

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*Trabajo de titulación previo a
la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico*

PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE GENERAL

**“OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA
TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA
S/E 17 LOS CEREZOS PROYECTADA POR LA CENTROSUR”**

AUTORES:

GERMÁN ANDRÉS ARGUDO GUAILLAS

JUAN PEDRO SAMANIEGO PLACENCIA

TUTOR:

DR. ARTURO GEOVANNY PERALTA SEVILLA

CUENCA – ECUADOR

2019

Esta página fue dejada en blanco intencionalmente.

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Germán Andrés Argudo Guailas con documento de identificación N° 0106051303 y Juan Pedro Samaniego Placencia con documento de identificación N° 0105738231, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E 17 LOS CEREZOS PROYECTADA POR LA CENTROSUR”**, mismo que ha sido desarrollado para optar al título de: *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, y en nuestra condición de autores, nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2019.



Germán Andrés Argudo Guailas
C.I. 0106051303



Juan Pedro Samaniego Placencia
C.I. 0105738231

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E 17 LOS CEREZOS PROYECTADA POR LA CENTROSUR”**, realizado por Germán Andrés Argudo Guailas y Juan Pedro Samaniego Placencia, como *Proyecto Técnico con Enfoque General* que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, octubre del 2019



Dr. Arturo Geovanny Peralta Sevilla

C.I. 0102199072

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Germán Andrés Argudo Guailas con documento de identificación N° 0106051303 y Juan Pedro Samaniego Placencia con documento de identificación N° 0105738231, autores del trabajo de titulación: **“OPTIMIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S/E 17 LOS CEREZOS PROYECTADA POR LA CENTROSUR”**, certificamos que el total contenido de este *Proyecto Técnico con Enfoque General* es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, octubre del 2019.



Germán Andrés Argudo Guailas
C.I. 0106051303



Juan Pedro Samaniego Placencia
C.I. 0105738231

DEDICATORIA

Dedicado a

Germán, Mabel, Mia, y Yolanda

Andrés Argudo

Dedicado a

Pablo, Lorena, Rafaela, Renata, y Teresa

Juan Samaniego

AGRADECIMIENTOS

En la consecución de mis objetivos muchas personas han contribuido positivamente en mi formación, si he podido culminar con esta etapa de mi vida ha sido por la ayuda y consejo de ellos.

La ciencia es en sí un acto de fe, aunque no religiosa, pero implica creer en lo que se supone es la verdad. No puedo avanzar sin fe, agradecer a Dios por la iluminación de mi camino, a mis padres Germán y Yolanda por su apoyo incondicional y consejo, a mi esposa Mabel e hija Mia por su paciencia, comprensión, y consejo en tiempos de crisis.

Como agradecimiento especial al Dr. Arturo Peralta, por su ayuda brindada y por compartir sus grandes conocimientos con nosotros, al Ing. Patricio Quituisaca por su apoyo desde el inicio del proyecto. Finalmente, quiero hacer mención de grandes mentores que permitieron forjar mi camino y pensamiento: Freddy, Hernán, Omar. Gracias por todo.

Andrés Argudo

En este trabajo quiero dejar constancia de mi agradecimiento principalmente a Dios y mi familia quienes han sido pilar fundamental para el desarrollo y culminación de mi carrera de Ingeniería Eléctrica.

Además, hago extensivo este agradecimiento al Dr. Arturo Peralta y al Ing. Pablo Robles MSc. quienes con su conocimiento y experiencia científica y técnica se pudo realizar este proyecto hasta su culminación.

Finalmente, agradezco a la Empresa Eléctrica Centrosur que mediante el Ing. Patricio Quituisaca como tutor, nos confiaron y facilitaron el material necesario para el proyecto de titulación.

Juan Samaniego

RESUMEN

En la última década se ha dado un desarrollo significativo en algoritmos de optimización enfocados en el uso de metaheurísticas, los nuevos avances en algoritmos han sido tan importantes como el desarrollo de la tecnología de la computación.

Actualmente los algoritmos de optimización son aplicados para realizar análisis complejos de expansión de sistemas eléctricos, además de resolver problemas de comunicaciones, flujos de datos en redes, tránsito vehicular, entre otros. El auge de diferentes métodos de optimización permite elegir, acorde al caso de estudio, entre diferentes herramientas para resolver un problema.

El presente proyecto propone una innovadora metodología que consiste en algoritmos de agrupamiento y optimización para: la determinación del área de cobertura de la subestación 17 Los Cerezos, la óptima asignación de clientes proyectados a transformadores existentes, la optimización de la cantidad de transformadores proyectados necesarios para cubrir a los clientes no elegidos; mientras los algoritmos de búsqueda gráfica obtendrán los óptimos recorridos de los alimentadores en medio voltaje, y mediante métricas de enrutamiento se determinarán las pérdidas de potencia activa debidas a transporte de energía. La información de entrada se obtiene de estudios realizados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR), como son los puntos de carga existentes (2018) y proyectados (2021).

La validación técnica y económica se realizará al comparar los resultados con las regulaciones vigentes del ARCONEL, y mediante la Relación Beneficio/Costo con horizonte de planeación a quince años. De esta manera se podrá determinar la eficacia de las técnicas de optimización en la planificación de la expansión del sistema eléctrico.

ABSTRACT

In the past decade a significant development has occurred in algorithms for optimization focused in the use of metaheuristics, these new advances in algorithmic routines have been as important as the development of computational technology itself.

Currently, optimisation algorithms are applied for the complex analysis of the expansion of electrical systems, apart from also solving communication problems, dataflow in computer networking, vehicular traffic flux, among others. The emergence of different methods for optimisation allows to choose, depending on the case being studied, between different tools to solve a problem.

The present project proposes an innovative methodology consisting in grouping and optimization algorithms in order to: determine the coverage area of substation 17 “Los Cerezos”, optimise the quantity of projected transformers necessary to cover all non-chosen clients, while graph sorting algorithms will obtain the optimal pathways for the medium voltage feeders. Also, through routing metrics, losses in active and reactive power due to energy transport will be determined. Entry information, such as existent load points (2018) and projected ones (2021), are obtained from studies made by the Electric Company “Regional Centro Sur C.A.” (CENTROSUR)

The validation of technical and economic outcomes will be obtained after comparing the results against current ARCONEL regulations, and through the Cost/Benefit Relationship with a projected forecast of up to fifteen years. In this way, it can be properly determined the actual efficacy of the optimisation techniques for expansion planning of the electrical system.

TABLA DE CONTENIDOS

Páginas Preliminares

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	III
CERTIFICACIÓN	IV
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
TABLA DE CONTENIDOS.....	X
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABLAS Y ALGORITMOS	XV

Capítulos

CAPÍTULO I: PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES.....	1
1.1. Antecedentes del problema de estudio	1
1.2. Importancia y Justificación	1
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Descripción del sistema eléctrico en MV para la S/E 17	3
CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPTIMIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA	6
2.1. Planificación de redes eléctricas en medio voltaje	6
2.2. Métodos de agrupamiento de datos	7
2.2.1. Algoritmo <i>k-means</i>	8

2.3.	Métodos de optimización	9
2.3.1.	Algoritmo <i>Greedy</i>	10
2.3.2.	Algoritmo de búsqueda gráfica <i>Dijkstra</i>	11
2.4.	Pérdidas de potencia activa y caídas de voltaje según el método de Ardrinson 12	
CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE ESTUDIO		14
3.1.	Determinación del área de cobertura de la S/E 17	15
3.2.	Asignación de clientes proyectados a transformadores existentes	17
3.3.	Asignación de clientes proyectados a transformadores proyectados	20
3.4.	Obtención de escenarios para el despliegue de alimentadores	24
3.5.	Despliegue óptimo de la topología en medio voltaje	26
3.6.	Determinación de las pérdidas de potencia activa en los alimentadores de cada escenario debidas al transporte de energía.....	27
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		29
4.1.	Análisis de pérdidas de potencia y caídas de voltaje debidas al transporte de energía para el escenario 1	29
4.2.	Análisis de pérdidas de potencia y caídas de voltaje debidas al transporte de energía para el escenario 2	30
4.3.	Comparación técnica y económica (RBC) de resultados obtenidos en los escenarios 1 y 2	30
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		33
5.1.	Conclusiones	33
5.2.	Recomendaciones y futuros trabajos	35

ANEXOS	37
Anexo 1: Despliegue de alimentadores del escenario 1	38
Anexo 1.1: Alimentador 1721	39
Anexo 1.2: Alimentador 1722	40
Anexo 1.3: Alimentador 1723	41
Anexo 1.4: Alimentador 1724	41
Anexo 2: Despliegue de alimentadores del escenario 2	42
Anexo 2.1: Alimentador 1721	43
Anexo 2.2: Alimentador 1722	44
Anexo 2.3: Alimentador 1723	45
Anexo 2.4: Alimentador 1724	46
Anexo 3: Análisis económico de la Relación Beneficio/Costo	47
Anexo 4: Precios Unitarios otorgados por CENTROSUR.....	50
Anexo 5: Puntos de interconexión candidatos	52
BIBLIOGRAFÍA	54

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO I

- Figura 1.1. Metodología de aplicación de los algoritmos para resolver el problema de estudio. 2
- Figura 1.2. Esquema representativo del sistema eléctrico de la CENTROSUR.. 4

CAPÍTULO II

- Figura 2.1. Diagrama de planificación de la distribución del sistema eléctrico ecuatoriano. 7
- Figura 2.2. Proceso de iteraciones para flujos de potencia con el método de Ardivinson..... 13

CAPÍTULO III

- Figura 3.1. Área de cobertura de las subestaciones 04 (rojo) y 05 (azul). 15
- Figura 3.2. Resultado del primer *clustering* para las subestaciones 05 y 17. 16
- Figura 3.3. Resultado del segundo *clustering* para las subestaciones 05 y 17... 17
- Figura 3.4. Cobertura de transformadores existentes hacia clientes proyectados. 20
- Figura 3.5. Ubicación de transformadores proyectados candidatos en los vértices de la cuadrícula. 22
- Figura 3.6. Ejecución del algoritmo de *SetCoverModificado* con cien iteraciones. 22
- Figura 3.7. Obtención del óptimo global en las cien iteraciones. 23
- Figura 3.8. Escenario de cobertura de transformadores proyectados a clientes proyectados. 23
- Figura 3.9. Primer escenario: Transformadores cercanos a las salidas de los alimentadores de la subestación con la ubicación propuesta por CENTROSUR..... 25
- Figura 3.10. Segundo escenario: Transformadores cercanos a las salidas de los alimentadores de la subestación con la ubicación propuesta por los Autores. 25
- Figura 3.11. Ejemplo del despliegue del alimentador 1724 del escenario 2..... 27

CAPÍTULO IV

Figura 4.1. Comparación de las pérdidas de potencia activa por transporte de energía entre los escenarios 1 y 2.....	31
Figura 4.2. Porcentaje de pérdidas de potencia activa por transporte de energía respecto a la potencia de la subestación entre los escenarios 1 y 2.....	31

LISTA DE TABLAS Y ALGORITMOS

CAPÍTULO I

TABLA 1.1 Aspectos técnicos a considerar para el diseño de una S/E. [1]	4
---	---

CAPÍTULO II

ALGORITMO 2.1. Algoritmo <i>k-means</i> para el agrupamiento de datos. [11].....	8
TABLA 2.1. Métricas de distancia utilizadas. [17].....	9
ALGORITMO 2.2. Algoritmo Greedy. [21]	10
ALGORITMO 2.3. Algoritmo de Dijkstra. [22]	11

CAPÍTULO III

TABLA 3.1. Cuantificación de la demanda y clientes existentes y proyectados de las S/E 04 y 05.	14
TABLA 3.2. Radios de cobertura elegidos para cada transformador.	18
ALGORITMO 3.1. Algoritmo Greedy Modificado utilizado para la óptima asignación de clientes proyectados a Te.	19
TABLA 3.3. Resultados obtenidos tras la ejecución del algoritmo Greedy.....	20
ALGORITMO 3.2. Algoritmo <i>Set Cover Modificado</i> utilizado para el óptimo número de Tp.	21
TABLA 3.4. Resumen de transformadores de la subestación 17.....	24
TABLA 3.5. Transformadores por alimentador en cada escenario obtenido.	26
ALGORITMO 3.3. Algoritmo utilizado para optimizar las rutas desde la subestación hacia cada transformador.....	26
ALGORITMO 3.4. Algoritmo para determinar las pérdidas de potencia activa por alimentador.....	28

CAPÍTULO IV

TABLA 4.1. Análisis de resultados del Escenario 1.	29
TABLA 4.2. Análisis de resultados del Escenario 2.	30
TABLA 4.3. Resumen del beneficio y costo de los escenarios en comparación a 15 años.	32

CAPÍTULO I:

PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES

1.1. Antecedentes del problema de estudio

Las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica en el Ecuador y siendo el caso específico de la CENTROSUR, en miras de ampliar la cobertura de sus servicios, planifican periódicamente la expansión del sistema eléctrico, en función de una proyección del crecimiento de la demanda definiendo un plan de expansión. Las subestaciones 04 “Parque Industrial” y 05 “El Arenal” cubrirán demandas de 32,76 MVA y 33,54 MVA, respectivamente, al año 2021 [1]. Al estar sobre el nivel de alerta se ve la necesidad de instalar una nueva subestación que acoja parte de la carga existente y proyectada de las subestaciones en mención.

CENTROSUR cuenta con un predio ubicado en el sector de la avenida Ordoñez Lasso, en la ciudad de Cuenca, sobre el cual se va a implementar la nueva S/E Los Cerezos, misma que tomará carga de las subestaciones 04 Parque Industrial y 05 El Arenal; se pretende determinar el área de cobertura de las subestaciones en estudio, definir su nivel de demanda y optimizar la red de distribución en medio voltaje.

1.2. Importancia y Justificación

Se pretende optimizar todos los procesos involucrados en el diseño de la nueva subestación, que van desde la determinación del área de cobertura, alivio de carga en los alimentadores existentes de las subestaciones colindantes 04 y 05, hasta el despliegue de los alimentadores en medio voltaje. El uso de técnicas de optimización es la propuesta innovadora del proyecto, y su validez será comprobada al comparar los resultados obtenidos tanto técnicos como económicos con estudios de similar aplicación.

La *Figura 1.1* muestra la propuesta de metodología en donde se utilizarán algunas técnicas de optimización como son: algoritmos de agrupamiento, optimización de cobertura sobre la base de los algoritmos *Greedy* y *Set-Cover*, algoritmos de búsqueda gráfica para determinación de los trayectos de mínimo costo, y finalmente métricas de enrutamiento para el cálculo de pérdidas de potencia y energía. Para la determinación de la zona de cobertura de las subestaciones en estudio se aplicará el algoritmo de

agrupamiento particional *k-means* [2]. Posteriormente, se debe dar suministro eléctrico a las cargas proyectadas hasta el año 2021, por lo que, en primera instancia se utilizarán los transformadores existentes mediante la asignación de cargas proyectadas hacia los mismos, en este caso se utilizará el algoritmo *Greedy* modificado [3], dando paso a la optimización del número de transformadores proyectados mediante el algoritmo *Set-Cover* modificado (basado en una estrategia *Greedy*) [4]. Finalmente, se procederá a la optimización del despliegue de la topología en medio voltaje desde la subestación hacia cada transformador utilizando el algoritmo de búsqueda gráfica *Dijkstra* [5], y para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía se utilizarán métricas de enrutamiento combinando con el método de Ardvinson.

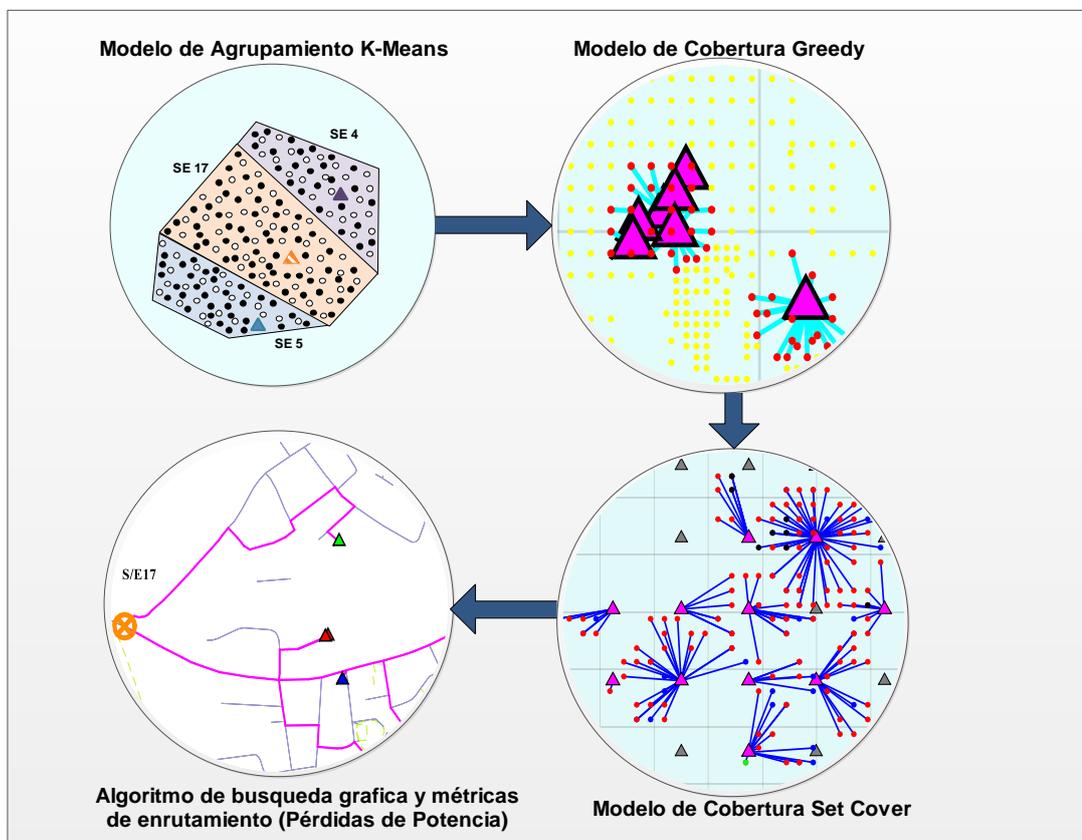


Figura 1.1. Metodología de aplicación de los algoritmos para resolver el problema de estudio.

