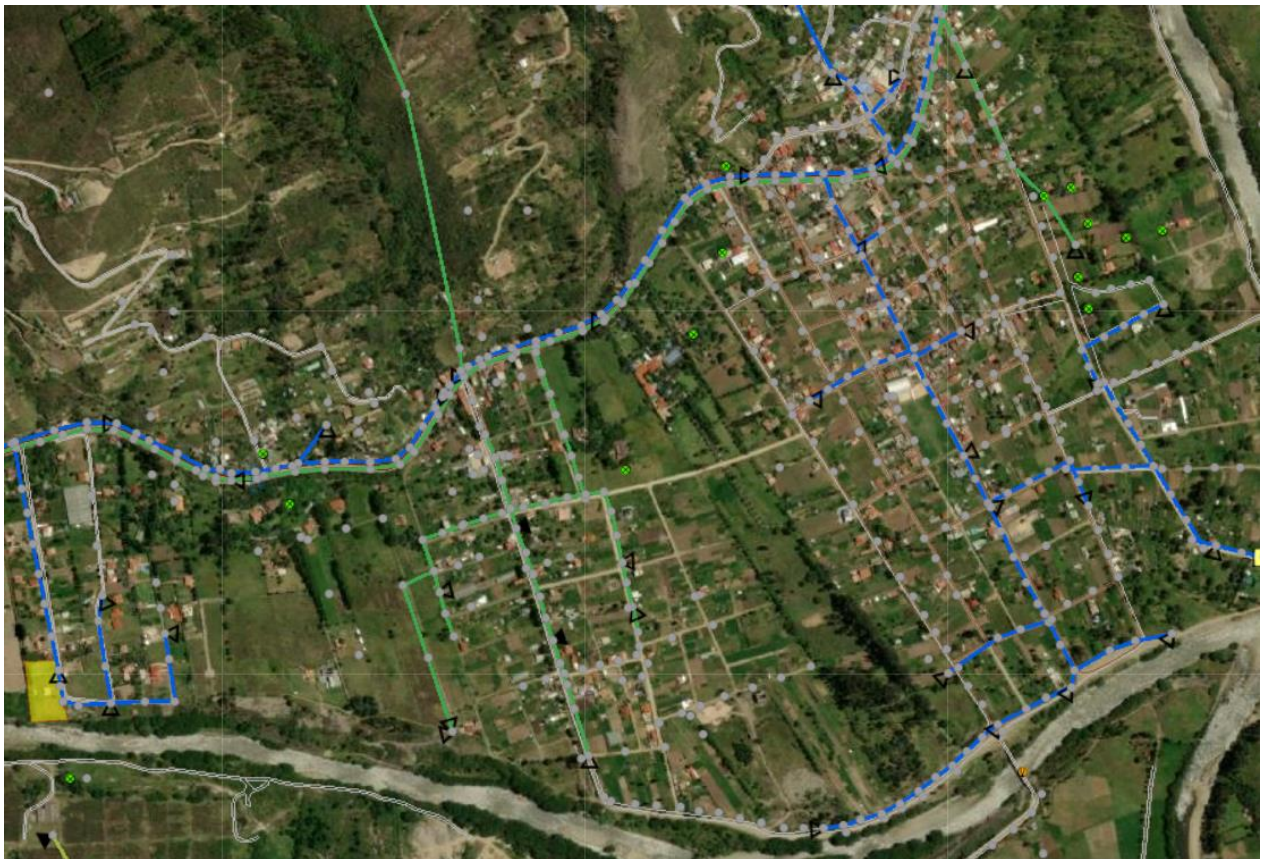


Figura 3.1 Sector a intervenir, cobertura del alimentador 1222 (línea verde) (Fuente: CENTROSUR).

Con el fin de determinar el número potencial de clientes proyectados se realizó un levantamiento en el sector de estudio en el cual se logró definir:

- Coordinadas de los predios proyectados,
- Uso de la energía para definición de tarifas,
- Secuencias dentro de potenciales rutas de lecturas,
- Demanda promedio de acuerdo con las características de los clientes existentes en el sector,
- Definición de los clientes industriales y proyección individual de la demanda.
- Transformadores existentes, capacidades y coordenadas.

Tabla 3.1 Características generales de la zona de estudio (Fuente: Autor)

Clientes		
Tipo	Cantidad	%
Comercial	78	4,68%
Residencial	1.556	93,34%
Industrial	6	0,36%
Otros	27	1,62%
Total	1.667	
Transformadores		
Tipo	Cantidad	%
Monofásicos	31	100,00%
Trifásicos	0	0,00%
Total	31	
Capacidad instalada [MVA]		
0,7400		

3.3 Selección del software a utilizar para la implementación.

El presente proyecto de titulación está enfocado hacia el desarrollo de una herramienta computacional mediante el uso de software como MATLAB® y ArcGIS®. MATLAB ofrece un entorno eficiente y útil para cálculos matriciales y la presentación de resultados gráficos, además es una herramienta que se puede utilizar para implementar algoritmos metaheurísticos, que son técnicas de optimización que exploran el espacio de búsqueda de forma inteligente y flexible para encontrar soluciones aproximadas a problemas complejos [24]; ArcGIS, por otra parte, permite trabajar con Sistemas de Información Geográfica, datos georreferenciados, utilizado para la operación y planificación por la CENTROSUR.

3.4 Determinación de los clientes existentes y proyectados

La información facilitada por CENTROSUR se presenta en la tabla 3.2; los clientes existentes en el área de cobertura se obtiene a partir del levantamiento de información en sitio, lo que posibilitó

la identificación del uso real de energía y la ubicación por cada uno de los clientes en la zona de estudio; la demanda promedio mensual se obtiene del historial de consumo de los clientes, información existente en el sistema comercial de CENTROSUR; la información correspondiente a los clientes proyectados se obtiene a través de la identificación de lotes y viviendas no servidas de energía eléctrica en el sector de influencia y la asignación de las demandas se proyecta de acuerdo al tipo de cliente y uso de la energía en la zona a partir de la información existente.

Tabla 3.2 Cuantificación de la demanda clientes existentes y proyectados (Fuente: Autor)

Tipo de clientes	Numero de clientes	Demanda [MVA]
Existentes	651	0,4545
Proyectados	1016	0,7157
TOTAL	1.667	1,1702

3.5 Determinación del área de cobertura

Con el fin de determinar el área de cobertura se utilizará el algoritmo K-means, en la Figura 3.2 se puede apreciar la asignación de los clientes a un clúster para cubrir una demanda de 1,17 MW; en la gráfica se puede apreciar los clientes existentes (azul) y proyectados (amarillo), de la misma forma se observa como referencia la ubicación del alimentador 1222 desde el cual se realizará la distribución de energía tanto a los transformadores existentes como proyectados dentro de la metodología.

Una vez definida el área de cobertura a la cual se deberá dotar de energía se procede a la asignación de clientes tanto existentes como proyectados a transformadores existentes dentro del área de cobertura los mismos que fueron obtenidos a través del levantamiento de campo y que constan en la información entregada por CENTROSUR.

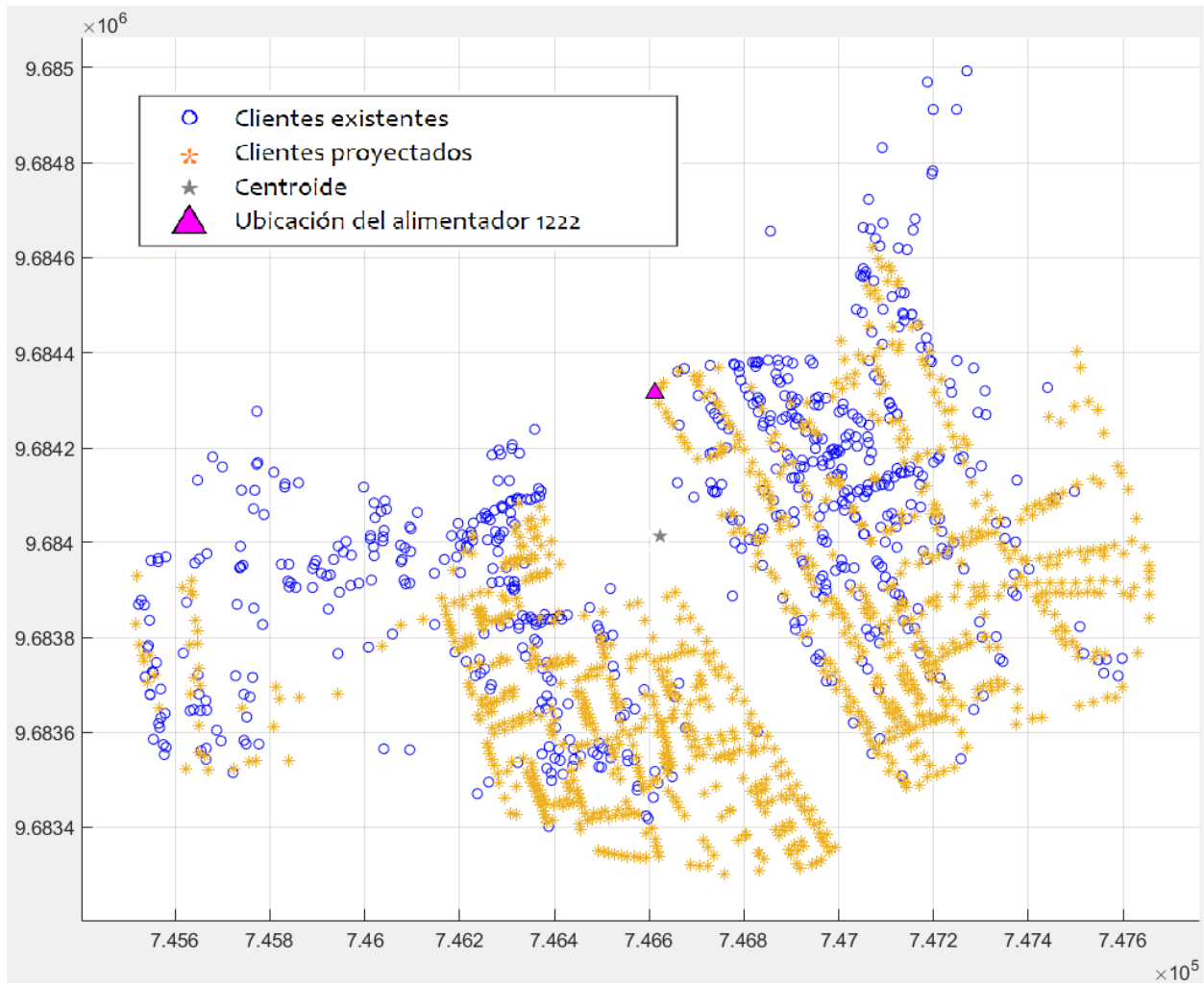


Figura 3.2 Definición del área de cobertura, *K-means* (Fuente: Autor)

3.6 Asignación de clientes a transformadores existentes.

El siguiente paso dentro de la metodología es la asignación de los clientes tanto existentes como proyectados a los transformadores existentes, para dicho fin se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Se consideraron todos los transformadores aéreos de propiedad de la CENTROSUR.

1. Se consideraron los clientes cuya demanda es inferior a 12 kW, según la Resolución No. ARCONEL 002/20.
2. No se consideraron los clientes industriales ya que los mismos serán servidos por transformadores privados de acuerdo con la demanda individual que deberá ser

determinada a partir de estudios particulares.

3. El área de cobertura de los transformadores se estableció de acuerdo con los radios de cobertura de la tabla 3.3 misma que establece el radio máximo permisible para la caída de tensión máxima ($DV=8\%$) de acuerdo con la capacidad de cada transformador y con calibres de conductores no inferiores a 1/0 AWG en redes de baja tensión, para esto se realizó un análisis estadístico obteniendo radios de cobertura mínimos, máximos, y promedios de diferentes capacidades de transformadores.

Tabla 3.3 Radios de cobertura para transformadores [22].

Potencia [kVA]	Radios de cobertura [m]		
	Mínimo	Promedio	Máximo
10	176	254	343
15	86	207	285
25	59	168	222
37,5	61	97	124
50	41	100	148
75	179	183	188
>100	150	200	250

La figura 3.3 muestra el pseudocódigo del algoritmo Greedy el cual será utilizado para la asignación de transformadores existentes a cada uno de los clientes en el área de estudio considerando como datos de entrada de los clientes la ubicación geográfica y demanda, de la misma forma se considerará para los transformadores la potencia nominal, la ubicación geográfica y la cargabilidad.

