

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad De Ingeniería En Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA
MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA**

*Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad Técnica del Norte previo a
la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico*

Autor:

Jonathan Isaac Paredes Acosta

Director:

MsC., Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel

Ibarra – Ecuador

Mayo 2021



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN

A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100347413-5		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Paredes Acosta Jonathan Isaac		
DIRECCIÓN:	Otavalo, Quichinche, Urbanización "San José de Quichinche"		
EMAIL:	jjparedesa@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	-	TELÉFONO MÓVIL:	0985255231

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.
AUTOR (ES):	Paredes Acosta Jonathan Isaac
FECHA: DD/MM/AAAA	26/05/2021
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 17 días del mes de junio de 2021

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jonathan Isaac Paredes Acosta', is written over a horizontal dotted line.

Paredes Acosta Jonathan Isaac

CERTIFICACIÓN

MsC., Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel

Director de Trabajo de Grado

Universidad Técnica del Norte

Por medio de la presente, en mi calidad de director del trabajo de grado titulado “RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA”, certifico que el presente trabajo de grado fue realizado en tu totalidad por el Sr. Estudiante: Jonathan Isaac Paredes Acosta, bajo mi supervisión. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

.....
MsC., Ramiro Vásquez

Director de Trabajo de Grado

DEDICATORIA

A mi persona,

Por demostrarme a mí mismo de lo que soy capaz, por mi fortaleza, paciencia y perseverancia de afrontar los momentos más difíciles de mi vida.

A mi madre, Margarita

Por su constancia y sacrificio, por infundirme valores para ser un hombre honorable, y finalmente por su amor, amistad y apoyo que sin importar las situaciones siempre estuvo junto a mí.

A mis hermanos y hermana, Cristóbal, Francisco y Andrea

Que con su soporte y confianza siempre estuvieron presentes, que el amor y cariño que nos une se refleje en mí un ejemplo a seguir.

Jonathan Paredes.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Técnica del Norte, la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas por abrirme las puertas a sus centros de enseñanza y a todo el cuerpo de docentes de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico por compartir sus conocimientos aportando en mi un grano de arena en mi formación profesional.

Agradezco de manera especial a mi director el Ing. Ramiro Vásquez por su paciencia, amistad y guía en la realización del presente trabajo de grado, que me ha compartido su apoyo y conocimiento de manera incondicional, por sus palabras de motivación inculcando en mi un ejemplo a seguir.

A mi madre, hermanos y hermana que siempre han sido mi mayor orgullo, por su apoyo económico, moral y ético en todo momento de mi vida estudiantil, y finalmente por la unión como familia que me ha permitido afrontar todos los obstáculos que se me han presentado logrando alcanzar una meta más en mi formación académica.

A los docentes, amigos, compañeros y compañeras de clase por compartir momentos inolvidables, tanto dentro y fuera de las aulas en los buenos y malos momentos.

Jonathan Paredes.

Tabla de Contenido

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN	I
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE.....	I
CERTIFICACIÓN.....	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
INTRODUCCIÓN.....	XIII
A1. Problema	XIII
A2. Formulación del Problema	XIII
A3. Justificación.....	XIII
A4. Alcance.....	XIV
A5. Objetivo General	XV
A6. Objetivos Específicos.....	XV
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 El Sistema Eléctrico.....	1
1.1.1 Niveles de Voltaje	1
1.1.2 El Sistema de Distribución.....	2
1.1.3 Configuración de redes de distribución	3
1.1.4 Clasificación de los sistemas de distribución	5
1.1.5 Sistemas de distribución por ubicación geográfica.....	7
1.2 Pérdidas de energía eléctrica.....	7
1.2.1 Pérdidas no técnicas.....	7
1.2.2 Pérdidas técnicas.....	8

1.3	Reducción de pérdidas técnicas	10
1.4	Reconfiguración de sistemas de distribución	12
1.5	Algoritmos y Métodos Matemáticos	13
1.5.1	Algoritmo de fuerza bruta.....	13
1.5.2	Teoría de grafos.....	13
1.5.3	Ruta mínimo costo	19
1.6	Diseño de redes de distribución eléctrica	21
1.6.1	Estimación de demanda eléctrica a partir de consumos eléctricos	21
1.6.2	Cálculo de caída de voltaje.....	22
1.6.3	Cálculo de porcentaje de pérdidas	24
1.7	Selección del conductor	25
1.8	Costo operativo anual de transformadores.....	28
2.	METODOLOGÍA PROPUESTA	30
2.1	Formulación del problema de Optimización	30
2.2	Metodología propuesta.....	31
2.2.1	Etapa 1: Ubicación óptima del transformador.....	32
2.2.2	Etapa 2: Selección del conductor.....	38
2.2.3	Etapa 3: Costos operativos e inversión totales del circuito.....	43
3.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	47
3.1	Circuito de prueba	47
3.2	Etapa 1: Ubicación del transformador.....	51
3.3	Etapa 2: Selección del conductor.....	55
3.4	Etapa 3: Costos operativos e inversión totales del circuito	58
3.5	Resultados, comparación y discusión.....	59
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62

1.1	Conclusiones	62
4.2	Recomendaciones.....	63
5.	REFERENCIAS	64
	ANEXOS	71
	ANEXO A Ubicación Geográfica Del Transformador, Postes Y Redes Eléctricas	71
	ANEXO B Consumos De Energía Por Poste	74
	ANEXO C Situación Actual De La Red De Prueba – Caídas De Voltaje Y Pérdidas De Potencia Activa.....	80
	ANEXO D Cálculos Y Resultados De La Reconfiguración De La Red	84
	ANEXO E Reconfiguración De La Red - Caídas De Voltaje Y Pérdidas De Potencia Activa	86

Índice de Figuras

Figura 1. 1 Sistema Eléctrico	1
Figura 1. 2 Red Radial	4
Figura 1. 3 Red en Anillo.....	4
Figura 1. 4 Red mallada.....	5
Figura 1. 5 Sistema Trifásico Cuatro Hilos.....	6
Figura 1. 6 Sistema Monofásico Tres Hilos.....	6
Figura 1. 7 Pérdidas no Técnicas.....	8
Figura 1. 8 Pérdidas Técnicas.....	8
Figura 1. 9 Puente de Konigsberg.....	14
Figura 1. 10 Representación Gráfica de un Grafo Simple.....	14
Figura 1. 11 Representación de Aristas de un Grafo Simple	15
Figura 1. 12 Representación Gráfica de un Dígrafo	15
Figura 1. 13 Grafo Ponderado.....	16
Figura 1. 14 Grafo Ponderado no dirigido	17
Figura 1. 15 Matriz de Adyacencia.....	17
Figura 1. 16 Grafo No Dirigido	18
Figura 1. 17 Matriz de Incidencia	18
Figura 1. 18 Matriz de Pesos	19
Figura 2. 1 Proceso Metodológico.....	32
Figura 2. 2 Diagrama de Flujo para Determinar Caminos Factibles.....	33
Figura 2. 3 Caminos Factibles.....	34
Figura 2. 4 Cálculo de pesos de las aristas de grafo dirigido y ponderado	35
Figura 2. 5 Conectividad de un grafo dirigido y ponderado	35
Figura 2. 6 Corriente [A] vs Costo [US\$] para elección del calibre del conductor óptimo	42
Figura 3. 1 Ubicación del Circuito de Prueba	47
Figura 3. 2 Red de bajo voltaje del circuito de prueba	48
Figura 3. 3 Situación Actual - Circuito de Prueba.....	50
Figura 3. 4 Matriz de Conectividad.....	51
Figura 3. 5 Promedio de consumo de energía asociado a cada poste	52
Figura 3. 6 Coordenadas Cartesianas de la Ubicación del Transformador	52
Figura 3. 7 Transformador y sus Circuitos de Bajo Voltaje - Resultado de la Etapa 1	55
Figura 3. 8 Variables para Cálculos	56
Figura 3. 9 Gráfica Corriente Máxima de Operación [A] vs Costo Anual Total [US\$/año].....	57

Índice de tablas

Tabla 1. 1 <i>Niveles de Voltaje</i>	2
Tabla 1. 2 <i>Pérdidas a nivel nacional por empresa distribuidora</i>	11
Tabla 1. 3 <i>Relación costo beneficio según método de reducción de pérdidas.</i>	12
Tabla 1. 6 Momento eléctrico de conductores ASCR desnudo	23
Tabla 1. 7 Momento eléctrico de conductores preensamblado AAC	23
Tabla 1. 8 Límite admisible de caída de voltaje.....	24
Tabla 2. 1 Conductores eléctricos considerados	39
Tabla 2. 2 Estratos y factores de pérdidas	39
Tabla 2. 3 Costo anual de la línea para cada conductor	41
Tabla 2. 4 Costo de Transformadores e Instalación	44
Tabla 2. 5 Costo anual del transformador.....	44
Tabla 3. 1 Datos del transformador de distribución	49
Tabla 3. 2 Situación actual de la red de prueba	49
Tabla 3. 3 Resumen Estudio Situación Actual.....	50
Tabla 3. 4 Resumen Caída de Voltaje y Pérdidas de Potencia Activa Totales del Circuito.....	58
Tabla 3. 5 Resumen Costos Operativos e Inversión Totales del Circuito	59
Tabla 3. 6 Resumen Comparativo del estado actual y la Reconfiguración de la Red	59
Tabla 3. 7 Resumen Costos Anuales Totales del Circuito.....	60

RESUMEN

Los sistemas de distribución eléctrica del área de concesión de EMELNORTE S.A, muestran índices considerables de pérdidas de potencia activa presentes en los conductores eléctricos, los cuales son inherentes al proceso de transporte de energía eléctrica. Con el presente trabajo de investigación se da solución al problema de pérdidas de potencia activa proponiendo una metodología que consiste en la reconfiguración de redes de distribución trifásica en bajo voltaje aplicando el método de fuerza bruta desarrollado en el lenguaje .m de Matlab®, considerando la infraestructura eléctrica y urbana existente en el sector. La función objetivo consiste en minimizar el transporte de energía en determinadas distancias desde el transformador hasta las diferentes cargas aguas abajo en configuración radial, se divide en tres etapas, inicialmente se define la ubicación óptima del transformador de distribución usando el método de fuerza bruta, algoritmo de dijkstra y teoría de grafos, en la segunda etapa se selecciona el calibre del conductor a usarse, y en la tercera etapa se realiza un estudio económico de los costos operativos e inversión totales de la red, para ello se toma una red de prueba y posteriormente su reconfiguración mediante la aplicación de la metodología propuesta. De acuerdo con el Plan de Maestro de Electricidad, las empresas distribuidoras deben considerar proyectos de expansión y mejora de la infraestructura eléctrica con la finalidad de minimizar las pérdidas técnicas, para el presente caso de estudio la empresa distribuidora EMELNORTE S.A presenta un 8.50% de pérdidas técnicas totales para el año 2018, por lo que con lo anteriormente mencionado se da paso al desarrollo de la metodología propuesta en el presente trabajo de investigación, los resultados obtenidos presentan una minimización de pérdidas de potencia activa en un 75.78% y un ahorro económico total de la red de 14.33% equivalente a 2 740,23 [US\$], por lo que la metodología propuesta se considera una herramienta útil para la reconfiguración de redes de distribución trifásicas en bajo voltaje ya que genera formidables mejoras técnicas, tanto en pérdidas de potencia activa y caída de voltaje, cumpliendo con las normas establecidas por la empresa distribuidora, garantizando una mejor calidad de servicio al usuario final.

Palabras claves: Fuerza bruta, infraestructura urbana, pérdidas técnicas, reconfiguración, redes distribución.

ABSTRACT

The electrical distribution systems of the EMELNORTE S.A. concession area show considerable indexes of active power losses in the electrical conductors, which are inherent to the process of electrical energy transportation. This research work provides a solution to the problem of active power losses by proposing a methodology that consists of reconfiguring three-phase distribution networks at low voltage by applying the brute force method developed in the .m language of Matlab®, considering the existing electrical and urban infrastructure in the sector. The objective function consists of minimizing the energy transport in certain distances from the transformer to the different downstream loads in radial configuration, it is divided into three stages, initially the optimal location of the distribution transformer is defined using the brute force method, dijkstra algorithm and graph theory, in the second stage the conductor caliber to be used is selected, and in the third stage an economic study of the total operating costs and investment of the network is performed, for this purpose a test network is taken and later its reconfiguration by applying the proposed methodology. According to the Electricity Master Plan, distribution companies must consider expansion projects and improvement of the electrical infrastructure in order to minimize technical losses, for the present case study the distribution company EMELNORTE S.A presents 8.50% of total technical losses for the year 2018, so with the above mentioned it gives way to the development of the methodology proposed in this research work, the results obtained show a minimization of active power losses by 75.78% and a total economic saving of the network of 14.33% equivalent to 2 740.23 [US\$], So the proposed methodology is considered a useful tool for the reconfiguration of three-phase distribution networks in low voltage since it generates formidable technical improvements, both in active power losses and voltage drop, complying with the standards established by the distribution company, ensuring a better quality of service to the end user.

Key words: Brute force, urban infrastructure, technical losses, reconfiguration, distribution networks.

INTRODUCCIÓN

A1. Problema

La energía eléctrica desempeña un papel importante en el crecimiento económico y social del país, dentro del sistema eléctrico de potencia (SEP), el sistema de distribución es parte muy importante, ya que éste conecta el sistema de transmisión con los consumidores finales.

Las pérdidas de energía eléctrica a nivel nacional según el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE, 2018), han tenido una atención prioritaria, alcanzando valores de pérdidas técnicas de energía totales en un 11,40 % equivalente a 2.706 GWh para el mes de diciembre de 2018; y para el sistema de distribución eléctrica de EMELNORTE S.A presenta pérdidas técnicas de energía en un 9,26 % para el mismo año como consta en el Plan Maestro de Electricidad (PME, 2019), debido a las características de los elementos que conforman el sistema de distribución, en su gran mayoría de manera radial.

Las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de distribución en configuración radial se encuentran fuertemente ligadas al recorrido de la red, calibre del conductor, dimensionamiento y ubicación de los transformadores de distribución en las redes de bajo voltaje, así también por el crecimiento desordenado de la demanda.

A2. Formulación del Problema

¿Cómo reconfigurar una red radial de distribución eléctrica en bajo voltaje, considerando la infraestructura eléctrica y urbana existente para minimizar las pérdidas técnicas?

A3. Justificación

En el área de concesión de EMELNORTE SA, la configuración de la red de distribución existente presenta pérdidas técnicas de energía que se ven afectadas por el crecimiento desordenado de la demanda, una metodología idónea para la reducción de pérdidas técnicas es la reconfiguración de la red.

El desarrollo de este trabajo da paso a la reconfiguración de una red de distribución trifásica de bajo voltaje en configuración radial. Para esto se ha visto necesario el desarrollo de una metodología que permita la reconfiguración de las redes existentes, además de la determinación del calibre del conductor, así como del dimensionamiento y ubicación del transformador con el fin de minimizar las pérdidas técnicas que se presentan en las redes de distribución en bajo voltaje.

Es importante realizar mejoras en las redes de distribución eléctrica, en el Plan de expansión y mejora de la distribución 2018-2027, se detalla que se debe optar por proyectos de expansión y mejora de la infraestructura eléctrica estableciéndose como meta para el año 2027, la minimización de pérdidas técnicas totales a nivel de país en 8,92% y a nivel de empresa distribuidora correspondiente para este caso de estudio EMELNORTE SA. en un 8,50% (PME, 2019).

A4. Alcance

Para el presente trabajo es necesario la revisión de la normativa aplicada por la empresa distribuidora EMELNORTE SA, para conocer los parámetros y características en el diseño de las redes de distribución eléctrica.

El desarrollo de la metodología será basado en el método de fuerza bruta, además incluye el determinar el calibre del conductor, dimensionamiento y ubicación óptima del transformador trifásico de distribución en la red existente, tomando en consideración las restricciones de infraestructura eléctrica y urbana, además de los parámetros de caída de voltaje permitidos. La metodología propuesta es aplicable a cualquier circuito trifásico en configuración radial sea aérea o subterránea, que contenga un transformador de bajo voltaje dentro del área de concesión de EMELNORTE SA. La función objetivo para la reconfiguración de la red es minimizar los índices de pérdidas técnicas, para esto se trabajará con la demanda actual de los usuarios, misma que se obtendrá de los consumos de energía mensuales, la información será tabulada en una hoja de cálculo. El método a emplearse hará uso de la información existente en la base de datos GIS de la empresa distribuidora, como son manzanas, ubicaciones geográficas de los abonados, postes, pozos de revisión,

transformadores de distribución, así como los recorridos de la red de Medio Voltaje y Bajo Voltaje del circuito existente, dependiendo del tipo de red.

El desarrollo de la parte matemática de la metodología se la realizará en un software de programación con lenguaje .m Matlab. La metodología será aplicada al circuito de prueba, ubicado en la zona urbana del área de concesión de EMELNORTE SA, comprendida entre las calles 31 de Octubre, Quito, Modesto Jaramillo y Salinas de la ciudad de Otavalo; para la validación se demostrará la reducción de pérdidas técnicas mediante cálculo teórico. Además, se tomará en cuenta los costos de rediseño y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, para el estado actual y la reconfiguración de la red propuesta.

A5. Objetivo General

Reconfigurar una red radial de distribución eléctrica en bajo voltaje, desarrollando una metodología basada en fuerza bruta considerando la infraestructura eléctrica y urbana existente, para la minimización de los índices de pérdidas técnicas.

A6. Objetivos Específicos

1. Realizar un estudio del diseño actual de la red y de la normativa vigente para el diseño y rediseño de redes eléctricas de distribución en Bajo Voltaje.
2. Desarrollar una metodología para la reconfiguración de una red radial de distribución trifásica en Bajo Voltaje.
3. Reconfigurar una red con la metodología propuesta a un circuito de prueba obtenido por ArcGis.