Fuente: Autores.

La metodología propuesta en la *Figura 1.1* es el aporte más importante para resolver el problema de estudio. La integración de las diferentes técnicas de optimización y agrupamiento permiten solucionar cada uno de los problemas presentes en las distintas etapas de la metodología. De esta manera se presenta una propuesta

innovadora, confiable, y validada para la planificación de los sistemas de distribución de energía eléctrica en medio voltaje.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Optimizar el despliegue de los alimentadores de la S/E 17 y ubicar los transformadores de distribución proyectados por la CENTROSUR en la ciudad de Cuenca.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Diseñar el grafo para la cobertura de los alimentadores de la nueva subestación mediante la georreferenciación de los transformadores, alimentadores y puntos de carga existentes y proyectados por la CENTROSUR.
- Determinar la óptima cobertura de los centros de transformación hacia un conjunto de puntos de carga proyectados y existentes.
- Optimizar la topología de los alimentadores proyectados de la S/E 17, seleccionando el mejor escenario para minimizar caídas de voltaje y pérdidas de potencia por transporte de energía.
- Realizar el análisis de Relación Beneficio/Costo (RBC) para elegir el mejor escenario de optimización que cumpla con los lineamientos de la CENTROSUR.

1.4. Descripción del sistema eléctrico en MV para la S/E 17

Como es de conocimiento público, la S/E 17 contará con una potencia nominal de 24/32 MVA, en primera instancia, se construirán seis alimentadores principales de salida a 22 kV, que junto con las acometidas de 69 kV serán soterradas [6].

En [1] se detallan todos los aspectos técnicos que el diseño de la subestación deberá cumplir, desde los transformadores de potencia, hasta la carga de los alimentadores. Los aspectos más relevantes son expuestos en la *Tabla 1.1*.

TABLA 1.1
Aspectos técnicos a considerar para el diseño de una S/E. [1]

Parámetro de la S/E	Aspecto Técnico
Transformadores de Potencia	2 transformadores 24/32 MVA ONAN/ONAF para el nivel de voltaje de distribución de 22 kV
Configuración de barras de la S/E	Para 22 kV la configuración será en barra simple con interruptor de enlace 4 principales + 1 de reserva 6 MW de capacidad nominal de alimentadores principales 4 MW de capacidad para alimentadores de reserva
Alimentadores por transformador	Calibre 3/0 para la troncal principal y 1/0, 2/0, o 3/0 ACSR para el resto de los ramales Caída de voltaje máximo permisible de 3% en áreas urbanas y 5% en áreas rurales

La representación del sistema eléctrico, para el caso de estudio, se muestra en la *Figura 1.2*:

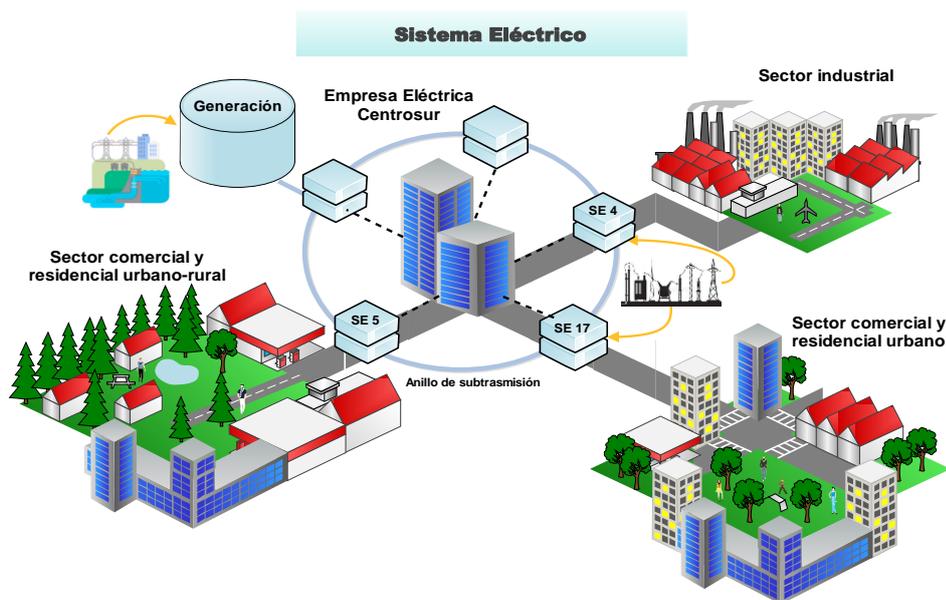


Figura 1.2. Esquema representativo del sistema eléctrico de la CENTROSUR.
Fuente: Autores.

Los capítulos siguientes del presente documento desglosarán minuciosamente la metodología propuesta: en el segundo se revisa la fundamentación teórica de las técnicas de optimización y planificación del sistema eléctrico; el tercer capítulo aplica la metodología mediante los algoritmos desarrollados, y en base a los resultados obtenidos se validarán los modelos planteados; en el cuarto capítulo se realiza el análisis de resultados técnicos y económicos de los escenarios obtenidos, para validar la metodología.

El último capítulo corresponde a las conclusiones, recomendaciones y futuros trabajos del proyecto desarrollado. Cabe recalcar que todos los datos utilizados son reales y georreferenciados, por lo que la validez puede ser extendida a proyectos de similar estudio.

CAPÍTULO II:

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPTIMIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA

La planificación del sistema eléctrico se basa en la cobertura de la demanda proyectada con horizontes a corto, mediano, y largo plazo. La construcción de nuevas subestaciones es una solución viable ante la problemática, sin embargo, no existe una metodología establecida que permita optimizar este proceso. Las técnicas de optimización son aplicadas a sistemas eléctricos [7]–[9], aunque sus enfoques son a casos de estudio particulares. La integración de diferentes técnicas en la metodología del presente proyecto pretende ser un referente ante futuros estudios de similar aplicación, otorgándose un valor especial a los resultados obtenidos al trabajar con datos reales y georreferenciados.

2.1. Planificación de redes eléctricas en medio voltaje

El sistema eléctrico ecuatoriano tiene los siguientes horizontes dentro del proceso de planificación de la distribución [1]:

- *Planificación a largo plazo* (mayor a 10 años): El propósito del plan a largo plazo es asegurar que todas las decisiones a corto plazo tengan valor duradero y contribuyan a un sistema de costo mínimo.
- *Planificación a mediano plazo* (entre 5 y 10 años).
- *Planificación a corto plazo* (menor a 5 años): El propósito de la planificación a corto plazo es garantizar la cobertura de la demanda bajo los requisitos técnicos del sistema, mediante un conjunto de decisiones y especificaciones de proyectos futuros.

Para la expansión del sistema de distribución se realiza un diseño integral con horizonte a corto plazo, esto debido a factores como la proyección de la demanda por subestación y la topología de la red de subtransmisión definida en la planificación a largo plazo.

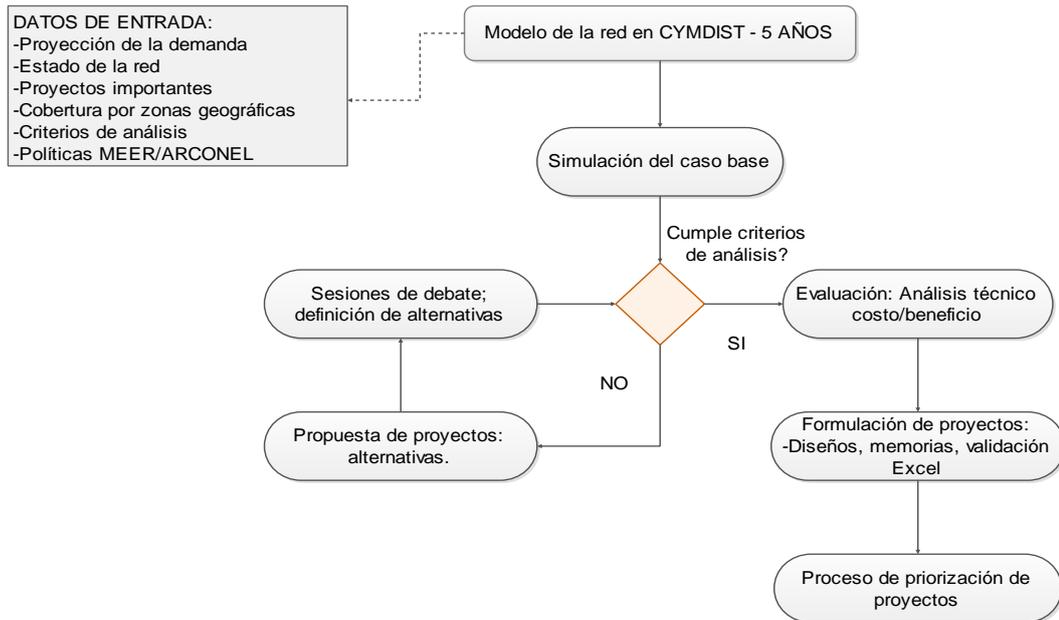


Figura 2.1. Diagrama de planificación de la distribución del sistema eléctrico ecuatoriano.
Fuente: [1].

La *Figura 2.1* muestra el diagrama de planificación de la distribución en el caso específico de la CENTROSUR. Para el análisis técnico y económico, se ocupa CYMDIST un software destinado para el análisis de redes que permite modelar todo el sistema en función de la capacidad, contingencia, calidad de energía y optimización.

2.2. Métodos de agrupamiento de datos

El agrupamiento o *clustering* de datos ha sido problema de estudio e investigación durante varias décadas [10], en general el problema puede ser enunciado como: “dado un conjunto de datos, dividirlos en un conjunto de grupos lo más similares posible” [11]. Debe considerarse que la definición anterior es sólo una aproximación y variará según sea el caso de estudio. Por lo general, la manera más sencilla de encontrar los *clústeres* o grupos es enfocarse en calcular métricas de distancia, de esta manera se habla de Algoritmos Basados en Distancia.

Los métodos particionales, basados en distancia, más famosos son *k-means*, *k-medians*, y *k-medoids* [12]. Los algoritmos antes mencionados se basan en estrategias ‘glotonas’ o comúnmente conocidas como *Greedy*.

2.2.1. Algoritmo *k-means*

Es una de las técnicas de agrupamiento más utilizadas debido a su simplicidad para agrupar datos [13]. El algoritmo inicia eligiendo k puntos representativos como los centroides iniciales del conjunto total de datos, luego cada punto es asignado al centroide más cercano basado en la medida de proximidad, de esta manera se forman k grupos. Una vez que los *clústeres* están formados se vuelven a actualizar sus centroides, y se repiten estos pasos hasta que se cumpla algún criterio de convergencia (por ejemplo, hasta que los centroides no cambien) [11].

K-Means utiliza un algoritmo *Greedy* que siempre garantiza llegar a un óptimo local, ante esto, la optimización global de la función de agrupamientos es conocida por ser un problema NP-Hard [12], [14]. El *Algoritmo 2.1* se repite iterativamente hasta que se cumpla la condición de convergencia, en la práctica es común aceptar que hasta el 1 % de puntos cambien su membresía a algún *clúster* [15].

ALGORITMO 2.1.

Algoritmo *k-means* para el agrupamiento de datos. [11]

Algoritmo: *k-means clustering*

- 1: Seleccionar k puntos como centroides iniciales
 - 2: **Repetir**
 - 3: Formar k *clusters* asignando cada punto a su centroide más cercano
 - 4: Recalcular el centroide de cada *cluster*
 - 5: **Hasta que** se cumpla el criterio de convergencia
-

Ciertos factores afectarán significativamente la eficiencia de *k-means*: la elección de los centroides iniciales, la métrica de la distancia de cada centroide a cada punto de los *clústeres*, entre otros. A continuación, se tratarán algunas soluciones ante los problemas antes mencionados.

2.2.1.1. Algoritmo de inicialización *k-means++*

En este método el algoritmo selecciona minuciosamente los centroides en el agrupamiento [16], pues sigue un enfoque simple basado en probabilidad. Inicialmente se selecciona el primer centroide aleatoriamente, se elige el siguiente centroide de tal

manera que esté lo más alejado del primero (esta selección será en función de una probabilidad ponderada). La selección continúa hasta que se formen los k centroides.

2.2.1.2. Métrica de distancia

MATLAB® implementa la función *k-means* para encontrar k clusters con sus respectivos centroides. El código fuente, por defecto, utiliza la métrica de distancia euclidiana al cuadrado y el algoritmo *k-means++* para la inicialización del centroide, pero se pueden modificar algunos parámetros de ingreso en la función, tal como la métrica de distancia [17].

Para el caso de estudio se han seleccionado dos métricas, las cuales han permitido obtener los resultados deseados que se analizan en los siguientes capítulos. La *Tabla 2.1* resume las métricas utilizadas.

Sea x una observación del conjunto total de puntos, c un centroide, y p la dimensión del espacio, entonces:

TABLA 2.1.
Métricas de distancia utilizadas. [17]

Métrica de distancia	Descripción	Fórmula
Distancia euclidiana al cuadrado (<i>sqeuclidean</i>)	Cada centroide es la media de los puntos en su respectivo <i>cluster</i> .	$d(x, c) = (x - c)(x - c)'$
<i>cityblock</i>	Suma de diferencias absolutas.	$d(x, c) = \sum_{j=1}^p x_j - c_j $

2.3. Métodos de optimización

Actualmente los algoritmos basados en métodos heurísticos y metaheurísticos [18] pueden resolver prácticamente cualquier problema de optimización sin importar su escalabilidad o cantidad de variables y restricciones. Las estrategias heurísticas son soluciones basadas en procedimientos de prueba-error y otorgan soluciones aceptables a problemas complejos en tiempos prácticamente razonables [19]. La técnica anterior se basa en una búsqueda por etapas, es decir, en cada paso se buscará una solución

factible o aceptable, esto evidentemente, no garantizará la obtención de un óptimo global. En cuanto a las técnicas metaheurísticas éstas se caracterizan por utilizar algoritmos evolutivos, tales como, Algoritmos Genéticos (GA), *Simulated Annealing*, Algoritmos de Evolución Diferencial (DEA), Optimización de Colonia de Hormigas (ACO), entre los más famosos [20]. Las principales ventajas de los métodos metaheurísticos son la no-restricción de escalabilidad, reducción significativa en el tiempo para encontrar el óptimo global, el análisis incluso en funciones objetivos discontinuas, etc.

2.3.1. Algoritmo Greedy

Es una de las técnicas heurísticas más ampliamente utilizadas por su simplicidad y eficiencia en la mayoría de los casos, quizá la aplicación práctica de mayor relevancia es el Problema 0-1 de la Mochila explicado en [3]. La mayoría, aunque no todos los problemas, tienen n entradas y se requiere obtener un subconjunto que satisfaga las restricciones para maximizar o minimizar la función objetivo. Pero, claro está, que la obtención de cualquier subconjunto factible no conlleva la obtención del óptimo global.

ALGORITMO 2.2.
Algoritmo Greedy. [21]

Algoritmo: *Greedy* (a, n)

- 1: $solution = 0$ //Inicialización del conjunto solución
 - 2: **Repetir**
 - 3: $x = seleccionar(a)$ //selecciona cualquier subconjunto de $a[1:n]$
 - 4: **Condición si** ¿es x una solución factible? **entonces**
 - 5: x pertenece al subconjunto de soluciones
 - 6: **Hasta que** se analicen las n entradas
-

El *Algoritmo 2.2* puede ser visto desde un enfoque opaco, porque es una técnica muy rápida y eficaz pero sólo para algunos casos muy especializados. Por lo general, el algoritmo funciona bien con problemas pequeños o en los que únicamente se requiera una solución aceptable [18].

2.3.2. Algoritmo de búsqueda gráfica *Dijkstra*

El algoritmo de *Dijkstra* resuelve el problema de encontrar la ruta más corta desde una sola fuente en un grafo ponderado y dirigido [22]. Asumimos que en el grafo $G = (V, E)$ todos los pesos $w(u, v)$ de los enlaces $(u, v) \in E$ son no-negativos, y en el caso de que no existan serán infinitos [23].

Este algoritmo mantiene un conjunto S de vértices cuyos pesos finales de la ruta más corta desde la fuente s ya han sido determinados, además, repetidamente seleccionan los vértices $u \in V - S$ con la estimación del mínimo camino más corto, posteriormente añade u a S , y relaja todos los enlaces dejando u [24].