El algoritmo inicia con el cálculo de la potencia real disponible de cada transformador (pot_disp), para lo cual se tomó un 95% como límite máximo de cargabilidad con el fin de precautelar la vida útil de las estaciones de transformación [25], con el fin de establecer las distancias entre cada i –ésimo transformador hasta cada j –ésimo cliente es necesario calcular la matriz de distancias euclidianas, $dist$, para que un cliente sea cubierto por un transformador existente deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Encontrarse dentro del radio de cobertura R de dicho transformador,
- La potencia disponible del transformador asignado debe ser mayor a cero, y
- El cliente no debe haber sido servido por ningún otro transformador.

Pseudocódigo: $pot_disp = optimizar_Greedy(trafos, carga)$

1. Cargar datos de posición, demanda de cada cliente
2. Cargar datos de posición, potencia real, cargabilidad de cada transformador
3. $pot_disp \leftarrow (P_{activa} \cdot 0,95) - (P_{activa} \cdot Cargabilidad)$
4. Ordenar descendientemente pot_disp
5. $dist \leftarrow |trafos(x, y) - carga(x, y)|^2$
6. **for** $i \leftarrow 1 : length(trafos)$
7. **for** $j \leftarrow 1 : length(carga)$
8. **if** $R \geq dist_{i,j}$ **AND** $pot_disp_i \geq 0$ **AND** $carga_elegida_j = 0$
9. $carga_elegida_j \leftarrow 1$
10. $pot_disp_i \leftarrow pot_disp_i - carga_demanda_j$
11. **end**
12. **end**
13. **end**

Figura 3.3 Algoritmo Greedy para asignación de clientes a transformadores existentes [22].

Al cumplirse dichas condiciones, el cliente j –ésimo será servido por el transformador i –ésimo y su demanda contribuirá a la disminución de la potencia disponible del transformador, la figura 3.3 muestra los resultados del algoritmo Greedy para la asignación de transformadores existentes a los clientes en el área de estudio.

La tabla 3.4 muestra los resultados obtenidos con la aplicación del algoritmo Greedy, se puede notar que con los transformadores existentes se puede cubrir un 37,07% de clientes de manera óptima, de la misma forma se puede alcanzar a cubrir únicamente el 29,35% de la demanda del área de estudio.

Tabla 3.4 Resultados de la aplicación del algoritmo Greedy (Fuente: Autor)

	Clientes en el área de estudio	Clientes cubiertos por transformadores existentes	Clientes NO cubiertos
Numero de clientes	1.667	618	1049
Demanda [MVA]	1,1702	0,3435	0,8268

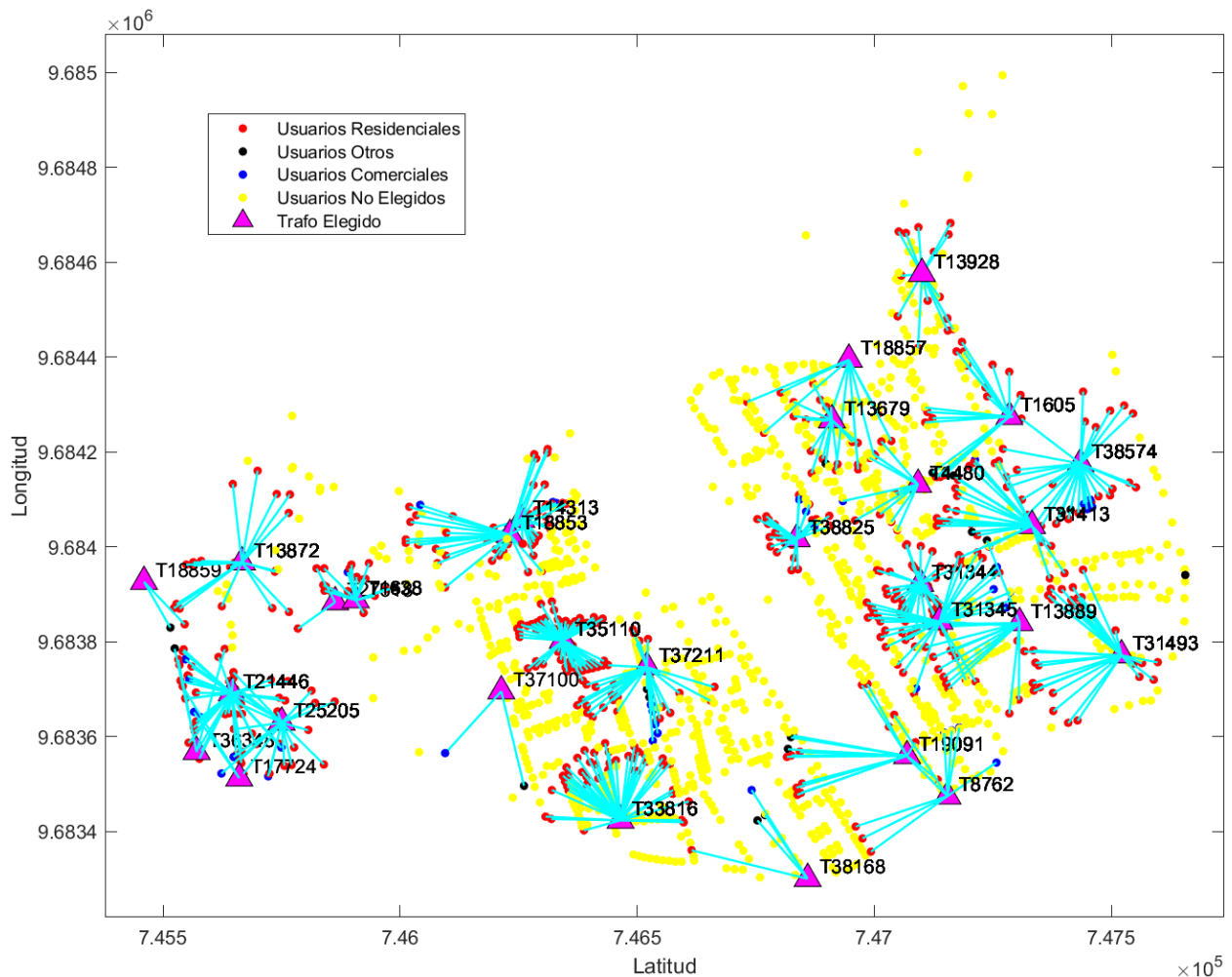


Figura 3.4 Asignación de clientes a transformadores existentes, Greedy (Fuente: Autor)

3.7 Asignación de clientes a transformadores proyectados.

Para servir a los 1049 clientes no elegidos, se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

1. No se consideran los clientes industriales ya que los mismos serán servidos de forma individual de acuerdo con la demanda en función del uso de la energía.
2. Se ubicaron transformadores de distribución en una cuadrícula de tal forma que permitirá cubrir radios de cobertura entre 150m y 200m de acuerdo con las estimaciones tomadas en el análisis anterior para las caídas de voltaje en baja tensión.
3. Se utilizó el algoritmo Set Cover para la asignación de clientes a transformadores proyectados.

Pseudocódigo: $cubiertos = optimizar_SetCover(trafos, carga, Porc)$

1. Cargar datos de posición, demanda de cada cliente no elegido
 2. Cargar datos de posición de cada transformador proyectado candidato
 3. $R \leftarrow [200 \ 250]$
 4. $dist \leftarrow |trafos(x, y) - carga(x, y)|^2$
 5. **for** $i \leftarrow 1 : length(trafos)$
 6. **for** $j \leftarrow 1 : length(carga)$
 7. **if** $R \geq dist_{i,j}$
 8. $A_{i(j)} \leftarrow 1$
 9. **else**
 10. $A_{i(j)} \leftarrow 0$
 11. **end**
 12. **end**
 13. **end**
 13. **for** $i \leftarrow 1 : 100$
 14. Llamar a la función $SetCoverModificado(A_i, Porc)$
 15. Obtener $activos, cubiertos$ del llamado anterior
 16. **end**
 17. Obtener el menor número de transformadores de las 100 iteraciones
-

Figura 3.5 Algoritmo Set Cover para asignación de clientes a transformadores proyectados [22]

Se procedió a optimizar el número de transformadores colocados en la cuadrícula con los que se cubra la totalidad de clientes proyectados, la figura 3.5 muestra el pseudocódigo utilizado donde la subfunción SetCover Modificado devuelve un vector de celdas que contiene las coberturas de cada transformador elegido hacia cada cliente proyectado, la asignación de clientes a los transformadores se basa en un algoritmo Greedy con la particularidad de que se parte de un escenario de sitios candidatos con 56 transformadores proyectados, sabiendo que, existe al menos un j –ésimo cliente que es cubierto por al menos los dos transformadores proyectados i , e $i + 1$.

Luego de ejecutado el algoritmo se determina que, con 28 transformadores proyectados de un total de 56, el algoritmo Set Cover logra cubrir la totalidad de clientes proyectados no elegidos con el algoritmo Greedy. En la Figura 3.6 se puede apreciar la asignación de cada cliente a cada transformador proyectado elegido.

Al tener a todos los clientes servidos por transformadores existentes o proyectados es necesario realizar la optimización de la trayectoria del alimentador 1222 de tal manera que recorra todas las calles alimentando a los transformadores y ubicándolos de manera adecuada en la zona de estudio, de acuerdo con los diferentes algoritmos se han seleccionado 69 transformadores los mismos que se detallan en la tabla 3.5.

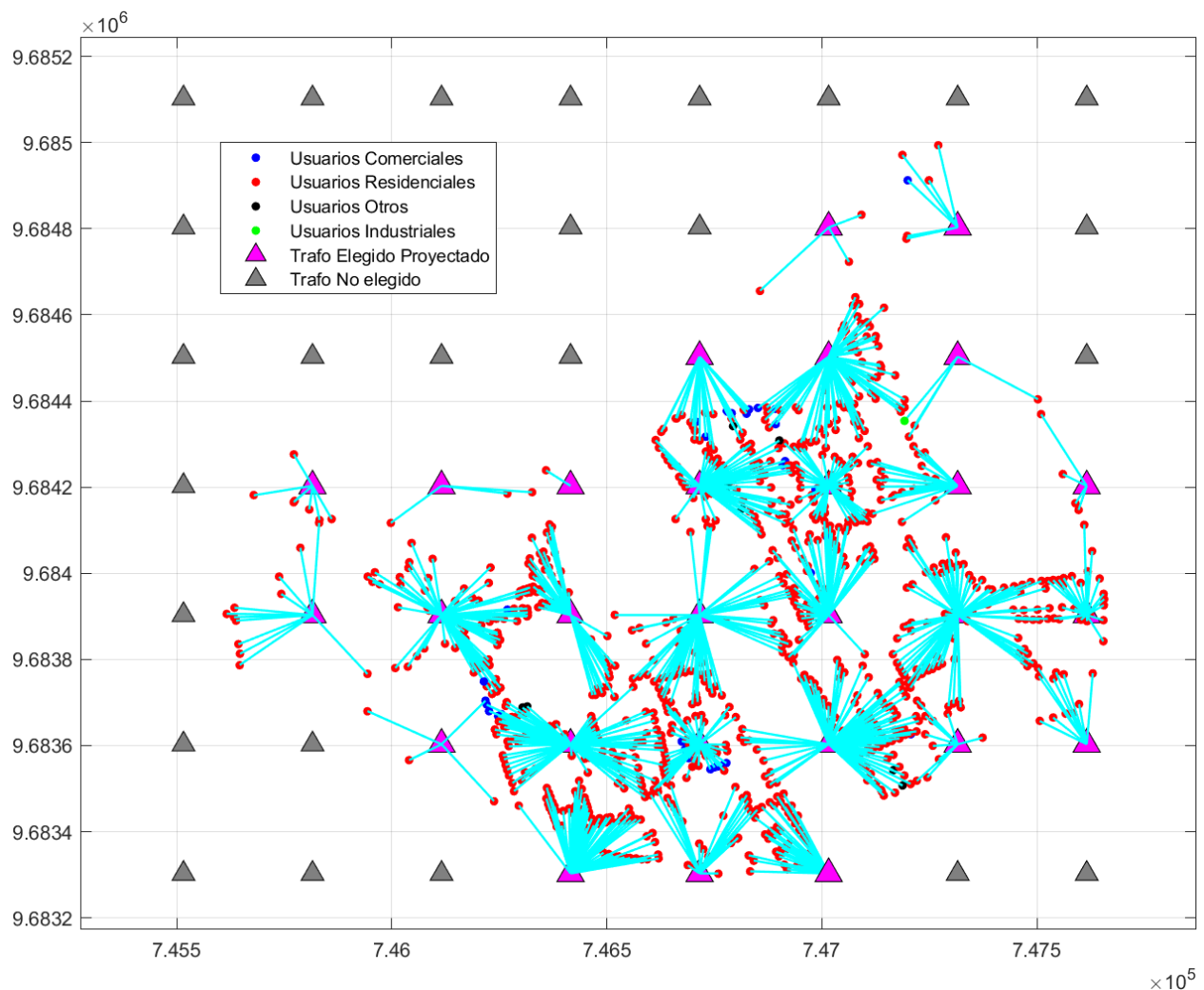


Figura 3.6 Asignación de clientes a transformadores proyectados, Set Cover (Fuente: Autor)

Tabla 3.5 Resumen de transformadores seleccionados (Fuente: Autor)

Transformadores	Cantidad	Demanda [MVA]	Potencia instalada [MVA]
Existentes Greedy	29	0,5220	0,6525
Proyectados Set Cover	28	0,6211	0,9925
Existentes privados	6	0,0700	0,0875
Industriales	6	0,0800	0,1000
TOTAL	69	1,2931	1,8325

Con el fin de determinar la ubicación de los transformadores dentro del área de influencia se utiliza el algoritmo k-means para un centroide dentro del área de influencia obteniendo los resultados de la figura 3.7, para la asignación de transformadores se toma en cuenta la mayor cantidad de transformadores existentes con el fin de reducir los costos de implementación del modelo, sin embargo de acuerdo a las necesidades del área de influencia y los criterios de diseño el algoritmo Greedy podría tomar cualquier número de transformadores e incluso podría proyectarse una red únicamente con transformadores nuevos, para cuyo caso no será necesaria su aplicación.