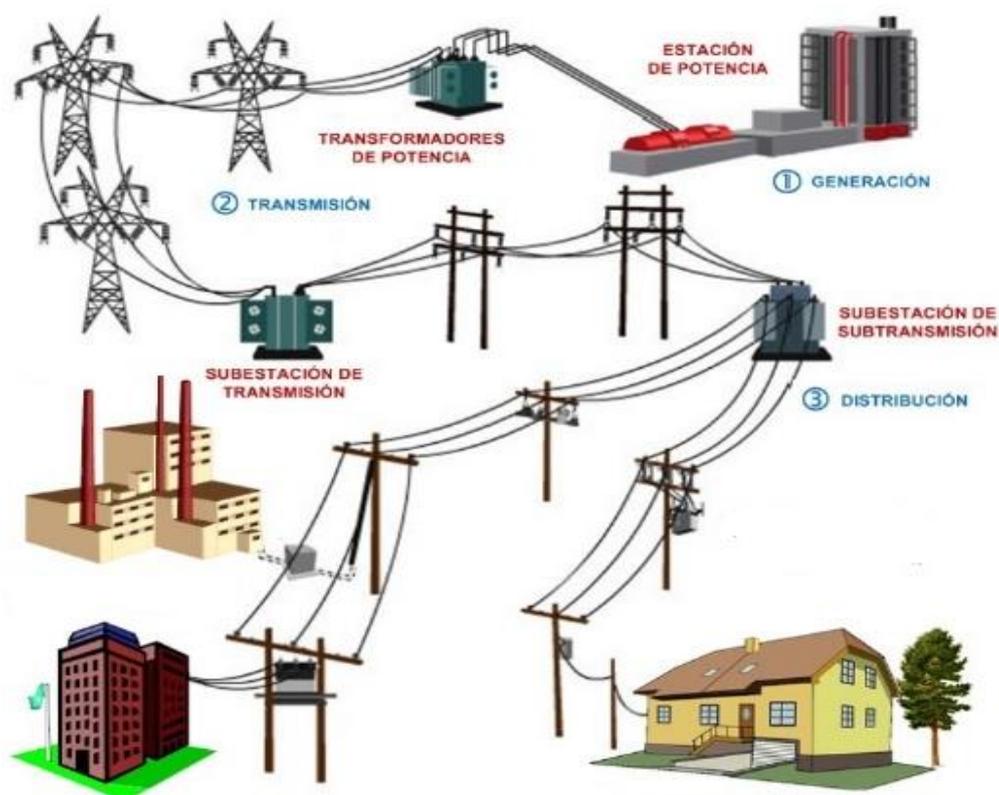
1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se detallará los conceptos, metodologías y normas relevantes que serán usadas en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

1.1 El Sistema Eléctrico

Brokeing & Palma (2018) lo considera como una red de elementos eléctricos que generan, transmiten y distribuyen energía eléctrica bajo ciertas condiciones técnicas garantizando la calidad del servicio que es entregado al usuario final. En la **Figura 1. 1** se puede observar las etapas que lo conforman.

Figura 1. 1 Sistema Eléctrico



Fuente: (Tama, 2014)

1.1.1 Niveles de Voltaje

Las diferentes fases de un sistema eléctrico manejan distintos niveles de voltaje que parte desde la generación con niveles bajos y se eleva en el sistema de transmisión, este se reduce conforme avanza a la fase de distribución (Ramírez, 2009). En el Ecuador, en base a la Regulación ARCONEL-001/2020 establecida por la Agencia de Regulación y Control de

Electricidad (ARCONEL, 2020b), establece los niveles de voltaje descritos en la Tabla 1. 1

Niveles de Voltaje

Tabla 1. 1 Niveles de Voltaje

Bajo voltaje	voltaje menor o igual a 0,6 kV
Medio voltaje	voltaje mayor a 0,6 y menor o igual a 40 kV
Alto voltaje grupo 1	voltaje mayor a 40 y menor o igual a 138 kV
Alto voltaje grupo 2	voltaje mayor a 138 kV

Fuente: (ARCONEL, 2020b,p.8)

1.1.2 El Sistema de Distribución

Como lo expresa Ramírez (2009) el sistema eléctrico de distribución comprende alrededor del 66% de un sistema eléctrico. Es la fase que se encarga del suministro de energía eléctrica que inicia en la subestación de distribución, recorre por un alimentador primario, seguido de un transformador de distribución y por último llega al usuario final por medio de la Red de Bajo Voltaje (BV)

1.1.2.1 Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución transforman el nivel de voltaje que proviene de la fase de transmisión y establecen en los niveles adecuados de acuerdo a las necesidades del sistema de distribución, su relación de transformación es de 69kV/13.8kV (Núñez, 2015). En esta fase se da origen a los alimentadores primarios.

1.1.2.2 Alimentadores primarios

Son los circuitos eléctricos que tienen como origen la subestación de distribución, en su trayectoria suministran la energía eléctrica a los transformadores de distribución (Solís, 2018). Estos conductores de acuerdo con la empresa de distribución EMELNORTE S.A. operan con niveles de voltaje de 13.800 GRDY / 7.967 V (MEER, 2013).

1.1.2.3 Transformador de distribución

El transformador de distribución es un elemento fundamental en un sistema de distribución, por medio de éste se suministra energía eléctrica a los usuarios finales por medio de redes de Bajo Voltaje (Cárdenas, Paredes, Solano, & Ampuno, 2020).

Reduce el nivel de voltaje del alimentador primario a niveles operación, usualmente 120/240V para sistemas monofásicos y 127/220V, 380/220 V, 480/ 277 V para sistemas trifásicos (CODENSA, 2013).

1.1.2.4 Redes de bajo voltaje

Sección del sistema de distribución comprendida entre el transformador de distribución y los consumidores, suministra la energía eléctrica en niveles de voltajes de utilización (EEQ, 2015). En las redes de distribución se tienen dos topologías ligadas al tipo de construcción que dependen de la infraestructura geográfica, parámetros estéticos y de la normativa vigente por parte de las empresas distribuidoras, las topologías son:

Redes Aéreas

Son las redes de distribución las cuales tienen sus estructuras eléctricas y de soporte, instaladas en soportes erectos sobre el terreno (EEQ, 2015). Se localizan en las vías de circulación, este tipo topología representa inversiones bajas teniendo como ventaja un fácil mantenimiento, pero se encuentran ligadas a una baja confiabilidad.

En el sistema de distribución de EMELNORTE SA se tienen las configuraciones de redes desnudas y preensambladas (MEER, 2013).

Redes Subterráneas

Son las redes de distribución cuyo tendido eléctrico se encuentra instalados de manera subterránea (EEQ, 2015). Esta topología presenta una inversión económica alta respecto a las redes aéreas. Tienen como ventajas la estética y la confiabilidad de servicio.

1.1.3 Configuración de redes de distribución

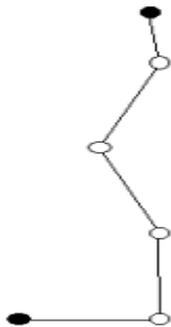
Otra clasificación de una red de distribución es de acuerdo a su configuración topológica, en base a ello se distinguen las siguientes configuraciones: radial, en anillo y en malla (Conejo et al., 2007). Estas configuraciones dependen de cada empresa distribuidora de que topología aplicar en sus redes de distribución, teniendo en consideración los aspectos técnicos y económicos (Fernández, 2016). A continuación, se detalla cada una de las configuraciones:

1.1.3.1 Redes radiales

En esta configuración mostrada en la **Figura 1. 2** el suministro de energía eléctrica lo obtiene desde uno de sus puntos extremos y no tienen enlace con otras líneas o barras, de esta manera se establece una sola trayectoria de transporte de energía y tiene como ventaja su fácil construcción y coordinación de protecciones eléctricas (Conejo et al., 2007).

Posee la desventaja que si existe una falla o apertura del circuito en cualquier parte de la red de distribución deja sin servicio eléctrico a todos los usuarios que se encuentran aguas debajo de la interrupción del suministro de energía eléctrica (Fernández, 2016).

Figura 1. 2 Red Radial

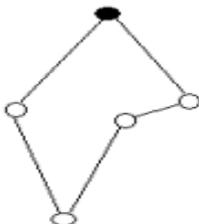


Fuente: (Munguía, 2018)

1.1.3.2 Redes en anillo

La ventaja principal de esta configuración es que el suministro de energía eléctrica se lo puede hacer desde dos o más puntos en la red de distribución como se indica en la **Figura 1. 3**, de esta manera se garantiza la calidad del servicio eléctrico y a su vez permite realizar operaciones de maniobra, mantenimiento y disipación de fallas, tiene como desventaja su compleja construcción y coordinación de protecciones (Fernández, 2016)

Figura 1. 3 Red en Anillo



Fuente: (Munguía, 2018)

1.1.3.3 Redes malladas

Esta configuración se forma al conectar algunas redes en anillo, su ventaja principal es que los transformadores son suministrados de energía eléctrica desde las subestaciones más próximas, lo que tiene como efecto una mayor flexibilidad a las variaciones de carga (Conejo et al., 2007)

Tiene como desventaja su excesivo costo de construcción debido a la cantidad de estructuras y herrajes usadas en la instalación, finalmente la coordinación de protecciones más compleja que las configuraciones radial y anillo (Conejo et al., 2007).

En la **Figura 1. 4** ~~Error! No se encuentra el origen de la referencia.~~ se muestra la configuración en malla:

Figura 1. 4 Red mallada



Fuente:(Munguía, 2018)

1.1.4 Clasificación de los sistemas de distribución

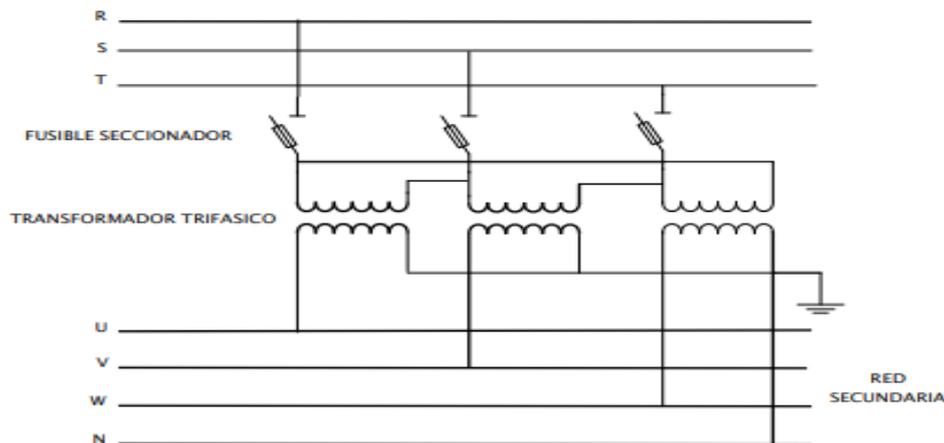
Según Morales (2011) las redes de distribución son en su mayor parte están constituidas por circuitos en configuración radial y con estructuras aéreas, en base al número de fases e hilos, se los puede clasificar en: Trifásicos cuatro hilos y Monofásicos tres hilos.

1.1.4.1 Trifásicos cuatro hilos

Este sistema se compone de cuatro conductores que salen del transformador cuyo secundario está conectado en estrella, de los cuales tres conductores de igual sección corresponden a las fases y el otro conductor de menor sección correspondiente al neutro (Morales, 2011). Tiene como desventaja una mayor inversión por el costo del neutro aterrizado y se ubica en las redes de distribución secundaria con transformadores trifásicos

(Juárez, 1995). En este sistema se tiene valores de voltaje de 127/220V, 380/220 V, 480/ 277 V (MEER, 2013). Su conexión se muestra en la **Figura 1. 5**

Figura 1. 5 Sistema Trifásico Cuatro Hilos

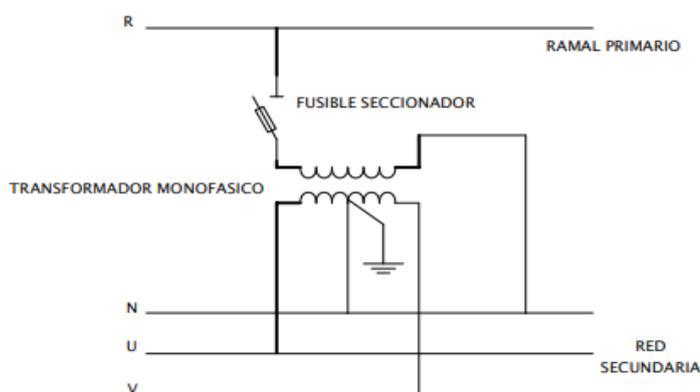


Fuente: (Vargas, 2015)

1.1.4.2 Monofásico tres hilos

Este sistema monofásico tres hilos es usado en las redes de distribución secundaria. Como lo indica Mora (2015) proviene de un transformador monofásico, donde se obtienen dos fases y un neutro aterrizado en el secundario. De esta manera se obtiene dos voltajes: el voltaje de línea que es 240 voltios y el voltaje de fase que es 120 voltios (MEER, 2013). Su conexión se muestra en la **Figura 1. 6**

Figura 1. 6 Sistema Monofásico Tres Hilos



Fuente:(Vargas, 2015)

1.1.5 Sistemas de distribución por ubicación geográfica

Las empresas distribuidoras en su área de concesión tienen sistemas de electrificación de acuerdo a la ubicación geográfica de sus consumidores. A continuación, se describen los tipos de redes de distribución eléctrica para zonas urbanas y rurales (Conejo et al., 2007).

1.1.5.1 Zona rural

Esta configuración generalmente es radial y tiene la característica de las cargas se encuentran dispersas por un área amplia y su consumo es mínimo, usualmente son de tipo aéreo con conductores desnudos y su transformador montado con estructura en poste (Conejo et al., 2007).

1.1.5.2 Zona urbana

Esta configuración representa una mayor distribución de carga, los transformadores generalmente suministran energía eléctrica a un elevado número de abonados, suelen configurarse de manera radial y en anillo para garantizar la continuidad del servicio eléctrico (Conejo et al., 2007).

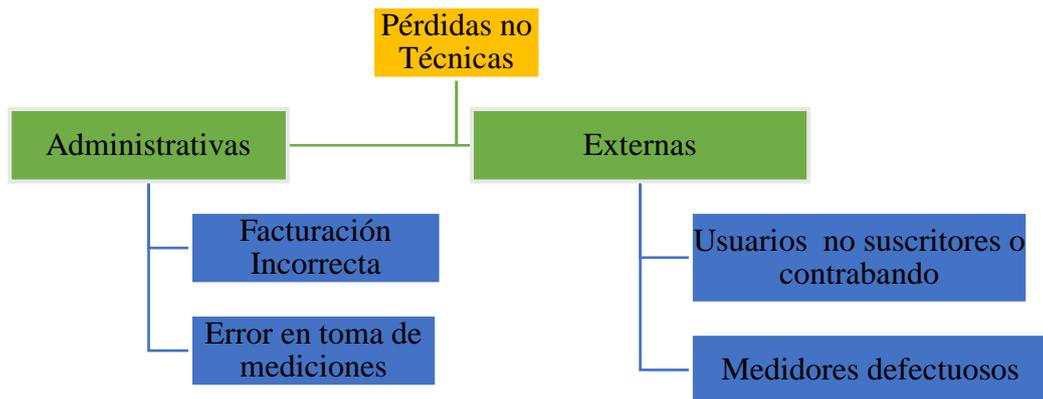
1.2 Pérdidas de energía eléctrica

Los sistemas eléctricos presentan pérdidas originadas por fenómenos físicos que ocurren en el desarrollo de las condiciones propias y normales del proceso de transporte de energía eléctrica, así también, se tiene pérdidas debido a factores externos no técnicos (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2014). Estas pérdidas se clasifican en: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

1.2.1 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas, se refieren a la electricidad entregada pero no facturada, traduciéndose así en pérdidas financieras directas para la empresa distribuidora de energía eléctrica (Jiménez et al., 2014). Este tipo de pérdidas es causado por factores externos (climatológicos o económicos) a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las empresas de energía y factores institucionales del sector (Tama, 2014). En la **Figura 1. 7** se puede observar su clasificación: administrativas y externas.

Figura 1. 7 Pérdidas no Técnicas

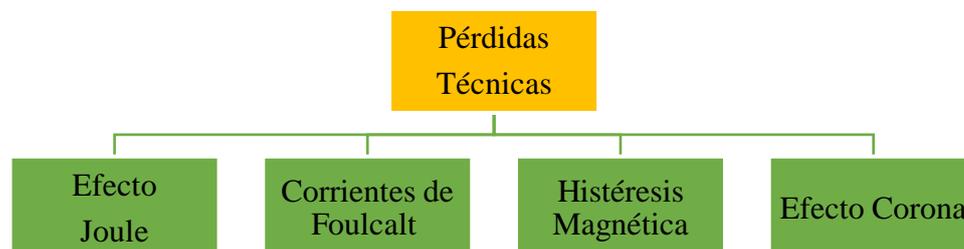


Fuente:(Hernández, Arroyo, Santos, Rodríguez, & Escobedo, 2015)

1.2.2 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas mostradas en la **Figura 1. 8** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** corresponden a la energía desaprovechada en los elementos del sistema eléctrico, son inherentes al proceso de transformación y transmisión de la energía eléctrica (Shah, Mesbah, & Al-Awami, 2020). Por lo tanto, están presentes obligatoriamente y no se las puede evitar.

Figura 1. 8 Pérdidas Técnicas



Fuente: (Saeed et al., 2020)

En las redes de BV del sistema eléctrico de distribución las pérdidas más representativas son ocasionadas por la oposición al flujo de corriente en los conductores conocidas como Efecto Joule, hay que tener en consideración que por métodos de optimización pueden ser minimizadas a valores admisibles.

1.2.2.1 Pérdidas por Efecto Joule

Se presentan en los conductores debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la corriente multiplicado por un parámetro resistivo, este último varía según la longitud y sección de conductor, estas pérdidas se manifiestan en forma de calor siendo expuestas al exterior del conductor (Paricahua & Fernández, 2017).

Por lo tanto, el cálculo de pérdidas se define en la **Ecuación 1.1**.

$$Pérdidas = I^2 R$$

Ecuación 1.1 Pérdidas por Efecto Joule

Con la finalidad de estimar un cálculo de pérdidas lo más aproximado a la realidad, se hace uso del factor de pérdidas, ya que este indica las pérdidas generadas en el instante de tiempo cuando se tiene la máxima demanda (Ramírez, 2009).

Factor de Pérdidas

Se define como la división entre las pérdidas promedio y las pérdidas máximas de un tiempo determinado.

Se lo puede obtener por medio de la **Ecuación 1. 2**:

$$F_{pérdidas} = \frac{P_{prom}}{P_{max}}$$

Ecuación 1. 2 Factor de Pérdidas

Donde:

$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas.

P_{prom} : Pérdidas promedio.

P_{max} : Pérdidas máximas.

1.2.2.2 Pérdidas por corrientes parásitas (Corrientes de Foucault)

Se presentan cuando los conductores están expuestos a un campo magnético que varía en el tiempo, este flujo de electrones genera un campo magnético opuesto al que están sometidos, creando así pérdidas por efecto resistivo en forma de calor (Ortíz et al., 2020).

1.2.2.3 Pérdidas por histéresis magnética

Según Cañar (2007) estas pérdidas se originan en forma de calor en la parte del núcleo magnético de la máquina, son ocasionados por el retraso del flujo de corriente inducido respecto al campo magnético que lo genera, reduciendo su utilidad.

1.2.2.4 Pérdidas por efecto corona

Su representación en sistemas de distribución es mínima, debido a que en los conductores se crean de campos eléctricos muy altos teniendo la capacidad de producir la ruptura dieléctrica del aire, haciéndose considerables para la fase de transmisión (Baca & Cárdenas, 2019)

El conductor, cuando está sometido a un efecto corona, presenta luminosidad y crepitación constante, fenómenos que se traducen en pérdidas, que es función del nivel de tensión, del diámetro de los conductores, distancia entre ellos y de las condiciones climáticas (Baca & Cárdenas, 2019).