El *Algoritmo 2.3* es implementado usando una cola de prioridad-mínima Q de vértices:

ALGORITMO 2.3.
Algoritmo de Dijkstra. [22]

Algoritmo: *Dijkstra* (G, w, s)

- 1: Seleccionar el nodo de partida (G, s)
 - 2: $S = \emptyset$
 - 3: $Q = G \cdot V$
 - 4: **Repetir Mientras** $Q \neq \emptyset$
 - 5: $u = \text{extraer_min}(Q)$
 - 6: $S = S \cup \{u\}$
 - 7: **Repetir para** cada vértice $v \in G \cdot \text{Adj}[u]$
 - 8: Relajar(u, v, w)
 - 9: **Fin Para**
 - 10: **Fin Mientras**
-

2.4. Pérdidas de potencia activa y caídas de voltaje según el método de Ardivinson

El cálculo de pérdidas de potencia (debidas al transporte de energía) y caídas de voltaje, para un sistema de distribución dado en MV, implica la determinación de los flujos de potencia para esa red. Los métodos para simular flujos de potencia son diversos, desde Newton-Raphson [25] hasta Algoritmos Genéticos [26]. El método de Ardivinson permite evaluar los flujos de potencia en una red eléctrica de una manera rápida y efectiva, pero, considera algunos supuestos [27], tales como:

1. El factor de carga es uniforme
2. El factor de potencia es uniforme
3. El crecimiento es estable
4. La variación de la demanda es similar en los nodos

Considérese un sistema eléctrico donde las pérdidas de potencia activa y caída de voltaje entre los nodos i , k , puede hallarse mediante las ecuaciones (1) y (2): [27], [28]

$$\Delta P_{ik} = \left(\frac{DM_k}{U_{nom}} \right)^2 \cdot L_{ik} \cdot R_{ik} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

$$\Delta U_{ik} = \frac{DM_{ik}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} \cdot L_{ik} \cdot (R_{ik} \cdot \cos \varphi + jX_{ik} \sin \varphi) \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

Donde:

ΔP_{ik} , es la pérdida de potencia real entre el nodo i y el nodo k , en kW

ΔU_{ik} , es la caída de voltaje entre el nodo i y el nodo k , en kV

DM_k , es la Demanda aparente Máxima acumulada en el nodo k , en kVA

U_{nom} , es el voltaje nominal del sistema de distribución, en kV

L_{ik} , es la longitud entre el nodo i y el nodo k , en km

R_{ik} , parte real de la impedancia de secuencia positiva del ramal i, k , en Ω/km

X_{ik} , parte compleja de la impedancia de secuencia positiva del ramal i, k , en

Ω/km

La Demanda Máxima acumulada en el nodo k , de la ecuación (1), será obtenida mediante métricas de enrutamiento provenientes de las rutas o *paths* del algoritmo de *Dijkstra*. En [28] se detalla el cálculo de la impedancia de secuencia positiva (Z_1): se parte de la obtención de una matriz de impedancias de fase en base a las ecuaciones de Carson modificado, este arreglo matricial es de 4×4 para sistemas 3F4C; mediante la reducción de Kron se obtiene un nuevo arreglo matricial de 3×3 conocido como matriz de secuencia que incluye el efecto del retorno de las corrientes por el hilo neutro. Para estructuras aéreas trifásicas semicentradas, pasantes o tangentes, en medio voltaje con conductores ACSR 3/0 para las fases y ACSR 1/0 para el hilo neutro la impedancia de secuencia positiva es $0,328 + j0,4334 \frac{\Omega}{km}$.

Los flujos de potencia determinados por el método de Ardivinson tienen una exactitud similar a los resultados obtenidos por softwares específicamente diseñados (como CYMDIST). La eficacia del método se basa en ejecutar repetidas iteraciones hasta que el error sea cero o al menos se considere válido por algún agente planificador. En la *Figura 2.2* se puede apreciar el proceso de iteraciones:

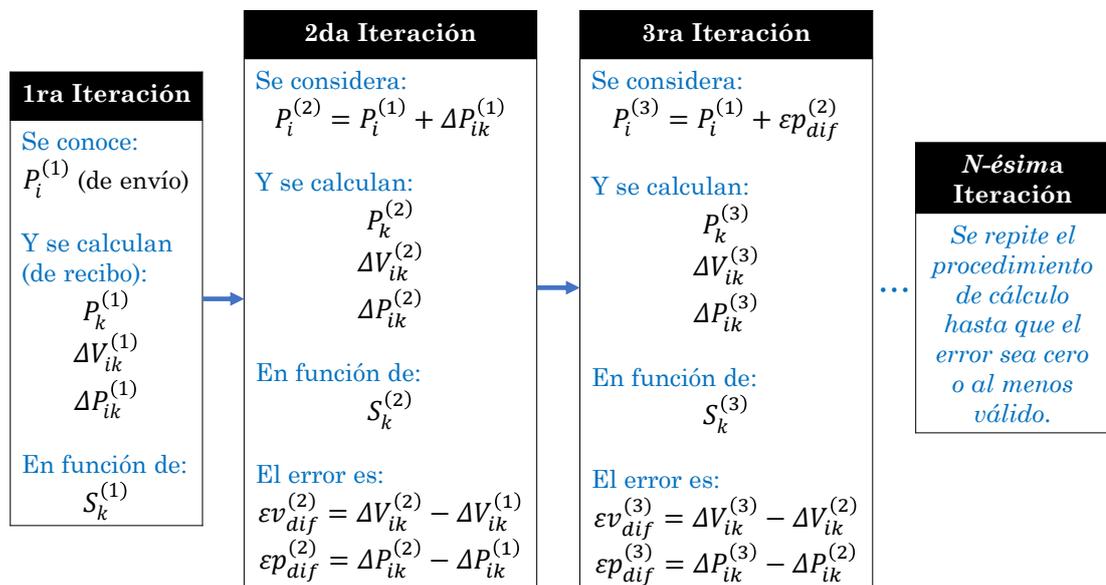


Figura 2.2. Proceso de iteraciones para flujos de potencia con el método de Ardivinson.

Fuente: [28].

CAPÍTULO III:
IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE ESTUDIO

La *Figura 1.1* estableció la metodología que busca resolver el problema de estudio. El presente capítulo analizará la implementación de cada uno de los pasos mediante el uso de herramientas de software como son MATLAB® y ArcGIS®. La herramienta computacional MATLAB es eficiente y potente para cálculos matriciales, además permite la codificación de los algoritmos propuestos a través de *scripts*, y su conjunto de herramientas para mostrar resultados gráficos lo hace especialmente poderoso ante otras herramientas de programación similares tales como MATHCAD, Fortran, entre otros [29]. ArcGIS, por otra parte, permite trabajar con Sistemas de Información Geográfica, datos georreferenciados, y este software es utilizado por CENTROSUR.

Las secciones siguientes del capítulo describen la implementación de los pseudocódigos en MATLAB, cada una mostrará los resultados obtenidos ya sea en gráficos o tablas desde el programa. Para el posterior análisis de resultados se han desarrollado dos escenarios de comparación, el primero con la ubicación de la S/E 17 en el predio de la Av. Los Cerezos, y el segundo con la ubicación determinada por las técnicas de optimización.

La información de entrada (otorgada por la CENTROSUR) a la metodología corresponden a clientes existentes y proyectados de las subestaciones 04 Parque Industrial y 05 El Arenal, resumiéndose en la *Tabla 3.1*:

TABLA 3.1.
 Cuantificación de la demanda y clientes existentes y proyectados de las S/E 04 y 05.
Fuente: CENTROSUR.

Tipos de clientes	Subestación		Número total de Clientes	Demanda [MW]
	04	05		
Existentes	31.875	74.929	106.804	56,51
Proyectados	3.298	8.569	11.867	8,79
	TOTAL		118.671	65,30

Con la demanda proyectada al año 2021 se justifica la construcción de la S/E 17 Los Cerezos. En la *Figura 3.1* se puede apreciar la ubicación georreferenciada de clientes de las subestaciones existentes.

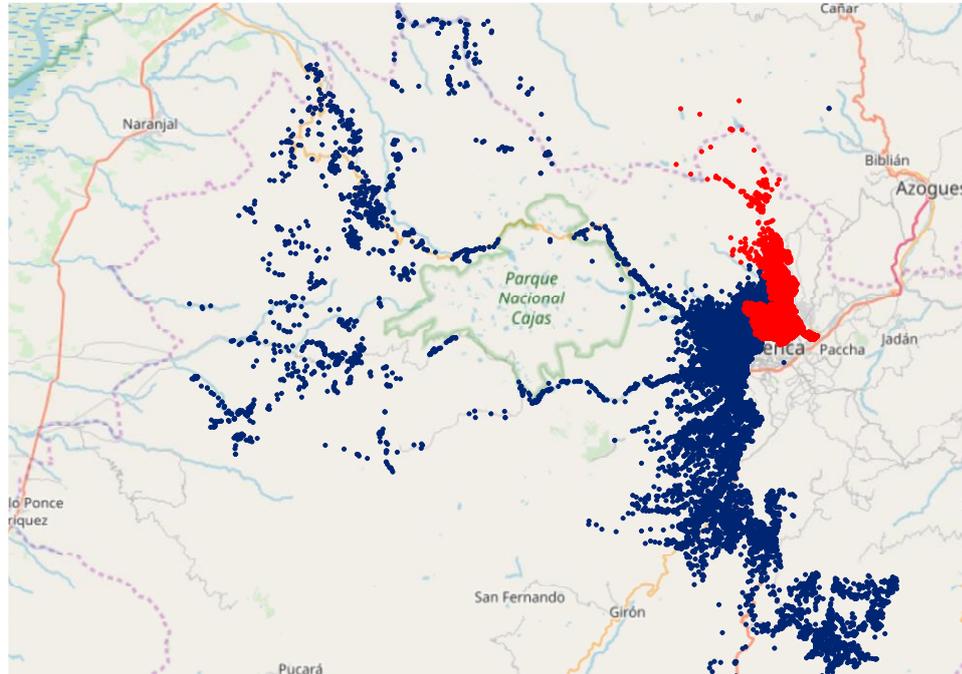


Figura 3.1. Área de cobertura de las subestaciones 04 (rojo) y 05 (azul).
Fuente: Autores.

El área de cobertura de la subestación 04 Parque Industrial está definida por los sectores: Parque Industrial, Aeropuerto, Sinincay, Racar, San Pedro del Cebollar, Chiquintad, Ochoa León. La subestación 05 El Arenal cubre sectores como: Feria Libre, El Arenal, Yanuncay, Av. Ordoñez Lasso, Molleturo, Baños, Tarqui, entre otros. El punto de partida será excluir los clientes del Parque Industrial debido a la dificultad de trasladar la infraestructura de su red eléctrica hacia una nueva subestación, definiéndose así la S/E 04. Los clientes restantes serán considerados en el agrupamiento para determinar el área de cobertura de la S/E 17 Los Cerezos.

3.1. Determinación del área de cobertura de la S/E 17

El algoritmo *k-means* [30]–[32] se aplica para determinar el área de cobertura de la S/E 17. Como se mencionó anteriormente, el Parque Industrial queda definido como área de cobertura de la S/E 04 sirviendo a 15.252 clientes con una demanda de 24,12 MW. Por lo tanto, serán 103.419 clientes reagrupados para establecer las áreas de cobertura de las subestaciones 05 El Arenal y 17 Los Cerezos.

De los resultados conseguidos al ejecutar la función *k-means* (en MATLAB®) se obtuvieron 2 *clústeres* que separan las subestaciones 05 El Arenal y 17 Los Cerezos. Los parámetros de la función utilizaron la métrica de distancia '*cityblock*' y el método de inicialización '*cluster*' con 5 réplicas de 10.000 iteraciones cada una. El agrupamiento se muestra en la *Figura 3.2*:

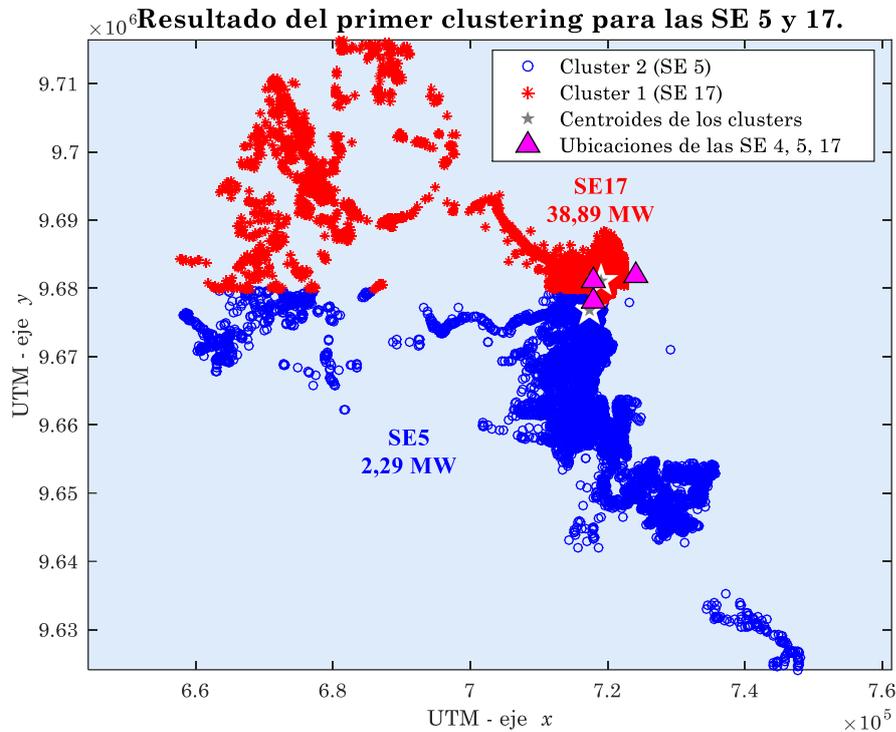


Figura 3.2. Resultado del primer *clustering* para las subestaciones 05 y 17.
Fuente: Autores.

Con el objetivo de equilibrar la demanda de cada subestación se volvió a ejecutar la función *k-means*, ya que la S/E 17 Los Cerezos cubre una demanda de 38,89 MW (clúster 1, color rojo) y la S/E 05 El Arenal cubre 2,29 MW (clúster 2, color azul). Para el segundo resultado se consideró únicamente el clúster 1 (de la ejecución anterior), que es el de mayor carga, y se obtuvieron 3 nuevos clústeres. Los parámetros de la función utilizaron la métrica de distancia '*squeclidean*' y el método de inicialización '*plus*' con 5 réplicas de 10.000 iteraciones cada una, que se muestra en la *Figura 3.3*:

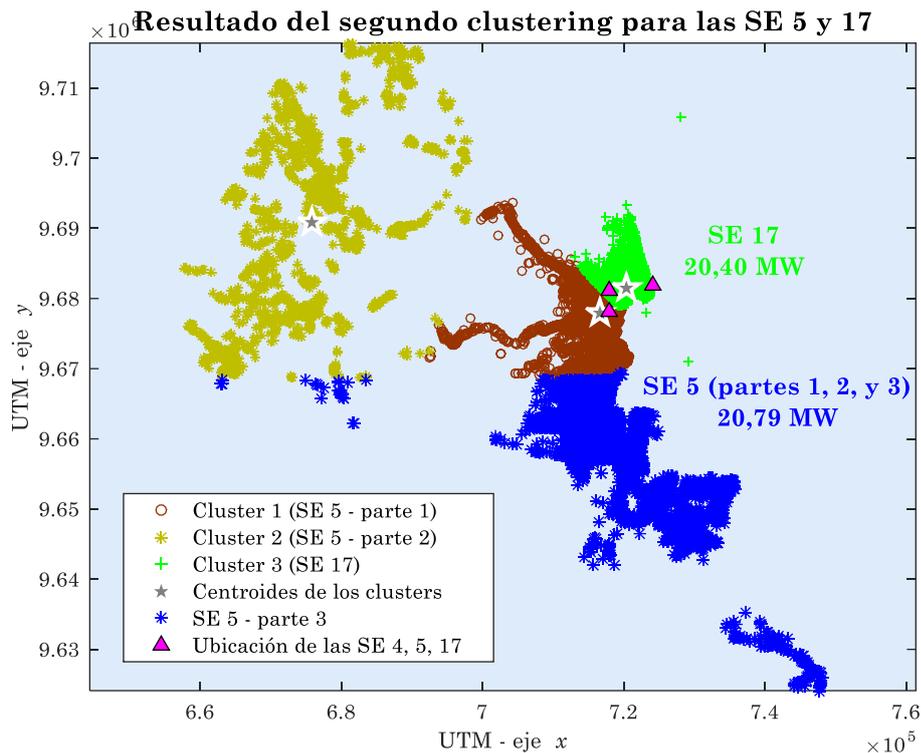


Figura 3.3. Resultado del segundo *clustering* para las subestaciones 05 y 17.

Fuente: Autores.

En la *Figura 3.3* se puede apreciar la obtención de 3 clústeres a partir del clúster 1 de la *Figura 3.2*, con lo que se define el área de cobertura de la subestación 17 Los Cerezos (color verde) al cubrir una demanda de 20,40 MW; la subestación 05 El Arenal cubre una demanda de 20,79 MW al juntar los clústeres restantes (colores marrón, azul, y dorado), obteniendo el equilibrio de carga deseado. Es importante señalar que, en cada ejecución *k-means* devolvía la ubicación del centroide de cada clúster, razón por la cual se utilizaron las métricas de distancia y métodos de inicialización especificados anteriormente, pues se deseaba obtener agrupamientos que contengan a las subestaciones en mención.

Una vez definida el área de cobertura de las subestaciones 04 Parque Industrial, 05 El Arenal, y 17 Los Cerezos se procede al siguiente paso de la metodología: óptima asignación de clientes proyectados a transformadores existentes dentro del área de cobertura.

3.2. Asignación de clientes proyectados a transformadores existentes

Se procede a la asignación de clientes proyectados a transformadores existentes cuya cargabilidad y radio de cobertura lo permitan. En primer lugar, se filtran todos

los transformadores existentes de cargabilidad menor al 80%, además, deben ser aéreos y de distribución. Posteriormente, se filtran todos aquellos clientes proyectados dentro del área de cobertura cuya demanda sea inferior a 12 kW (para ser asumidos por la distribuidora según la Resolución No. ARCONEL 005/17, [33]). La optimización de la asignación de clientes se realizó mediante el Algoritmo *Greedy* modificado.

Los radios de cobertura de los transformadores deben asegurar que la caída de voltaje de la acometida a cualquier cliente esté dentro de los límites permisibles. Sin embargo, no es objeto de estudio del presente proyecto realizar un análisis minucioso de la red de bajo voltaje, ante esto se realizó un análisis estadístico obteniendo radios de cobertura mínimos, máximos, y promedios de transformadores existentes. De esta manera, es posible estimar dichos radios y que sean válidos dentro de los rangos establecidos.