A los clientes cuya demanda es mayor a 12 kW se les asignó su respectivo transformador considerado como industrial, sin embargo, dentro de esta categoría se encuentran todos los clientes que potencialmente implementarán su propia estación de transformación, ya sea por el uso de la energía o por el tipo de edificación.

Los clientes considerados como existentes privados corresponden a todos aquellos que poseen su propia estación de transformación y únicamente serán servidos desde las redes de media tensión optimizadas.

El total de la demanda difiere en 0,1229 kVA del total obtenido por el agrupamiento k-means inicial debido a que se asignó una cargabilidad promedio para los transformadores existentes.

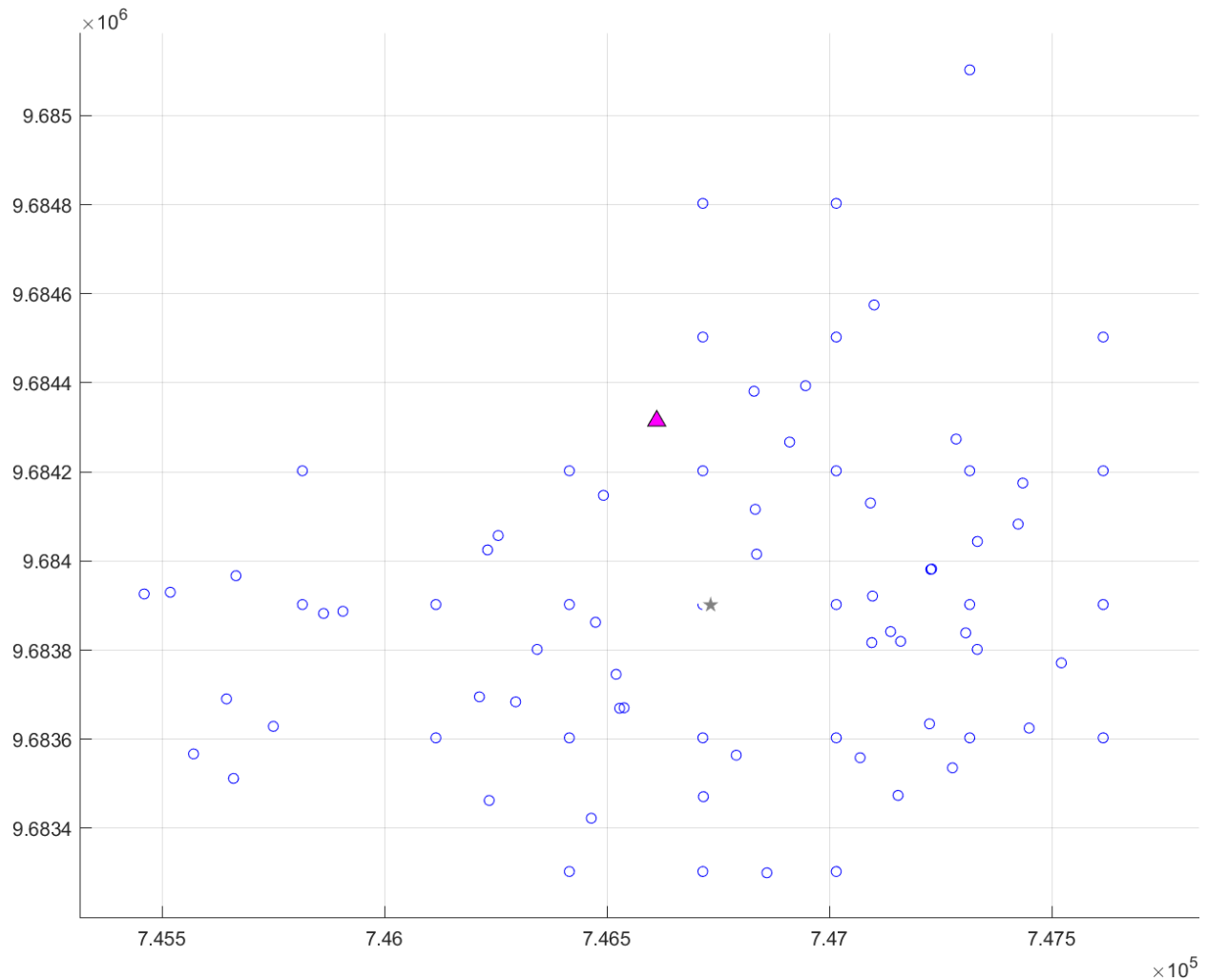


Figura 3.7 Distribución de transformadores en el área de estudio, k-means (Fuente: Autor)

3.8 Optimización de la topología de la red de media tensión.

Se realizó la optimización de la red de media tensión con el fin de alimentar a cada transformador desde las redes del alimentador 1222, para las diferentes etapas de la optimización se utilizaron varios algoritmos, para encontrar la ruta óptima se utilizó Dijkstra, para calcular las distancias entre nodos georreferenciados se utilizó Haversine, y para obtener la matriz de nodos y enlaces georreferenciados del mapa OpenStreetMap se utilizaron las funciones de lectura de mapas de Matlab, la integración y el algoritmo utilizado se muestra en la figura 3.8, la zona de referencia fue obtenida a través de las bases de datos de OpenStreetMap las cuales se encuentran en su página web, así mismo se toma como referencia los levantamientos existentes en Geoportal de CENTROSUR.

Pseudocódigo: $(ruta, pesos) = optimizar_OSM(trafos, file_OSM)$

1. Cargar datos de posición, potencia real de cada transformador
2. Cargar grafo georreferenciado $[nodos \quad enlaces]$ del archivo $file_OSM$
3. Mover cada transformador proyectado $Set\ Cover$ al nodo más cercano del grafo
4. Crear enlaces entre transformadores existentes e industriales y nodos del grafo
5. Inicializar el nodo de la subestación: $start_id \leftarrow node_subestacion$
6. **for** $i \leftarrow 1 : length(enlaces)$ //Calcular los pesos de cada enlace
7. $dist = haversine(latitud_enlace_i, longitud_enlace_i)$
8. **end**
9. **for** $i \leftarrow 1 : length(trafos)$ //Calcular ruta, pesos hacia cada transformador
10. $[ruta, pesos] = dijkstra(nodos, enlaces, dist, star_id, node_trafo_i)$
11. **end**

Figura 3.8 Algoritmo Utilizado para la optimización de redes de media tensión [22].

En el pseudocódigo se evalúan todos los enlaces mediante la asignación de pesos, y estos a su vez, equivalen a la distancia en metros entre sus nodos siempre y cuando no estén asociados a zonas restringidas como pueden ser: centros históricos, zonas de protección forestal, zonas en las que no se cuenten con vías de acceso, entre otras, en estos casos se deberá asignar un peso infinito para que de este modo no sean consideradas por el algoritmo, en base a la parametrización de polígonos con contorno en las zonas excluidas [26], en la figura 3.9 se muestra el resultado para el despliegue del alimentador 1222 en la zona de estudio, como puede observarse la ruta optima permite alimentar a todos los transformadores considerados en base a los criterios de confiabilidad utilizados en los diferentes algoritmos.

De acuerdo con la capacidad de los transformadores la trayectoria del alimentador 1222 dentro del área de influencia puede ser a través de líneas de distribución en media tensión de tipo monofásico en configuración 1x1/0(1/0) ACSR AWG o trifásico en configuración 3x1/0(1/0) ACSR AWG para cuyos casos se establecieron los límites de caídas de tensión en apego a las disposiciones contenidas en la regulación Nro. ARCERNR-002/20, con el fin de obtener la caída de tensión acumulada en el área de influencia se tomó como referencia el punto más cercano de seccionamiento existente en el Geoportal de CENTROSUR el cual se encuentra a 380m de distancia del área de estudio y posee una caída de tensión acumulada de 3.13%.

La tabla 3.6 muestra los resultados obtenidos con la aplicación de los algoritmos de agrupamiento y optimización, así mismo se muestran las demandas servidas de acuerdo con la categoría del cliente, la demanda satisfecha y el tipo de algoritmo utilizado para la asignación de transformadores de distribución de tal manera, como se puede observar, con la metodología propuesta se logra satisfacer la demanda de energía de los 1.667 clientes en el área de estudio, así mismo se puede evidenciar que debido a que ciertos clientes se encuentran en la zona periférica del área de cobertura se hace necesaria la implementación de estaciones de transformación exclusivas para un reducido número de clientes, lo que provoca inevitablemente una subutilización de las estaciones de transformación.

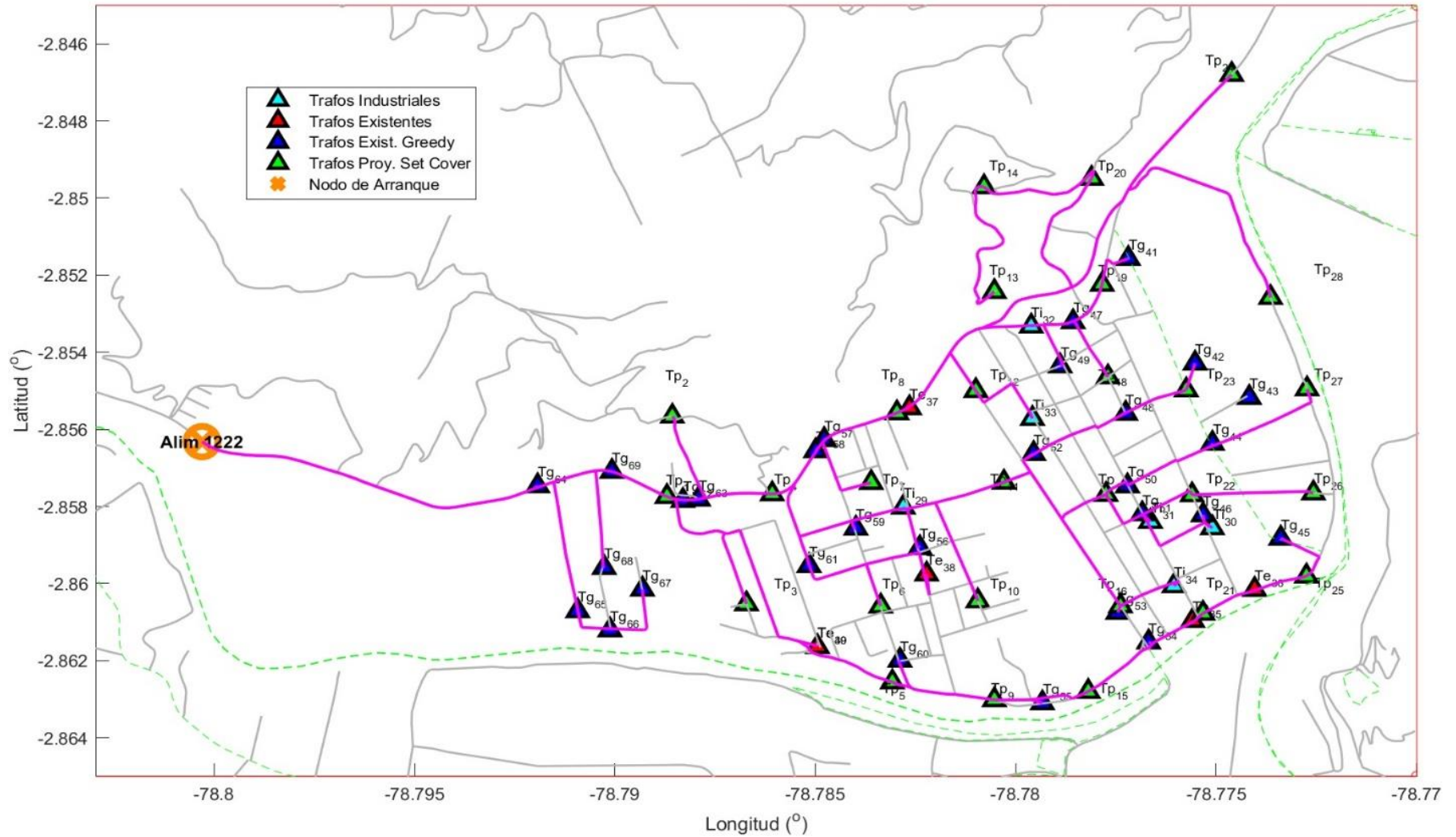


Figura 3.9 Optimización de la red de media tensión, Dijkstra (Fuente: Autor)