1.3 Reducción de pérdidas técnicas

Una metodología idónea que minimiza las pérdidas, es la reconfiguración de los elementos que conforman un el sistema eléctrico.

Para los sistemas de distribución, el tipo de pérdidas que más está presente es por Efecto Joule, y estas dependen de la resistencia del conductor que varía de acuerdo al calibre y de las distancias de cada tramo que conforma la red eléctrica (Vásquez, 2019).

En la **Tabla 1. 2** se muestra un análisis de las pérdidas totales por empresa distribuidora hasta el año 2018 de acuerdo a la última Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano (ARCONEL, 2019,p.97)

Tabla 1. 2 Pérdidas a nivel nacional por empresa distribuidora

Empresa	Disponibles en el Sistema GWh	Pérdidas del Sistema GWh	Pérdidas Técnicas del Sistema GWh	Pérdidas No Técnicas del Sistema GWh	Pérdidas del Sistema en %
CNEL-Guayaquil	5.496,11	609,82	384,37	225,45	11,10%
CNEL-Guayas Los Ríos	2.359,75	328,82	215,64	113,18	13,93%
CNEL-Manabí	1.831,69	417,82	197,35	220,47	22,81%
CNEL-EI Oro	1.226,82	182,36	110,52	71,83	14,86%
CNEL-Milagro	808,37	122,48	43,80	78,68	15,15%
CNEL-Sto. Domingo	761,27	85,35	63,72	21,63	11,21%
CNEL-Sta. Elena	719,15	104,89	44,63	60,26	14,59%
CNEL-Sucumbíos	682,75	56,06	55,39	0,67	8,21%
CNEL-Esmeraldas	598,97	130,54	37,66	92,87	21,79%
CNEL-Los Ríos	464,07	78,87	31,17	47,70	17,00%
CNEL-Bolívar	96,39 I	7,43	7,08	0,35	7,71%
Total CNEL EP	15.045,35	2124,44	1.191,34	933,11	14,12%
E.E. Quito	4.628,54	266,7	227,32	39,40	5,76%
E.E. Centro Sur	1.160,15	80,38	66,89	13,50	6,93%
E.E. Ambato	697,70	39,21	38,50	0,71	5,62%
E.E. Cotopaxi	637,02	58,47	47,72	10,75	9,18%
E.E. Norte	625,70	57,91	39,52	18,39	9,26%
E.E. Riobamba	402,69	34,33	27,38	6,95	8,53%
E.E. Sur	377,75	32,93	21,55	11,37	8,72%
E.E. Azogues	114,47	6,07	4,40	1,66	5,30%
E.E. Galápagos	55,96	4,83	4,08	0,75	8,63%
Total Empresas Eléctricas	8.700,00	580,85	477,38	103,47	6,68%
Total general	23745,35	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39%

Fuente:(ARCONEL, 2019)

De la Tabla 1. 2 se muestra el porcentaje de pérdidas técnicas totales a nivel de país en un 11.39% y para la empresa distribuidora que tiene en su área de concesión, para el presente trabajo de investigación es EMELNORTE SA con 9.26%.

Las empresas distribuidoras tienen como una de sus prioridades reducir los índices de las pérdidas técnicas que se presentan en sus redes de distribución en toda su área de

concesión, y a su vez generar beneficios económicos (Bhowmik, Goswami, & Bhattacharjee, 2000).

En el Ecuador se tiene como meta para el año 2027 la minimización de pérdidas técnicas totales a nivel de país en 8,92% y a nivel de empresa distribuidora correspondiente para este caso de estudio EMELNORTE SA. en un 8,50% (MERNNR, 2016).

Como lo expresa Aman (2017) se usan diferentes metodologías y tecnologías con el fin de minimizar las pérdidas técnicas teniendo como resultado la optimización de recursos energéticos, se detallan en la **Tabla 1. 3**, se indica el beneficio-costos que se tiene para cada de los métodos.

Tabla 1. 3 *Relación costo beneficio según método de reducción de pérdidas.*

MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	BENEFICIO/COSTO
Elevación de los niveles de voltaje de servicio	1.5 a 3
Cambio de conductores	0.6 a 7
Ubicación de condensadores	2 a 8
Reconfiguración	Mayor de 13

Fuente:(Aman, 2017)

De acuerdo a la **Tabla 1.3** se deduce que el mejor método para la reducción de pérdidas es la reconfiguración del sistema eléctrico. Metodología que se considera para el presente trabajo de investigación.

1.4 Reconfiguración de sistemas de distribución

La reconfiguración de una red de distribución basa el desarrollo de su metodología en la optimización, principalmente las que están orientadas al planteamiento y diseño de redes, gestión de carga en transformadores y métodos de reducción de pérdidas (Pérez, 2014). La aplicación de esta metodología tiene como resultado la reducción de costos, aumento de la confiabilidad y mejora del servicio eléctrico.

La problemática de optimización de la red de distribución, es definir de manera adecuada los elementos que conforman la misma, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia que cumplan con las normas establecidas por las empresas distribuidoras.

Para ello se hace uso de algoritmos y métodos matemáticos que dan solución el problema de optimización, tales como: métodos heurísticos, métodos híbridos, sistema de experto, métodos discretos, algoritmo genético, algoritmo de búsqueda y métodos iterativos (Kandjungulume, 1989).

1.5 Algoritmos y Métodos Matemáticos

Para tener un conocimiento más a fondo de las metodologías consideradas en el presente trabajo de titulación, a continuación, se presenta cada una de las técnicas utilizadas para la solventación del problema de reconfiguración de sistemas eléctricos radiales de distribución.

1.5.1 Algoritmo de fuerza bruta

El algoritmo de Fuerza Bruta es considerado el algoritmo de búsqueda más simple y no requiere una inicialización previa, consiste en evaluar todas las posibles combinaciones, y su resultado tras recorrer todos los caminos da solución a la problemática planteada (Morton & Mareels, 2000).

Su desarrollo es muy simple y su ejecución depende de la cantidad de combinaciones a evaluar. Por lo que su uso está limitado al número de soluciones posibles a menos que sea implementado en conjunto con otro método heurístico (Torrico, 2018).

El flujo de ejecución del algoritmo evalúa con dos punteros (i,j) se compara los caminos factibles (Charras, 1997). Inicia el puntero en i, evalúa al puntero j, termina la evaluación en ese puntero, y j se inicializa en el siguiente puntero ocasionando que el proceso se vuelva a ejecutar (Cormen, 1990).

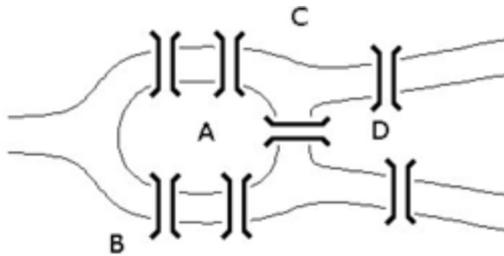
1.5.2 Teoría de grafos

El origen de la teoría de grafos se remonta al siglo XVIII con el problema de los puentes de Königsberg, el cual consistía en encontrar un camino que recorriera los siete puentes del río Pregel en la ciudad de Königsberg, de modo que se recorrieran todos los puentes pasando una sola vez por cada uno de ellos. El trabajo de Leonhard Euler solucionó

el problema en 1736 en lo que es considerado el primer resultado de la teoría de grafos (Barnes & Harary, 1983).

En la **Figura 1. 9** ~~¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.~~ se muestra los puentes de Königsberg, que se considera el primer problema resuelto de la teoría de grafos.

Figura 1. 9 Puente de Königsberg



Fuente:(Guastadisegni, 2018)

1.5.2.1 Definición

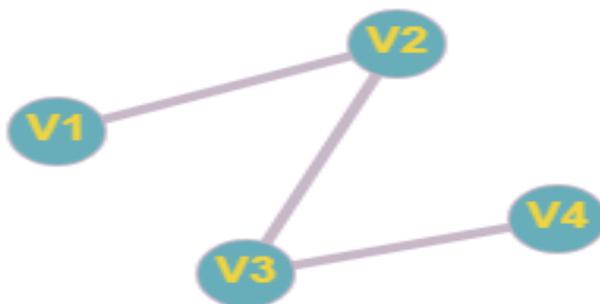
Algebraicamente se define a un grafo como un conjunto $G = (V, E)$ el cual V representa un conjunto de vértices, y E representa un conjunto de aristas. Donde el conjunto E es un conjunto de la forma $\{x, y\} \in E$ (Harju, 2016).

1.5.2.2 Grafos simples

Se considera un Grafo simple $G = (V, E)$ siempre y cuando exista una arista que une el vértice inicial con el vértice siguiente cualesquiera (Chartrand & Zhang, 2012).

En la **Figura 1. 10** se presenta gráficamente un grafo simple.

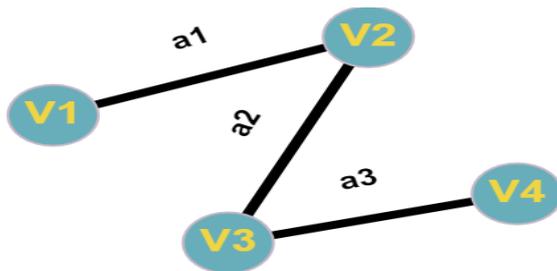
Figura 1. 10 Representación Gráfica de un Grafo Simple



Fuente: Autor

Otra manera de representar un grafo simple $G = (V, E)$ es por el conjunto de sus aristas, definido de la siguiente manera $E(G) = \{a_1, a_2, a_3\}$, como se indica en la **Figura 1. 11**

Figura 1. 11 Representación de Aristas de un Grafo Simple

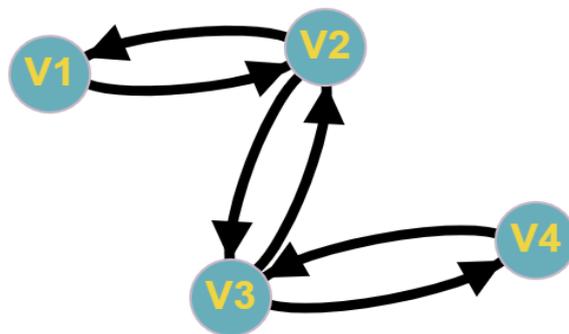


Fuente: Autor

1.5.2.3 Grafos dirigidos (dígrafos)

Se considera un grafo dirigido o dígrafo (D), cuando se le asigna un sentido a sus aristas, las cuales están representados por flechas que forman un subconjunto de pares de vértices con $(x,y) \neq (y,x)$ como se muestra en la **Figura 1. 12** (Claverol, Simò, & Zaragoza, 2012).

Figura 1. 12 Representación Gráfica de un Dígrafo



Fuente: (Chartrand & Zhang, 2012)

1.5.2.4 Grafos ponderados

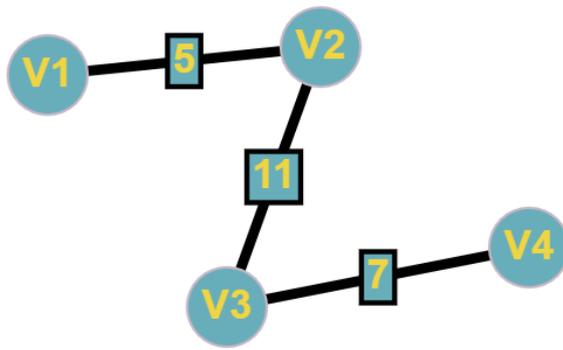
En muchos casos, se requiere asignar a cada arista del grafo un valor específico, que se usa para representar un peso, costo longitud, etc., sus aplicaciones son requeridas para modelar problemáticas de la vida real, por ejemplo, transportar energía en cierta distancia entre dos postes. Un grafo ponderado G , se lo describe de la siguiente manera:

$$G = (V, E, W)$$

Donde W representa el peso de las aristas o arcos del Grafo G (Claverol et al., 2012).

En la **Figura 1. 13** se representa gráficamente un Grafo Ponderado, al cual se le ha asignado pesos a sus aristas.

Figura 1. 13 Grafo Ponderado



Fuente: Autor

1.5.2.5 Representaciones Matriciales

Un grafo además de las representaciones geométricas y algebraicas, a un grafo se lo puede representar por medio de matrices estructuradas.

1.5.2.6 Matriz de Adyacencia

Un grafo $G = (V, E)$ puede ser representado por una matriz, llamada matriz de adyacencia la cual está formada por n filas y n columnas, donde n corresponde a al número de vértices del grafo (P. Fernández & Hernández, 2018).

La construcción de la matriz de adyacencia está dada por cada elemento $[a_{i,j}]$ que toma un valor de 1 cuanto existe conexión entre los vértices i,j por medio de una arista, por el contrario toma un valor de 0 cuando no existe conexión entre los vértices i,j (P.Fernández & Hernández, 2018).

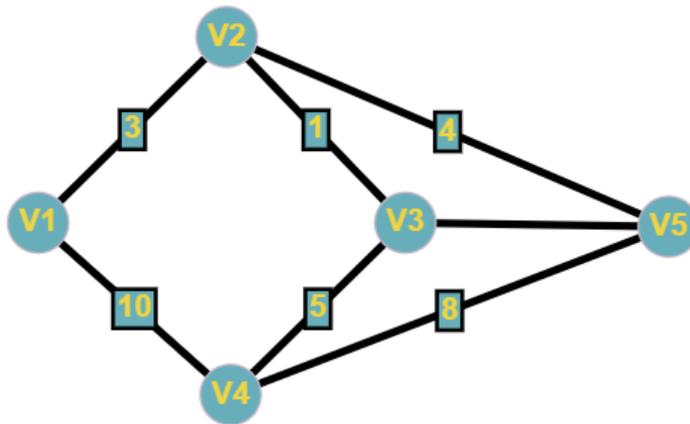
Por lo tanto, para:

$$a_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si } (v_i, v_j) \text{ son adyacentes} \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

En el caso de grafos ponderados el valor de 1 se reemplazaría por el peso de la arista asignado según corresponda.

En la **Figura 1. 14** se muestra un grafo ponderado no dirigido y en la **Figura 1. 15** su matriz de adyacencia correspondiente.

Figura 1. 14 Grafo Ponderado no dirigido



Fuente: Autor

Figura 1. 15 Matriz de Adyacencia

$$a_{i,j} = \begin{bmatrix} 0, 1, 0, 4, 3 \\ 1, 0, 5, 1, 0 \\ 0, 5, 0, 8, 10 \\ 4, 1, 8, 0, 0 \\ 3, 0, 10, 0, 0 \end{bmatrix}$$

Fuente: Autor

1.5.2.7 Matriz de incidencia

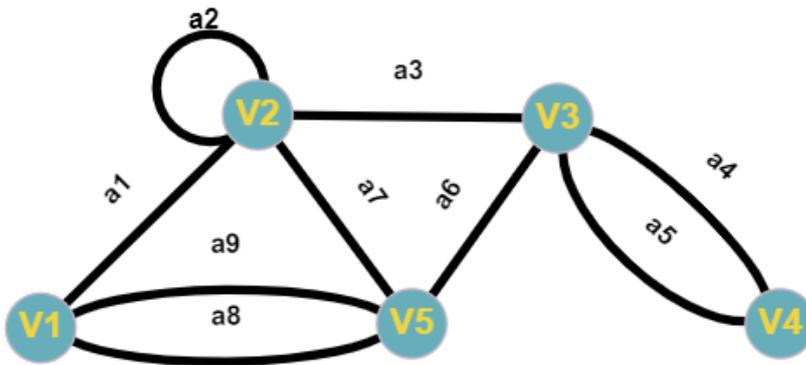
Otra representación de un grafo es por medio de la matriz de incidencia, la cual esta formada por elementos binarios que pueden ser ceros y unos, tiene el mismo comportamiento que la matriz de adyacencia, donde la matriz de incidencia de un grafo dada por $[b_{i,j}]$, que toma un valor de 1 si la arista incide en los vértices i,j , por el contrario toma un valor de 0 si no incide en los vértices i,j (Villalpando & García, 2014).

Por lo tanto, para:

$$b_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si } e_j \text{ es incidente con } v_i \\ 0 & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

En la **Figura 1. 16** se muestra un grafo no dirigido y en la **Figura 1. 17** su matriz de incidencia correspondiente.

Figura 1. 16 Grafo No Dirigido



Fuente: (Villalpando & García, 2014)

Figura 1. 17 Matriz de Incidencia

$$b_{i,j} = \begin{bmatrix} & a1 & a2 & a3 & a4 & a5 & a6 & a7 & a8 & a9 \\ v1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ v2 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ v3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ v4 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ v5 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Fuente: Autor

1.5.2.8 Matriz de pesos

Se tiene un grafo ponderado $G = (V, E, W)$ el cual se lo puede representar de una manera más formal por medio de su matriz de pesos, el elemento $W_{i,j}$ (peso) viene dado por el valor asignado desde el vértice i al vértice j , es decir si existe adyacencia entre los vértices, caso contrario se asigna un valor ∞ no existe adyacencia entre los vértices i,j (Villalpando & García, 2014).

$$W_{i,j} = \begin{cases} w_{i,j} & \text{si } (v_i, v_j) \text{ son adyacentes} \\ \infty & \text{en caso contrario} \end{cases}$$

En la **Figura 1. 18** se presenta la matriz de pesos correspondiente al grafo ponderado no dirigido mostrado en la **Figura 1. 14** **Figura 1. 13**

Figura 1. 18 *Matriz de Pesos*

$$W_{i,j} = \begin{bmatrix} \infty & , & 1 & , & \infty & , & 4 & , & 3 \\ 1 & , & \infty & , & 5 & , & 1 & , & \infty \\ \infty & , & 5 & , & \infty & , & 8 & , & 10 \\ 4 & , & 1 & , & 8 & , & \infty & , & \infty \\ 3 & , & \infty & , & 10 & , & \infty & , & \infty \end{bmatrix}$$

Fuente: Autor

Una vez que se obtiene la matriz de pesos del grafo a usarse, se puede aplicar diferentes métodos matemáticos, entre ellos la ruta de mínimo costo.

1.5.3 Ruta mínimo costo

Un grafo se considera ponderado cuando a sus aristas se les establecen pesos $W(i,j)$, que se los puede asociar como una distancia. Dicho así, una ruta de mínimo costo consiste en buscar la mejor de las trayectorias, es decir, que el costo de la suma de todos los tramos (i,j) sea la mínima entre dos vértices definidos (Johnsonbaugh, 2005).

Para la problemática planteada de la evaluación de la ruta de mínimo costo se considera el algoritmo de Dijkstra (Salas, 2008).