La *Tabla 3.2* contiene los radios de cobertura comunes de los transformadores aéreos de distribución existentes, de las subestaciones 04 Parque Industrial y 05 El Arenal.

TABLA 3.2.
Radios de cobertura elegidos para cada transformador.
Fuente: Autores.

Potencia [kVA]	Radios de cobertura (en metros) analizados		
	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 o mayores	150	200	250

El *Algoritmo 3.1* muestra el pseudocódigo utilizado considerando las restricciones y valores de entrada. Los datos de ingreso de los clientes son: ubicación geográfica y demanda, mientras para los transformadores se requiere: potencia nominal, ubicación geográfica, y cargabilidad. Se parte del cálculo de la potencia real disponible de cada

transformador (pot_disp), a un límite de cargabilidad del 95%; se ordena de mayor a menor el vector obtenido. Es necesario calcular la matriz de distancias euclidianas, $dist$, entre cada i -ésimo transformador hasta cada j -ésimo cliente. Posteriormente, se evalúa la cobertura mediante la estructura de condición de la línea 8, es decir, un cliente podrá ser cubierto por un transformador existente sólo si está dentro del radio de cobertura R de dicho transformador, si la potencia disponible del mismo es mayor a cero, y si el cliente no ha sido servido anteriormente por ningún otro transformador. 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.

ALGORITMO 3.1.

Algoritmo Greedy Modificado utilizado para la óptima asignación de clientes proyectados a Te.

Fuente: Autores.

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 descendentemente 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**
-

Los resultados obtenidos de la ejecución del *Algoritmo 3.1* se muestran en la *Tabla 3.3*:

TABLA 3.3.
Resultados obtenidos tras la ejecución del algoritmo Greedy.
Fuente: Autores.

	Cientes proyectados dentro del área de cobertura	Cientes cubiertos por algún Te	Cientes No cubiertos
Número de clientes	4.434	2.103	2.331
Demanda [MW]	2,77	1,25	1,52

En la *Figura 3.4* se muestra el resultado de cobertura de transformadores existentes hacia los clientes proyectados elegidos por el algoritmo.

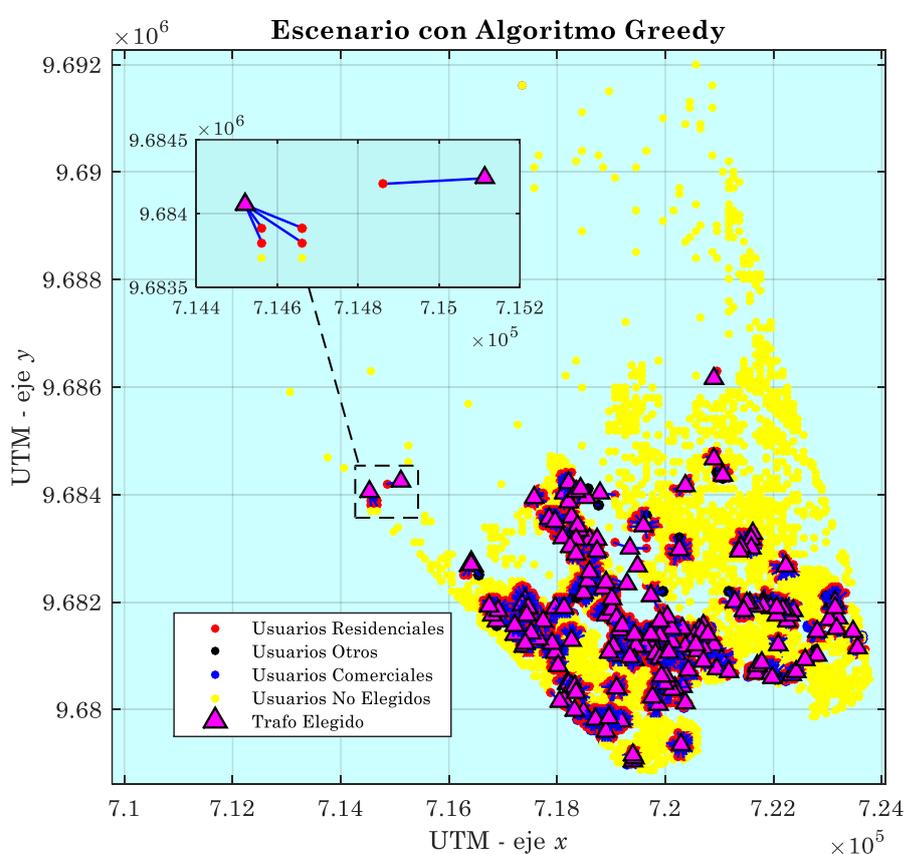


Figura 3.4. Cobertura de transformadores existentes hacia clientes proyectados.
Fuente: Autores.

Continuando con la metodología del proyecto, se debe optimizar la cantidad de transformadores proyectados para cubrir a los clientes no elegidos.

3.3. Asignación de clientes proyectados a transformadores proyectados

Los 2.331 clientes no elegidos, en su mayoría, están ubicados en zonas rurales o de poca densidad de transformadores existentes. Para su cobertura, se ubicarán sitios o

transformadores candidatos en los vértices de una cuadrícula donde cada lado corresponderá a un radio de cobertura de 200 o 250 metros (estos valores son estimados del análisis estadístico realizado anteriormente), como se muestra en la *Figura 3.5*. Se procederá a optimizar el número de transformadores con los que se cubra la totalidad de clientes proyectados.

ALGORITMO 3.2.

Algoritmo *Set Cover Modificado* utilizado para el óptimo número de Tp.

Fuente: Autores.

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. $A_{l(i,j)} \leftarrow 1$
 9. **else**
 10. $A_{l(i,j)} \leftarrow 0$
 11. **end**
 12. **end**
 13. **end**
 13. **for** $i \leftarrow 1 : 100$
 14. Llamar a la función $SetCoverModificado(A_1, Porc)$
 15. Obtener *activos, cubiertos* del llamado anterior
 16. **end**
 17. Obtener el menor número de transformadores de las 100 iteraciones
-

El *Algoritmo 3.2* muestra el pseudocódigo utilizado donde la subfunción *SetCoverModificado* (línea 14) es desarrollada en [34], [35]. La función devuelve un vector de celdas que contiene las coberturas de cada transformador elegido hacia cada

cliente proyectado, pero, al basarse en una estrategia *Greedy* se obtienen diferentes óptimos locales por lo que es necesario ejecutar un número determinado de veces y rescatar el respectivo mínimo global. Se parte de un escenario de sitios candidatos con 639 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*, se procede a ejecutar el *Algoritmo 3.2*.

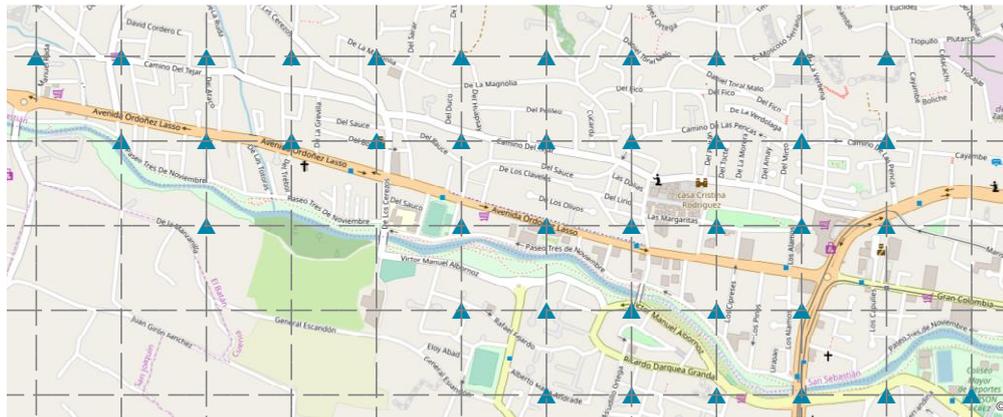


Figura 3.5. Ubicación de transformadores proyectados candidatos en los vértices de la cuadrícula.
Fuente: Autores.

En la *Figura 3.6* se puede apreciar el número de transformadores obtenidos en cada una de las cien iteraciones elegidas:

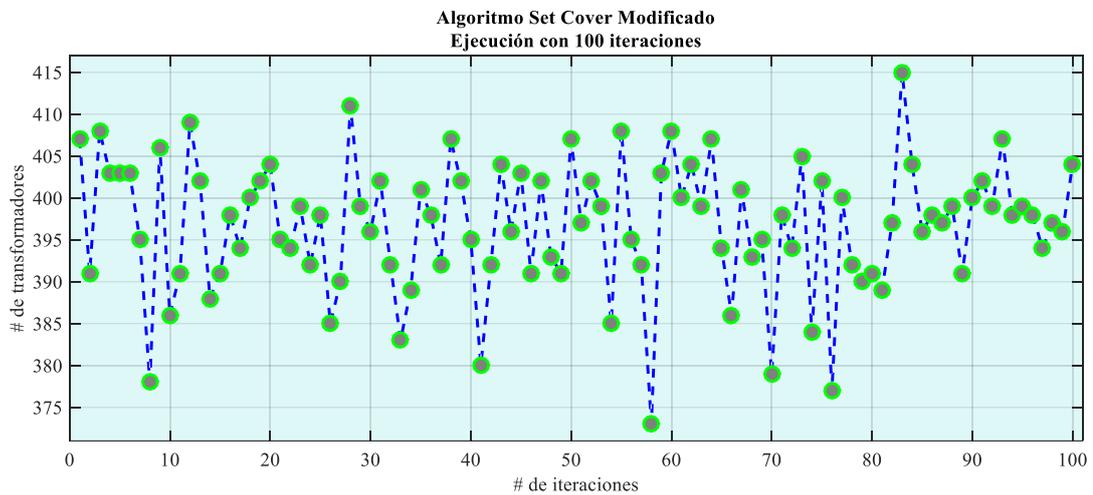


Figura 3.6. Ejecución del algoritmo de *SetCoverModificado* con cien iteraciones.
Fuente: Autores.

Para un adecuado tiempo de ejecución se eligieron cien iteraciones (considérese que se repiten varios mínimos locales). Al ordenar descendientemente los datos se puede encontrar el óptimo global, como se aprecia en la *Figura 3.7*:

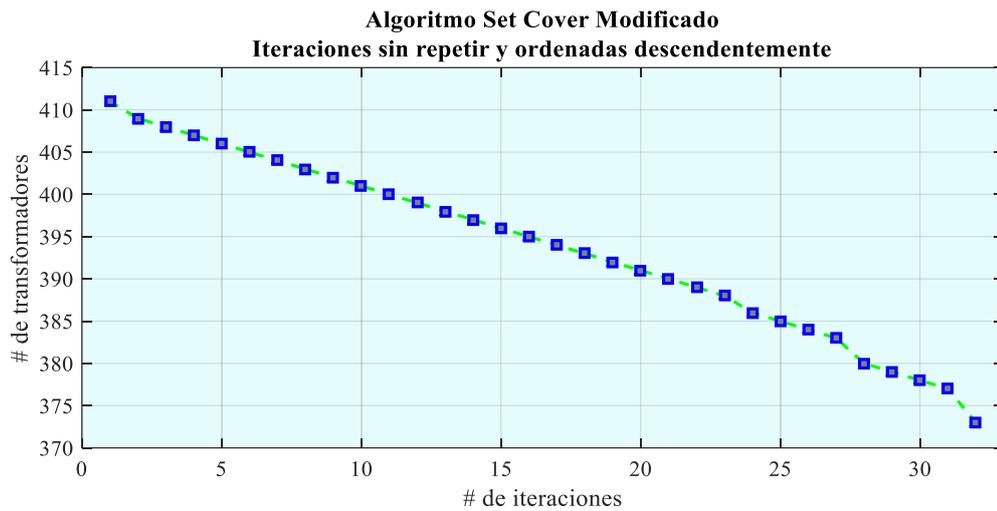


Figura 3.7. Obtención del óptimo global en las cien iteraciones.
Fuente: Autores.

Con 373 transformadores proyectados de un total de 639, el algoritmo *Set Cover* [36], [37] cubre la totalidad de clientes proyectados no elegidos. En la *Figura 3.8* se aprecia la cobertura de cada transformador proyectado elegido hacia cada cliente proyectado correspondiente.

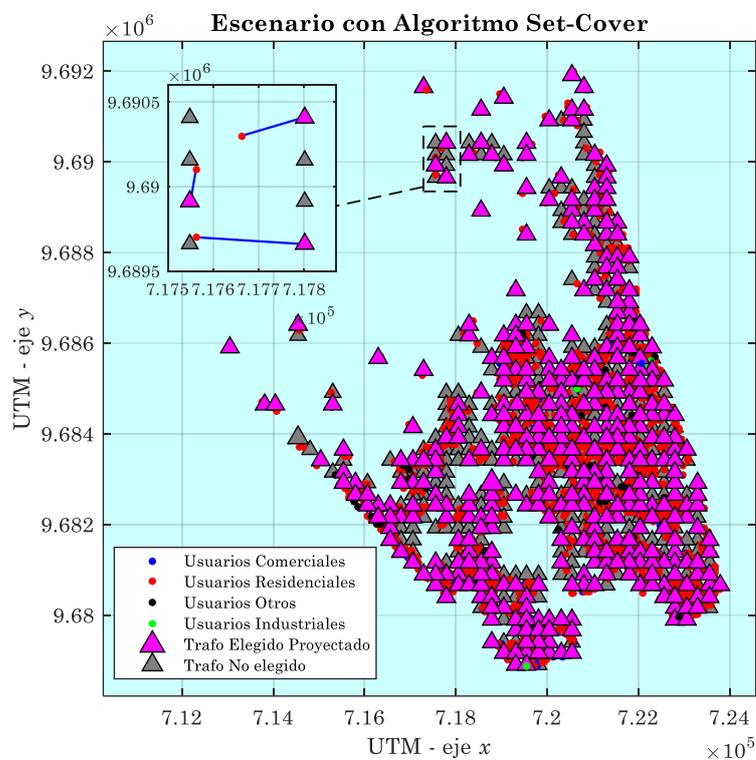


Figura 3.8. Escenario de cobertura de transformadores proyectados a clientes proyectados.
Fuente: Autores.

Al tener la totalidad de clientes proyectados cubiertos tanto por transformadores existentes, y por transformadores proyectados, se procede a la optimización del despliegue de alimentadores de medio voltaje, desde dos posibles escenarios: con la subestación ubicada en la Av. Los Cerezos, y con la ubicación propuesta por el proyecto. Se resumen a continuación los transformadores a ser agrupados respectivamente en los alimentadores:

TABLA 3.4.
Resumen de transformadores de la subestación 17.
Fuente: Autores.

Transformadores	Cantidad	Demanda [MW]
Industriales	29	0,79
Existentes	287	14,81
Existentes reasignados (<i>Greedy</i>)	263	3,30
Proyectados (<i>Set Cover</i>)	373	1,52
TOTAL	952	20,40

La *Tabla 3.4* detalla el tipo de transformadores dentro del área de cobertura de la nueva subestación 17 Los Cerezos. A los clientes cuya demanda es mayor a 12 kW se les asignó su respectivo transformador considerado como *industrial*, los transformadores *existentes* hacen referencia a los pertenecientes a las subestaciones 04 Parque Industrial y 05 El Arenal que están dentro del área de cobertura de la S/E 17, los transformadores *existentes* reasignados son aquellos elegidos por el *Algoritmo 3.1*, y finalmente los transformadores *proyectados* son los elegidos por el *Algoritmo 3.2*. El total de la demanda difiere en 7,4 kW del total obtenido por el agrupamiento *k-means* debido a que se asignó una cargabilidad promedio para algunos transformadores existentes.

3.4. Obtención de escenarios para el despliegue de alimentadores

A partir de este punto se obtendrán dos escenarios de estudio para el despliegue de alimentadores: el primero con la ubicación de la S/E 17 en la Av. Los Cerezos, propuesta por CENTROSUR, y la segunda ubicación obtenida con los métodos de optimización propuesta por los autores (Av. Abelardo J. Andrade).

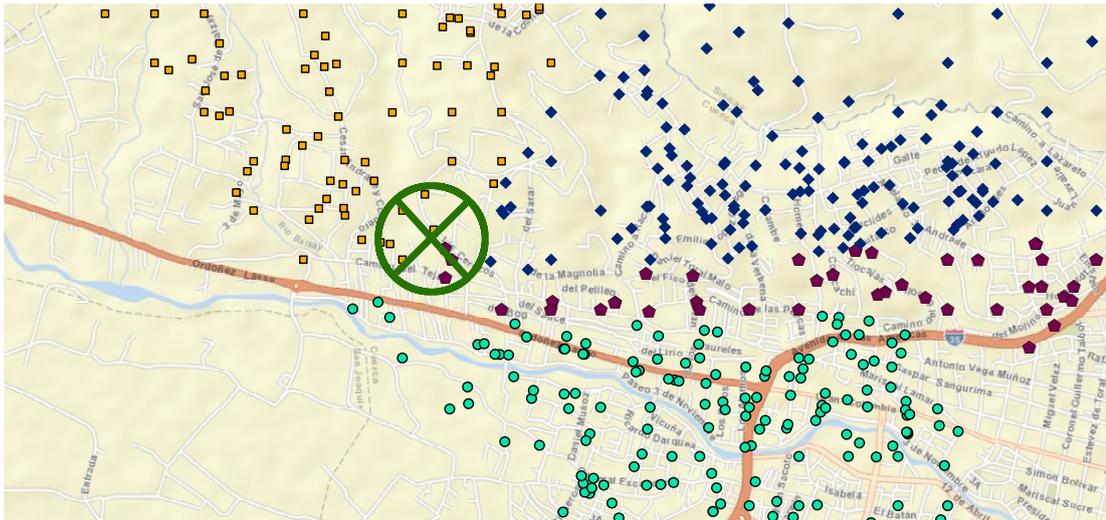


Figura 3.9. Primer escenario: Transformadores cercanos a las salidas de los alimentadores de la subestación con la ubicación propuesta por CENTROSUR.