Tabla 3.6 Resumen de número de clientes y demandas por transformador (Fuente: Autor)

Transformador	Potencia kVA	Clientes por transformador					Demanda por transformador kVA				
		Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTAL	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTAL
TP01	15	10				10	10,551				10,551
TP02	10	9				9	3,102				3,102
TP03	50	31				31	37,452				37,452
TP04	25	25				25	12,273				12,273
TP05	50	65				65	34,643				34,643
TP06	50	56	6		2	64	24,265	5,141		5,212	34,618
TP07	75	71	1			72	52,405	0,710			53,115
TP08	10	20				20	0,852				0,852
TP09	37,5	46				46	23,372				23,372
TP10	50	40				40	30,368				30,368
TP11	37,5	41	2		2	45	15,809	1,372		10,024	27,206
TP12	75	68	7		1	76	38,434	4,957		2,606	45,997
TP13	50	60	3			63	29,449	1,575			31,024
TP14	10	2				2	0,564				0,564
TP15	10	8				8	4,388				4,388
TP16	50	53	8			61	23,720	9,272			32,992
TP17	50	55				55	35,313				35,313
TP18	50	54				54	31,088				31,088
TP19	75	70				70	47,648				47,648
TP20	10	5	1			6	2,868	1,007			3,876
TP21	50	53	5		2	60	26,600	5,037		5,212	36,849
TP22	50	57	2		2	61	27,507	2,015		5,212	34,734
TP23	25	35				35	13,344				13,344
TP24	10	5				5	2,705				2,705
TP25	10	2				2	1,497				1,497
TP26	37,5	47				47	28,429				28,429
TP27	10	3				3	2,493				2,493
TP28	10	2				2	0,564				0,564
TI29	10			1		1			8,000		8,000
TI30	10			1		1			8,000		8,000
TI31	25			1		1			20,000		20,000
TI32	25			1		1			20,000		20,000
TI33	15			1		1			12,000		12,000
TI34	15			1		1			12,000		12,000
TE35	10	1				1	8,000				8,000
TE36	10	1				1	8,000				8,000
TE37	37,5		1			1		30,000			30,000
TE38	10	1				1	8,000				8,000
TE39	10		1			1	8,000				8,000
TE40	10	1				1		8,000			8,000
TG41	15	14				14	12,357				12,357
TG42	15	15			2	17	6,488			5,212	11,700
TG43	25	25	5		2	32	8,770	3,360		8,211	20,341
TG44	15	10	1		2	13	5,381	1,687		5,212	12,280
TG45	15	14				14	12,420				12,420
TG46	15	12			1	13	10,975			1,047	12,022
TG47	10	6	1			7	6,913	1,168			8,082
TG48	25	28	2			30	18,879	1,247			20,126
TG49	37,5	30			1	31	28,526			1,706	30,233
TG50	37,5	40				40	30,092				30,092
TG51	25	25	5			30	9,564	10,387			19,952
TG52	37,5	26	3			29	24,259	5,798			30,057
TG53	10	6			2	8	4,311			3,695	8,006
TG54	15	13	4		1	18	6,764	4,120		1,103	11,987
TG55	10	5	1		1	7	5,411	0,183		2,606	8,200
TG56	25	22	5		2	29	12,248	5,002		2,880	20,130
TG57	37,5	33	1			34	29,917	0,619			30,536
TG58	10	8	3			11	5,874	2,146			8,019
TG59	50	61				61	40,186				40,186
TG60	25	18				18	20,035				20,035
TG61	15	5			1	6	9,296			2,606	11,902
TG62	37,5	34				34	30,712				30,712
TG63	50	41	1		1	43	36,759	0,691		2,606	40,056
TG64	10	5			1	6	5,143			2,606	7,749
TG65	10	4			1	5	5,255			2,606	7,862
TG66	10	5	1			6	6,572	1,007			7,580
TG67	25	19	3			22	17,351	3,022			20,373
TG68	25	21	4			25	16,067	4,029			20,097
TG69	15	14	1			15	7,903	1,007			8,911
TOTAL	1832,5	1556	78	6	27	1667	1028,134	114,559	80,000	70,362	1293,056

1. Resultados

1.1 Análisis de la caída de tensión en medio voltaje.

Los algoritmos utilizados para el modelo han sido parametrizados de tal manera que los límites máximos establecidos para las caídas de tensión, tanto en medio como en bajo voltaje se cumplan de acuerdo con lo que establece la tabla 2.2; con el fin de verificar el cumplimiento de dichas restricciones se realizó un análisis de las caídas de voltaje de acuerdo a la configuración recomendada por la metodología propuesta, dicha información se ha sido consolidada en la tabla 4.1 tomando como base las siguientes consideraciones:

- Los nodos de referencia corresponden a los puntos en los que se encuentran instaladas estaciones de transformación de acuerdo con el modelo propuesto en la figura 3.9, adicionalmente fueron considerados los cruces de líneas en media tensión en las intersecciones de las calles, la figura 4.1 muestra el diagrama unifilar resultante.
- Los factores de caídas de voltaje en media tensión FDV, fueron establecidos de acuerdo con la configuración de los conductores en los diferentes tramos de media tensión utilizando conductores de tipo ACSR AWG, con valores de 8.881 kVA/km para líneas trifásicas y 1.007 kVA/km para líneas monofásicas.
- Se resaltan las caídas de tensión en los extremos de las líneas de media tensión con el fin de encontrar el valor máximo calculado en el sistema propuesto.
- El valor inicial de caída de tensión es de 3.13% el cual se encuentra ubicado en el seccionamiento de arranque del sistema propuesto, mismo que se encuentra a 380m del área de estudio, dicha información fue obtenida desde el Geoportal de CENTROSUR.

Luego del cálculo correspondiente se puede observar que la caída de tensión máxima del sistema es de 3.495%, lo cual representa un incremento de 0.365% con la inserción de las nuevas estaciones de transformación, estando dentro de los límites establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 en el área de estudio, así mismo, la caída de tensión acumulada total del alimentador 1222 es de 4.62%, de acuerdo al Geoportal de CENTROSUR, y con el modelo presentado pasaría a 4.985% que también cumpliría con los límites permitidos, como se puede notar la inserción del modelo propuesto contribuye con un 7,32% de la caída de tensión total en el alimentador.

1.2 Análisis de las Pérdidas de energía.

Se considera como pérdida de energía a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida por una empresa distribuidora, con el fin de determinar la cantidad de pérdidas en el sistema propuesto se tomaron en cuenta las pérdidas de potencia por efecto Joule, en cada uno de los tramos de redes de media tensión del sistema propuesto en la figura 3.9 la cual toma como referencia las distancias establecidas a partir del modelo presentado y los criterios establecidos en el punto 4.1, la información resultante se encuentra registrada en la tabla 4.1 la cual fue obtenida tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el cálculo de las pérdidas de potencia por efecto Joule se tomaron en cuenta la resistencia para conductores de tipo ACSR AWG, con valores de: $0,3292\Omega/\text{km}$ para conductores de calibre 3/0 y $0,8316\Omega/\text{km}$ para conductores de calibre 2.
- Se considera la medición de las pérdidas de energía de manera mensual en concordancia con el cálculo realizado por CENTROSUR.
- El factor de carga se define como la carga promedio dividida por la carga máxima en un período de tiempo específico, es una medida de la tasa de utilización o eficiencia del uso de energía eléctrica, se considera un factor de carga de los transformadores de distribución de 0,31, de acuerdo con la demanda promedio de los clientes [27].

Las pérdidas de energía mensual promedio del alimentador 1222 son de 8.267 kWh/mes, con la aplicación del modelo recomendado dichas pérdidas se incrementarían en 336.65 kWh/mes que significa un incremento del 4,07%, que de acuerdo con el pliego tarifario vigente [23] representa \$32,58 dólares no facturados por pérdidas de energía por efecto Joule, se consideró únicamente la tarifa residencial ya que los clientes de dicha categoría representan el 93,34% de los clientes del área de influencia, para el presente análisis no se han considerado las pérdidas no técnicas.

1.3 Análisis de los indicadores de confiabilidad.

Dentro del análisis de los indicadores de confiabilidad se consideraron los indicadores evaluados en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20, es decir FMIK y TTIK, con el fin de evaluar el cumplimiento de los límites establecidos en la tabla 2.3, se compara el comportamiento de la red proyectada con los estadísticos de los indicadores medidos en el año 2022, cabe señalar que el alimentador 1222 es de baja densidad, la tabla 4.2 muestra los valores de FMIK y TTIK correspondientes a 38 fallas durante el año 2022 que de acuerdo a sus características fueron calificadas para formar parte de los indicadores correspondientes.

De las fallas registradas durante el 2022, 57,90% corresponden a fallas trifásicas, 36,84% a fallas monofásicas, mientras que únicamente un 5.26% corresponden a fallas bifásicas, siendo estas las menos comunes, así mismo se puede apreciar que un 50% de las fallas corresponden a causas climáticas y/o ambientales, un 47,37% a fallas propias de la red y un 2.63% a fallas causadas por terceros, esto permite evidenciar que tan solo 17 de las 38 fallas presentadas en el 2022 afectaron los indicadores debido a deficiencias en el mantenimiento preventivo del sistema, de acuerdo con la información se presentó un promedio de tres fallas mensuales en el alimentador.

Durante el 2022 el indicador del FMIK alcanzó un valor total de 3,1134 mientras que el TTIK alcanzó el valor de 7,9556, valores que se encuentran dentro de los límites permitidos, cabe señalar que a diciembre de 2022 la carga total instalada en el alimentador fue de 9.014,5kVA.

Con la inserción del modelo proyectado la carga total del sistema alcanzaría un valor de 10.107kVA manteniéndose la condición de baja densidad por lo que en el análisis se utilizara los mismos límites del sistema sin la implementación del modelo.

La carga promedio desconectada en el sistema es de 688,07kVA lo cual representa el 7,63% de la carga instalada, si consideramos que dentro del área de estudio se desconecta un porcentaje igual de carga, saldrían del sistema 139,87kVA lo que representa un valor de FMIK de 0.0138, si se toma en cuenta el porcentaje de carga proyectada en la zona representa el 18,13% de la carga total instalada se podría inferir que en la zona se presentarían 7 fallas aproximadamente lo que representaría un FMIK acumulado anual en el área de estudio de 0.0968; igual análisis se podría realizar para el cálculo del valor del TTIK con un tiempo promedio de interrupción de 4,4938 horas, de esta forma el valor del TTIK por falla sería 0.0622 con un TTIK acumulado anual de 0.4353 en el área de estudio.