1.5.3.1 Algoritmo de Dijkstra

El algoritmo de Dijkstra, también llamado algoritmo de caminos mínimos, es un algoritmo para la determinación del camino más corto dado un vértice origen al resto de vértices en un grafo con pesos en cada arista. Su nombre se refiere a Edsger Dijkstra, quien lo describió por primera vez en 1959 (Salas, 2008).

Según Pearson & Bryant (2004) el procedimiento que debe seguir el algoritmo se presenta a continuación:

- 1 Se inicializa un vértice de origen.
- 2 Se define un vértice de destino.
- 3 Se determina los caminos factibles desde el vértice de origen hasta el vértice de destino.
(El camino factible es aquel que solo puede ser evaluado a través de los vértices ya visitados)

- 4 Para los vértices no visitados, se debe condicionar si es mejor optar por el camino factible ya calculado o si es mejor optar por el nuevo camino factible que resulta de visitar el nuevo vértice.
- 5 Para seleccionar un nuevo vértice no visitado como referencia, se debe optar por el camino factible que llegue a éste el cual debe ser el más mínimo.
- 6 Todo camino mínimo esta constituido por la suma de los pesos de las aristas de todos los vértices que forman el camino desde el vértice origen hasta el vértice destino.

1.5.3.2 Centro de masa

Todo sistema contiene un punto geométrico el cual representa un equivalente de todas las masas concentradas en el sistema (Ruina & Pratap, 2002).

De acuerdo con (Bragado, 2003), el centro de masa se calcula por medio de la

Ecuación 1. 3.

$$\vec{r}_{cm} = \frac{\sum_{i=1}^N m_i \vec{r}_i}{\sum_{i=1}^N m_i}$$

Ecuación 1. 3 Ubicación Centro de Masa

1.5.3.3 Centro de carga

En sistemas eléctricos el centro de carga representa el punto más cercano a todas las cargas del sistema, dicho así el centro de carga se lo puede asociar al centro de carga, de acuerdo con Electricista (2008) para determinar el punto geométrico del centro de carga se usa la expresión de la **Ecuación 1. 4.**

$$Lx = \frac{L_{x1}C_1 + L_{x2}C_2 + L_{x3}C_3 + \dots}{C_1 + C_2 + C_3 + \dots} \quad Ly = \frac{L_{y1}C_1 + L_{y2}C_2 + L_{y3}C_3 + \dots}{C_1 + C_2 + C_3 + \dots}$$

Ecuación 1. 4 Centro de Carga

Donde:

$L_{x,y}$: Ubicación x,y del centro de carga.

$L_{x1,y1}$: Longitud x,y de las cargas respecto al punto de origen.

C_i : El valor de las cargas del sistema.

El método presentado por Electricista (2008), permite obtener la ubicación (x,y) exacta del centro de carga del sistema, teniendo como desventaja que este punto puede ser no apto para la instalación del transformador, por lo que se debe tener en consideración que los recorridos del transformador hacia las cargas no son en línea recta y se tendrían resultados erróneos que violarían la infraestructura urbana del sector.

1.6 Diseño de redes de distribución eléctrica

La normativa de EMELNORTE (2016) tiene como finalidad mejorar la calidad de servicio, para lo cual se requiere realizar cambios en las etapas de diseño y configuración de sus redes eléctricas enfocándose en reducir las caídas de voltajes y pérdidas presentes a lo largo de los conductores, logrando mejorar la calidad de energía eléctrica brindada a los abonados.

EMELNORTE (2016) en su normativa establece:

- La metodología de cálculo para la estimación de la demanda eléctrica, usando el método de la REA.
- El procedimiento de cálculo para las caídas de voltaje en redes secundarias de distribución, con límites admisibles de 3.5% en zonas urbanas y 5% para zona rurales.
- El índice de pérdidas técnicas considerado para la estimación de la demanda de diseño de un 3.6% de la Demanda Máxima Coincidente.

1.6.1 Estimación de demanda eléctrica a partir de consumos eléctricos

Según la normativa de EMELNORTE (2016) en el caso de conocer el consumo de los usuarios ligados al transformador, se usará el método de la REA por sus siglas en inglés (Rural Electric Administration) para la estimación de la demanda eléctrica (Malone & College, 2008).

Se deberá obtener la Demanda Máxima Coincidente, con la formulación presentada a continuación:

$$DM_{coin} = (Factor A) * (Factor B)$$

Ecuación 1. 5 Demanda Máxima Coincidente

$$\text{Factor } A = N * (1 - 0,4N + 0,4 * (N^2 + 40)^{0,5})$$

Ecuación 1. 6 Factor A

$$\text{Factor } B = 0,005925 * \left(\frac{kWh}{mes}\right)^{0,885}$$

Ecuación 1. 7 Factor B

Donde:

N= Número de abonados del circuito.

$\left(\frac{kWh}{mes}\right)$: Promedio de la suma de consumos de los abonados del circuito.

DMcoin: Demanda máxima coincidente.

Por lo tanto, la Demanda de Diseño se calculará aplicando la **Ecuación 1. 8** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

$$DMD = \frac{(DMcoin + DAP + DPT)}{Fp}$$

Ecuación 1. 8 Demanda de Diseño

Donde:

DMD: Demanda Máxima Diversificada

DMcoin : Demanda Máxima Coincidente Total

DAP: Demanda de Alumbrado Público.

DPT: Demanda de Pérdidas Técnicas con un valor de 3,6%DMcoin

Fp: Factor de Potencia

1.6.2 Cálculo de caída de voltaje

Los cálculos de caída de voltaje, se los debe realizar por cada tramo de la red, al final se obtiene una suma de las caídas de voltaje individuales para obtener un máximo valor de caída de voltaje. Para esto, se debe usar la demanda individual de los postes, distancias de los tramos, sección y momento eléctrico de los conductores, los cuales se encuentran detallados en la **Tabla 1. 4** y **Tabla 1. 5**

En la normativa de EMELNORTE (2016), se detalla la metodología para el cálculo de la caída de voltaje expresada de forma resumida en la **Ecuación 1. 9**

$$\sum_{i=1}^N \frac{\text{distancia}(C, p_i) * DMD_n}{kVA.m} \leq V_{\text{línea}} * \Delta V$$

Ecuación 1. 9 Caída de Voltaje

Donde:

n: Número de postes.

C: Coordenadas del transformador.

p_i : Coordenadas del poste p_i .

DMD_n : Demanda máxima diversificada del poste.

$kVA.m$: Valor del momento eléctrico.

$V_{\text{línea}}$: Voltaje de línea en voltios.

ΔV : Límite admisible de caída de voltaje

Tabla 1. 4 Momento eléctrico de conductores ASCR desnudo

Conductor		Momento eléctrico en KVA*m
Sección (mm ²)	Calibre (AWG)	3Φ
34	2	429
54	1/0	655
68	2/0	766
85	3/0	925
107	4/0	1094

Fuente: (Aillón, 2010)

Tabla 1. 5 Momento eléctrico de conductores preensamblado AAC

Conductor		Momento eléctrico en KVA*m
Sección (mm ²)	Calibre (AWG)	3Φ
50	1/0	578
70	2/0	883
95	3/0	1067

Fuente:(Aillón, 2010)

De acuerdo con la normativa vigente de EMELNORTE SA, la máxima caída de voltaje permisible en cualquier punto de la red de bajo voltaje no debe superar los límites mostrados en la **Tabla 1. 6**.

Tabla 1. 6 Límite admisible de caída de voltaje

Caída de voltaje	
Urbano	Rural
3,5%	5%

Fuente:(EMELNORTE, 2016,p.6)

Para conocer la demanda individual de los postes asociados al transformador, se debe realizar una distribución de la demanda máxima diversificada del circuito, la cual se calcula por medio del método de la REA, metodología descrita anteriormente. Se realiza la distribución de la demanda haciendo uso de la **Ecuación 1. 10**, teniendo como base los valores de consumo de energía de cada poste.

$$D_{individual} = \frac{DMD}{\sum_{i=1}^N En_i} En_i$$

Ecuación 1. 10 Demanda Individual por poste

Donde:

Dindividual: Demanda individual en kVA.

DMD: Demanda máxima diversificada en kVA.

En_i: Energía por poste en kWh.**1.6.3 Cálculo de porcentaje de pérdidas**

El cálculo de pérdidas de potencia activa corresponde a los valores de pérdidas que se presentan en los conductores conocidos como Efecto Joule, en la **Ecuación 1. 11** se presenta la formulación para el cálculo en sistemas trifásicos.

$$Ppo_{3f} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L}{1000}$$

Ecuación 1. 11 Pérdidas Potencia Activa

Donde:

I: Corriente de operación en amperios.

R: Resistencia del conductor por kilómetro Ω/km.

L: Longitud de la línea km.

Como se puede observar en el caso de los circuitos eléctricos las pérdidas dependen de la corriente de operación, la resistencia del conductor y la longitud de la línea, por lo tanto,

se debe aplicar para cada tramo de red del sistema. Dentro de las normas establecidas por EMELNORTE (2016) se considera un índice de pérdidas técnicas de 3.6% por lo que el cálculo del porcentaje de pérdidas técnicas esta dado por la **Ecuación 1. 12**

$$3f \sum_i \sum_j 3 * I_{ij}^2 * R_{ij} * L_{ij} \leq 0.0036 * DMcoin$$

Ecuación 1. 12 Porcentaje de Pérdidas

Donde:

I_{ij} : Corriente de operación en el tramo i-j en amperios.

R_{ij} : Resistencia del conductor en el tramo i-j en ohm.

DMD : Demanda máxima diversificada en kVA.

fp : Factor de potencia.

L_{ij} : Longitud del tramo i-j en km.

De este modo se obtiene el porcentaje de pérdidas de cada tramo del circuito y el porcentaje total de pérdidas para el circuito.

1.7 Selección del conductor

Desde un punto de vista económico, la optimización de redes de distribución eléctrica tiene como objetivo producir el menor de los costos totales en lo que respecta al conductor eléctrico, tomando en cuenta que los costos de inversión son equivalentes a los costos de las líneas presentando un aumento en los costos iniciales, por otra parte, se tiene los costos operativos que corresponden a los costos por pérdidas de potencia y energía presentes en los conductores eléctricos.

Se presenta la herramienta propuesta por Mena, Flores, & Vásquez (2010), la cual se aplicará en el presente trabajo de titulación, la cual establece el proceso para la selección del conductor adecuado, para finalmente obtener el costo anual total de la línea en relación a la corriente máxima de operación del circuito. Esta metodología analiza aspectos técnico-económicos para la selección del conductor, por lo que considera los siguientes enunciados:

- El incremento del calibre del conductor seleccionado, representa mayores costos iniciales. Por lo que se propone determinar un equilibrio entre la minimización de

perdidas técnicas y el incremento del costo inicial del conductor, representando una recuperación de la inversión en un tiempo muy corto teniendo beneficios en aspectos técnico - económicos.

- Desde un punto de vista técnico, el conductor a usarse debe permitir una transmisión estable de potencia y energía, sin interrupciones garantizando la calidad del servicio eléctrico cumpliendo con ciertos parámetros establecidos por las normativas de las empresas de distribución eléctrica, como es la regulación de caída de voltaje y el índice que se considera para pérdidas de potencia activa, por otra parte, se considera el límite térmico de los conductores.
- El conductor seleccionado presenta ciertos valores de caídas de voltaje y energía, los cuales se presentan en forma de calor, traduciéndose en pérdidas por efecto joule los cuales generan costos representativos para la empresa de distribución durante toda su vida útil, conocidos como costos operativos de la red. Además, se toma en consideración los costos de operación y mantenimiento del 2% para redes aéreas y del 15% en el caso de redes subterráneas.

Adicional a lo anteriormente expuesto se considera una metodología idónea para optimizar la minimización de pérdidas técnicas presentes en los conductores, ya que la selección del conductor obedece directamente a la relación máxima entre el beneficio y el costo. En otras palabras, la selección de un mayor calibre del conductor compensa la minimización de pérdidas técnicas y costos por pérdidas de potencia y energía durante su vida útil.

El proceso metodológico, se presenta a detalle a continuación:

Según Mena, Flores, & Vásquez (2010) para determinar los costos operativos anuales del conductor, se debe calcular las pérdidas de potencia por medio de la **Ecuación 1. 13** y pérdidas de energía dadas por la **Ecuación 1. 14**

$$Pp0_{3f} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000}$$

Ecuación 1. 13 Pérdidas de Potencia para Sistemas Trifásicos

$$Pen_{3f} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L}{1000} * f_{per} * 8760$$

Ecuación 1. 14 Pérdidas Energía para Sistemas Trifásicos

Donde:

I: Corriente de operación en amperios.

R: Resistencia del conductor por kilómetro.

L: Longitud de la línea en (km)

f_{per} : Factor de pérdidas.

P_{p3f} : Pérdidas de potencia (kW/año).

Pen_{3f} : Pérdidas de energía (kWh/año).

Se presentan los costos de pérdidas tanto de potencia como energía en la **Ecuación 1. 15**, así también los costos de inversión (incluido operación y mantenimiento) en la **Ecuación 1. 16**, para obtener los costos totales anuales en la **Ecuación 1. 17**

$$C_{po} = P_{pot} * C_d \qquad C_{en} = P_{ene} * C_e$$

Ecuación 1. 15 Costo de Pérdidas de Potencia y Energía

$$C_{ta} = \left(\frac{T_d}{1 - (1 + T_d)^{-n}} \right) * C_t * C_{om} * C_t$$

Ecuación 1. 16 Costos de Inversión Anualizados y Traídos al Presente

$$C_{anualtotal} = C_{po} + C_{en} + C_{ta}$$

Ecuación 1. 17 Costos Totales Anuales

Donde:

C_d : Costo de la demanda (US\$/kW/año).

C_e : Costo de la energía (US\$/kWh/año).

C_{po} : Costo de las pérdidas de potencia (US\$/año).

C_{en} : Costo de las pérdidas de energías (US\$/año).

C_t : Costo total del conductor (US\$/km).

C_{ta} : Costo amortizado anual de inversión más costo de operación y mantenimiento de la línea (US\$).

C_{om} : Costo de operación y mantenimiento (%).

T_d : Tasa de descuento (%).

n : Vida útil en (años).

$C_{anualtotal}$: Costo operativo anual (US\$).

*Una vez definidas los costos anuales totales, para una mayor aproximación del requerimiento de carga se genera un costo mínimo por transporte de energía en una línea de longitud L , dados por la **Ecuación 1. 18***

18 Ecuación 1. 20 Costo Anual de la Instalación

$$C_{anualtotal\ línea} = C_{po} + C_{en} + C_{ta} * L$$

Ecuación 1. 18 Costo Anual Total de la Línea

Donde:

$C_{anualtotal\ línea}$: Costo anual total de la línea (US\$).

C_{ta} : Costo amortizado anual de la línea (US\$).

L : Longitud de la línea (km).

C_{po} : Costo de las pérdidas de potencia (US\$/año).

C_{en} : Costo de las pérdidas de energías (US\$/año).

1.8 Costo operativo anual de transformadores

El costo anual total del transformador es el resultado de la suma del costo inversión inicial y el costo de instalación. El costo anual total de instalación del transformador corresponde al costo del montaje del transformador, este costo se debe amortizar durante el período de vida útil del transformador el cual se calcula por la **Ecuación 1. 20**, es necesario definir un factor de recuperación del capital definido por la **Ecuación 1. 19**. Para el presente trabajo se utiliza un período de vida útil de 30 años.

La tasa de descuento se considera de 12% en la **Ecuación 1. 21** (MEER, 2017) y para los costos de operación y mantenimiento se considera de 2% de la inversión (MEER, 2017), estos costos se calculan con la **Ecuación 1. 22**:

$$Frc = \frac{T_d * (1 + T_d)^n}{(1 + T_d)^n - 1}$$

Ecuación 1. 19 Factor de Recuperación de Capital

$$C_{int} = C_{Instalación} * Frc$$

Ecuación 1. 20 Costo Anual de la Instalación

$$C_{ta} = \left(\frac{T_d}{1 - (1 + T_d)^{-n}} \right) * C_t * C_{om} * C_t$$

Ecuación 1. 21 Costos de Inversión (incluido operación y mantenimiento) Anualizados y Traídos al Presente.

$$C_{anualtotal transformador} = C_{int} + C_{ta}$$

Ecuación 1. 22 Costo anual total del transformador

Donde:

C_t : Costo del transformador.

C_{ta} : Costo amortizado anual de inversión más costo de operación y mantenimiento del transformador (US\$).

C_{om} : Costo de operación y mantenimiento (%).

T_d : Tasa de descuento (%).

n : Vida útil en (años).

Frc: Factor de recuperación de capital.

C_{int} : Costo anual de instalación del transformador.

$C_{Instalación}$: Costo de instalación del transformador.

$C_{anualtotal transformador}$: Costo anual total del transformador (US\$).

2. METODOLOGÍA PROPUESTA

La elaboración de este capítulo, basa su procedimiento en el planteamiento de una propuesta metodológica para el rediseño de redes eléctricas de distribución en configuración radial con el fin de reducir las pérdidas técnicas causadas por el Efecto Joule que se presentan en los conductores, para ello se tiene un enfoque cuantitativo que consiste en realizar un estudio económico de pérdidas de la situación actual, para luego evaluar el impacto de una reconfiguración.

El trabajo se centra en el tipo de investigación aplicada, ya que para el desarrollo metodológico se utiliza la herramienta de programación computacional, Matlab® R2018a, adicionalmente se utilizan hojas de cálculo de Excel, estas dos herramientas se acoplan eficazmente, y al final mediante un método de cálculo estimar los costos operativos e inversión de la red de distribución.

La información ha sido adquirida por medio de la técnica de tipo bibliográfico, misma que se ha obtenido de fuentes de consulta de internet, así como la adquisición de la información de la base de datos correspondiente al sistema de información geográfica (SIG) de la empresa de distribución EMELNORTE S.A.

El trabajo de investigación últimamente presentará un análisis y comparación técnico económica del estado actual de la red y luego de la aplicación de la metodología propuesta en este trabajo de titulación.

2.1 Formulación del problema de Optimización

La problemática de optimización del trabajo de investigación aquí descrito, se encuentra establecido por el desarrollo de diferentes etapas. La primera corresponde a la ubicación del transformador de distribución, la segunda a la selección del conductor de la red de bajo voltaje en configuración radial para sistemas trifásicos, procesos que harán uso de algoritmos de mínimo costo juntamente con algoritmos de búsqueda, respectivamente y una última etapa para la evaluación de costos operativos e inversión totales del circuito que corresponden a la reconfiguración óptima de la red.

Para el desarrollo de la solución a la problemática planteada, se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Radialidad: La red trifásica de bajo voltaje tiene que cumplir la condición de Radialidad.
- Restricción Caída de Voltaje: De acuerdo a las normas establecidas por las empresas distribuidoras para el diseño de redes de distribución, para este caso de estudio EMELNORTE S.A, se debe cumplir con el límite de caída de voltaje de 3.5% para áreas urbanas y 5% para áreas rurales (EMELNORTE, 2016).
- Pérdidas de potencia activa: Es necesario tener en consideración el índice de pérdidas, siendo un valor aceptable el de 3.6% del valor de la demanda coincidente del circuito de bajo voltaje (EMELNORTE, 2016).
- Infraestructura urbana: El circuito eléctrico de bajo voltaje debe respetar la configuración de la infraestructura eléctrica, alcantarillado, agua potable, telecomunicaciones, así como calles, parques y manzanas existentes.