Fuente: Autores.

Para el agrupamiento de transformadores en cada alimentador se consideró prioritario la ecuanimidad de la demanda y no el número de transformadores en cada uno, quedando dos escenarios como se muestra en la *Figura 3.9* y la *Figura 3.10*.

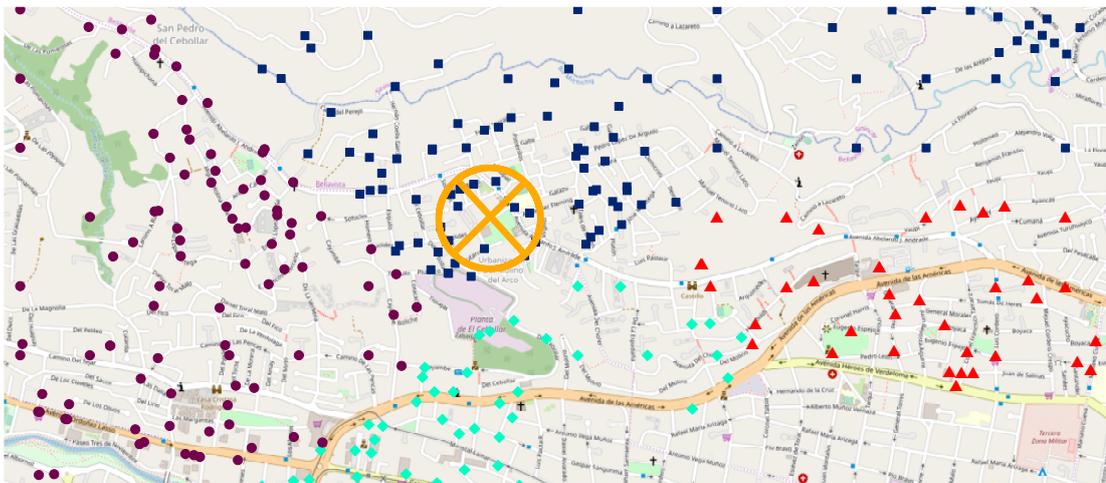


Figura 3.10. Segundo escenario: Transformadores cercanos a las salidas de los alimentadores de la subestación con la ubicación propuesta por los Autores.

Fuente: Autores.

La *TABLA 3.5* muestra el número de transformadores por alimentador en cada escenario obtenido:

TABLA 3.5.
Transformadores por alimentador en cada escenario obtenido.
Fuente: Autores.

Escenario 1	Transformadores	Escenario 2	Transformadores
Alimentador 1721	226 (amarillo)	Alimentador 1721	456 (azul)
Alimentador 1722	420 (azul)	Alimentador 1722	141 (cyan)
Alimentador 1723	127 (violeta)	Alimentador 1723	254 (violeta)
Alimentador 1724	179 (cyan)	Alimentador 1724	101 (rojo)

3.5. Despliegue óptimo de la topología en medio voltaje

Se procederá a la optimización del despliegue de alimentadores en medio voltaje desde la subestación hacia cada uno de los transformadores.

ALGORITMO 3.3.
Algoritmo utilizado para optimizar las rutas desde la subestación hacia cada transformador.
Fuente: Autores.

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**
-

Para encontrar la ruta más óptima se utilizó *Dijkstra* [38], [39], para calcular las distancias entre nodos georreferenciados se utilizó *Haversine* [40], [41], y para obtener

la matriz de nodos y enlaces georreferenciados del mapa *OpenStreetMap* se utilizaron las funciones detalladas en [34], [42], la integración de estas funciones se muestra en el *Algoritmo 3.3*.

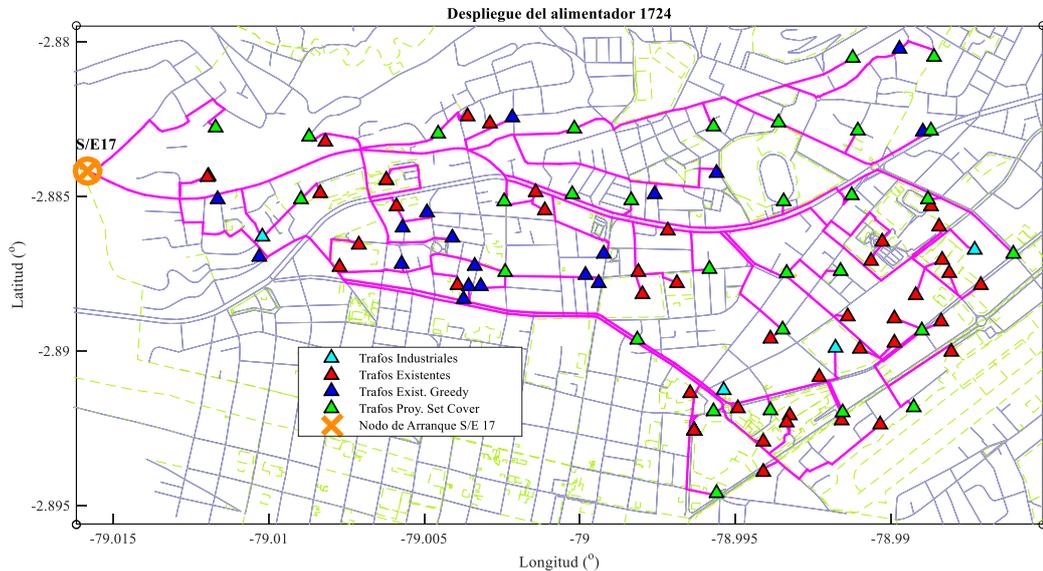


Figura 3.11. Ejemplo del despliegue del alimentador 1724 del escenario 2.
Fuente: Autores.

El *Algoritmo 3.3* se aplica para cada alimentador de cada escenario, en la *Figura 3.11* se puede apreciar un ejemplo del resultado obtenido. Para el análisis de resultados es necesario calcular las pérdidas de potencia activa debidas al despliegue de conductores y asociarlas a su costo respectivo. Cabe recalcar que 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 dentro de zonas restringidas (centro histórico, zonas rurales sin vías de acceso, entre otras) pues, de lo contrario, se les asigna un peso infinito para que el algoritmo no las considere, en base a la parametrización de polígonos con contorno en las zonas excluidas. Las gráficas resultantes de cada topología se muestran en el *Anexo 1* y *Anexo 2*.

3.6. Determinación de las pérdidas de potencia activa en los alimentadores de cada escenario debidas al transporte de energía

La topología radial del sistema eléctrico en medio voltaje, y las consideraciones de configuración 3F4C para conductores, hacen factible la aplicación del método de Ardvinson para el cálculo de las pérdidas de potencia activa según la ecuación (1). El

Algoritmo 3.4 se implementa para el cálculo de las pérdidas de potencia en cada alimentador:

ALGORITMO 3.4.

Algoritmo para determinar las pérdidas de potencia activa por alimentador.

Fuente: Autores.

Pseudocódigo: $perdidas = losses_ardvinson(trafos_demandas, rutas, pesos)$

1. Cargar datos de demanda de cada transformador por alimentador
 2. Cargar rutas $[n_1 \dots n_k]$ de cada transformador devueltas por *dijkstra*
 3. Cargar pesos de cada enlace $[n_{1,2} \dots n_{k-1,k}]$ del grafo georreferenciado
 4. Juntar todos los enlaces de cada ruta en un solo vector $[rutas_todo]$
 5. $rutas_nuevo \leftarrow unique(rutas_todo)$ //Eliminar enlaces repetidos
 6. $DM \leftarrow accumarray(rutas_nuevo, pesos)$ //Obtener demandas acumuladas
 7. **for** $i \leftarrow 1 : length(DM)$ //Calcular las pérdidas por enlace de la ruta
 8.
$$\Delta P_i = \left(\frac{DM_i}{22} \right)^2 \cdot 0,3281 \cdot pesos_i \cdot 10^{-6}$$
 9. **end**
 10. $perdidas \leftarrow sum(\Delta P_i)$
-

La resistencia y reactancia de los conductores, para la configuración 3F4C de ACSR 3/0 y 1/0, se determinaron mediante la impedancia de secuencia positiva: $0,328 + j0,4334 \Omega/km$. Con el cálculo de las pérdidas de potencia activa por alimentador se podrá determinar el costo de la energía.

CAPÍTULO IV:
ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con la obtención de los dos escenarios de optimización, en cuanto al despliegue de los alimentadores, se realizará el análisis de resultados, así como la determinación de los costos de pérdidas de energía anual debidas al transporte de energía.

4.1. Análisis de pérdidas de potencia y caídas de voltaje debidas al transporte de energía para el escenario 1

En la *Tabla 3.4* (del capítulo anterior) se muestra el número de transformadores por alimentador (con la subestación ubicada en la Av. Los Cerezos). Al implementar el *Algoritmo 3.3* y *Algoritmo 3.4* para la optimización del despliegue, cálculo de pérdidas y caídas de voltaje, se obtienen los resultados que se muestran en la *Tabla 4.1*:

TABLA 4.1.
Análisis de resultados del Escenario 1.
Fuente: Autores.

Alimentador	Número de enlaces	Longitud total[¥] [km]	Pérdidas totales[‡] [kW]	Máx. Caída de Voltaje [%]
1721	2.438	82,17	14,33	0,98
1722	4.707	132,62	21,56	0,87
1723	958	35,31	78,79	2,49
1724	1.365	38,84	29,78	0,95
TOTAL	9.468	288,95	144,47	2,49

[¥]: Se refiere a longitud total por conductor del alimentador.

[‡]: Se refiere a pérdidas de potencia activa debido al transporte de energía.

En la *Tabla 1.1* se estableció la máxima caída de voltaje permisible (3% en áreas urbanas y 5% en áreas rurales), de esta manera se verifica el cumplimiento de esta restricción en el escenario actual. Para determinar la factibilidad económica del escenario se hará uso del método Relación Beneficio/Costo detallado en [28]. Los costos por pérdidas de energía debidas al transporte de energía consideran el costo amortizado en forma lineal (con horizonte a 15 años, que es el tiempo de vida útil de los alimentadores) del sistema en explotación constante. La comparación de beneficios y costos del escenario 1 se detalla en la sección 4.3.

4.2. Análisis de pérdidas de potencia y caídas de voltaje debidas al transporte de energía para el escenario 2

El análisis se realiza con la subestación en la ubicación propuesta, se implementan nuevamente el *Algoritmo 3.3* y *Algoritmo 3.4* de la optimización del despliegue, cálculo de pérdidas y caídas de voltaje, con lo cual se obtienen los resultados de la *Tabla 4.2*:

TABLA 4.2.
Análisis de resultados del Escenario 2.
Fuente: Autores.

Alimentador	Número de enlaces	Longitud total [¥] [km]	Pérdidas totales [†] [kW]	Máx. Caída de Voltaje [%]
1721	5.135	151,52	11,42	0,92
1722	1.158	31,12	20,55	0,86
1723	2.211	72,02	17,79	0,81
1724	780	27,36	19,41	0,76
TOTAL	9.284	282,01	69,18	0,92

¥: Se refiere a longitud total por conductor del alimentador.

†: Se refiere a pérdidas de potencia activa debido al transporte de energía.

La máxima caída de voltaje es 0,92% debiéndose a la equilibrada distribución de carga en el despliegue del alimentador, además de estar dentro de los límites permisibles. De igual manera que en el escenario 1, los costos de pérdidas de energía activa debido al transporte de energía se detallan en la sección 4.3.

4.3. Comparación técnica y económica (RBC) de resultados obtenidos en los escenarios 1 y 2

La metodología propuesta en el presente proyecto permite determinar el área de cobertura de la nueva subestación 17 Los Cerezos, posteriormente se asignaron algunos clientes proyectados a transformadores existentes, y luego se optimiza la asignación de los no elegidos a transformadores proyectados. Al analizar el sistema en medio voltaje, se obtuvieron dos agrupamientos de transformadores por alimentador: el primero con la subestación ubicada en la Av. Los Cerezos, y el segundo con la ubicación propuesta en la Av. Abelardo J. Andrade. La comparación de los dos escenarios permite determinar la opción técnica y económica más viable, al enfrentar

las variables como pérdidas de potencia activa debidas al transporte de energía, y sus costos.

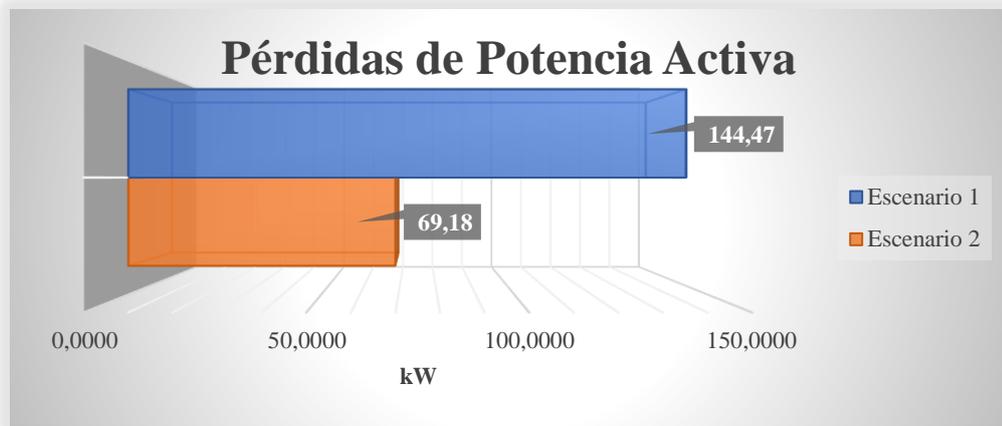


Figura 4.1. Comparación de las pérdidas de potencia activa por transporte de energía entre los escenarios 1 y 2.
Fuente: Autores.

En la *Figura 4.1* se comparan las pérdidas de potencia activa entre los escenarios 1 y 2, donde se puede observar que técnicamente el escenario 2 es el factible. En la *Figura 4.2* se muestran los porcentajes de pérdidas de potencia por transporte de energía de cada escenario respecto a la potencia de la subestación (20,40 MW), donde nuevamente el escenario 2 es el factible.

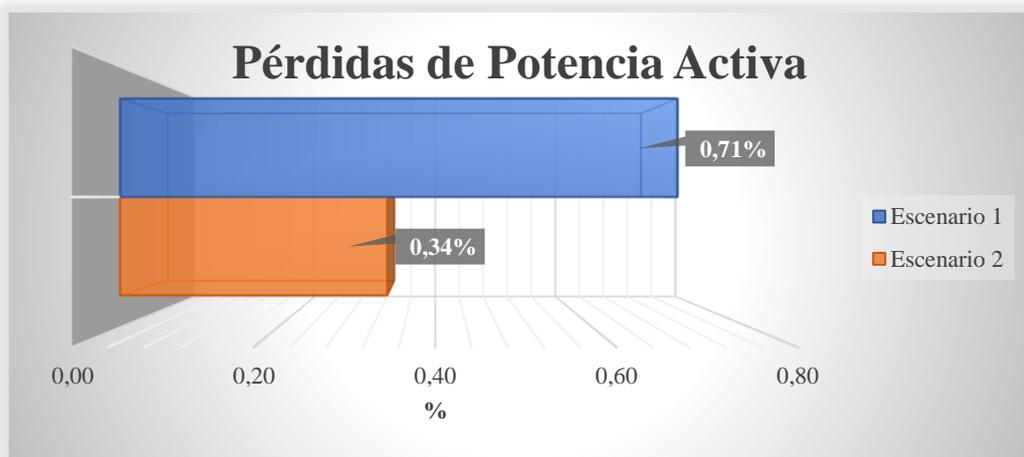


Figura 4.2. Porcentaje de pérdidas de potencia activa por transporte de energía respecto a la potencia de la subestación entre los escenarios 1 y 2.
Fuente: Autores.

La comparación del beneficio y costo de los dos escenarios se realizará mediante una amortización lineal (con horizonte a 15 años, que es el tiempo de vida útil de los

alimentadores) del sistema en explotación constante. Se considera, además, la inversión del sistema en función de los costos de: adquisición y montaje, reparaciones de capital, mantenimiento y liquidación; el costo de las pérdidas por transporte de energía en medio voltaje que están en función del costo del material (conductores) y mano de obra. Toda la información de precios unitarios fue otorgada por la CENTROSUR y se muestra en el *Anexo 4*.

La *Tabla 4.3* muestra el beneficio y costo totales del sistema amortizado linealmente a 15 años. El análisis completo y detallado se muestra en el *Anexo 3*.

TABLA 4.3.
Resumen del beneficio y costo de los escenarios en comparación a 15 años.
Fuente: Autores.

Años	Beneficio [USD]	Costo [USD]
0 (2021)	\$ 72.052,63	\$ 7.682,95
1 (2022)	\$ 70.562,78	\$ 7.287,25
⋮	⋮	⋮
15 (2036)	\$ 52.666,89	\$ 3.475,88
TOTAL	\$ 990.207,72	\$ 85.161,23

La RBC obtenida es de 11,63 y al ser un indicador de viabilidad de ejecución del proyecto se considera como aceptable (mayor a 1). Las técnicas de optimización establecieron una diferencia sustancial tanto técnica como económicamente del escenario planificado (subestación ubicada en la Av. Los Cerezos), justificándose su validación.