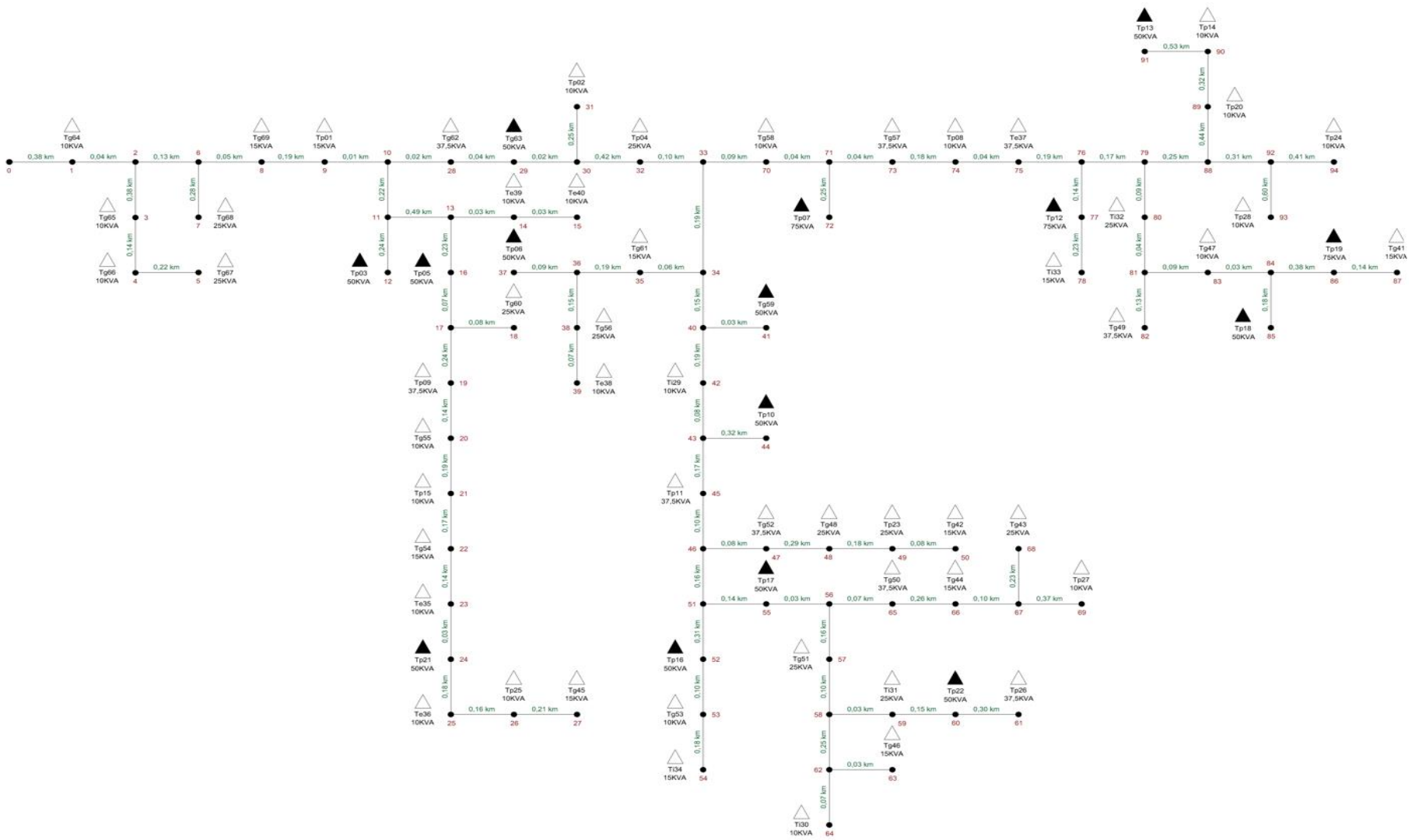


Figura 4.1 Diagrama unifilar del modelo propuesto (Fuente: Autor)

Tabla 4.1 Cálculo de caídas de voltaje en media tensión y pérdidas de energía (Fuente: Autor)

DV% ARRANQUE		3,13	NIVEL DE TENSIÓN.(KV):			22,00	FACTOR DE CARGA:		0,31				
DATOS			CIRC.	CONDUCTOR		CALCULO							
TRAMO		KVA	Fase/Cond	Tamaño	FDV	KVxKM	DV %		PERDIDAS DE ENERGIA				
REF.	L(KM)			AWG			Parcial	Acumulado	R Ω/Km	kV	W	KWh/mes	
0-1	0,38	1832,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	696,35	0,0784	3,2084	0,3292	22,00	926,43	98,48	
1-2	0,04	1822,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	72,90	0,0082	3,2166	0,3292	22,00	96,47	10,25	
2-3	0,38	45	1F2C	1/0 (2)	1007	17,10	0,0170	3,2336	0,8316	12,70	4,24	0,45	
3-4	0,14	35	1F2C	1/0 (2)	1007	4,90	0,0049	3,2385	0,8316	12,70	0,94	0,10	
4-5	0,22	25	1F2C	1/0 (2)	1007	5,50	0,0055	3,2439	0,8316	12,70	0,76	0,08	
2-6	0,13	1777,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	231,08	0,0260	3,2426	0,3292	22,00	298,41	31,72	
6-7	0,28	25	1F2C	1/0 (2)	1007	7,00	0,0070	3,2496	0,8316	12,70	0,96	0,10	
6-8	0,05	1752,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	87,63	0,0099	3,2525	0,3292	22,00	111,59	11,86	
8-9	0,19	1737,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	330,13	0,0372	3,2897	0,3292	22,00	417,13	44,34	
9-10	0,01	1722,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	17,23	0,0019	3,2916	0,3292	22,00	21,58	2,29	
10-11	0,22	312,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	68,75	0,0077	3,2994	0,3292	22,00	15,63	1,66	
11-12	0,24	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	12,00	0,0014	3,3007	0,3292	22,00	0,44	0,05	
11-13	0,49	262,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	128,63	0,0145	3,3138	0,3292	22,00	24,57	2,61	
13-14	0,03	20	1F2C	1/0 (2)	1007	0,60	0,0006	3,3144	0,8316	12,70	0,07	0,01	
14-15	0,03	10	1F2C	1/0 (2)	1007	0,30	0,0003	3,3147	0,8316	12,70	0,02	0,00	
13-16	0,23	242,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	55,78	0,0063	3,3201	0,3292	22,00	9,84	1,05	
16-17	0,07	192,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	13,48	0,0015	3,3216	0,3292	22,00	1,89	0,20	
17-18	0,08	25	1F2C	1/0 (2)	1007	2,00	0,0020	3,3236	0,8316	12,70	0,28	0,03	
17-19	0,24	167,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	40,20	0,0045	3,3262	0,3292	22,00	4,90	0,52	
19-20	0,14	130	3F4C	3/0 (1/0)	8881	18,20	0,0020	3,3282	0,3292	22,00	1,72	0,18	
20-21	0,19	120	3F4C	3/0 (1/0)	8881	22,80	0,0026	3,3308	0,3292	22,00	1,99	0,21	
21-22	0,17	110	3F4C	3/0 (1/0)	8881	18,70	0,0021	3,3329	0,3292	22,00	1,50	0,16	
22-23	0,14	95	3F4C	3/0 (1/0)	8881	13,30	0,0015	3,3344	0,3292	22,00	0,92	0,10	
23-24	0,03	85	3F4C	3/0 (1/0)	8881	2,55	0,0003	3,3347	0,3292	22,00	0,16	0,02	
24-25	0,18	35	1F2C	1/0 (2)	1007	6,30	0,0063	3,3409	0,8316	12,70	1,22	0,13	
25-26	0,16	25	1F2C	1/0 (2)	1007	4,00	0,0040	3,3449	0,8316	12,70	0,55	0,06	
26-27	0,21	15	1F2C	1/0 (2)	1007	3,15	0,0031	3,3480	0,8316	12,70	0,26	0,03	
10-28	0,02	1410	3F4C	3/0 (1/0)	8881	28,20	0,0032	3,2948	0,3292	22,00	28,92	3,07	
28-29	0,04	1372,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	54,90	0,0062	3,3010	0,3292	22,00	54,81	5,83	
29-30	0,02	1322,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	26,45	0,0030	3,3040	0,3292	22,00	25,45	2,70	
30-31	0,25	10	1F2C	1/0 (2)	1007	2,50	0,0025	3,3064	0,8316	12,70	0,14	0,01	

TRAMO		KVA	Fase/Cond	Tamaño	FDV	KVAxKM	DV %		PERDIDAS DE ENERGIA			
REF.	L(KM)			AWG			Parcial	Acumulado	R Ω/Km	kV	W	KWh/mes
30-32	0,42	1312,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	551,25	0,0621	3,3660	0,3292	22,00	526,99	56,02
32-33	0,10	1287,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	128,75	0,0145	3,3805	0,3292	22,00	120,78	12,84
33-34	0,19	725	3F4C	3/0 (1/0)	8881	137,75	0,0155	3,3960	0,3292	22,00	72,79	7,74
34-35	0,06	100	3F4C	3/0 (1/0)	8881	6,00	0,0007	3,3967	0,3292	22,00	0,44	0,05
35-36	0,19	85	3F4C	3/0 (1/0)	8881	16,15	0,0018	3,3985	0,3292	22,00	1,00	0,11
36-37	0,09	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	4,50	0,0005	3,3990	0,3292	22,00	0,16	0,02
36-38	0,15	35	1F2C	1/0 (2)	1007	5,25	0,0052	3,4037	0,8316	12,70	1,02	0,11
38-39	0,07	10	1F2C	1/0 (2)	1007	0,70	0,0007	3,4044	0,8316	12,70	0,04	0,00
34-40	0,15	625	3F4C	3/0 (1/0)	8881	93,75	0,0106	3,4066	0,3292	22,00	42,71	4,54
40-41	0,03	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	1,50	0,0002	3,4068	0,3292	22,00	0,05	0,01
40-42	0,19	575	3F4C	3/0 (1/0)	8881	109,25	0,0123	3,4189	0,3292	22,00	45,81	4,87
42-43	0,32	565	3F4C	3/0 (1/0)	8881	180,80	0,0204	3,4392	0,3292	22,00	74,52	7,92
43-44	0,32	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	16,00	0,0018	3,4410	0,3292	22,00	0,58	0,06
43-45	0,17	515	3F4C	3/0 (1/0)	8881	87,55	0,0099	3,4491	0,3292	22,00	32,90	3,50
45-46	0,10	477,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	47,75	0,0054	3,4545	0,3292	22,00	16,64	1,77
46-47	0,08	102,5	1F2C	1/0 (2)	1007	8,20	0,0081	3,4626	0,8316	12,70	4,65	0,49
47-48	0,29	65	1F2C	1/0 (2)	1007	18,85	0,0187	3,4813	0,8316	12,70	6,78	0,72
48-49	0,18	40	1F2C	1/0 (2)	1007	7,20	0,0071	3,4885	0,8316	12,70	1,59	0,17
49-50	0,08	15	1F2C	1/0 (2)	1007	1,20	0,0012	3,4897	0,8316	12,70	0,10	0,01
46-51	0,16	375	3F4C	3/0 (1/0)	8881	60,00	0,0068	3,4612	0,3292	22,00	16,42	1,75
51-52	0,31	75	3F4C	3/0 (1/0)	8881	23,25	0,0026	3,4639	0,3292	22,00	1,27	0,14
52-53	0,10	25	1F2C	1/0 (2)	1007	2,50	0,0025	3,4663	0,8316	12,70	0,35	0,04
53-54	0,18	15	1F2C	1/0 (2)	1007	2,70	0,0027	3,4690	0,8316	12,70	0,22	0,02
51-55	0,14	300	3F4C	3/0 (1/0)	8881	42,00	0,0047	3,4660	0,3292	22,00	9,20	0,98
55-56	0,03	250	3F4C	3/0 (1/0)	8881	7,50	0,0008	3,4668	0,3292	22,00	1,37	0,15
56-57	0,16	162,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	26,00	0,0029	3,4697	0,3292	22,00	3,08	0,33
57-58	0,10	137,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	13,75	0,0015	3,4713	0,3292	22,00	1,38	0,15
58-59	0,03	112,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	3,38	0,0004	3,4717	0,3292	22,00	0,28	0,03
59-60	0,15	87,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	13,13	0,0015	3,4731	0,3292	22,00	0,84	0,09
60-61	0,30	37,5	1F2C	1/0 (2)	1007	11,25	0,0112	3,4843	0,8316	12,70	2,33	0,25
58-62	0,25	25	1F2C	1/0 (2)	1007	6,25	0,0062	3,4775	0,8316	12,70	0,86	0,09
62-63	0,03	15	1F2C	1/0 (2)	1007	0,45	0,0004	3,4779	0,8316	12,70	0,04	0,00
62-64	0,07	10	1F2C	1/0 (2)	1007	0,70	0,0007	3,4782	0,8316	12,70	0,04	0,00