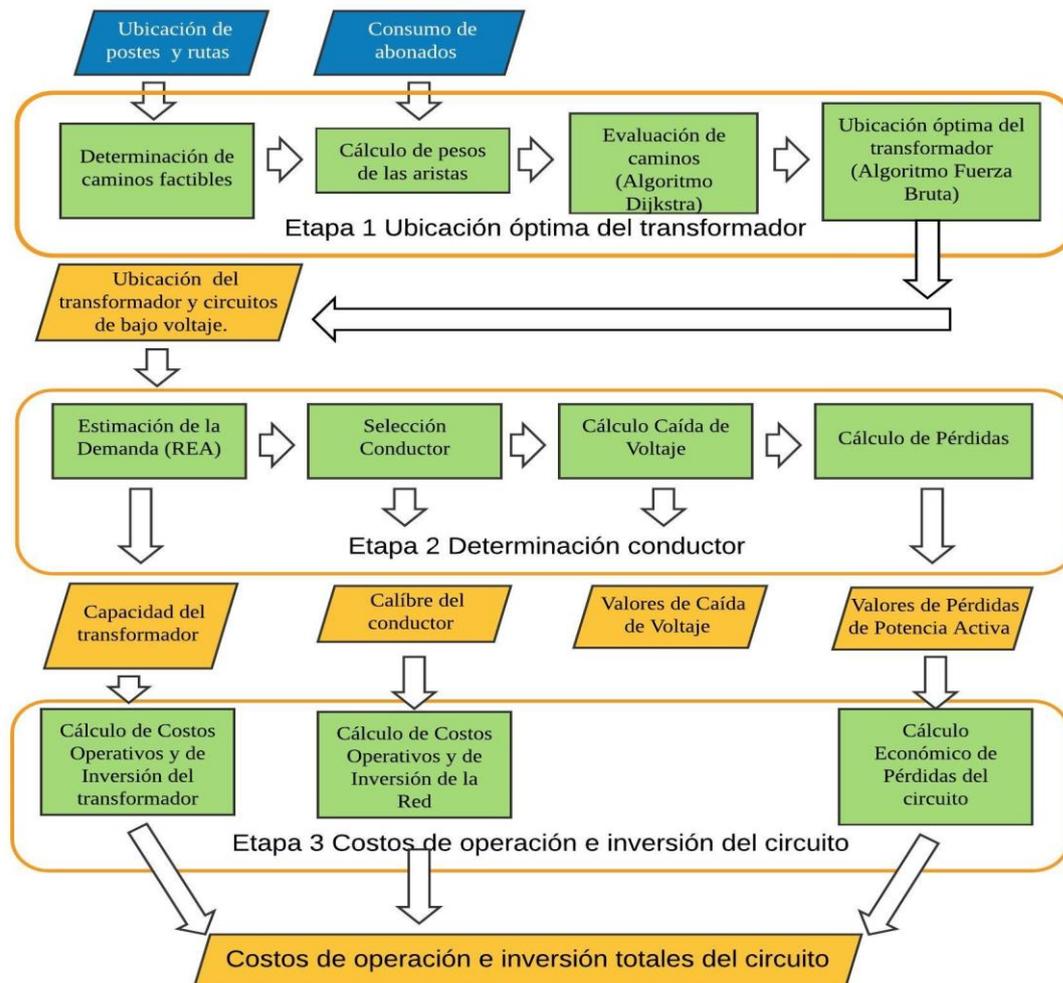
2.2 Metodología propuesta

Esta metodología hace uso de algoritmos de búsqueda para dar solución a la problemática planteada, esta propuesta metodológica consta de tres etapas, la primera consiste en definir la ubicación óptima del transformador de distribución, la segunda consiste en la selección del calibre del conductor para la reconfiguración de la red, y la tercera abarca el cálculo de los costos operativos e inversión totales del circuito que corresponden a la reconfiguración de la red para compararlos mediante un estudio económico respecto a la situación actual de la red, proceso que se lo realizará conjuntamente con la reconfiguración de la red de prueba, acciones que serán ejecutadas en el tercer capítulo del presente trabajo de titulación.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se detalla el diagrama de flujo metodológico, los bloques de color azul indican los datos de entrada para el desarrollo del proceso, los bloques en color verde representan el desarrollo del proceso y finalmente los

bloques en color amarillo son el resultado de la ejecución del proceso, también son datos de entrada para otro proceso.

Figura 2. 1 Proceso Metodológico



Fuente: Autor

2.2.1 Etapa 1: Ubicación óptima del transformador

La metodología propuesta hace uso de scripts programables desarrollados en lenguaje .m del software Matlab® R2018a.

En esta etapa se describe cada proceso a seguir con el fin de definir la ubicación óptima del transformador de distribución en el circuito, ésta considerará la radialidad de la red, límites admisibles de caída de voltaje, índices de pérdidas de potencia activa y la infraestructura eléctrica y urbana existente.

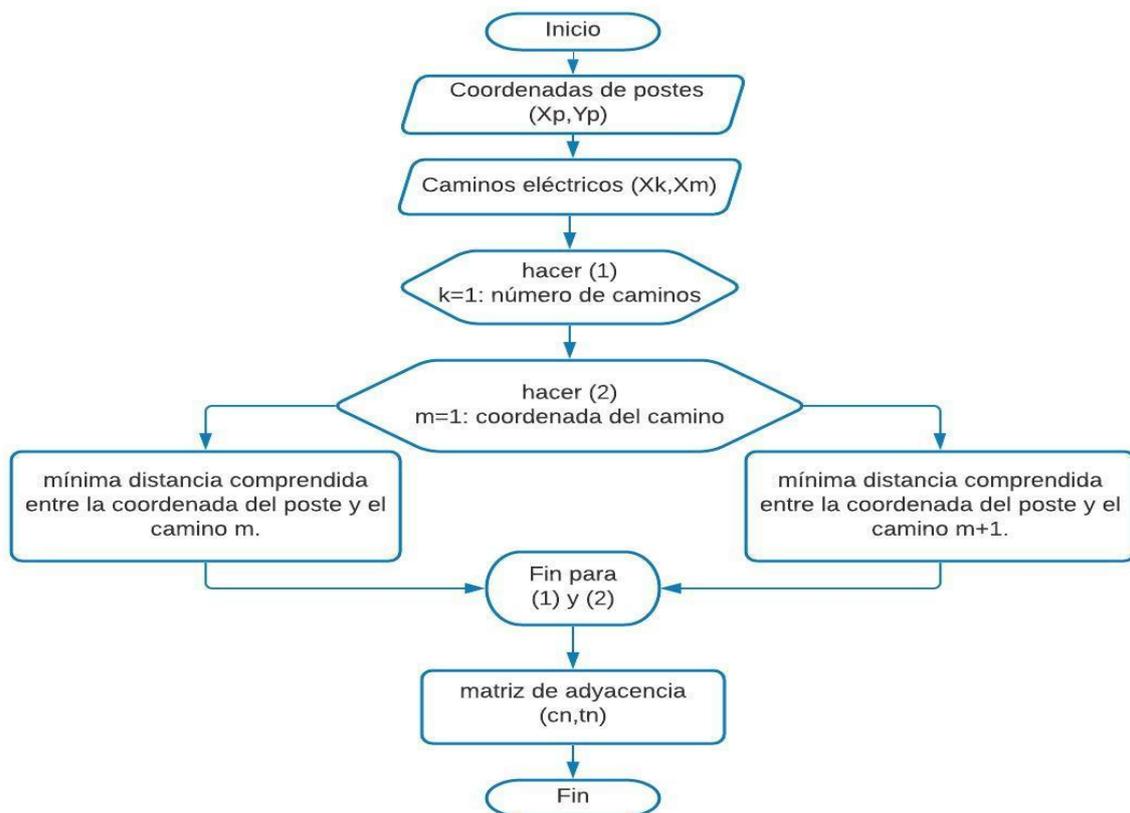
2.2.1.1 Establecimiento de caminos factibles

En esta sección se establece las del circuito de bajo voltaje, con el fin de definir los caminos factibles, con los cuales se constituye la matriz de conectividad.

Con la finalidad de que la reconfiguración de la red pueda usar la estructura eléctrica existente en el área, los caminos tienen que respetar las restricciones de la infraestructura urbana existente. Para ello se detalla en la **Figura 2. 2** el proceso del diagrama de flujo para establecer los caminos factibles.

Para el desarrollo del proceso se requiere ingresar las ubicaciones geográficas (X, Y) de los postes y las rutas eléctricas, mismas que son importadas del sistema de información geográfica (SIG) de EMELNORTE S.A.

Figura 2. 2 Diagrama de Flujo para Determinar Caminos Factibles



Fuente: (Vásquez, 2019)

Donde:

p : Número de postes.

(X_p, Y_p) : Coordenadas cartesianas de los postes P

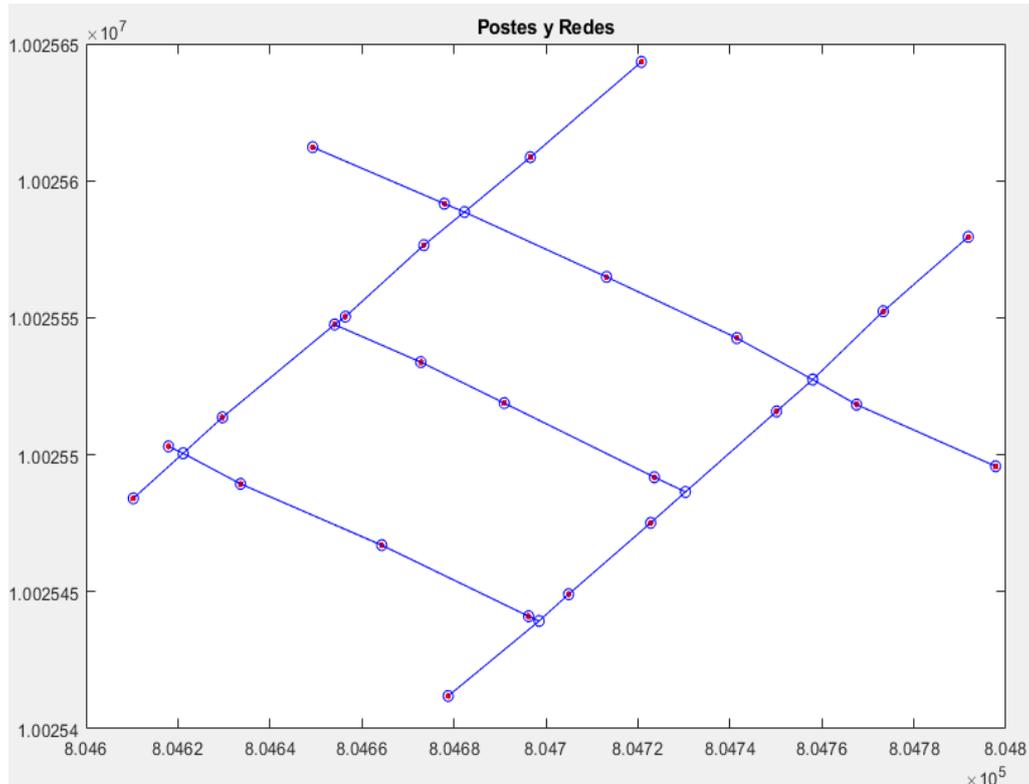
(X_k, Y_m) : Coordenadas geográficas del camino m .

k : Número de caminos eléctricos.

(c_p, t_p) : Matriz de adyacencia.

Como resultado se tiene en la **Figura 2. 3** el circuito con los postes y rutas de la red eléctrica.

Figura 2. 3 Caminos Factibles



Fuente: Autor

2.2.1.2 Cálculo de pesos de aristas

En este apartado se realiza el cálculo de los pesos de las aristas, para ello se tiene como datos de entrada los consumos de energía de los abonados, los cuales se agrupa y se asocia al poste correspondiente, consolidando en cada uno de ellos la información de los abonados.

Esta metodología hace el uso de grafos dirigidos y ponderados, ya que estos presentan la gran ventaja de poder evaluar en ambos sentidos la ponderación de pesos generados por el producto obtenido de las distancias con la sumatoria del consumo en cada

poste. En la **Figura 2. 4** se muestra de manera práctica la ventaja que nos brinda este tipo de grafos.

Figura 2. 4 Cálculo de pesos de las aristas de grafo dirigido y ponderado

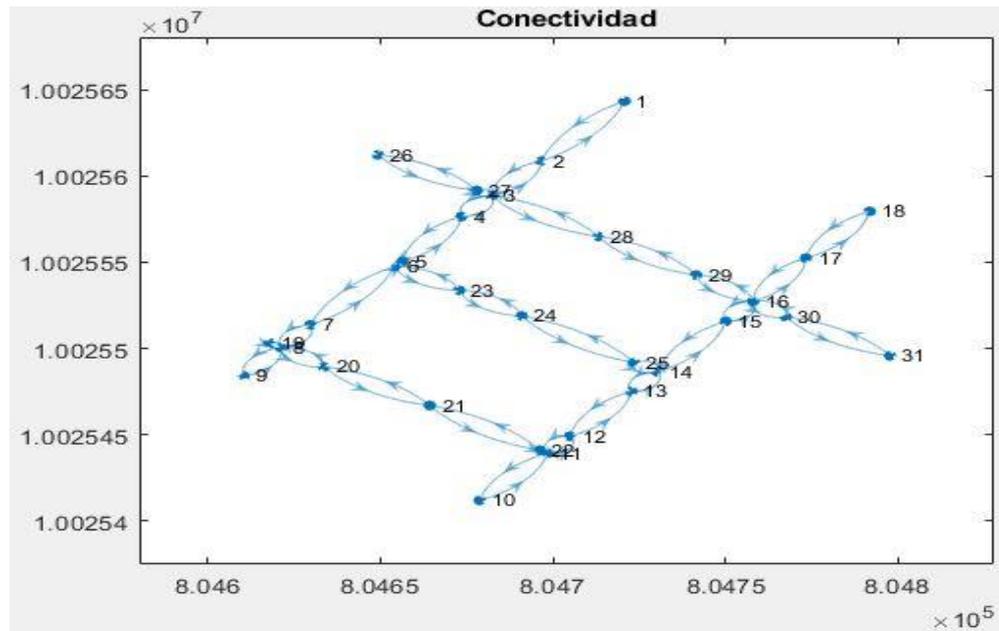


Fuente: Autor

Como se puede observar en la **Figura 2. 4** el peso de la arista (producto de la distancia por el valor del nodo) de transportar energía desde el punto A hacia el punto B (35), no es igual al peso de la arista de transportar energía del punto B hacia el punto A (20).

Teniendo como base lo anteriormente expuesto se procede a construir la matriz de adyacencia del circuito, considerando el uso de grafos dirigidos y ponderados. En la **Figura 2. 5** se muestra la conectividad entre los postes y las rutas de bajo voltaje.

Figura 2. 5 Conectividad de un grafo dirigido y ponderado



Fuente: Autor

Para añadir los pesos a cada arista de la matriz de adyacencia obtenida, se aplica la fórmula indicada a continuación:

$$W_{i,j} = \text{consumo} * \text{distancia } P_{i,j}; i \neq j$$

Ecuación 2. 1 Determinación de pesos

Donde:

$W_{i,j}$: Peso de la arista del tramo i a j.

consumo: Equivalente de los consumos de energía en kWh correspondiente al poste P.

distancia $P_{i,j}$: Distancia en m entre postes del tramo i a j.

2.2.1.3 Evaluación de caminos

Para la evaluación de los caminos en esta metodología, se propone el uso del Algoritmo del mínimo costo, específicamente el Algoritmo de Dijkstra, el cual evalúa los caminos factibles con el fin de definir los mejores caminos, utilizando para ello el script creado para el algoritmo dijkstra en Matlab:

$$[\text{costo}, \text{ruta}] = \text{dijkstra} (\text{G}, \text{inicio}, \text{destino})$$

El script devuelve como resultado dos variables, el costo total del camino evaluado y la ruta de este en el tramo i, j.

La función objetivo mostrada en la **Ecuación 2. 2** que se desea minimizar con la finalidad de obtener una mejor reconfiguración de la red de distribución, es parte del script del algoritmo dijkstra creado en Matlab.

Función Objetivo:

$$\min \sum_{j=1}^k \sum_{P \in T_j}^N \text{consumo} * \text{distancia}(P, T_j)$$

Ecuación 2. 2 Función objetivo para la evaluación de caminos

Expuesto a las siguientes consideraciones:

$$k = 1$$

$$\sum_{j=1}^k \frac{\text{distancia}(P, T_j) * DMD_N}{kVA.m} \leq \Delta V_{\text{máx}} * V_{\text{Línea}}$$

Ecuación 2. 3 Restricción de caída de voltaje

$$3f \sum_i \sum_j 3 * (I_{i,j})^2 * R * L_{i,j} \leq 0.036 * DMD_{coin}$$

Ecuación 2. 4 Índice de pérdidas potencia activa

Donde: ´

k : Cantidad de transformadores.

T_j : Par ordenado que representa la ubicación del transformador j .

P : Par ordenado que representa la ubicación de los postes $P | P \in T_j$

$consumo$: Equivalente de los consumos de energía en kWh correspondiente al poste P .

N : Número de postes $P | P \in T_j$.

DMD_n : Demanda máxima diversificada del poste N .

$kVA.m$: Valor del momento eléctrico.

$\Delta V_{m\acute{a}x}$: Límite de caída de voltaje.

$V_{línea}$: Voltaje de línea.

I_{ij} : Corriente de operación en amperios del tramo i a j .

R : Resistencia del conductor en Ω/km .

L_{ij} : Longitud de la línea en m del tramo i a j .

DM_{coin} : Demanda máxima coincidente del circuito en kW.

La restricción de regulación de voltaje máximo permitido está ligada a la calidad de servicio que se atiende directamente al cliente final.

La función objetivo y sus consideraciones, busca minimizar el costo de transportar energía en una distancia desde el punto i al j , con la finalidad de reducir las pérdidas de potencia activa.

2.2.1.4 Ubicación del transformador

Para definir la ubicación del transformador se emplea el algoritmo de búsqueda denominado Fuerza Bruta, el cual requiere como datos de entrada una matriz de todas las posibles combinaciones de ubicación del transformador y la ubicación geográfica de los

postes. Este proceso se desarrolla en un script creado para el algoritmo de fuerza bruta en Matlab:

$$[\text{PosicionX}, \text{PosicionY}] = \text{FuerzaBruta} (\text{Combinaciones}, X, Y,)$$

El script del algoritmo devuelve como resultado las coordenadas cartesianas (x, y) de la ubicación óptima del transformador.