En el *Anexo 5* se muestran posibles puntos candidatos para realizar la interconexión entre alimentadores proyectados y existentes de cada escenario obtenido. Se deja como análisis *a posteriori* la comprobación de las pérdidas totales en la subestación: subtransmisión, transporte de energía, negras, entre otras.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- Se van a tratar conclusiones enfocadas tanto en el diseño de un sistema eléctrico de distribución como en la implementación de una metodología que desagrega técnicas y métodos de optimización que permiten optar por una planificación más fiable técnica y económicamente, siendo este el mayor aporte dado en el presente trabajo académico, además, todos los escenarios fueron tratados con datos reales georreferenciados.
- En la determinación del área de cobertura de la nueva subestación 17 Los Cerezos se pudo obtener resultados válidos con los métodos de agrupamiento de datos basados en el *Algoritmo 2.1*. Para el equilibrio de demandas fue importante no considerar el Parque Industrial por la dificultad de transferir la red eléctrica de sus clientes a nuevas subestaciones, de esta manera 15.248 clientes siguen siendo servidos por la subestación 04 Parque Industrial, y los 103.423 restantes fueron reagrupados.
- La carga asignada a los transformadores existentes con cargabilidad disponible, cubrió el 47,43% de clientes proyectados dentro del área de cobertura. La importancia del *Algoritmo 3.1* (de *Greedy* modificado) reside en el corto tiempo de ejecución y manejo de escenarios grandes de datos, siendo importante realizar un correcto análisis estadístico de radios de cobertura para transformadores de similar potencia como: universo de transformadores de determinada potencia, distancia de cobertura al cliente más lejano, densidad de cobertura de carga. La validación del resultado obtenido es factible porque se logró mejorar la cargabilidad de los transformadores, que en algunos casos presentaban una subutilización de carga existente.
- Con respecto a la optimización de clientes proyectados no elegidos del proceso de reasignación de carga a transformadores existentes, se vio oportuno el uso del *Algoritmo 3.2*, sobre la base de un *Set Cover Modificado*, pues al partir de una estrategia *Greedy*, se pudo obtener el resultado deseado en un tiempo adecuado de ejecución, además de llegar a un óptimo global dado un número de iteraciones convenientes. La importancia del *Algoritmo 3.2* reside en su rápida respuesta ante

la escalabilidad, pues el mismo problema podía ser resuelto mediante programación lineal (MILP) pero se obtuvieron más de 60.000 restricciones, dado que es un problema de crecimiento exponencial lo cual hace que sea intratable a nivel computacional frente a grandes escenarios de datos. Finalmente, se resalta que con las técnicas propuestas se pudo asignar de forma óptima, clientes proyectados a transformadores candidatos, con tiempos de ejecución razonablemente adecuados.

- Con respecto a la optimización en el despliegue de alimentadores en medio voltaje se pudieron analizar dos escenarios de estudio, que difieren en la ubicación de la subestación. En el primero se propuso utilizar la ubicación propuesta por CENTROSUR (en la Av. Los Cerezos) para agrupar los transformadores hasta obtener los cuatro alimentadores. El segundo escenario consistió en proponer la óptima ubicación de la subestación mediante un equilibrio de la demanda de todos los alimentadores (en la Av. Abelardo J. Andrade), volviendo a utilizar el *Algoritmo 2.1* (de base *k*-means) para agrupamiento de datos.
- La comparación técnica y económica de los dos escenarios obtenidos presentó una amplia ventaja del escenario propuesto respecto al existente debiéndose a la menor utilización de enlaces o calles para el óptimo despliegue de los alimentadores. Es importante señalar la integración de algunos algoritmos en el *Algoritmo 3.3*: el algoritmo de *Haversine* permitió hallar la distancia en metros entre dos puntos de la superficie global en tiempos de ejecución válidos, los algoritmos de generación del grafo georreferenciado desde *OpenStreetMap* permitieron obtener la matriz de enlaces y nodos de las calles y vías para el despliegue de alimentadores, y finalmente el algoritmo de *Dijkstra* permitió hallar la ruta óptima desde el nodo inicial hasta cada uno de los transformadores. La validación económica requiere del cálculo de las pérdidas de potencia activa por alimentador, la implementación del *Algoritmo 3.4* permitió computarizar este procedimiento, en base al modelo de cálculo de Ardivinson (especialmente válido para el caso de estudio), acumulando la demanda por enlace.
- Los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología propuesta, permitieron resolver el problema de estudio y proponer una alternativa como escenario basado en técnicas de optimización respecto del escenario planificado. Sus respectivas validaciones económicas y técnicas permitieron obtener una diferencia en ahorro

por pérdidas de energía anuales en cuanto al escenario basado en técnicas de optimización.

5.2. Recomendaciones y futuros trabajos

Las recomendaciones que se presentan a continuación son referentes a la consecución de los resultados en cada una de las etapas de la metodología:

- Para el *agrupamiento k-means* es recomendable modificar los métodos de inicialización y las métricas de distancia, para obtener diferentes escenarios de agrupamiento. Mediante estas consideraciones se pudo obtener un equilibrio de la demanda. Sin embargo, puede hacerse uso de algoritmos de similar aplicación tales como *k-medoids*, o incluso de metaheurísticas que no sólo agrupen en función de la cantidad de datos sino también de sus respectivas demandas.
- Para la *optimización mediante el algoritmo Greedy* es recomendable considerar todas las restricciones de selección de transformadores, tales como: radio y capacidad de cobertura de cada transformador. Si bien el algoritmo no presenta problemas en cuanto a escalabilidad, se puede optar por algoritmos genéticos basados en esta estrategia, pensando en obtener el óptimo global.
- Para la *optimización mediante el algoritmo Set Cover Modificado* es recomendable utilizar o basarse en estrategias *Greedy* para la ejecución en tiempos relativamente cortos, en especial debidos a los problemas de escalabilidad. Se comprobó que al utilizar MILP, con más de 60.000 restricciones, no se pudo llegar a la convergencia mediante el software LP Solve[®]. La múltiple ejecución del algoritmo permite obtener diferentes escenarios de optimización, pues, en los sistemas de distribución, la optimización global no siempre es garantizada por el menor número de transformadores.
- Para la *optimización del despliegue de topología de los alimentadores* es recomendable trabajar con el algoritmo *Dijkstra* frente al algoritmo de *Bellman-Ford*, o incluso frente a *Floyd-Warshall*, pues permitió obtener las rutas óptimas en tiempos relativamente cortos. También, es recomendable parametrizar polígonos en áreas donde se desea que no sean consideradas para que sean tratadas como restricciones en el algoritmo y asignar un peso infinito a los enlaces que estén dentro del mismo, esto permite realizar una teselación más adecuada de la región de planeación.

- Para la *georreferenciación de un mapa* se recomienda utilizar el paquete de funciones compatibles con MATLAB[®] ofrecidas por *OpenStreetMap*, esto permite obtener matrices de nodos y enlaces para trabajar de forma más cómoda ante grafos georreferenciados. Para graficar los resultados obtenidos en la optimización del despliegue de la topología es importante considerar sólo los enlaces no repetidos, pues si se grafican todos los enlaces devueltos por *Dijkstra* entonces el resultado contendrá demasiada información imposibilitando su control gráfico. También es necesario crear enlaces dirigidos manualmente en ciertas vías o calles que crucen con ríos, pues por lo general se cortan con algunos trayectos.

Los futuros trabajos que se pudieran realizar, luego de la consecución de los resultados del presente proyecto, se basan en la utilización de nuevas técnicas de optimización, citadas a continuación:

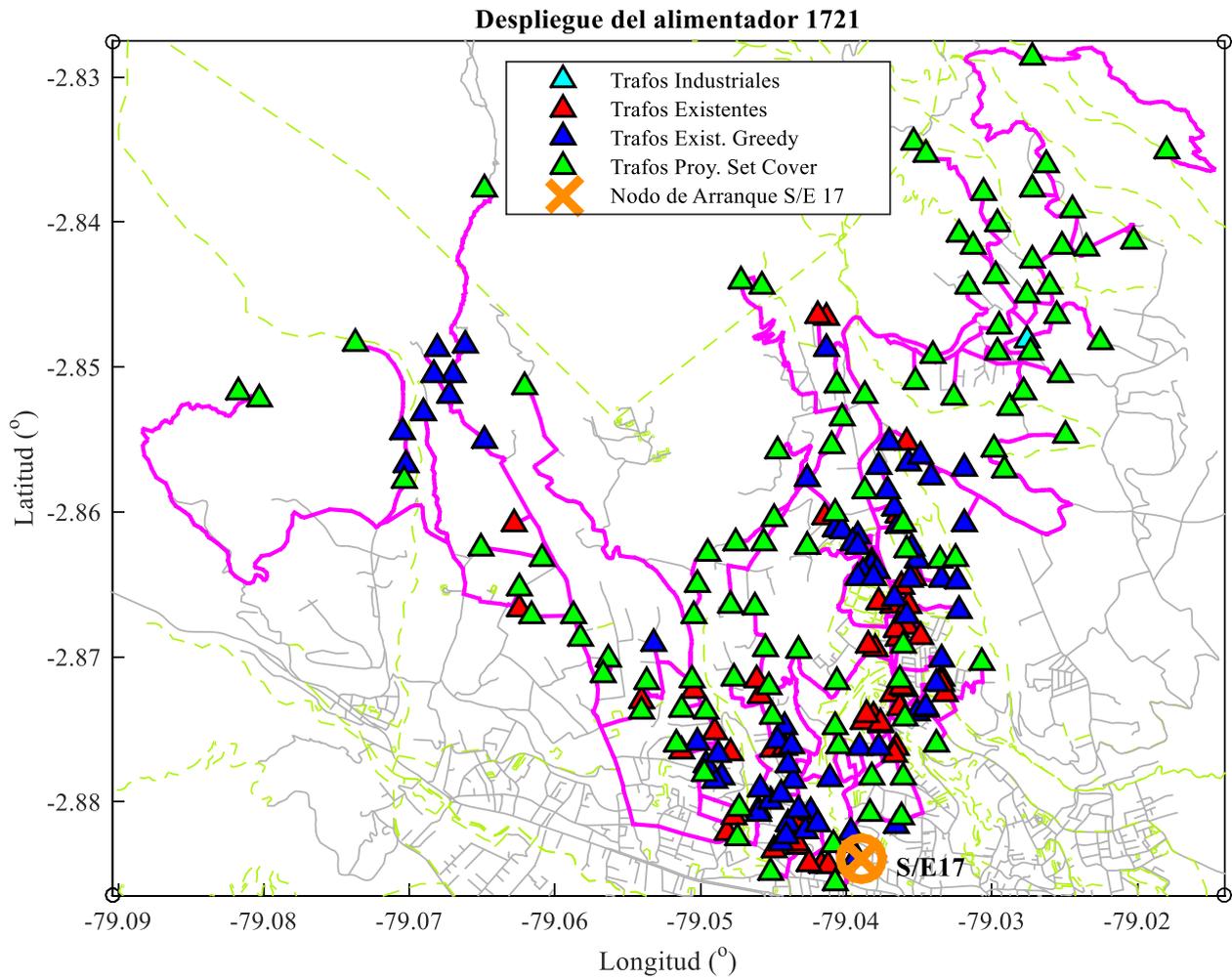
- ❖ La implementación de nuevas técnicas para el óptimo agrupamiento de datos, al considerar la demanda de cada cliente y no sólo su posición.
- ❖ La implementación de técnicas metaheurísticas como Algoritmos Genéticos (AG), Algoritmos de Colonia de Hormigas (ACO), Recocido Simulado (Simulated Annealing), Algoritmos de Evolución Diferencial (DEA), para encontrar el óptimo global en las asignaciones de clientes proyectados a transformadores candidatos existentes y/o proyectados.
- ❖ La implementación de otros algoritmos de búsqueda gráfica que permitan trabajar directamente con grafos georreferenciados, además de la determinación de los costes de pérdidas de energía.

ANEXOS

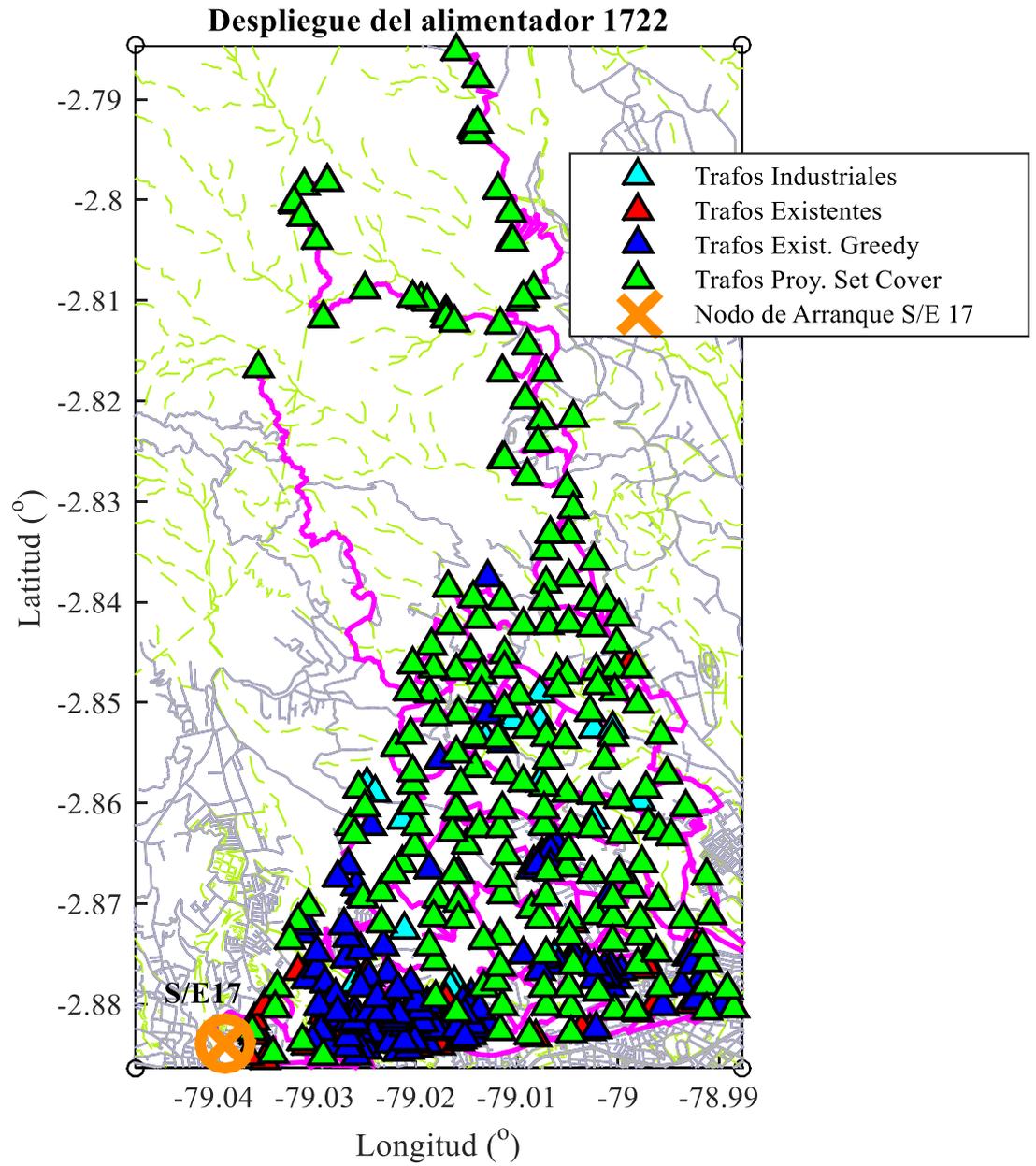
Anexo 1:

Despliegue de alimentadores del escenario 1

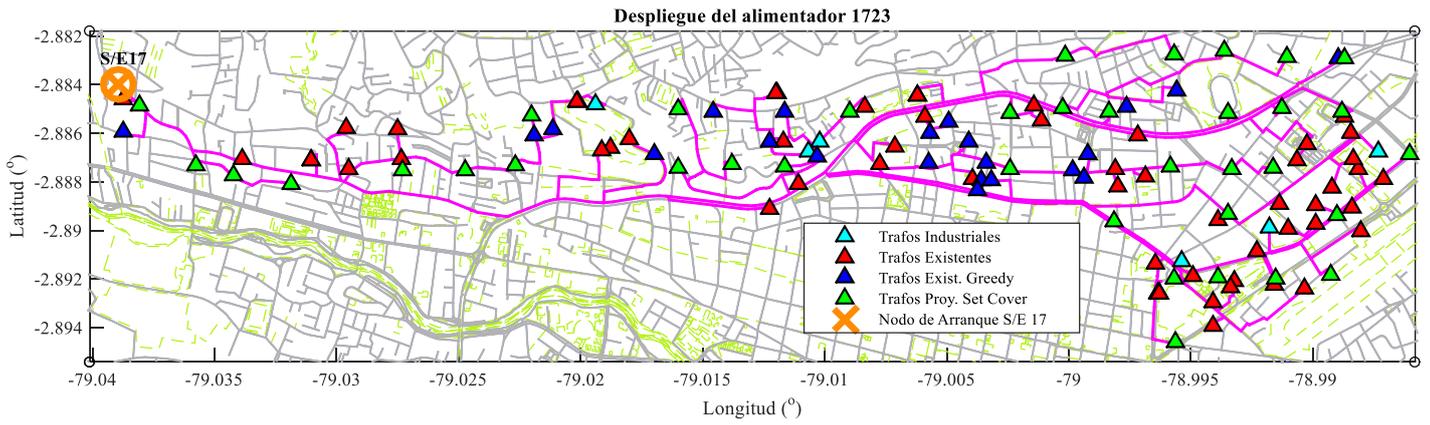
Anexo 1.1: Alimentador 1721



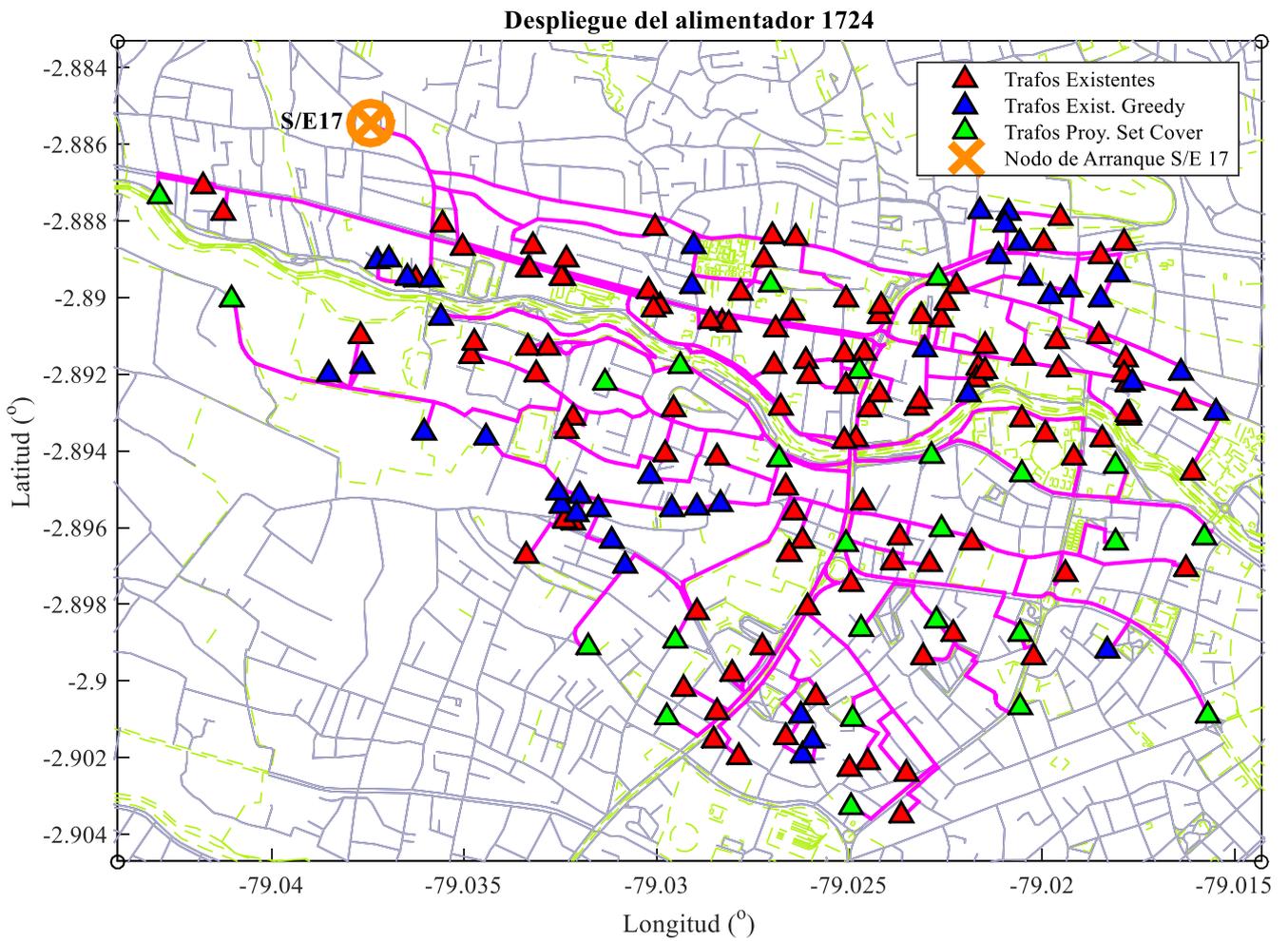
Anexo 1.2: Alimentador 1722



Anexo 1.3: Alimentador 1723

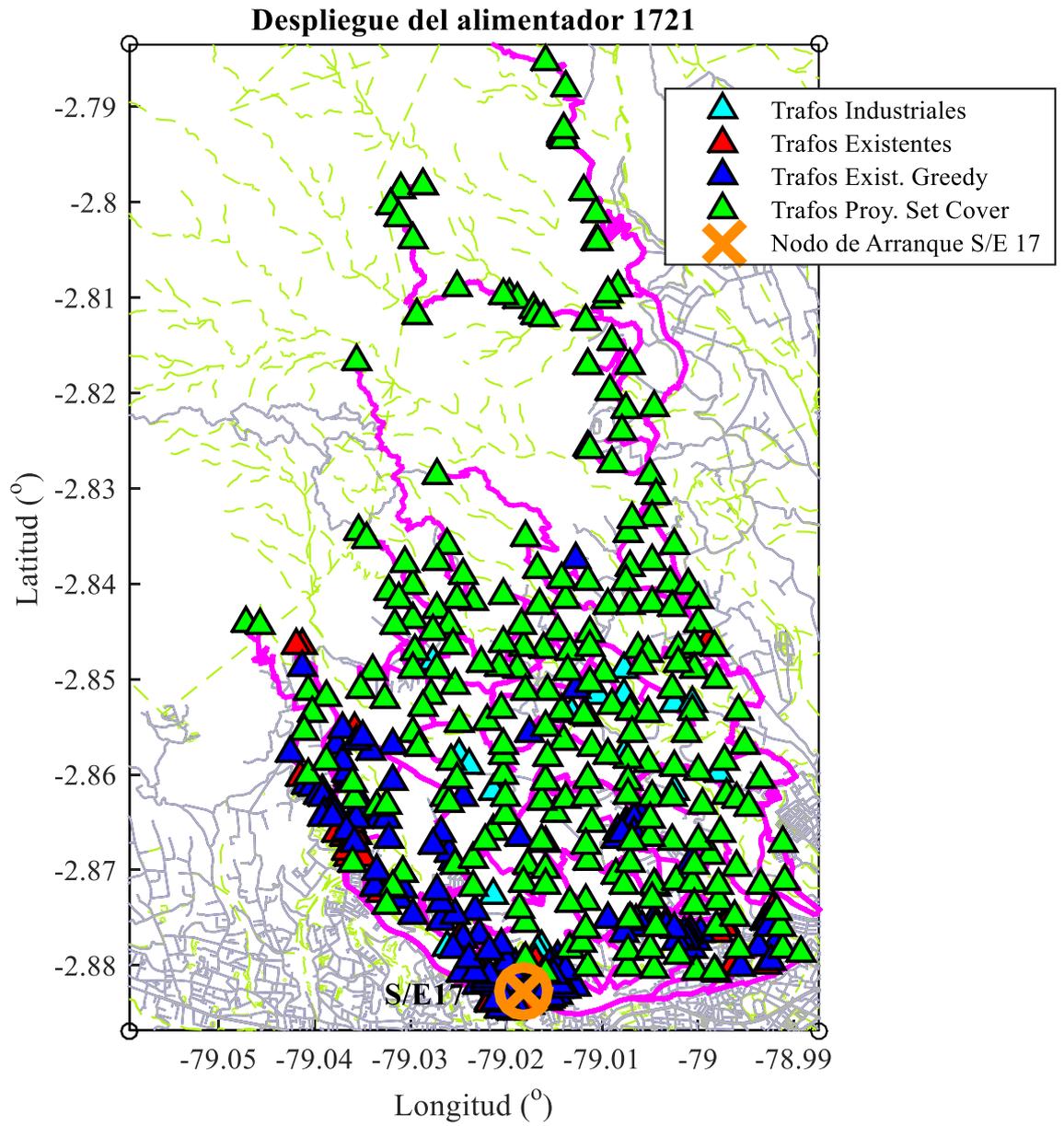


Anexo 1.4: Alimentador 1724

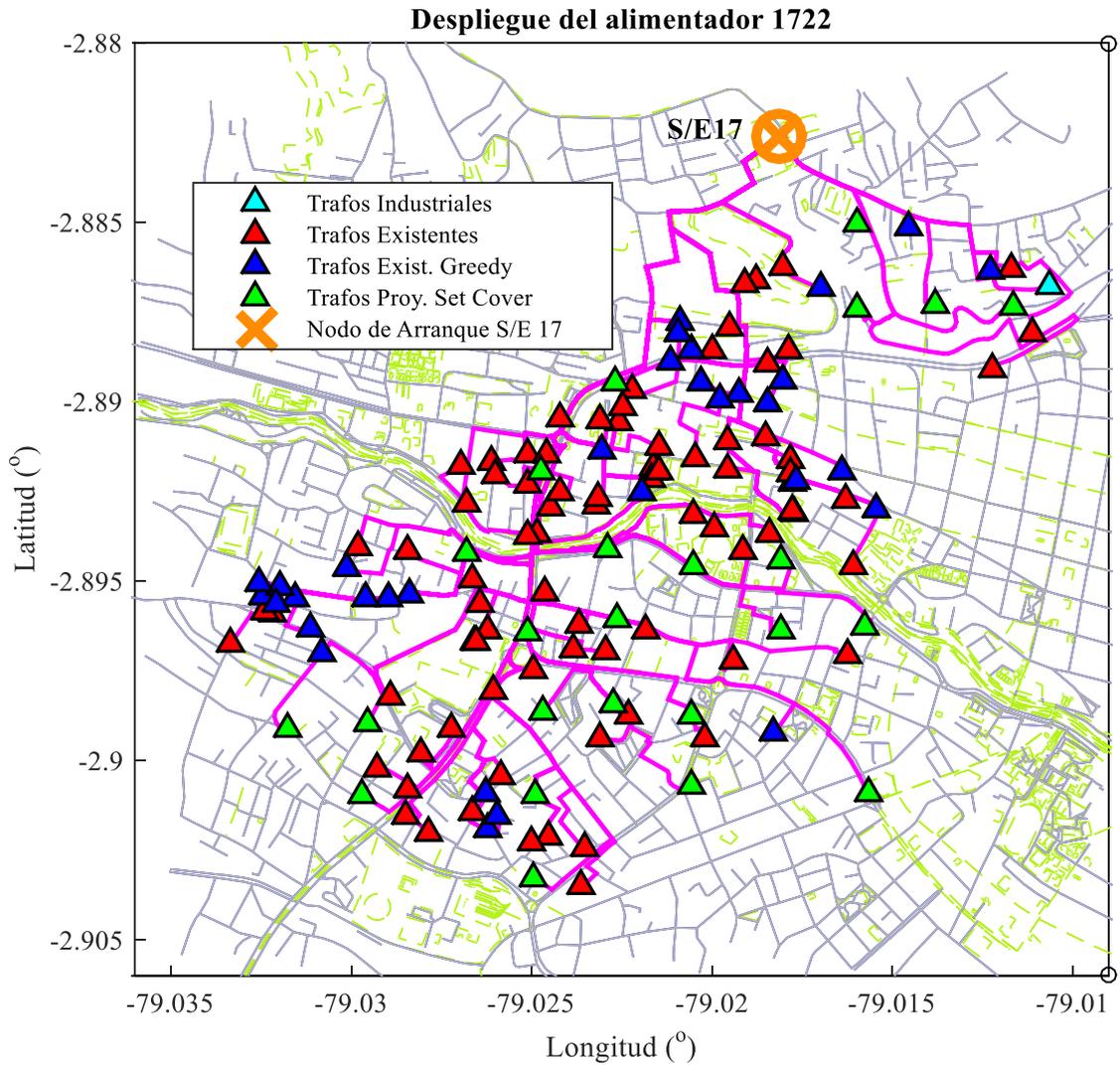


Anexo 2:
Despliegue de alimentadores del escenario 2

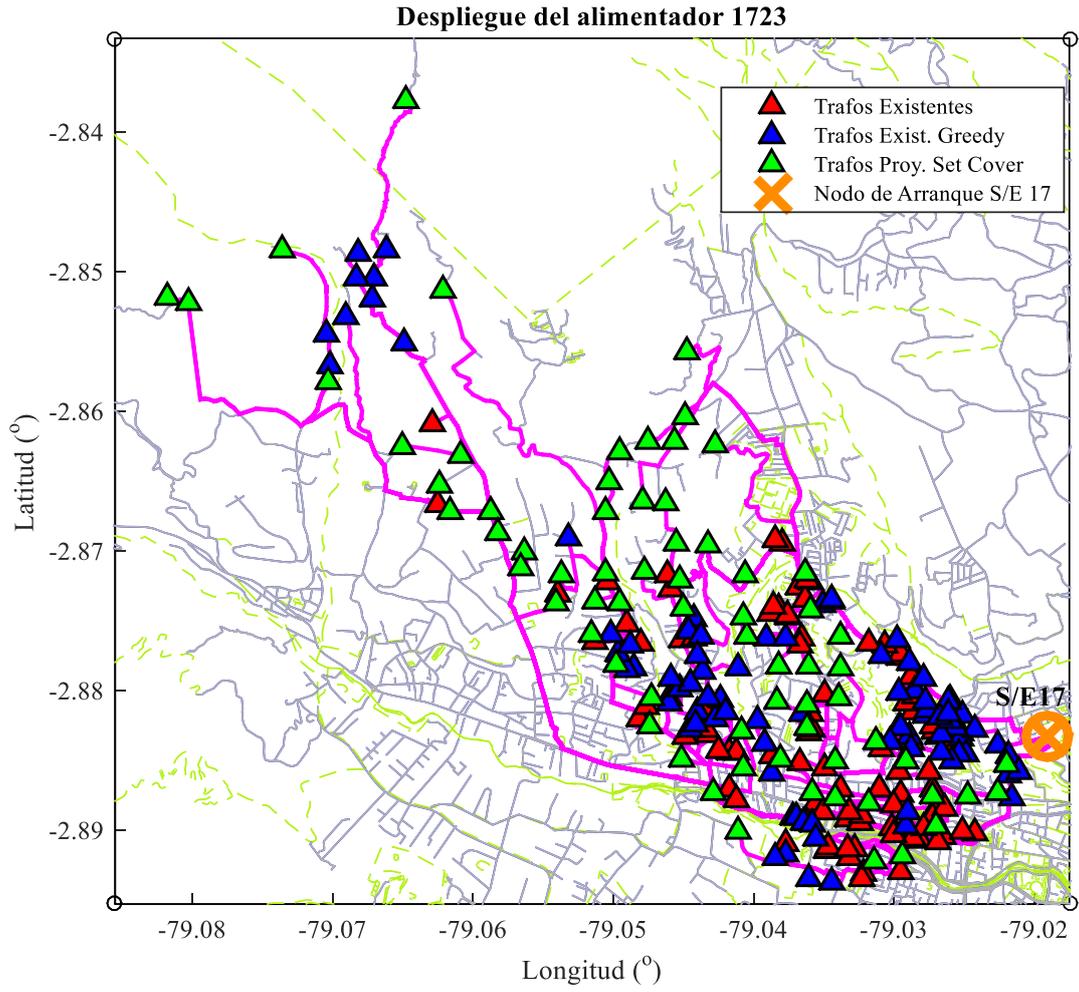
Anexo 2.1: Alimentador 1721



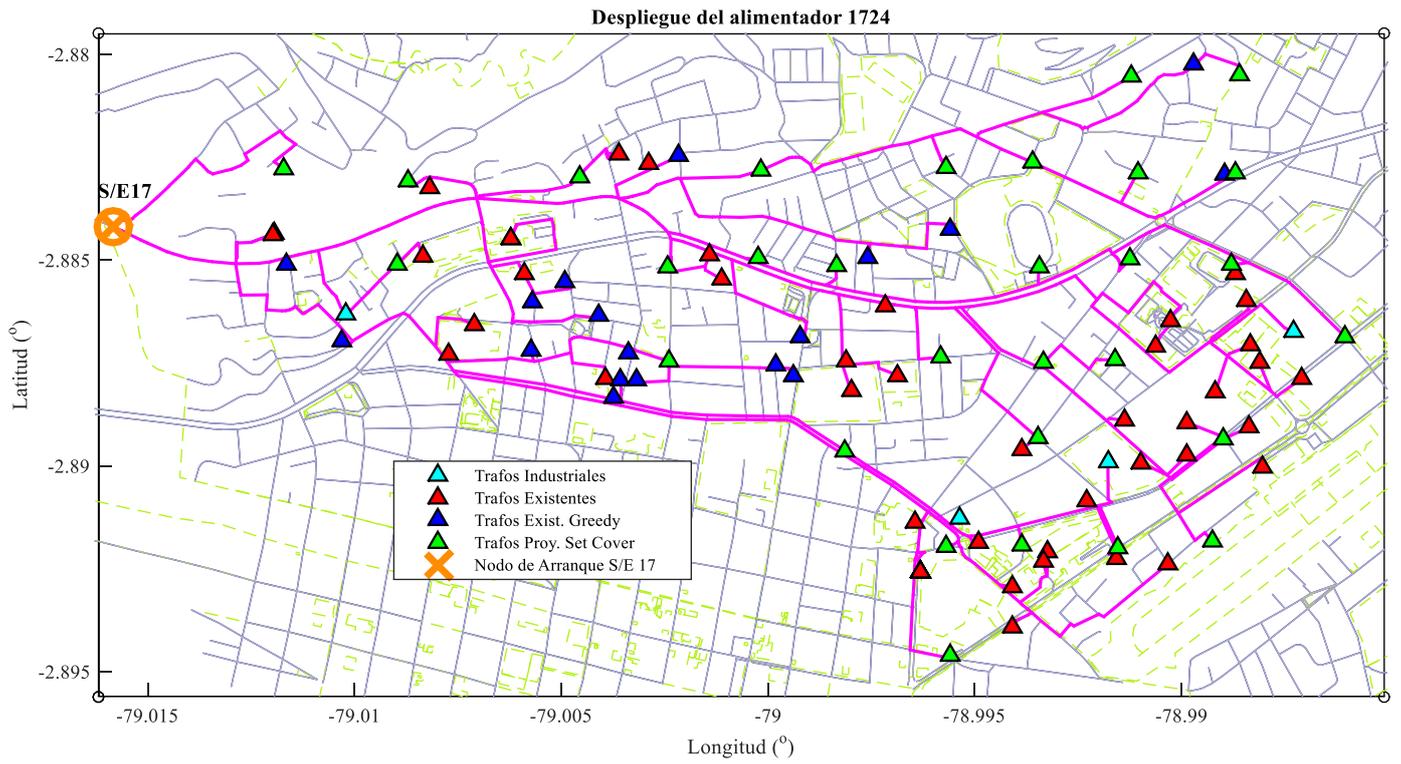
Anexo 2.2: Alimentador 1722



Anexo 2.3: Alimentador 1723



Anexo 2.4: Alimentador 1724



Anexo 3:
Análisis económico de la Relación Beneficio/Costo

Los parámetros que integran el costo de inversión de un sistema están en función de los costos de adquisición y montaje, costos de reparaciones de capitales, costos de mantenimiento y liquidación. Para realizar un RBC entre los dos escenarios resultantes del estudio, se consideró los costos directos del transporte de energía de medio voltaje, que incluye el calibre del conductor de la fase y del neutro.