TRAMO		KVA	Fase/Cond	Tamaño	FDV	KVAxKM	DV %		PERDIDAS DE ENERGIA			
REF.	L(KM)			AWG			Parcial	Acumulado	R Ω/Km	kV	W	KWh/mes
56-65	0,07	87,5	1F2C	1/0 (2)	1007	6,13	0,0061	3,4729	0,8316	12,70	2,96	0,32
65-66	0,26	50	1F2C	1/0 (2)	1007	13,00	0,0129	3,4858	0,8316	12,70	3,60	0,38
66-67	0,10	35	1F2C	1/0 (2)	1007	3,50	0,0035	3,4893	0,8316	12,70	0,68	0,07
67-68	0,23	25	1F2C	1/0 (2)	1007	5,75	0,0057	3,4950	0,8316	12,70	0,80	0,08
67-69	0,37	10	1F2C	1/0 (2)	1007	3,70	0,0037	3,4930	0,8316	12,70	0,20	0,02
33-70	0,09	562,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	50,63	0,0057	3,3862	0,3292	22,00	20,75	2,21
70-71	0,04	552,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	22,10	0,0025	3,3887	0,3292	22,00	8,90	0,95
71-72	0,25	75	3F4C	3/0 (1/0)	8881	18,75	0,0021	3,3908	0,3292	22,00	1,02	0,11
71-73	0,04	477,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	19,10	0,0022	3,3909	0,3292	22,00	6,65	0,71
73-74	0,18	440	3F4C	3/0 (1/0)	8881	79,20	0,0089	3,3998	0,3292	22,00	25,40	2,70
74-75	0,04	430	3F4C	3/0 (1/0)	8881	17,20	0,0019	3,4017	0,3292	22,00	5,39	0,57
75-76	0,19	392,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	74,58	0,0084	3,4101	0,3292	22,00	21,34	2,27
76-77	0,14	90	3F4C	3/0 (1/0)	8881	12,60	0,0014	3,4115	0,3292	22,00	0,83	0,09
77-78	0,23	15	1F2C	1/0 (2)	1007	3,45	0,0034	3,4150	0,8316	12,70	0,29	0,03
76-79	0,17	302,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	51,43	0,0058	3,4159	0,3292	22,00	11,34	1,21
79-80	0,09	212,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	19,13	0,0022	3,4181	0,3292	22,00	2,96	0,31
80-81	0,04	187,5	3F4C	3/0 (1/0)	8881	7,50	0,0008	3,4189	0,3292	22,00	1,03	0,11
81-82	0,13	37,5	1F2C	1/0 (2)	1007	4,88	0,0048	3,4237	0,8316	12,70	1,01	0,11
81-83	0,09	150	3F4C	3/0 (1/0)	8881	13,50	0,0015	3,4204	0,3292	22,00	1,48	0,16
83-84	0,03	140	3F4C	3/0 (1/0)	8881	4,20	0,0005	3,4209	0,3292	22,00	0,43	0,05
84-85	0,18	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	9,00	0,0010	3,4219	0,3292	22,00	0,33	0,03
84-86	0,38	90	3F4C	3/0 (1/0)	8881	34,20	0,0039	3,4247	0,3292	22,00	2,24	0,24
86-87	0,14	15	1F2C	1/0 (2)	1007	2,10	0,0021	3,4268	0,8316	12,70	0,17	0,02
79-88	0,25	90	3F4C	3/0 (1/0)	8881	22,50	0,0025	3,4184	0,3292	22,00	1,48	0,16
88-89	0,44	70	3F4C	3/0 (1/0)	8881	30,80	0,0035	3,4219	0,3292	22,00	1,57	0,17
89-90	0,32	60	3F4C	3/0 (1/0)	8881	19,20	0,0022	3,4241	0,3292	22,00	0,84	0,09
90-91	0,53	50	3F4C	3/0 (1/0)	8881	26,50	0,0030	3,4270	0,3292	22,00	0,97	0,10
88-92	0,31	20	1F2C	1/0 (2)	1007	6,20	0,0062	3,4246	0,8316	12,70	0,69	0,07
92-93	0,60	10	1F2C	1/0 (2)	1007	6,00	0,0060	3,4305	0,8316	12,70	0,33	0,04
92-94	0,74	10	1F2C	1/0 (2)	1007	7,35	0,0073	3,4319	0,8316	12,70	0,41	0,04
			DMV 3,495%				Vmin			12,70	P.E.:	336,65

Tabla 4.2 Calculo de indicadores FMIK y TTIK del alimentador 1222, año 2022

(Fuente: CENTROSUR)

Mes	Kvalnst.	Potencia KVA	Tiempo en Horas	Causa	FMIK	TTMIK	Tipo de falla
ene-22	7334,5	2450	0,7983	Ambientales	0,3340	0,2667	Trifásica
ene-22	7334,5	265	1,5167	Red Medio Voltaje	0,0361	0,0548	Trifásica
feb-22	8369,5	115	0,9500	Ambientales	0,0137	0,0131	Trifásica
feb-22	8369,5	5027,5	0,1011	Ambientales	0,6007	0,0607	Trifásica
feb-22	8369,5	2229	1,7153	Red Medio Voltaje	0,2663	0,4568	Trifásica
feb-22	8369,5	945	2,4244	Red Medio Voltaje	0,1129	0,2737	Trifásica
mar-22	8379,5	265	1,4833	Ambientales	0,0316	0,0469	Trifásica
mar-22	8379,5	110	0,8833	Climaticas	0,0131	0,0116	Monofásica
mar-22	8379,5	75	1,6833	Red Medio Voltaje	0,0090	0,0151	Bifásica
mar-22	8379,5	75	2,3500	Red Medio Voltaje	0,0090	0,0210	Bifásica
abr-22	8379,5	25	5,0436	Red Medio Voltaje	0,0030	0,0150	Monofásica
abr-22	8379,5	55	5,0472	Red Medio Voltaje	0,0066	0,0331	Monofásica
abr-22	8379,5	5997,5	0,9631	Red Medio Voltaje	0,7157	0,6893	Trifásica
may-22	8379,5	110	0,9167	Red Medio Voltaje	0,0131	0,0120	Monofásica
jun-22	8379,5	25	2,6833	Ambientales	0,0030	0,0080	Monofásica
jun-22	8379,5	110	22,3500	Red Medio Voltaje	0,0131	0,2934	Monofásica
jun-22	8379,5	970	9,6167	Red Medio Voltaje	0,1158	1,1132	Trifásica
jun-22	8379,5	1675	1,8667	Red Medio Voltaje	0,1999	0,3731	Trifásica
jun-22	8379,5	110	1,4033	Terceros	0,0131	0,0184	Monofásica
jul-22	9239,5	70	1,3500	Ambientales	0,0076	0,0102	Monofásica
jul-22	9239,5	655	1,2667	Ambientales	0,0709	0,0898	Trifásica
jul-22	9239,5	970	10,2667	Ambientales	0,1050	1,0778	Trifásica
jul-22	9239,5	970	3,7250	Ambientales	0,1050	0,3911	Trifásica
jul-22	9239,5	215	2,2333	Ambientales	0,0233	0,0520	Trifásica
jul-22	9239,5	25	3,9333	Climaticas	0,0027	0,0106	Monofásica
jul-22	9239,5	110	3,9272	Climaticas	0,0119	0,0468	Trifásica
jul-22	9239,5	272,5	15,7486	Red Medio Voltaje	0,0295	0,4645	Trifásica
ago-22	8939,5	1035	14,1333	Ambientales	0,1158	1,6363	Trifásica
ago-22	8939,5	35	16,9344	Red Medio Voltaje	0,0039	0,0663	Monofásica
sep-22	9014,5	330	1,2667	Climaticas	0,0366	0,0464	Trifásica
oct-22	9014,5	25	1,2500	Climaticas	0,0028	0,0035	Monofásica
oct-22	9014,5	115	2,8833	Climaticas	0,0128	0,0368	Trifásica
oct-22	9014,5	265	3,6000	Climaticas	0,0294	0,1058	Trifásica
oct-22	9014,5	50	2,3000	Red Medio Voltaje	0,0055	0,0128	Monofásica
oct-22	9014,5	50	0,6333	Red Medio Voltaje	0,0055	0,0035	Monofásica
oct-22	9014,5	15	4,2333	Red Medio Voltaje	0,0017	0,0070	Monofásica
nov-22	9014,5	40	15,6167	Ambientales	0,0044	0,0693	Trifásica
dic-22	9014,5	265	1,6667	Red Medio Voltaje	0,0294	0,0490	Trifásica

Con los valores del análisis se puede proyectar los índices de TTIK y FMIK anuales considerando la incorporación de la red propuesta en el presente trabajo de titulación, dichos valores serían:

- FMIK acumulado anual: 3,2103
- TTIK acumulado anual: 8,3909

Se puede notar que en función de los valores de los indicadores presentados en el 2022 no existe incumplimiento de los indicadores en años posteriores por la inserción del sistema proyectado en el modelo.

2. Conclusiones

Para el desarrollo del presente trabajo de titulación se realizó un levantamiento de información en campo, obteniendo de esta manera datos importante sobre la ubicación y el uso final de la energía de los clientes proyectados, así mismo se utilizaron las bases de datos proporcionadas por CENTROSUR para el análisis de la demanda, el establecimiento de tarifas y la ubicación de los clientes existentes, como se puede apreciar la información para realizar la planificación de redes de distribución eléctrica a partir del modelo propuesto se encuentra al alcance de todas la distribuidoras.

De los 69 transformadores que propone el modelo el 42,03% corresponden a transformadores existentes, sin embargo, de acuerdo con las necesidades de la distribuidora esta cifra podría variar incluso considerando todas las estaciones de transformación como nuevas, dado que en el presente trabajo de titulación se considera la optimización del mayor número de recursos existentes en las redes de la empresa distribuidora se procuró reutilizar el mayor número de transformadores.

Con la aplicación del Algoritmo *Greedy* se logra abastecer de servicio de energía a 618 clientes que representan el 37,07% de la población total en el área de estudio mejorando de esta forma la cargabilidad y utilizando eficientemente los transformadores existentes, la carga instalada con el uso de este algoritmo es de 652.5 kVA y la demanda a satisfacer es de 522 kVA, utilizando de esta manera el 80% de la capacidad instalada total y cubriendo el 40,37% de la demanda total.

La aplicación del algoritmo *Set Cover* se realizó tomando en cuenta el cumplimiento de los límites establecidos en la regulación Nro. ARCERNR-002/20 obteniendo un número óptimo de 28 estaciones de transformación y logrando satisfacer la demanda de 1.037 clientes que representan el 62,20% de los clientes totales en el área de estudio, la carga instalada es de 992,5 kVA para una demanda a satisfacer de 621,056 kVA con un porcentaje de utilización del 62,57%.

Con el fin de encontrar la trayectoria óptima de la red de media tensión fue necesaria la integración de algunos algoritmos: el algoritmo de *Haversine* permitió hallar la distancia entre dos puntos específicos [28], los algoritmos de generación del grafo georreferenciado a través de la base de mapas de OpenStreetMap permitieron obtener la matriz de enlaces y nodos de las calles y vías con el fin de ajustar las estaciones de transformación a la trayectoria propuesta, y finalmente el algoritmo de *Dijkstra* permitió hallar la ruta óptima desde el nodo inicial hasta cada uno de los transformadores.

La aplicación de la metodología propuesta realiza la asignación óptima de clientes hacia los transformadores de distribución tanto existentes como proyectados lo que permite mejorar de manera significativa las caídas de tensión y la cargabilidad de los transformadores, de la misma forma el trazado de una ruta óptima para la trayectoria de las redes de media tensión aportan substancialmente al mejoramiento de los índices de confiabilidad y por ende a brindar servicios de energía eléctrica de calidad y de manera continua.

3. Recomendaciones

La herramienta informática utilizada para la implementación de la metodología de planificación propuesta se desarrolló en lenguaje .m de Matlab®, debido a la facilidad de su uso y prestaciones amigables para la presentación de gráficos y su uso bastante extendido en el medio académico. Sin embargo, para su desarrollo dentro del ámbito empresarial e institucional es recomendable utilizar herramientas bajo lenguaje Python, mismo que permite la integración eficiente con programas como ARCGIS® y CYMDIST®, las cuales son plataformas informáticas ampliamente utilizadas para la planificación y el georreferenciamiento de redes de distribución en las empresas eléctricas del Ecuador

Con el fin de contar con información de calidad y contribuya al correcto desarrollo de la metodología, es recomendable realizar un levantamiento de información bastante minucioso, tomando en cuenta criterios tanto técnicos como económicos: uso final de la energía, uso del suelo, construcciones proyectadas, apertura de vías, lotizaciones o fraccionamientos, crecimiento industrial, entre otros.

La presente metodología fue aplicada utilizando información existente en las bases de datos comerciales y técnicas de CENTROSUR, para el caso de las demandas de los clientes se consideraron datos de seis meses con corte a diciembre de 2022 y para el análisis de los indicadores de calidad y confiabilidad se tomaron datos del año 2022, sin embargo, es recomendable utilizar la mayor cantidad de información existente con el fin de ajustar de mejor manera los resultados y su interpretación.