Finalmente se tiene como resultado de esta etapa la ubicación óptima del transformador y sus respectivos circuitos.

2.2.2 Etapa 2: Selección del conductor

En esta etapa se detalla el proceso para la selección del conductor, una vez que se ha obtenido la ubicación del transformador y los circuitos de bajo voltaje asociados al mismo, es imprescindible para esta etapa hacer la reconfiguración de la red eléctrica.

2.2.2.1 Estimación de la demanda

Con los resultados obtenidos en la etapa 1, se procede a estimar la demanda eléctrica, cuando se conoce los consumos de energía eléctrica de los abonados en kWh con el fin de definir la capacidad del transformador en kW. Para ello se emplea el método de la REA (Rural Electric Administration), esta metodología se encuentra detallada en el capítulo 1 del presente trabajo de investigación, en la página 21.

Por medio de la **Ecuación 2. 5**, se determina el valor de demanda máxima coincidente, con este parámetro se obtiene la demanda de diseño del transformador a utilizarse en la reconfiguración de la red.

$$DM_{\text{coin}} = (\text{Factor A}) * (\text{Factor B})$$

Ecuación 2. 5 Demanda Máxima Coincidente

$$\text{Factor A} = N * (1 - 0,4N + 0,4 * (N^2 + 40)^{0,5})$$

Ecuación 2. 6 Factor A

$$\text{Factor B} = 0,005925 * \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)^{0,885}$$

Ecuación 2. 7 Factor B

Donde:

N: Número de abonados del circuito.

$\left(\frac{kWh}{mes}\right)$: Promedio de la suma de consumos de los abonados del circuito.

DMcoin: Demanda máxima coincidente del circuito.

2.2.2.2 Selección del conductor

Para la selección del conductor se hará uso de la metodología planteada por (Mena et al., 2010), ésta se describe en el capítulo 1 página 25. Para esta metodología propuesta se hace uso de hojas de cálculo, específicamente de la herramienta Excel, para ello se han considerado los conductores eléctricos que se muestran en la **Tabla 2. 1**

Tabla 2. 1 Conductores eléctricos considerados

CONDUCTOR			
	CALIBRE	RESITENCIA ohm/km	PRECIO US\$/km
DESNUDO	AWG 1/0	0,86	690
AAC -FASE	AWG 2/0	0,68	870
Y	AWG 3/0	0,43	1180
ASCR - NEUTRO	AWG 4/0	0,34	1460
PREENSAMBLADO	3X50 + 1X50 (1/0)	0,27	3280
AAC – FASE	3X70 + 1X50 (2/0)	0,74	4180
Y			
AAAC - NEUTRO	3X95 + 1X50 (3/0)	0,51	5080

Fuente: (EMELNORTE , 2021),(Electrocables, 2018)

Es necesario tener en consideración el factor de pérdidas ya que por medio de este valor se puede hacer una estimación de pérdidas de energía lo más cercano a la realidad, estos datos son obtenidos de (Aillón, 2010), éstos dependen del tipo de abonado organizados por estrados de consumo y se detallan en la **Tabla 2. 2**

Tabla 2. 2 Estratos y factores de pérdidas

ESTRATO (kWh)	FACTOR DE PÉRDIDAS
E (0-100)	0,143
D (101-150)	0,199
C (151-250)	0,237
B (251-350)	0,256
A (351-500)	0,267
>500	0,323

Fuente: (EMELNORTE, 2016), (Aillón, 2010, p.59),(Trujillo, 2019,p.46)

Se hace indispensable conocer el valor de corriente máxima del conductor con relación al costo anual total, con la finalidad de seleccionar el conductor que cumpla con el límite térmico de operación del circuito, para ello se hace un cálculo de los valores usando los datos de la **Tabla 2. 1**, adicional los datos descritos en la **Tabla 2. 3**, teniendo en consideración los siguientes aspectos:

- **Resistencia en (Ω/km):** Esta información se obtiene de los catálogos de los conductores eléctricos. Para esta metodología se han considerado los conductores de aluminio desnudo AAC de la empresa (Electrocables, 2018), y los conductores de aluminio preensamblado de la empresa (Prysmian, 2018).
- **Límite Térmico (A):** Se obtiene de la misma manera que la resistencia eléctrica.
- **Factor de Pérdidas:** Se considera como una variable, con el fin de que el cálculo económico de pérdidas sea lo más aproximado a la realidad, estos datos son obtenidos de (Aillón, 2010).
- **Costo anual de demanda (US\$/kW):** Es un costo establecido por el órgano regulador de energía eléctrica, estos datos se encuentran especificados en el Informe Técnico – Económico del Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica de acuerdo con la Resolución ARCONEL Nro. 023/19 (ARCONEL, 2020a).
- **Costo de energía (US\$/kWh):** Se obtiene de la misma manera que el costo anual de demanda.
- **Costo de la línea:** Se refiere al costo en (US\$/km), y se obtiene de la dirección comercial de la empresa distribuidora EMELNORTE S.A (EMELNORTE SA, 2021a).
- **Tasa de descuento (%):** Es el porcentaje que se usa para los estudios económicos, con el fin de calcular el valor presente de un valor futuro, se considera para este trabajo de investigación un valor de 12%. Para Ecuador, este valor consta en el Plan Maestro de Electricidad realizado por el Ministerio De Energía Y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR, 2018,p.37)
- **Vida útil (años):** Hace referencia al tiempo de uso y operación del conductor, por lo cual se debe considera como una variable. Para esta metodología propuesta se considera un tiempo de 30 años.
- **Longitud del circuito (km):** Es una variable que resulta de la suma de la longitud de todos los tramos pertenecientes al circuito de bajo voltaje de la reconfiguración.

Tabla 2. 3 Costo anual de la línea para cada conductor

DATOS	CALIBRE						
	PREENS 1/0	PREENS 2/0	PREENS 3/0	1/0	2/0	3/0	4/0
Conductor de aluminio (7 hilos)							
Resistencia (Ω /km)	0,74	0,51	0,37	0,68	0,43	0,34	0,27
Límite térmico (A)	124	160	200	247	286	331	383
Factor de pérdidas	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Costo de demanda (US\$/kW/año)	321,48	321,48	321,48	321,48	321,48	321,48	321,48
Costo de energía (US\$/kWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Costo de la línea (US\$/km)	3280	4180	5080	690	870	1180	1460
Tasa de descuento (%)	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Costo de mantenimiento	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Vida útil (años)	30	30	30	30	30	30	30
Longitud del circuito (km)	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
Costo anual total de la línea [amortización + operación y mantenimiento] (US\$/km)	472,79	602,52	732,25	99,46	125,40	170,09	210,45

Fuente: Autor

A los valores de la **Tabla 2. 3**, se les aplica la **Ecuación 2. 8**, fórmula descrita en el capítulo 1 página 28, y se generarán los costos anuales totales para cada conductor en dependencia del valor de corriente máxima del circuito, mismos que se encuentran detallados en la **Figura 2. 6**

$$C_{\text{anual total línea}} = C_t * L + C_{po} + C_{en}$$

Ecuación 2. 8 Costo anual línea

Con el valor de demanda obtenido después de aplicar el método de la REA, se calcula la corriente máxima requerida para el circuito. Se debe tener en consideración que por cada tramo el valor de la corriente de operación no siempre es la misma, para ello se debe usar el mismo calibre seleccionado para todos los tramos de la red de bajo voltaje.

Por medio de la **Ecuación 2. 9** se realiza el cálculo de la corriente máxima del circuito.

$$i = \frac{DM_{\text{coin}}}{\sqrt{3} * V_{\text{Línea}} * fp}$$

Ecuación 2. 9 Corriente sistemas trifásicos

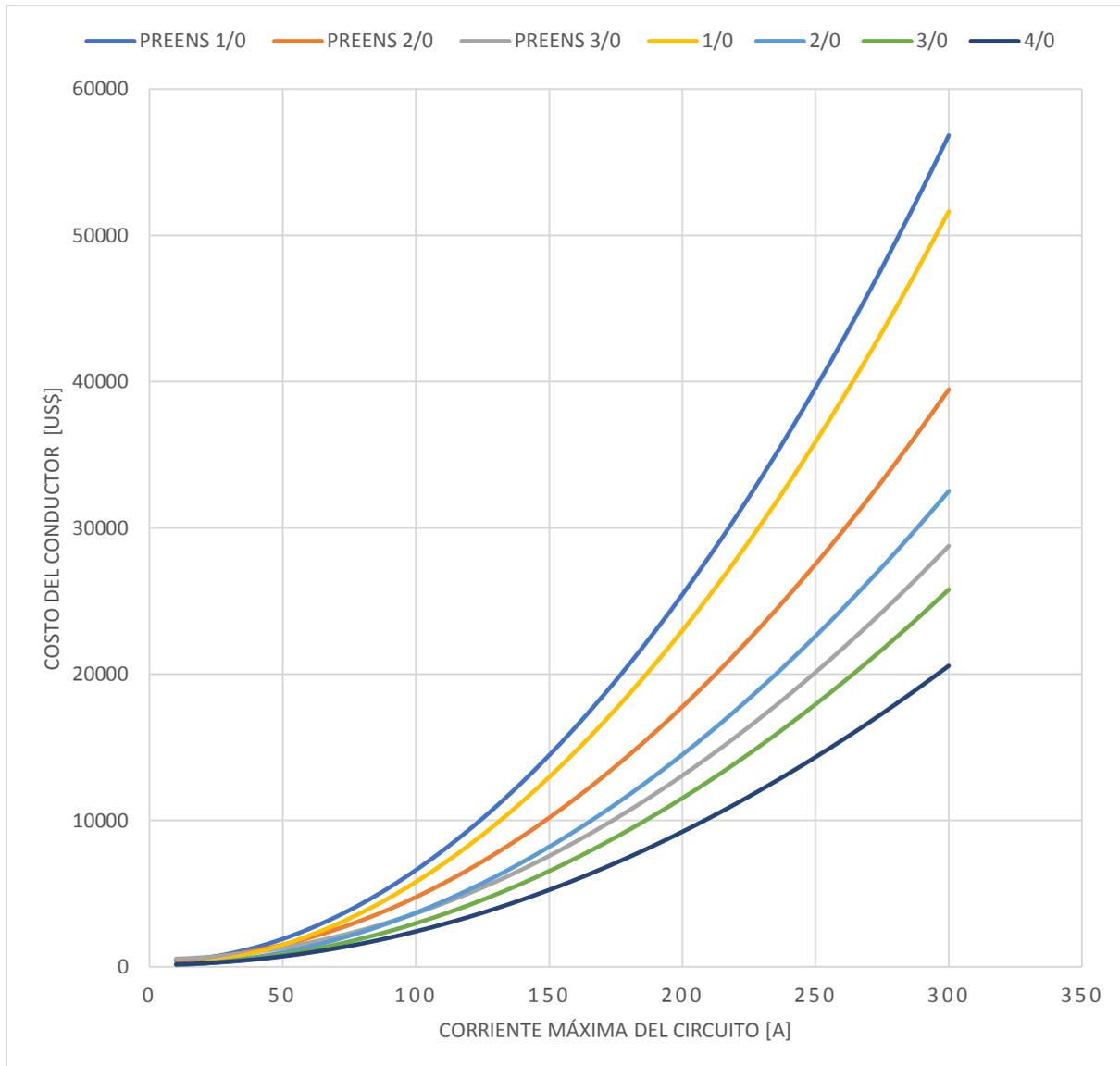
Donde:

DM_{coin} : Demanda máxima coincidente del circuito en kW.

$V_{Línea}$: Voltaje de línea en voltios.

fp : Factor de potencia.

Figura 2. 6 Corriente [A] vs Costo [US\$] para elección del calibre del conductor óptimo



Fuente: Autor

Para la selección del conductor se escogerá el mínimo valor de la gráfica, teniendo en consideración el valor de corriente máxima necesaria por el circuito.

2.2.2.4 Cálculo de caídas de voltaje

En cada una de las normativas de las empresas distribuidoras se tiene establecido el límite de caída de voltaje permitido para circuitos de bajo voltaje, para el presente caso de estudio esta regulación se encuentra detallada en el capítulo 1 página 24.

Los cálculos de regulación de voltaje garantizan la calidad de servicio en la reconfiguración de la red de bajo voltaje. Para ello se hace uso de los datos obtenidos en la etapa 1 y etapa 2 y se aplica la metodología de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución propuesta por EMELNORTE S.A.

Una vez realizado el cálculo de regulación de voltaje, se realiza una comparación respecto al valor establecido por la normativa, si éste supera el permitido se tendrá que reemplazar el calibre por aquel conductor inmediatamente en valor superior de momento eléctrico y se repite el cálculo hasta cumplir con la norma establecida.

2.2.2.5 Cálculo de pérdidas

En el capítulo 1, página 25 dentro de las normas de EMELNORTE S.A. se establece el índice de valor de pérdidas técnicas de un 3,6%, que se considera para la estimación de la demanda del circuito de bajo voltaje. Esto debido a que las pérdidas están presentes en las redes eléctricas, que son causadas por el Efecto Joule, éstas dependen de la corriente que fluye por el mismo, el valor de resistencia por kilómetro y la longitud de la línea.

Se debe tener en consideración que el cálculo de pérdidas de potencia activa determina el porcentaje de pérdidas totales del circuito y poderlo comparar con el índice establecido por la norma, de esta manera se permite evaluar el impacto de la reconfiguración respecto a la red actual de prueba, proceso que se validará en el capítulo 3.

2.2.3 Etapa 3: Costos operativos e inversión totales del circuito

En esta etapa se determina el costo anual total del transformador, además este será sumado con los costos anuales totales de red obtenidos en la etapa 2, y los costos por pérdidas de potencia y energía del circuito, para obtener los costos operativos e inversión totales del circuito.

2.2.3.1 Costo operativo e inversión anual del transformador

Para determinar los costos de inversión anuales del transformador, es necesario conocer los costos de los transformadores. A continuación, se detallan los transformadores que han sido considerados para esta metodología:

Tabla 2. 4 Costo de Transformadores e Instalación

Capacidad S (kVA)	Costo del transformador (\$)	Costo de instalación (\$)
100	1 962,25	277,02
112,5	2 119,60	277,02
125	2 276,96	340,53

Fuente: (EMELNORTE SA, 2021b)

La información de la **Tabla 2. 4** muestra el costo de los transformadores y de su instalación, esta información consta en el presupuesto de la empresa distribuidora EMELNORTE S.A.

Ya que se tiene establecida la capacidad del transformador a ubicar en la red de bajo voltaje, se debe calcular el costo anual del transformador, para ello se hace uso de los datos expuestos en la **Tabla 2. 4** y aplica la fórmula escrita a continuación:

$$C_{\text{anual total}_{\text{transformador}}} = C_{\text{int}} + C_{\text{ta}}$$

Ecuación 2. 10 Costo Anual Total del Transformador

Donde:

$C_{\text{anual total}}$: Costo total anual del transformador (US\$).

C_{int} : Costo de instalación del transformador.

C_{ta} : Costo anual amortizado de inversión, operación y mantenimiento del transformador (US\$).

Desde el punto de vista de Rondón, Calanche, & Rojas (2013), establecen que la vida útil de un transformador es de 20 a 35 años a temperaturas de operación entre 65°C y 95°C trabajando en condiciones nominales, por lo que para esta metodología propuesta se considera un período de 30 años.

Tabla 2. 5 Costo anual del transformador

COSTO ANUAL DEL TRANSFORMADOR	
DATOS	
Capacidad del transformador (kVA)	112,5
Costo del transformador (\$)	2 119,6
Costo de instalación (\$)	227,02
Tasa de descuento (%)	12%

Costo de mantenimiento	2%
Vida útil (años)	30
Costo anual del transformador [amortización + operación y mantenimiento] (US\$/Km)	305,53
Costo anual de instalación (\$)	32.72
Costo anual total (\$)	338.25

Fuente: (EMELNORTE SA, 2021b)

La **Tabla 2. 5** indica el costo anual total del transformador, que es la suma de los costos anuales correspondientes al transformador y a su instalación, los cálculos de estos valores se obtienen con el uso de la formulación detallada en el capítulo 1 página 28.

Los resultados obtenidos se tomarán en cuenta para los costos operativos e inversión totales del circuito.

2.2.3.2 Costos operativos e inversión de la red

En esta sección se hace uso de los resultados obtenidos en la etapa 2 página 42, obteniéndose los costos anuales totales de la línea, en dependencia del calibre óptimo seleccionado, por medio de la fórmula escrita aquí abajo:

$$C_{\text{anual total línea}} = C_t * L + C_{po} + C_{en}$$

Ecuación 2. 11 Costo Anual Total de la Red

2.2.3.3 Costos de pérdidas de potencia y energía del circuito

Para los cálculos de los costos por pérdidas de potencia y energía del circuito se hace uso como datos de entrada los cálculos de pérdidas de potencia y energía obtenidos como resultado en la etapa 2 página 43, y se aplica la formulación descrita a continuación, misma que se encuentra detallada en el capítulo 1 página 27 del presente trabajo de investigación.

$$C_{po} = P_{pot} * C_d \qquad C_{en} = P_{ene} * C_e$$

Ecuación 2. 12 Costo de Pérdidas de Potencia y Energía

Donde:

P_{pot} : Pérdidas de potencia (kW/año).

P_{ene} : Pérdidas de energía (kWh/año).

C_d : Costo de demanda (US\$ kW/año).

C_e : Costo de la energía (US\$ kWh/año).

C_{p_o} : Costo de las pérdidas de potencia (US\$/año).

C_{en} : Costo de las pérdidas de energías (US\$/año).

2.2.3.4 Costos operativos e inversión totales del circuito

Para la determinación de los costos operativos e inversión totales del circuito, se realiza una sumatoria que corresponde al costo anual total del transformador, adicionalmente los costos anuales totales de red y los costos por pérdidas de potencia y energía del circuito, formulación descrita a continuación:

$$C_{anual\ total} = C_{anual\ total_{transformador}} + C_{anual\ total_{línea}} + C_{p_o} + C_{en}$$

Ecuación 2. 13 Costo anual Total Línea y Transformador

Donde:

$C_{anual\ total}$: Costo anual total de operación e inversión (US\$).

$C_{anual\ total_{transformador}}$: Costo anual del transformador (US\$).

$C_{anual\ total_{línea}}$: Costo anual de la línea (US\$).

C_{p_o} : Costo por pérdidas de potencia activa del circuito (US\$).

C_{en} : Costo por pérdidas de energía del circuito (US\$).