El costo de amortización del sistema en función de la longitud se determina con la siguiente expresión:

$$K_{asep} = (3 \cdot K_{afase} + K_{aneutro}) \cdot L_{sist}$$

K_{afase} = Costo amortizado de la fase conductor 3/0.

$K_{aneutro}$ = Costo amortizado del neutro conductor 1/0.

L_{sist} = Longitud del sistema.

Donde:

$$K_{afase} = \frac{Ki}{Ta}$$

Ta = Tiempo de inversión 15 años.

$$Ki = Fo + Kr + Km - Kl$$

Fo = Valor de los costos de adquisición y mano de obra de la red USD. (DIDIS-2018, CENTROSUR)

Kr = 1,8* Fo costos de reparaciones de capitales USD.

Km = 0,2* Fo costos de mantenimiento USD.

Kl = 0,8* Fo costos de liquidación USD.

Beneficio

Diferencia entre el costo total de energía al año de los escenarios resultantes del estudio, considerando la tasa de retorno de inversión en una proyección de 15 años.

$$Beneficio = \frac{K\Delta P_{escenario_2} - K\Delta P_{escenario_1}}{(1+ri)^t}$$

ri = Tasa de retorno de inversión 5,43% del Banco Central del Ecuador (diciembre 2018)

t = Tiempo de análisis en años.

Costo

Costo amortizado del conductor del sistema, considerando la tasa de retorno de inversión en una proyección de 15 años.

$$Costo = \frac{ka_{SEP(escenario2)} - ka_{SEP(escenario1)}}{(1+ri)^t}$$

La RBC obtenida es de 11,63 a partir de:

Análisis Económico											
		Escenario 2					Escenario 1				
#	Año	$\frac{1}{(1+ri)^t}$	S(t)2 [MVA]	S(t)1 [MVA]	ΔP [MW]	K ΔP [USD]	ΔP [MW]	K ΔP [USD]	Beneficio [USD]	Costo [USD]	VAN [USD]
0	2021	1.000	21.691	21.612	0.144	\$ 137,244.14	0.069	\$ 65,191.51	\$ 72,052.63	\$ 7,682.95	\$ 64,369.68
1	2022	0.948	22.396	22.314	0.149	\$ 141,704.58	0.071	\$ 67,310.24	\$ 70,562.78	\$ 7,287.25	\$ 63,275.53
2	2023	0.900	23.124	23.039	0.154	\$ 146,309.98	0.074	\$ 69,497.82	\$ 69,103.74	\$ 6,911.94	\$ 62,191.80
3	2024	0.853	23.875	23.788	0.159	\$ 151,065.05	0.076	\$ 71,756.50	\$ 67,674.87	\$ 6,555.95	\$ 61,118.92
4	2025	0.809	24.651	24.561	0.164	\$ 155,974.67	0.079	\$ 74,088.58	\$ 66,275.54	\$ 6,218.30	\$ 60,057.24
5	2026	0.768	25.452	25.359	0.170	\$ 161,043.84	0.081	\$ 76,496.46	\$ 64,905.14	\$ 5,898.03	\$ 59,007.11
6	2027	0.728	26.280	26.184	0.175	\$ 166,277.77	0.084	\$ 78,982.60	\$ 63,563.09	\$ 5,594.26	\$ 57,968.82
7	2028	0.691	27.134	27.035	0.181	\$ 171,681.80	0.087	\$ 81,549.53	\$ 62,248.78	\$ 5,306.14	\$ 56,942.64
8	2029	0.655	28.016	27.913	0.187	\$ 177,261.45	0.089	\$ 84,199.89	\$ 60,961.65	\$ 5,032.86	\$ 55,928.79
9	2030	0.621	28.926	28.820	0.193	\$ 183,022.45	0.092	\$ 86,936.39	\$ 59,701.13	\$ 4,773.65	\$ 54,927.48
10	2031	0.589	29.866	29.757	0.199	\$ 188,970.68	0.095	\$ 89,761.82	\$ 58,466.67	\$ 4,527.79	\$ 53,938.89
11	2032	0.559	30.837	30.724	0.205	\$ 195,112.23	0.098	\$ 92,679.08	\$ 57,257.75	\$ 4,294.59	\$ 52,963.15
12	2033	0.530	31.839	31.723	0.212	\$ 201,453.37	0.102	\$ 95,691.15	\$ 56,073.81	\$ 4,073.41	\$ 52,000.41
13	2034	0.503	32.874	32.754	0.219	\$ 208,000.61	0.105	\$ 98,801.11	\$ 54,914.36	\$ 3,863.61	\$ 51,050.75
14	2035	0.477	33.942	33.818	0.226	\$ 214,760.63	0.108	\$ 102,012.15	\$ 53,778.89	\$ 3,664.62	\$ 50,114.26
15	2036	0.452	35.045	34.917	0.233	\$ 221,740.35	0.112	\$ 105,327.54	\$ 52,666.89	\$ 3,475.88	\$ 49,191.01
Total									\$ 990,207.72	\$ 85,161.23	

Anexo 4:
Precios Unitarios otorgados por CENTROSUR

Los precios que se muestran a continuación fueron otorgados por CENTROSUR:

Precios Unitarios de Conductores					
Descripción	PU [mts]	PU [km]	M.O. [USD]	Ki [USD]	Ka [USD/km]
CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 2 AWG	\$ 0.63	\$ 630.00	\$ 305.42	\$ 2,057.92	
CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 1/0 AWG	\$ 1.07	\$ 1,070.00	\$ 309.89	\$ 3,035.76	\$ 202.38
CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 3/0 AWG	\$ 1.68	\$ 1,680.00	\$ 379.46	\$ 4,530.81	\$ 302.05
CONDUCTOR HILO GUARDA OPGW14	\$ 2.50	\$ 2,500.00	\$ 650.00	\$ 6,930.00	
CONDUCTOR HILO GUARDA OPGW28	\$ 3.30	\$ 3,300.00	\$ 780.95	\$ 8,978.09	
CONDUCTOR DESNUDO ALUMINIO 300ACSR	\$ 4.80	\$ 4,800.00	\$ 1,808.55	\$ 14,538.81	
CONDUCTOR DESNUDO ALUMINIO 477ACSR	\$ 6.70	\$ 6,700.00	\$ 2,506.25	\$ 20,253.75	
CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE TIPO XLPE 15 KV 90°C CALIBRE 1/0 AWG	\$ 9.00	\$ 9,000.00	\$ 1,608.55	\$ 23,338.81	

Anexo 5:
Puntos de interconexión candidatos

En el diseño de la red de medio voltaje podemos definir la ubicación de posibles sitios candidatos de interconexión con las subestaciones 04 Parque Industrial y 05 El Arenal. Esto servirá para un análisis futuro de transferencia de carga, brindando confiabilidad del sistema en condiciones de falla, contingencias programadas o mantenimiento.

Para determinar la factibilidad de un sitio candidato, es necesario analizar las pérdidas de potencia generales que involucran pérdidas de la red de subtransmisión, del transformador de potencia y de la red de medio voltaje. De esta manera se puede determinar pérdidas negras y comparar con indicadores que puedan garantizar que el sistema cumpla su funcionalidad de una forma adecuada en condiciones normales o forzadas. Es importante analizar las corrientes nominales y de cortocircuito, y la coordinación de protecciones en todo el sistema para realizar el diseño completo de una subestación.

Puntos de interconexión candidatos para el Escenario 1				
Interconexión entre		Ubicación	UTM	
Alimentador Proyectado	Alimentador Existente		<i>Coord. x</i>	<i>Coord. y</i>
1721	0427	Sector Mayancela, Camino a Sinincay	722516.5980	9685157.4490
	0423	Sector Parque de la Luz, Calle Juan Strobbel	723557.7650	9681596.6330
1722	0510	Av. Carlos Arizaga Vega	718696.2950	9679734.6713
	0526	Av. Américas	719031.8320	9679069.1060
	0522	Av. Américas	719081.8740	9679070.4838
1723	0529	Av. Ordoñez Lazo	717263.8740	9680798.0640
	0529	Sector Sayausí, Calle la Floresta	715287.1228	9683001.0186
1724	0422	Av. Américas	723595.8670	9681140.3000
	0423	Barrial Blanco y Julio Jaramillo	723613.9430	9681475.9110

Puntos de interconexión candidatos para el Escenario 2				
Interconexión entre		Ubicación	UTM	
Alimentador Proyectado	Alimentador Existente		<i>Coord. x</i>	<i>Coord. y</i>
1721	0529	Av. Ordoñez Lazo	717263.8740	9680798.0640
	0529	Sector Sayausí, Calle la Floresta	715287.1228	9683001.0186
1722	0427	Sector Mayancela, Camino a Sinincay	722516.5980	9685157.4490
	0423	Sector Parque de la Luz, Calle Juan Strobbel	723557.7650	9681596.6330
1723	0422	Av. Américas	723595.8670	9681140.3000
	0423	Barrial Blanco y Julio Jaramillo	723613.9430	9681475.9110
1724	0510	Av. Carlos Arizaga Vega	718696.2950	9679734.6713
	0526	Av. Américas	719031.8320	9679069.1060
	0522	Av. Américas	719081.8740	9679070.4838

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Departamento de Planificación, “Lineamientos para la Planificación de la Distribución.” CENTROSUR, 2017.
- [2] J. Pérez *et al.*, “Una heurística eficiente aplicada al algoritmo K-means para el agrupamiento de grandes instancias altamente agrupadas”, vol. 22, núm. 2, pp. 607–619, 2018.
- [3] J. Zhao, F. Pang, T. Huang, y Y. Liu, “Genetic algorithm based on Greedy strategy in the 0-1 Knapsack Problem”, *2009 Third Int. Conf. Genet. Evol. Comput.*, pp. 105–107, 2009.
- [4] T. Stern, “Seminar in Theoretical Computer Science: Set Cover Problem”. MIT, pp. 1–5, 2006.
- [5] D. Graph, E. Graph, H. Graph, A. Matrix, y I. Matrix, “Dijkstra’s algorithm”, pp. 1–9, 2010.
- [6] “CENTROSUR implementará nueva subestación”, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.centrosur.gob.ec/?q=node/1066>.
- [7] J. Zhang, Q. Jiang, Z. Zhou, Y. Lu, y Y. Yang, “A partitioning method for distribution network with flexible multi-state switches”, *Dianli Jianshe/Electric Power Constr.*, vol. 40, núm. 2, pp. 71–78, 2019.
- [8] L. Wang, J. Wu, T. Wang, y R. Han, “An optimization method based on random fork tree coding for the electrical networks of offshore wind farms”, *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 1340–1351, 2020.
- [9] P.-H. Cheng, T.-H. Huang, Y.-W. Chien, C.-L. Wu, C.-S. Tai, y L.-C. Fu, “Demand-side management in residential community realizing sharing economy with bidirectional PEV while additionally considering commercial area”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, 2020.
- [10] D. Gunopulos y G. Das, “Time-series similarity measures, and time series indexing”, en *ACM SIGMOD Conference*, 2001.
- [11] C. A. Charu y K. R. Chandan, *DATA CLUSTERING: Algorithms and Applications*. CRC Press, 2014.
- [12] A. Jain, “Data Clustering: 50 years beyond k-means”, *Pattern Recognit. Lett.*,

vol. 31, núm. 8, pp. 651–666, 2010.

- [13] S. P. Lloyd, “Least Squares Quantization in PCM”, 1982.
- [14] C. Manning, P. Raghavan, y H. Schütze, “Introduction to Information Retrieval”, vol. 1, 2010.
- [15] S. Z. Selim y M. A. Ismail, “K-Means-Type Algorithms: A Generalized Convergence Theorem and Characterization of Local Optimality”, *IEEE Trans. Pattern Anal. Mach. Intell.*, 1984.
- [16] D. Arthur y S. Vassilvitskii, “The advantages of careful seeding”, en *Proceedings of the Eighteenth Annual ACM-SIAM Symposium on Discrete Algorithms*, 2007, pp. 1027–1035.
- [17] “k-means clustering - MATLAB”. [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/help/stats/kmeans.html>. [Consultado: 02-jun-2019].
- [18] X.-S. Yang, *Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications*. New Jersey: WILEY, 2010.
- [19] F. J. Pelletier y M. H. J. Romanycia, “What is an heuristic?”, *Comput. Intell.*, vol. 1, núm. February, pp. 47–58, 1985.
- [20] E. Alba, *Parallel Metaheuristics: A New Class of Algorithms*. New Jersey: WILEY, 2005.
- [21] E. Horowitz, S. Sahni, y S. Rajasekaran, *Computer Algorithms*. New York: Computer Science Press, 1998.
- [22] T. Cormen, C. Leiserson, R. Rivest, y C. Stein, “Section 24.3: Dijkstra’s Algorithm”, en *Introduction to Algorithms*, Third., Massachusetts: MIT Press, 2009, pp. 658–664.
- [23] L. Pedraza, D. López, y O. Salcedo, “Enrutamiento basado en el algoritmo de Dijkstra para una red de radio cognitiva”, *Tecnura*, vol. 15, núm. 30, pp. 93–100, 2011.
- [24] S. Dutta, R. Chaki, y N. Chaki, “Optimal reactive routing protocol (ORRP): a new reactive routing protocol for the shortest path in ad hoc networks”, en *Annual IEEE India Conference*, 2006.
- [25] L. G. Almarales Almarales, “Estudio de métodos y modelos para el cálculo de

- pérdidas técnicas en redes de distribución secundarias”, Departamento de Eléctrica, 2012.
- [26] D. O. Anaut, G. F. di Mauro, G. Meschino, y J. A. Suárez, “Optimización de redes eléctricas mediante la aplicación de algoritmos genéticos”, *Inf. tecnológica*, vol. 20, núm. 4, pp. 137–148, 2009.
- [27] R. N. Carvajal Pérez, L. Laborí, y H. Silvio, “Efectividad del método de flujo con recurrencia en estudios de circuitos de distribución primaria”, *Ing. Energética*, vol. 34, núm. 1, pp. 78–87, 2013.
- [28] T. Guamán y J. Velecela, “Análisis técnico de la interconexión entre el alimentador 124 de la S/E Azogues 1 y el alimentador 221 de la S/E Azogues 2 pertenecientes a la Empresa Eléctrica Azogues C.A.”, Universidad Politécnica Salesiana, 2018.
- [29] C. Domnisoru y S. Member, “Using MATHCAD in Teaching Power Engineering”, *IEEE Trans. Education*, vol. 48, núm. 1, pp. 157–161, 2005.
- [30] A. Peralta-Sevilla, E. Inga, R. Cumbal, y R. Hincapié, “Optimum deployment of FiWi Networks using wireless sensors based on Universal Data Aggregation Points”, en *IEEE Colombian Conference on Communication and Computing (IEEE COLCOM 2015)*, 2015, pp. 1–6.
- [31] A. G. Peralta-Sevilla, F. Amaya-Fernández, y R. Hincapie, “Multiservice hybrid WDM/TDM-PON dimensioning using a heuristic method”, en *2014 IEEE Colombian Conference on Communications and Computing (COLCOM)*, 2014, pp. 1–5.
- [32] M. Amoroso y H. Ávila, “Aplicación de las técnicas de agrupamiento para la distribución cuasi-óptima de una red híbrida WDM-TDM/PON en cascada multinivel que da soporte a una Smart Grid o Smart City”, Universidad Politécnica Salesiana, 2015.
- [33] ARCONEL, *Regulación No. ARCONEL 005/17*. Ecuador, 2017, pp. 13–14.
- [34] J. Jara, “Aplicación de un modelo matemático de optimización para la planeación de redes de fibra óptica PON, aplicado a la ciudad de Gualaceo-Provincia del Azuay”, Universidad Politécnica Salesiana, 2017.
- [35] A. G. Peralta, “Planning of FiWi Networks to Support Communications

- Infrastructure of SG and SC”, en *Broadband Communications Networks*, A. Haidine y A. Aqqal, Eds. Rijeka: IntechOpen, 2018, pp. 317–342.
- [36] S. Dobrev *et al.*, “Improved analysis of the online set cover problem with advice”, *Theor. Comput. Sci.*, vol. 689, pp. 96–107, 2017.
- [37] A. Peralta, E. Inga, y R. Hincapie, “Optimal scalability of fiwi networks based on multistage stochastic programming and policies”, *IEEE/OSA J. Opt. Commun. Netw.*, vol. 9, núm. 12, pp. 1172–1183, 2017.
- [38] H. I. Kang, B. Lee, y K. Kim, “Path Planning Algorithm Using the Particle Swarm Optimization and the Improved Dijkstra Algorithm”, en *2008 IEEE Pacific-Asia Workshop on Computational Intelligence and Industrial Application*, 2008, vol. 2, pp. 1002–1004.
- [39] J. Kirk, “Dijkstra’s Minimum Cost Path Algorithm”. MATLAB Central File Exchange, 2015.
- [40] R. Smith, “Haversine”. MATLAB Central File Exchange, 2011.
- [41] Y. Dian Harja y R. Sarno, “Determine the best option for nearest medical services using Google maps API, Haversine and TOPSIS algorithm”, en *2018 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)*, 2018, pp. 814–819.
- [42] I. Filippidis, “OpenStreetMap Functions”, *MATLAB Central File Exchange*, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/35819-openstreetmap-functions>. [Consultado: 11-jul-2019].