Referencias

- [1] ARCERNNR, «Regulación Nro. 002/20 Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica,» ARCERNNR, Quito, 2020.
- [2] C. Solis, Planificación de redes eléctricas de distribución en zonas urbanas consolidadas, Quito: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2018.
- [3] P. R. Pinto, «Planificación de sistemas eléctricos de distribución,» Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1989.
- [4] E. Herrera y E. Inga, «Planeación óptima de redes aéreas de distribución basada en teoría de grafos,» *ITECKNE*, vol. 15, nº 2, p. 125, 2018.
- [5] R. Baeza, J. Rodríguez y J. Hernández, «EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,» *REVISTA FACULTAD DE INGENIERÍA, U.T.A. (CHILE)*, vol. 11, nº 1, pp. 33-39, 2003.
- [6] E. Sierra y S. Lajes, «Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución,» *Energetica*, vol. 31, nº 3, pp. 42-46, 2010.
- [7] L. Chusin, B. Escobar y G. Salazar, «Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida,» *Revista politecnica*, vol. 36, nº 1, pp. 2-3, 2015.
- [8] D. Shadle, «Understanding Distribution Reliability Metrics,» *T&D World*, 10 03 2021. [En línea]. Available: <https://www.tdworld.com/overhead-distribution/article/21157348/understanding-distribution-reliability-metrics>. [Último acceso: 22 02 2023].
- [9] P. U. Okorie, U. O. Aliyu, B. Jimoh y S. M. Sani, «Reliability Indices of Electric Distribution Network System Assessment,» *Quest Journals*, vol. 3, nº 1, pp. 1-6, 2015.
- [10] C. Sekhar, R. A. Deshpande y V. Sankar, «Evaluation and Improvement of Reliability Indices of Electrical Power Distribution System,» *IEEE*, pp. 1-5, 2016.
- [11] IEEE, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» *STANDARD by IEEE*, 2022.
- [12] R. O. Duda, P. E. Hart y D. G. Stork, *Pattern Classification (2nd ed)*, Toronto: Wiley-Interscience, 2000.
- [13] S. J. Farlow, *Self-Organizing Methods in Modelling: GMDH Type Algorithms*, New York: Marcel Decker Inc, 1984.
- [14] P. J. Rosusseeuw y L. Kaufman, *Finding Groups in Data: An Introduction to Clúster*

- Analysis, New York: Wiley-Interscience, 1990.
- [15] J. Anil, «Data clustering: 50 years beyond K-means,» vol. 31, nº 8, 01 06 2010.
- [16] C. Aggarwal y C. Reddy, DATA CLUSTERING, Florida: Taylor & Francis, 2014.
- [17] S. P. Torres Contreras, «Cápsula | La Optimización Matemática – Algoritmos Metaheurísticos,» Universidad de Cuenca, 02 10 2020. [En línea]. Available: <https://www.ucuenca.edu.ec/component/content/article/269-espanol/investigacion/blog-de-ciencia/ano-2020/octubre-2020/1742-metaheuristicos?Itemid=437..> [Último acceso: 16 03 2023].
- [18] A. C. Rojas Cañari, Conceptos, algoritmo y aplicación al problema de las N–reinas Capítulo4. Un ejemplo y su implementación computacional, Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS, 2005.
- [19] L. Ramirez, «Algoritmo k-means: ¿Qué es y cómo funciona?,» IEBS, 05 01 2023. [En línea]. Available: <https://www.iebschool.com/blog/algoritmo-k-means-que-es-y-como-funciona-big-data/>. [Último acceso: 16 02 2023].
- [20] G. Brassard y P. Bratley, Algoritmos voraces, Fundamentos de Algoritmia., Madrid: Prentice Hall, 1997.
- [21] P. Frana, An Interview with Edsger W. Dijkstra, New York: Communications of the ACM, 2010.
- [22] J. S. Germán Argudo, OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E 17 LOS CERZOS PROYECTADA POR LA CENTROSUR, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [23] ARCERNNR, «Pliego Tarifario, Servicio Publico de Energía Eléctrica 2023,» Quito, 2023.
- [24] D. C. Balderas Silva, «Un enfoque práctico de la metaheurística al usar LabVIEW y MATLAB,» Gaiabit, 07 10 2020. [En línea]. Available: <https://gaiabit.com/un-enfoque-practico-de-la-metaheuristica/>. [Último acceso: 28 03 2023].
- [25] BROWN BOVERI INDUSTRIAL CANEPA TABINI S.A, «Catalogo de transformadores tipo poste,» 2016.
- [26] J. Kirk, «MathWorks,» 2016. [En línea]. Available: <https://la.mathworks.com/matlabcentral/answers/317087-dijkstra-algorithm-to-find-the-nodes-on-the-shortest-path-and-it-s-partial-distances>. [Último acceso: 20 02 2023].

- [27] P. Ramón y I. Orellana, Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de conseción de la Empresa Eléctrica Regional del SUR S. A., Cuenca: Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [28] J. Renfree, «MathWorks,» 26 08 2014. [En línea]. Available: <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27785-distance-calculation-using-haversine-formula>. [Último acceso: 20 02 2023].

Anexos

Anexo A. Script de Matlab

%3.5 DETERMINACIÓN DEL AREA DE COBERTURA

```
clear;
close all;
clc;
%Lectura de parámetros de ubicación desde la base de datos de clientes
Ex = xlsread('BASE.xlsx','EXIS','C2:C646'); % coordenada x, clientes exist.
Ey = xlsread('BASE.xlsx','EXIS','D2:D646'); % coordenada y, clientes exist.
Px = xlsread('BASE.xlsx','PROY','C2:C1026'); % coordenada x, clientes proy.
Py = xlsread('BASE.xlsx','PROY','D2:D1026'); % coordenada y, clientes proy.
%Agrupamiento de clientes existentes y proyectados
X2 = [Ex'; Ey'];
opts = statset('Display','final');
[idx2,ctr2] = kmeans(X2,1,'Distance','sqeuclidean','Replicates',5,'Start','plus',...
    'Options',opts);
%Ubicación de clientes existentes y proyectados en el área de estudio
figure(1);
spread(X2,idx2);
hold on;
plot(ctr2(:,1),ctr2(:,2),'p','LineWidth',2,'MarkerSize',15,'MarkerEdgeColor','w',...
    'MarkerFaceColor',[0.5,0.5,0.5]);
plot(Px, Py, '*', 'MarkerFaceColor',[0.56,0.51,0.47]);
%Referencia de ubicación del alimentador 1222
Ax = [746612.1330];
Ay = [9684314.8710];
se = [Ax' Ay'];
plot(Ax, Ay, 'm^', 'MarkerSize',8, 'MarkerEdgeColor','k', 'MarkerFaceColor','m');
hold off;
```

%3.6 ASIGNACION DE CLIENTES A TRANSFORMADORES EXISTENTES

```
clear;
close all;
clc;
```

```

fp = 0.98; % Factor de potencia
limCarg = 0.95; %límite de cargabilidad de transformadores
%Lectura de parámetros de clientes existentes y proyectados
CT = xlsread('BASEG.xlsx','CLIENTES','B2:B1656');
CP = xlsread('BASEG.xlsx','CLIENTES','F2:F1656');
Cx = xlsread('BASEG.xlsx','CLIENTES','C2:C1656');
Cy = xlsread('BASEG.xlsx','CLIENTES','D2:D1656');
%Lectura de parámetros de transformadores existentes
TP = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','C2:C32');
TN = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','D2:D32');
TC = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','E2:E32');
Tx = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','F2:F32');
Ty = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','G2:G32');
TR = xlsread('BASEG.xlsx','TRAFOS','I2:I32');
%Cálculo de carga disponible con restricción de la cargabilidad
T = length(TP); %número de transformadores
for i = 1 : T
    Pdisp(i) = (TP(i)*fp*limCarg) - (TP(i)*TC(i)*fp/100);
end
%Vectores de carga para asignación de usuarios por transformador
[Tdisp, Ndisp] = sort(Pdisp,'descend');
Tdisp = Tdisp';
Ndisp = Ndisp';
Cproy = Tdisp';
%Cálculo de la distancia Euclídea entre transformadores y clientes
C = length(CT); %número de clientes
for i = 1 : T
    for j = 1 : C
        D(i,j) = sqrt((Tx(i)-Cx(j))^2+(Ty(i)-Cy(j))^2);
    end
end
%Creación de matriz para asignación de clientes a transformadores existentes
ACT = zeros(T, C);
%Vector de transformadores y clientes elegidos
CE = zeros(C, 1);
TE = zeros(T, 1);

```

```

%Asignación de clientes a transformadores existentes
%1 - elegido
%0 - no elegido
cont = 0;
cind = 0;
cargac = 0;
for i = 1 : T
    for j = 1 : C
        if (TR(Ndisp(i)) >= D(Ndisp(i),j)) && (Cproy(i) >= 0) && (CE(j)==0)...
            && (Cproy(i) >= CP(j))
                TE(Ndisp(i)) = 1;
                CE(j) = 1;
                cont = cont + 1;
                Cproy(i) = Cproy(i) - CP(j);
                cargac = cargac + CP(j);
                ACT(Ndisp(i),j) = 1;
            end
        end
    end
end
fprintf('\nUsuarios cubiertos con trafos existentes : %i', cont);
fprintf('\nPotencia satisfecha con trafos existentes: %i kW', cargac);
%Grafica de los diferentes tipos de clientes en el área de estudio
figure(1);
for i = 1 : C
    if (CT(i) == 100) && (CE(i) == 1)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'r.', 'MarkerSize', 15); %Residenciales - Rojo
        hold on;
    end
    if (CT(i) == 101) && (CE(i) == 1)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'k.', 'MarkerSize', 15); %Otros - Negro
        hold on;
    end
    if (CT(i) == 103) && (CE(i) == 1)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'b.', 'MarkerSize', 15); %Comercial - Azul
        hold on;
    end
end

```

```

end
if (CE(i) == 0)
    plot(Cx(i), Cy(i), 'y.', 'MarkerSize', 15); %No elegidos - Amarillo
    hold on;
end
end
%Grafica de transformadores elegidos en el área de estudio
for i = 1 : T
    if (TE(i) == 1)
        plot(Tx(i), Ty(i), 'm^', 'MarkerSize', 12, 'MarkerEdgeColor', 'k',...
            'MarkerFaceColor', 'm');
        hold on;
        %Gráfica de líneas de vinculación transformador-cliente
        for j = 1 : C
            if ACT(i,j) == 1
                plot([Tx(i) Cx(j)], [Ty(i) Cy(j)], '-c', 'LineWidth', 1.15);
                hold on;
                %Número de transformador en GIS CENTROSUR
                te = text(Tx(i)+1, Ty(i)+1, sprintf(' T%i', TN(i)),...
                    'VerticalAlignment', 'bottom');
                set(te, 'backgroundcolor', 'none');
            end
        end
    end
end
end
end

%3.7 ASIGNACION DE CLIENTES A TRANSFORMADORES PROYECTADOS
clear;
close all;
clc;
%Lectura de parámetros de clientes no servidos (sin industriales y servidos
%con transformadores privados)
CT = xlsread('BASESC.xlsx', 'CNE', 'B2:B1038');
CP = xlsread('BASESC.xlsx', 'CNE', 'F2:F1038');
Cx = xlsread('BASESC.xlsx', 'CNE', 'C2:C1038');
Cy = xlsread('BASESC.xlsx', 'CNE', 'D2:D1038');

```

```

%Lectura de parámetros de transformadores proyectados
Tx = xlsread('BASESC.xlsx','TP','B2:B57');
Ty = xlsread('BASESC.xlsx','TP','C2:C57');
%Cálculo de la distancia Euclídea entre transformadores y clientes
C = length(CT);
T = length(Tx);
for i = 1 : T
    for j = 1 : C
        D(i,j) = sqrt((Tx(i)-Cx(j))^2+(Ty(i)-Cy(j))^2);
    end
end
%Restricción de asignación de acuerdo con el radio de cobertura
R = 220; %Radio de cobertura para cada transformador proyectado
ACT = [];
for i = 1:T
    for j = 1:C
        if D(i,j) <= R
            ACT(i,j) = 1;
        else
            ACT(i,j) = 0;
        end
    end
end
% Optimización del número de transformadores proyectados
CEPT = sum(ACT,2);
[CEPT,I1] = sort(CEPT,'descend');
I2 = I1(CEPT>0);
I3 = setdiff(I2,I1(CEPT>100),'stable');
TSC = [];
Iter = 100;
for i = 1 : Iter
    [TSC(i), TE, CE, CPT] = coberturaopt02(ACT, 1, 100, C, I3, I2);
    break;
end
fprintf('El número de transformadores elegidos es: %d\n', TSC);
%Grafica de transformadores proyectados en el area de estudio

```

```

figure(1);
%Gráfica de transformadores ELEGIDOS
Tselec = zeros(T,1);
for i = 1 : TSC
    plot(Tx(TE(i)), Ty(TE(i)), 'm^', 'MarkerSize', 12,...
        'MarkerEdgeColor', 'k', 'MarkerFaceColor', 'm');
    hold on;
    Tselec(TE(i),1) = 1;
end
%Gráfica de transformadores NO ELEGIDOS
for i = 1 : T
    if Tselec(i,1) == 0
        plot(Tx(i), Ty(i), 'y^', 'MarkerSize', 10, 'MarkerEdgeColor', 'k',...
            'MarkerFaceColor', [0.5, 0.5, 0.5]);
        hold on;
    end
end
%Gráfica de los diferentes tipos de clientes en el área de estudio
for i = 1 : C
    if (CT(i) == 100)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'r.', 'MarkerSize', 15); %Residenciales - Rojo
        hold on;
    end
    if (CT(i) == 101)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'k.', 'MarkerSize', 15); %Otros - Negro
        hold on;
    end
    if (CT(i) == 103)
        plot(Cx(i), Cy(i), 'b.', 'MarkerSize', 15); %Comercial - Azul
        hold on;
    end
end
end
%Gráfica de líneas de vinculación transformador-cliente
PTE = zeros(TSC,1); %Potencia por cada transformador en kW
for i = 1 : TSC
    aux = CPT{i};