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

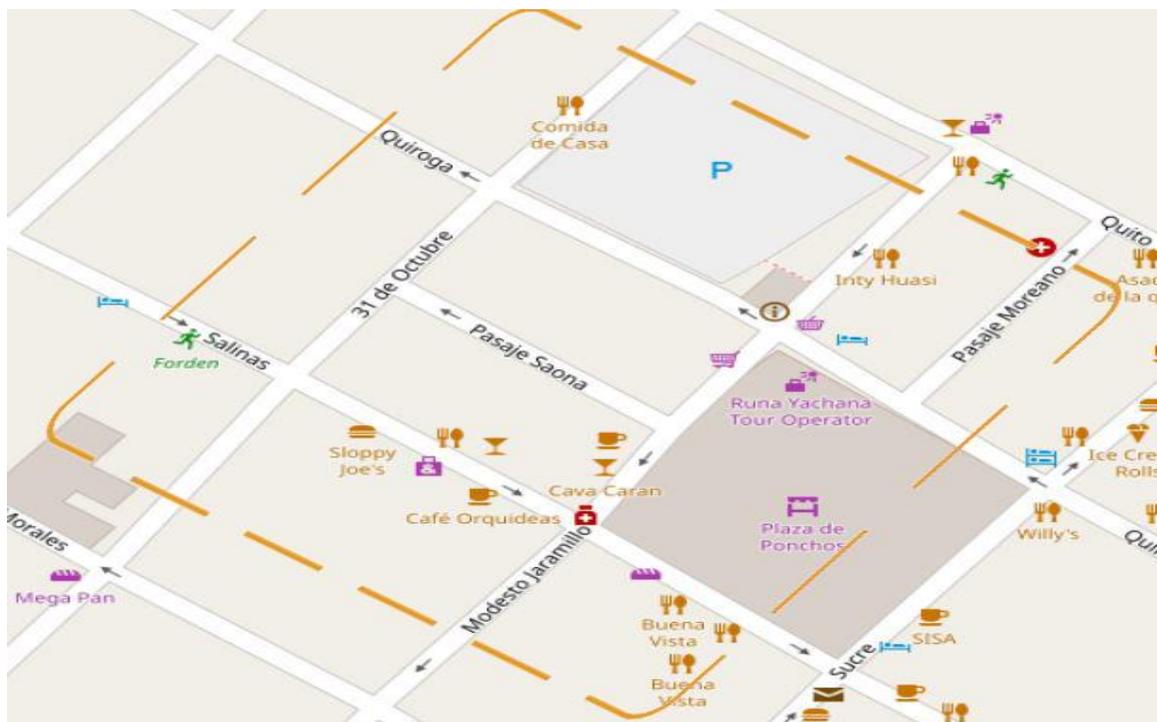
En este capítulo se emplea la metodología propuesta en el capítulo anterior, para ello se aplicará a un circuito de prueba obtenido de la base de datos del sistema de información geográfica (SIG) de la empresa distribuidora EMELNORTE S.A.

Para la valoración cuantitativa de los costos operativos e inversión totales del circuito que representan un beneficio económico para la empresa distribuidora, se usan los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología propuesta en la red de prueba, verificando por medio de una comparación técnico-económica entre la situación actual del circuito de prueba y la reconfiguración de dicha red antes mencionada.

3.1 Circuito de prueba

El circuito de prueba seleccionado para la aplicación de la metodología propuesta, se encuentra ubicado en las calles 31 de Octubre, Quiroga, Modesto Jaramillo y Salinas de la ciudad de Otavalo como se muestra en la **Figura 3. 1**, el circuito pertenece a la zona urbana del área de concesión de la empresa distribuidora EMELNORTE S.A.

Figura 3. 1 Ubicación del Circuito de Prueba



Fuente: (GoogleM, 2020)

En la tabla **Tabla 3. 1** se muestra los datos de conexión del transformador de distribución del circuito de prueba.

Tabla 3. 1 Datos del transformador de distribución

Transformador de distribución	
Alimentador	Circuito 3
Subestación de conexión	Otavalo
Código transformador	V3T34
Capacidad	100 kVA
Número de fases	3
Voltaje	13.8 kV / 220 V

Fuente: (EMELNORTE-SIG, 2020)

La información correspondiente a la situación actual de la red de prueba, se detallan en la **Tabla 3. 2**, los cuales se encuentran descritos en el ANEXO A Ubicación Geográfica Del Transformador, Postes Y Redes Eléctricasy ANEXO B Consumos De Energía Por Poste.

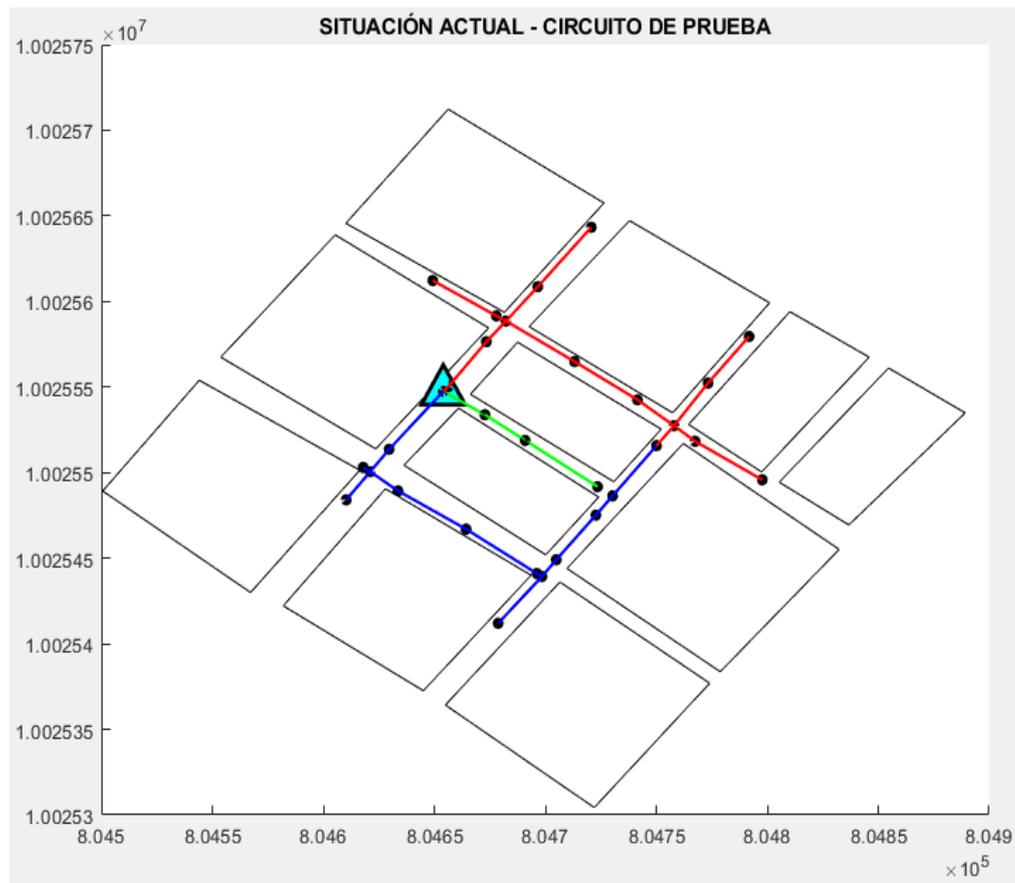
Tabla 3. 2 Situación actual de la red de prueba

Situación actual de la red de prueba	
Tipo de red	Aérea
Tipo de circuito	Trifásico
Voltaje de suministro	127/220 V
Número de abonados	175
Estrado de abonados	D
Numero de postes	26
Conductores usados en la red	Preensamblado AAC 3x50+1x50 (#1/0) Desnudo ASCR: #2 – #1/0
Longitud total de la red	776.75 [m]

Fuente: (EMELNORTE-SIG, 2020)

En la **Figura 3. 3** se muestra la situación actual del circuito de prueba, la ubicación del transformador, postes y su correspondiente tendido eléctrico de bajo voltaje.

Figura 3. 3 Situación Actual - Circuito de Prueba



Fuente: Autor

Adicionalmente, se presenta en la **Tabla 3. 3**, un resumen de la situación actual del circuito de prueba, los cálculos de caída de voltaje y pérdidas de potencia activa se encuentran detallados en el ANEXO 1.

Tabla 3. 3 Resumen Estudio Situación Actual

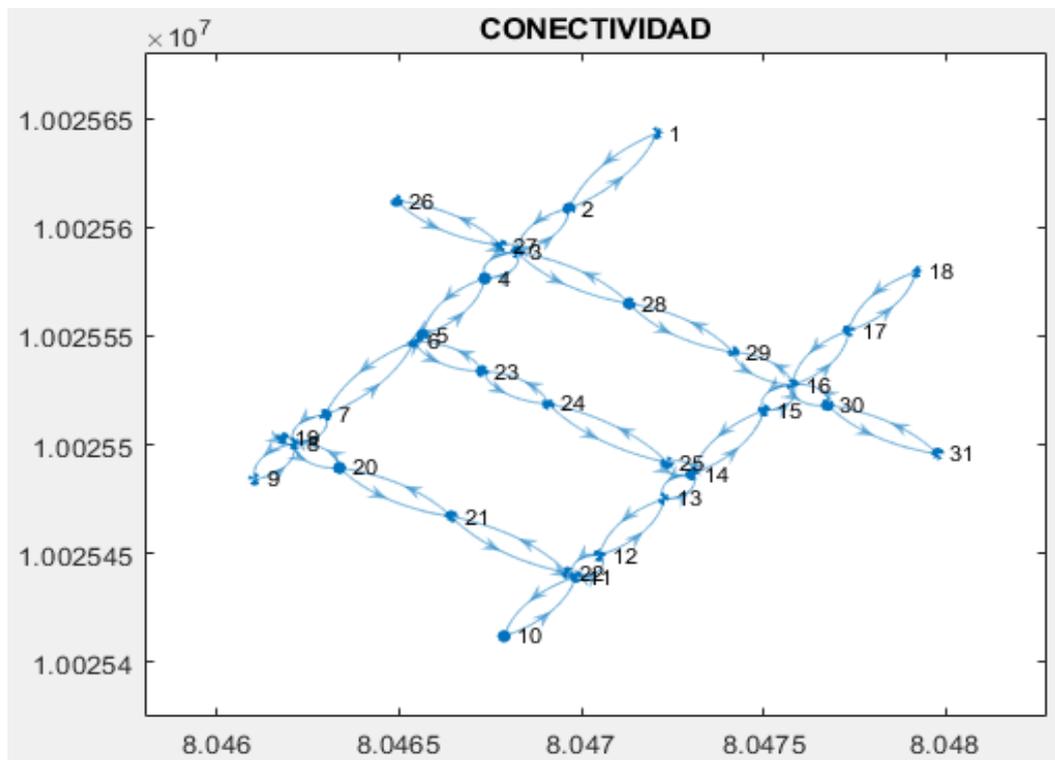
Transf.	Capacidad del Transformador (kVA)	Demanda Máxima Diversificada (kVA)	Calibre del Conductor	Tipo de Sistema	Voltaje (V)	Caída Máxima de Voltaje (%)	Pérdidas Potencia Activa (%)
V3T34	100	104,49	Preens 3x50+1x50 Desnudo # 2 # 1/0	Trifásico	220	2.55	6.32

Fuente: Autor

3.2 Etapa 1: Ubicación del transformador

En esta sección, se definen los caminos factibles haciendo uso de la matriz de conectividad que se muestra en la **Figura 3. 4**, como resultado del uso de grafos dirigidos y ponderados.

Figura 3. 4 Matriz de Conectividad



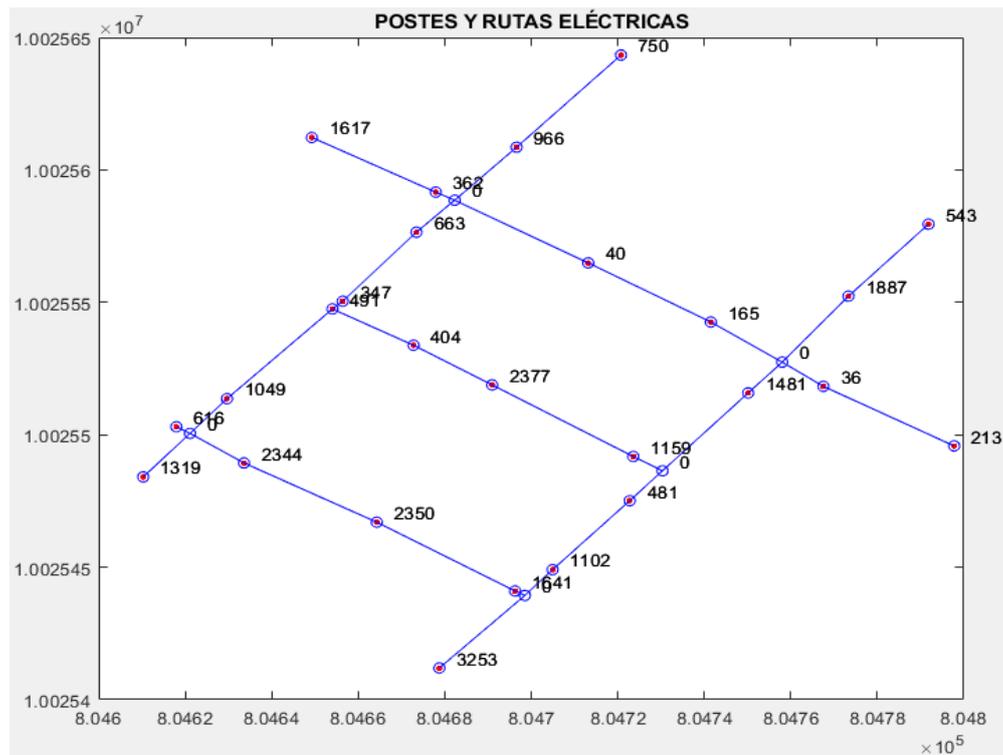
Fuente: Autor

A continuación, se debe hacer uso de los consumos de los abonados asociándolos a cada poste según corresponda, tal como se detalla en el ANEXO 1, con la finalidad de establecer los pesos en las aristas en la matriz de conectividad, como se explicó el capítulo anterior.

Las intersecciones se muestran con un consumo de valor 0, ya que el cruce aéreo no contiene un consumo de energía asociado.

En la **Figura 3. 5** se muestra las rutas eléctricas y los postes pertenecientes al circuito de prueba con sus respectivos valores de consumo de energía en kWh.

Figura 3. 5 Promedio de consumo de energía asociado a cada poste



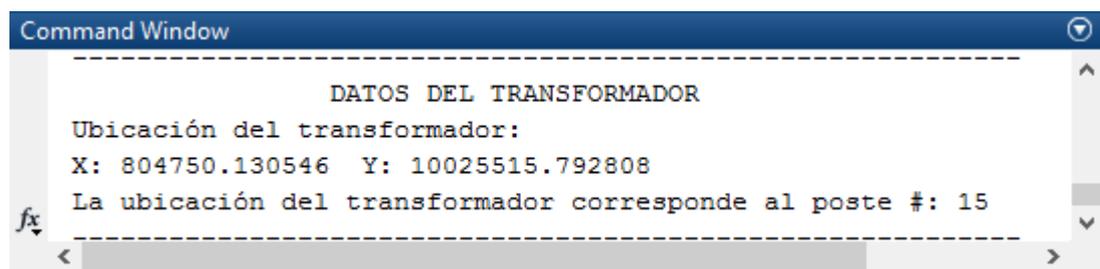
Fuente: Autor

Tras la evaluación de todos los circuitos factibles que cumplen con la restricción de radialidad realizadas por el algoritmo de fuerza bruta para la ubicación óptima del transformador, que considera la función objetivo expresada en la **Ecuación 2. 2** en el capítulo anterior.

$$\min \sum_{j=1}^k \sum_{P \in T_j}^N \text{consumo} * \text{distancia}(P, T_j)$$

Se tiene como resultado las coordenadas cartesianas (x, y) de la ubicación del transformador como se muestra en la **Figura 3. 6**

Figura 3. 6 Coordenadas Cartesianas de la Ubicación del Transformador



Fuente: Autor

Además, se tiene los recorridos de los circuitos de bajo voltaje pertenecientes al transformador, como resultado de la evaluación de los caminos factibles por medio del algoritmo de Dijkstra que para este caso de estudio establece la condición de radialidad, de esta manera se respeta la infraestructura eléctrica y urbana, ya que los circuitos definidos podrían hacer uso de las estructuras eléctricas existentes en la zona. El script devuelve los siguientes resultados estableciendo las rutas de los circuitos de bajo voltaje, que tienen origen en el poste #15 que corresponde a la ubicación óptima del transformador.