```

```

for j = 1 : length(CPT{i})
    PTE(i,1) = PTE(i,1) + CP(aux(j));
    plot([Tx(TE(i)) Cx(aux(j))],[Ty(TE(i)) Cy(aux(j))],'-c',...
        'LineWidth', 1.15);
    hold on;
end
end
end

```

%3.7 DISTRIBUCIÓN DE TRANSFORMADORES EN EL AREA DE ESTUDIO

```

clear;
close all;
clc;
%Lectura de parámetros de ubicación de los transformadores seleccionados
Tx = xlsread('TRAFOS.xlsx','TSELEC','D2:D79');
Ty = xlsread('TRAFOS.xlsx','TSELEC','E2:E79');
%Agrupamiento de transformadores seleccionados
X = [Tx'; Ty'];
opts = statset('Display','final');
[idx1,ctr1] = kmeans(X', 1,'Distance', 'sqeuclidean', 'Replicates', 5,...
    'Start', 'cluster', 'Options',opts);
%Ubicación de transformadores en el área de estudio
figure(1);
spread(X,idx1)%Function that graphs up to seven different groups
hold on
plot(ctr1(:,1), ctr1(:,2), 'p', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 15 ,...
    'MarkerEdgeColor','w', 'MarkerFaceColor',[0.5,0.5,0.5])
%Referencia de ubicación del alimentador 1222
Ax = [746612.1330];
Ay = [9684314.8710];
se = [Ax' Ay'];
plot(Ax, Ay, 'm^', 'MarkerSize', 8, 'MarkerEdgeColor', 'k',...
    'MarkerFaceColor', 'm');
hold off

```

%3.8 OPTIMIZACIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

```
clear;
```

```

close all;
clc;
%Lectura de parámetros de todos los transformadores seleccionados
%LONGITUDES
TSLO = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','G2:G29'); %Proyectados Set Cover
TGLO = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','G30:G58'); %Existentes Greedy
TELO = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','G59:G64'); %Existentes privados
TILO = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','G65:G70'); %Industriales
%LATITUDES
TSLA = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','F2:F29'); %Proyectados Set Cover
TGLA = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','F30:F58'); %Existentes Greedy
TELA = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','F59:F64'); %Existentes privados
TILA = xlsread('TFinal.xlsx','TSEL','F65:F70'); %Industriales
%Suma total de transformadores elegidos
Ttotal = length(TSLA) + length(TGLA) + length(TELA) + length(TILA);
%Grafica de la zona de estudio desde OpenStreetMap
openstreetmap_filename = 'ESTANCIA.osm';
[parsed_osm, osm_xml] = parse_openstreetmap(openstreetmap_filename);
[bounds, node, way, ~] = assign_from_parsed(parsed_osm);
fig = figure;
hax = axes('Parent', fig);
hold(hax, 'on')
%Búsqueda de vías de enlace único
Aux = {};
Xc = [];
Xc1 = [];
indX = [];
indX1 = [];
En = [];
En1 = [];
for i = 1:size(way.id, 2)
    [key, val] = get_way_tag_key(way.tag{1,i} );
    if isempty(key)
    elseif isempty( find(ismember(Aux, key) == 1, 1) )
        Aux(1, end+1) = {key};
    end
end

```



```
flag = 0;
switch key
    case 'highway'
        flag = 1;
        disp('highway found')
        if strcmp(val, 'bus_stop')
            disp('Bus stop found')
        end
    case 'amenity'
        disp('highway found')
        if strcmp(val, 'bus_station')
            disp('Bus station found')
        end
    otherwise
        disp('way without tag.')
end

%Generación de vector de enlaces, nodos e intersecciones
way_nd_ids = way.nd{1, i};
num_nd = size(way_nd_ids, 2);
nd_coor = zeros(2, num_nd);
nd_ids = node.id;
for j = 1:num_nd
    cur_nd_id = way_nd_ids(1, j);
    nd_coor(:, j) = node.xy(:, cur_nd_id == nd_ids);
    if flag == 1
        if j>1
            En1=[En1;[way_nd_ids(1,j-1) way_nd_ids(1,j)]];
        end
    end
end
if flag == 1
    indX1 = [indX1;way_nd_ids'];
    Xc1 = [Xc1;nd_coor'];
end
end
[indX,index] = unique(indX1);
```

```

for i = 1:length(En1(:,1))
    En = [En;[find(indX==En1(i,1)),find(indX==En1(i,2))]];
end
Xc = Xc1(index,:);
parsed_osm.bounds=[-78.803,-78.7700;-2.865,-2.8450];
%Gráfica de transformadores proyectados SetCover
for i = 1 : length(TSLA)
    p1 = plot(TSLO(i), TSLA(i), 'g^', 'MarkerSize', 10, 'MarkerEdgeColor',...
        'k', 'MarkerFaceColor', 'g', 'LineWidth', 2);
    hold on;
    te = text(TSLO(i), TSLA(i), sprintf('Tp_{%i}',i), 'FontSize', 8,...
        'VerticalAlignment', 'bottom');
    set(te, 'backgroundcolor','none'); %[1 1 1]);
end
%Gráfica de transformadores existentes Greedy
for i = 1 : length(TGLA)
    p2 = plot(TGLO(i), TGLA(i), 'b^', 'MarkerSize', 10, 'MarkerEdgeColor',...
        'k', 'MarkerFaceColor', 'b', 'LineWidth', 2);
    hold on;
    te = text(TGLO(i), TGLA(i), sprintf('Tg_{%i}', length(TSLA) + i),...
        'FontSize', 8, 'VerticalAlignment', 'bottom');
    set(te, 'backgroundcolor','none'); %[1 1 1]);
end
%Gráfica de transformadores existentes privados
for i = 1 : length(TELA)
    p3 = plot(TELO(i), TELA(i), 'r^', 'MarkerSize', 10, 'MarkerEdgeColor',...
        'k', 'MarkerFaceColor', 'r', 'LineWidth', 2);
    hold on;
    te = text(TELO(i), TELA(i), sprintf('Te_{%i}', length(TSLA) + ...
        length(TGLA) + i), 'FontSize', 8, 'VerticalAlignment', 'bottom');
    set(te, 'backgroundcolor','none'); %[1 1 1]);
end
%Gráfica de transformadores industriales
for i = 1 : length(TILA)
    p4 = plot(TILO(i), TILA(i), 'c^', 'MarkerSize', 10, 'MarkerEdgeColor',...
        'k', 'MarkerFaceColor', 'c', 'LineWidth', 2);

```

```

hold on;
te = text(TILO(i), TILA(i), sprintf('Ti_{%i}', length(TSLA) + ...
    length(TGLA) + length(TELA) + i), 'FontSize', 8, ...
    'VerticalAlignment', 'bottom');
set(te, 'backgroundcolor', 'none'); %[1 1 1]);
end
%Creación de enlaces hacia los transformadores elegidos
XcN = [Xc; TSLO, TSLA; TGLO, TGLA; TELO, TELA; TILO, TILA];
EnN = En;
%Calculo de distancias mínimas para transformadores proyectados SetCover
dS = zeros(length(TSLA),length(Xc));
for i = 1 : length(TSLA)
    for j = 1 : length(Xc)
        dS(i,j) = sqrt((TSLO(i)-Xc(j,1))^2+(TSLA(i)-Xc(j,2))^2);
    end
end
%Calculo de distancias minimas para transformadores existentes Greedy
dG = zeros(length(TGLA),length(Xc));
for i = 1 : length(TGLA)
    for j = 1 : length(Xc)
        dG(i,j) = sqrt((TGLO(i)-Xc(j,1))^2+(TGLA(i)-Xc(j,2))^2);
    end
end
%Calculo de distancias minimas para transformadores existentes privados
dE = zeros(length(TELA),length(Xc));
for i = 1 : length(TELA)
    for j = 1 : length(Xc)
        dE(i,j) = sqrt((TELO(i)-Xc(j,1))^2+(TELA(i)-Xc(j,2))^2);
    end
end
%Calculo de distancias minimas para transformadores industriales
dI = zeros(length(TILA),length(Xc));
for i = 1 : length(TILA)
    for j = 1 : length(Xc)
        dI(i,j) = sqrt((TILO(i)-Xc(j,1))^2+(TILA(i)-Xc(j,2))^2);
    end
end

```

end

%Creación de enlaces para transformadores proyectados SetCover

```
auxS = zeros(length(TSLA));
indS = zeros(length(TSLA));
node_auxS = zeros(1,length(TSLA));
for i = 1 : length(TSLA)
    [auxS(i), indS(i)] = min(dS(i,:));
    node_auxS(i) = length(Xc) + i;
    EnN = [EnN; indS(i), node_auxS(i)];
```

end

%Creación de enlaces para transformadores existentes Greedy

```
auxG = zeros(length(TGLA));
indG = zeros(length(TGLA));
node_auxG = zeros(1,length(TGLA));
for i = 1 : length(TGLA)
    [auxG(i), indG(i)] = min(dG(i,:));
    node_auxG(i) = length(Xc) + length(TSLA) + i;
    EnN = [EnN; indG(i), node_auxG(i)];
```

end

%Creación de enlaces para transformadores existentes privados

```
auxE = zeros(length(TELA));
indE = zeros(length(TELA));
node_auxE = zeros(1,length(TELA));
for i = 1 : length(TELA)
    [auxE(i), indE(i)] = min(dE(i,:));
    node_auxE(i) = length(Xc) + length(TSLA) + length(TGLA) + i;
    EnN = [EnN; indE(i), node_auxE(i)];
```

end

%Creación de enlaces para transformadores industriales

```
auxI = zeros(length(TILA));
indI = zeros(length(TILA));
node_auxI = zeros(1,length(TILA));
for i = 1 : length(TILA)
    [auxI(i), indI(i)] = min(dI(i,:));
    node_auxI(i) = length(Xc) + length(TSLA) + length(TGLA) + length(TELA) + i;
    EnN = [EnN; indI(i), node_auxI(i)];
```

```

end
%Grafica de calles en el área de estudio
plot_way(hax, parsed_osm);
%Aplicación de algoritmo DIJKSTRA
%Referencia de arranque del alimentador 1222
start_id = 1;
p5 = plot(XcN(start_id,1), XcN(start_id,2), 'yx', XcN(start_id,1),...
    XcN(start_id,2), 'yo','MarkerSize', 18,'LineWidth', 4, ...
    'MarkerEdgeColor', [1 0.549 0]);
te=text(XcN(start_id,1),XcN(start_id,2), 'Alim 1222');
set(te, 'backgroundcolor','none', 'HorizontalAlignment', 'center', ...
    'FontSize', 10, 'FontWeight', 'bold');
hold on;
%Matriz de nodos de transformadores elegidos
node_trafo = [node_auxS'; node_auxI'; node_auxE'; node_auxG'];
%creación de matriz de pesos W
enlacesNdijks = [EnN; EnN(:,2), EnN(:,1); 1498, 1496; 2873, 6772; 129, 128;...
    6104, 6551; 5280, 5292; 920, 7105];
W = zeros(length(enlacesNdijks),1);
for i = 1 : length(enlacesNdijks)
    W(i,1) = haversine([XcN(enlacesNdijks(i,1),2), XcN(enlacesNdijks(i,2),2)],...
        [XcN(enlacesNdijks(i,1),1), XcN(enlacesNdijks(i,2),1)]));
end
%Restricción de rutas
W(1515,1) = 100000;
E3 = [enlacesNdijks, W];
%Planificador de rutas óptimas
ruta = zeros(Ttotal, 600);
pesos = zeros(Ttotal,1);
for i = 1 : Ttotal
    [costs,paths] = dijkstra(XcN, E3, start_id, node_trafo(i));
    ruta(i,1:length(paths)) = paths;
    pesos(i) = costs;
end
%Trazado de rutas óptimas
rutaNN = [];

```

```
for i = 1 : Ttotal
    [row_pat, col_pat] = find(ruta(i,:)==0,1);
    for k=1:col_pat-2
        rutaNN = [rutaNN; ruta(i,k), ruta(i,k+1)];
    end
end
ruta_sinrepetir = unique(rutaNN,'rows','stable');
for i = 1 : size(ruta_sinrepetir,1)
    plot([XcN(ruta_sinrepetir(i,1),1) XcN(ruta_sinrepetir(i,2), 1)],...
        [XcN(ruta_sinrepetir(i,1),2) XcN(ruta_sinrepetir(i,2),2)], '-',...
        'color', 'm', 'linewidth', 1.75);
    hold(hax, 'on');
end
```