 EVALUACIÓN DE CAMINOS POR ALGORITMO DIJKSTRA
 Y
 UBICACIÓN DEL TRANSFORMADOR POR EVALUACIÓN DE FUERZA BRUTA

Combinación: 15 1 Ruta: 15 16 29 28 3 2 1
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 60663.61 [kWh.m]

 Combinación: 15 2 Ruta: 15 16 29 28 3 2
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 28922.86 [kWh.m]

 Combinación: 15 3 Ruta: 15 16 29 28 3
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 5138.01 [kWh.m]

 Combinación: 15 4 Ruta: 15 16 29 28 3 4
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 15062.45 [kWh.m]

 Combinación: 15 5 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 25869.07 [kWh.m]

 Combinación: 15 6 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 27704.92 [kWh.m]

 Combinación: 15 7 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 7
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 71454.52 [kWh.m]

 Combinación: 15 8 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 7 8
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 71454.52 [kWh.m]

 Combinación: 15 9 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 7 8 9
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 97417.71 [kWh.m]

 Combinación: 15 10 Ruta: 15 14 13 12 11 10
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 151197.44 [kWh.m]

 Combinación: 15 11 Ruta: 15 14 13 12 11
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 41324.11 [kWh.m]

 Combinación: 15 12 Ruta: 15 14 13 12
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 41324.11 [kWh.m]

 Combinación: 15 13 Ruta: 15 14 13
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 6537.27 [kWh.m]

 Combinación: 15 14 Ruta: 15 14

Costo Energía x Distancia_{i,j}: 0.00 [kWh.m]

 Combinación: 15 15 Ruta: 15
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 0.00 [kWh.m]

 Combinación: 15 16 Ruta: 15 16
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 0.00 [kWh.m]

 Combinación: 15 17 Ruta: 15 16 17
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 55198.53 [kWh.m]

 Combinación: 15 18 Ruta: 15 16 17 18
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 73057.80 [kWh.m]

 Combinación: 15 19 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 7 8 19
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 73940.69 [kWh.m]

 Combinación: 15 20 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 7 8 20
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 110711.83 [kWh.m]

 Combinación: 15 21 Ruta: 15 14 13 12 11 22 21
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 142664.48 [kWh.m]

 Combinación: 15 22 Ruta: 15 14 13 12 11 22
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 45987.83 [kWh.m]

 Combinación: 15 23 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 23
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 37087.82 [kWh.m]

 Combinación: 15 24 Ruta: 15 16 29 28 3 4 5 6 23 24
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 93021.01 [kWh.m]

 Combinación: 15 25 Ruta: 15 14 25
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 10029.99 [kWh.m]

 Combinación: 15 26 Ruta: 15 16 29 28 3 27 26
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 64120.22 [kWh.m]

 Combinación: 15 27 Ruta: 15 16 29 28 3 27
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 7062.76 [kWh.m]

 Combinación: 15 28 Ruta: 15 16 29 28
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 5138.00 [kWh.m]

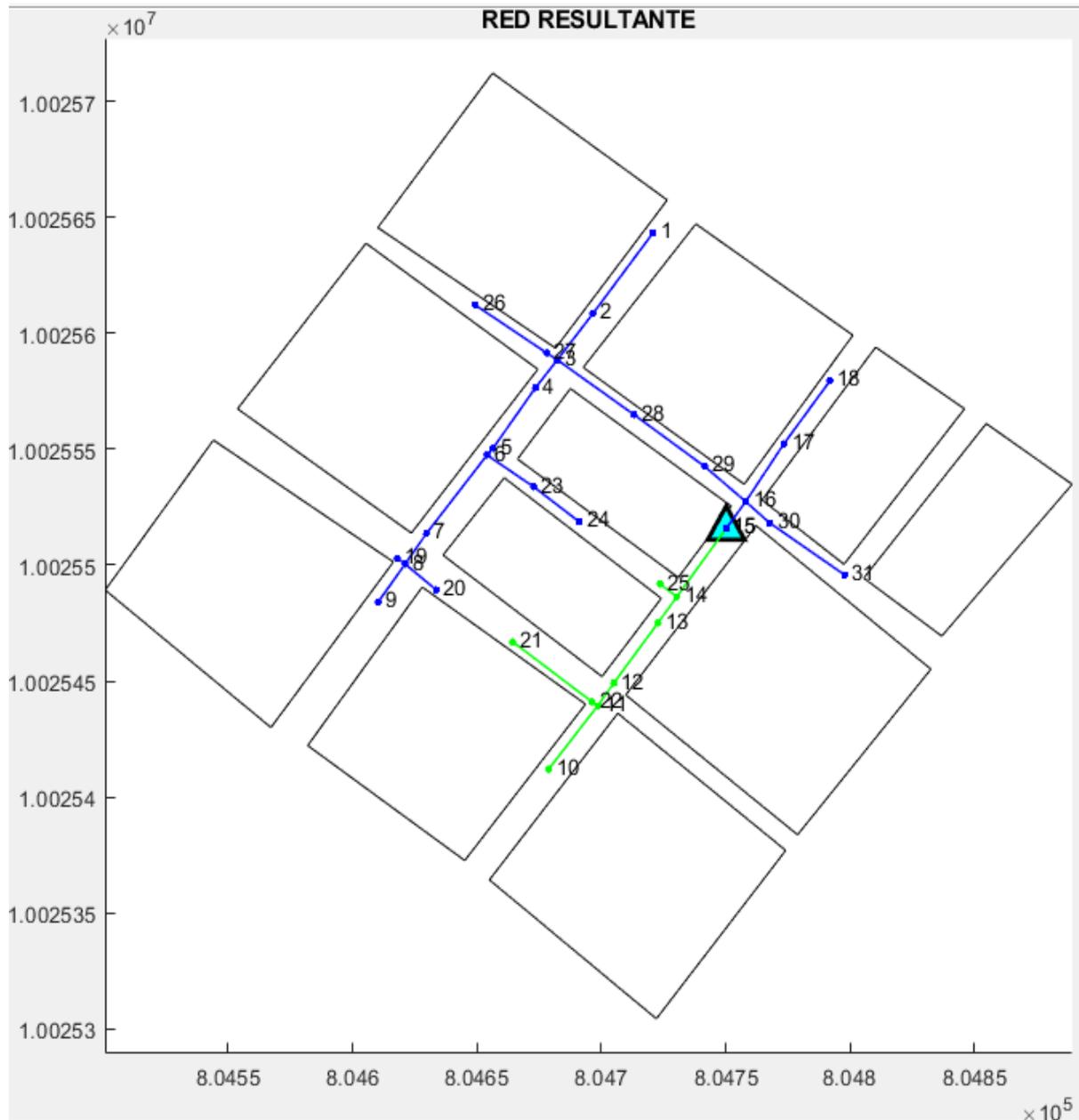
 Combinación: 15 29 Ruta: 15 16 29
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 3694.68 [kWh.m]

 Combinación: 15 30 Ruta: 15 16 30
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 474.95 [kWh.m]

 Combinación: 15 31 Ruta: 15 16 30 31
 Costo Energía x Distancia_{i,j}: 8503.13 [kWh.m]

Finalmente se tiene como resultado de la etapa 1 la ubicación del transformador y sus respectivos circuitos de bajo voltaje. El resultado se indica en la **Figura 3. 7**

Figura 3.7 Transformador y sus Circuitos de Bajo Voltaje - Resultado de la Etapa 1



Fuente: Autor

3.3 Etapa 2: Selección del conductor

Para esta etapa es necesario definir las variables que se muestran en la **Figura 3.8**, información que se usa para los respectivos cálculos de: estimación de la demanda máxima de la red, capacidad del transformador, selección del conductor, caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa, además que se establece la restricción del porcentaje de caída de voltaje y la consideración del índice de pérdidas de potencia activa.

Figura 3. 8 Variables para Cálculos

The image shows a software dialog box titled "Variables pa...". It contains several input fields and two buttons at the bottom. The fields are: "Voltaje de línea (V):" with the value "220"; "Factor de Potencia:" with the value "0.95"; "Tipo de Red: 1. Aérea o 2. Subterránea" with a radio button selected for "1"; "Caída de voltaje permitido (%):" with the value "3.5"; and "Índice de pérdidas potencia activa (%)" with the value "3.6". The "OK" and "Cancel" buttons are located at the bottom right of the dialog box.

Fuente: Autor

Tras los cálculos de la estimación de la demanda del circuito los cuales fueron obtenidos por la utilización del método de la REA, procedimiento el cual se describió en el capítulo anterior, se obtiene como resultados la demanda máxima diversificada y la capacidad del transformador a instalar, mismos que se detallan a continuación:

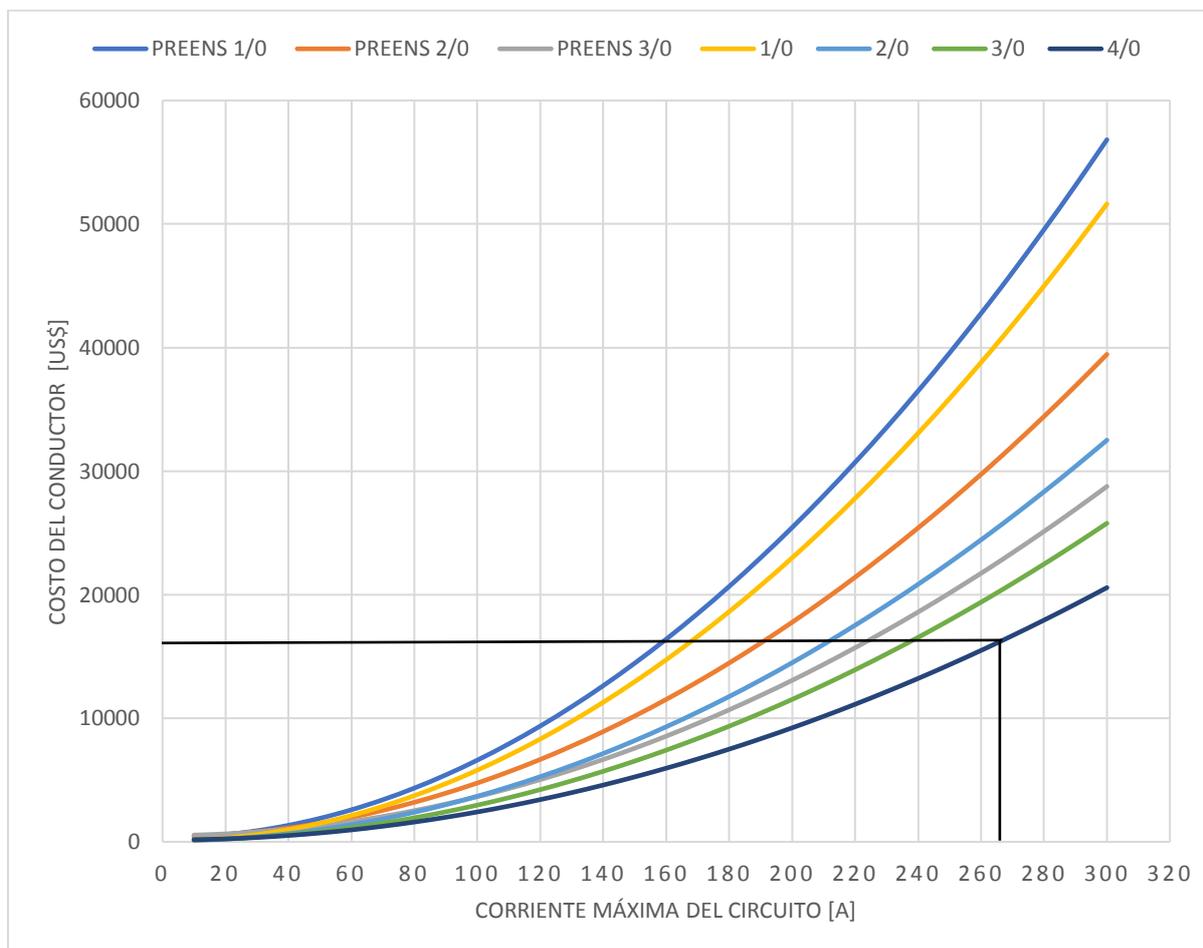
 DATOS DEL TRANSFORMADOR
 DMD: 104.49 [KVA]
 Capacidad del Transformador: 112.5 [KVA]

A continuación, se usó del factor de pérdidas para la selección del conductor, el cual depende del estrato de consumo y para el presente caso de estudio corresponde a un estrato tipo D con un consumo promedio de (147.60 kWh), usando un valor de $f_{perdidas} = 0.199$ tal como se muestra en la tabla **Tabla 2. 2** del capítulo 2 – etapa 1 del presente trabajo de titulación.

Una vez calculada la corriente máxima de operación y los costos de cada conductor considerados para este caso de estudio, se hace uso de la **Figura 2. 6** mostrada en el capítulo 2 – etapa 2 del presente trabajo de titulación, para la selección del conductor a usarse. Se tiene como resultado una corriente máxima de operación de 264.68 (A) y de acuerdo con este

valor se ha seleccionado el conductor tal como se muestra con línea de color negro en la **Figura 3. 9**, la selección del conductor se basa en que éste presenta el menor costo de inversión, y tiene como ventaja una menor resistencia al paso de la corriente eléctrica la cual reduce directamente las pérdidas de potencia activa respecto a los demás conductores considerados.

Figura 3. 9 Gráfica Corriente Máxima de Operación [A] vs Costo Anual Total [US\$/año]



Fuente: Autor

Se tiene como resultado de esta etapa el calibre del conductor a usarse, que corresponde a un calibre AWG 4/0, que genera el menor costo anual total respecto a los demás conductores considerados, dicho valor corresponde a 15 472.70 [US\$].

A continuación, en la tabla **Tabla 3. 4** se presentan los valores de caída de voltaje y de pérdidas de potencia activa del circuito, los cuales se encuentran detallados en el ANEXO 2, como resultado de la ubicación óptima del transformador y de la selección del conductor a usarse.

Para obtener el valor de caída de voltaje se usa la metodología de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución propuesta por la empresa distribuidora EMELNORTE S.A, y para el cálculo de pérdidas de potencia activa se usa la **Ecuación 1. 12**, descrita en el capítulo 1, la cual se muestra a continuación:

$$3f \sum_i \sum_j 3 * I_{ij}^2 * R_{ij} * L_{ij} \leq 0.0036 * DMcoin$$

Ecuación 1. 23 Porcentaje de Pérdidas

Donde:

I_{ij} : Corriente de operación en el tramo i-j en amperios.

R_{ij} : Resistencia del conductor en el tramo i-j en ohm.

DMD : Demanda máxima diversificada en kVA.

fp : Factor de potencia.

L_{ij} : Longitud del tramo i-j en km.

Tabla 3. 4 Resumen Caída de Voltaje y Pérdidas de Potencia Activa Totales del Circuito

Transf	Capacidad del Transformador a instalar (kVA)	Demanda Máxima Diversificada (kVA)	Calibre del Conductor	Tipo de Sistema	Voltaje (V)	Caída Máxima de Voltaje (%)	Pérdidas Potencia Activa (%)
1	112,5	104,49	4/0	Trifásico	127/220	0,57	1,54

Fuente: Autor

3.4 Etapa 3: Costos operativos e inversión totales del circuito

En esta etapa se detalla el resumen de los costos operativos e inversión totales del circuito, que corresponde al costo anual total del transformador, adicionalmente los costos anuales totales de la línea y los costos por pérdidas de potencia activa y energía del circuito.

Los resultados se muestran en la tabla **Tabla 3. 5**

Tabla 3. 5 Resumen Costos Operativos e Inversión Totales del Circuito

Costo inversión del Transformador	Costo de inversión de la Línea	Costo por Pérdidas Potencia Activa	Costo por Pérdidas Energía	Costo Anual Total del Circuito
\$ 338,25	\$ 16 047,56	\$ 474,35	\$ 114,13	\$ 16 974,30

Fuente: Autor

3.5 Resultados, comparación y discusión

En este apartado se presenta un análisis los resúmenes de los resultados de la reconfiguración del circuito de prueba obtenidos de la etapa 1,2 y 3 de la metodología propuesta y se los compara respecto a la situación actual del circuito de prueba.

Los resultados se validan mediante un cálculo teórico técnico-económico, con el fin de evaluar el impacto de la reconfiguración de la red de prueba. Estos datos se encuentran detallados en la tabla **Tabla 3. 6** que corresponde a los valores de caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa del circuito, y la Tabla **Tabla 3. 7** hace referencia a los costos anuales totales del circuito, con la finalidad de validar las mejoras técnicas y los beneficios económicos que se obtienen al aplicar la metodología propuesta.

Tabla 3. 6 Resumen Comparativo del estado actual y la Reconfiguración de la Red

Resumen Comparativo del estado actual y la Reconfiguración de la Red		
Transformador	Caída Máxima de Voltaje (%)	Pérdidas de Potencia Activa (%)
Situación Actual de la Red		
V3T34	2,55%	6,32%
Reconfiguración de la Red		
1	0,57%	1,54%

Fuente: Autor

Como se puede observar en la tabla **Tabla 3. 6**, la aplicación de la metodología propuesta valida la reducción de las pérdidas de potencia activa para la situación actual respecto a la reconfiguración de la red, dicho valor es reducido en un 75.63% respecto al valor actual, por lo que se considera una mejora técnica ya que dichos valores se han disminuido considerablemente, además de que los valores de caída de voltaje para ambas

situaciones no sobrepasan los límites permitidos por la empresa distribuidora EMELNORTE S.A, al contrario con la aplicación de la metodología propuesta los valores mejoran la calidad de servicio hacia el usuario final.

Tabla 3. 7 Resumen Costos Anuales Totales del Circuito

Costos Anuales Totales						
Transf	Capacidad del Transformador (kVA)	Costo de inversión anual del Transformador	Costo de inversión anual de Línea	Costo por Pérdidas Potencia Activa	Costo por Pérdidas Energía	Costo Anual Total del Circuito
Situación Actual de la Red						
V3T34	100	\$ 315,57	\$ 16 475,04	\$ 1 946,70	\$ 381,07	\$ 19 118,39
Reconfiguración de la Red						
1	112,50	\$ 338,25	\$ 15 472,70	\$ 474,35	\$ 92,86	\$ 16 378,16

Fuente: Autor

Adicionalmente, se tiene beneficios económicos que son representativos para la empresa distribuidora EMELNORTE S.A, el costo anual total del circuito es reducido en un 14.33 % respecto al valor actual, que representa un ahorro de 2 740,23 [US\$]. En cuanto a los costos generados por pérdidas de potencia activa se ha reducido en 75.78% que corresponde a un ahorro de 1 472.35 [US\$], valores que se encuentran resumidos en la **Tabla 3. 7.**

Estos valores se ven afectados directamente con la ubicación óptima del transformador y la selección del conductor adecuado, ya que en la situación actual de la red, con la ubicación existente del transformador presenta elevados valores de pérdidas de potencia activa, además que se usan 3 calibres diferentes de conductores de aluminio: preensamblado 3x50+1X50 (1/0), desnudo #2 y #1/0, distribuidos en diferentes tramos con diferentes valores de corriente de operación, es por esto que se reubica el transformador y se hace uso de un solo calibre de conductor el cual es obtenido como resultado de la etapa 1 y 2 de la metodología propuesta siendo este un conductor de aluminio desnudo de calibre AWG #4/0.

Con la selección del conductor adecuado y la reubicación del transformador se minimiza el costo de transporte de energía en ciertas distancias y por ende se minimizan las pérdidas por efecto joule que se hacen presentes en los conductores eléctricos.

Por lo tanto, la metodología propuesta representa una herramienta útil para las reconfiguraciones de las redes de distribución trifásicas de bajo voltaje en configuración radial.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.1 Conclusiones

- La revisión bibliográfica permitió conocer las metodologías y normativas que se aplican en el diseño y rediseño de las redes eléctricas de distribución trifásicas de bajo voltaje en configuración radial, así mismo aportó en el desarrollo de la programación de algoritmos y métodos matemáticos los cuales permitieron realizar un estudio técnico-económico de la situación actual de la red de prueba y posteriormente el desarrollo de la metodología propuesta para la reconfiguración de dicha red antes mencionada.
- La metodología propuesta combina herramientas programables con hojas de cálculo, teoría de grafos y programación lineal desarrollando una metodología útil para la optimización de redes de distribución eléctricas, distribuyéndose en tres etapas, en la primera se optimiza haciendo uso del método de Fuerza Bruta, que es aplicado por primera vez obteniendo la ubicación óptima del transformador, la segunda optimiza el conductor eléctrico a usarse, minimizando las pérdidas de potencia activa y mejorando la calidad de servicio hacia el usuario final, y finalmente se optimiza los costos técnico-económicos con los resultados obtenidos en las etapas 1 y 2. Esta metodología es ventajosa respecto a otros trabajos realizados ya que considera la configuración de radialidad de los circuitos eléctricos respectando la infraestructura eléctrica y urbana del sector.
- Con la reconfiguración de la red de prueba haciendo uso de la metodología propuesta, se demuestra que las redes de distribución eléctrica son propensas a mejoras técnico-económicas, tanto en la ubicación óptima del transformador, selección adecuada del conductor para las rutas eléctricas y la reducción de costos operativos de la red, la combinación de estas consideraciones demuestran la reducción de pérdidas de potencia activa, como se puede observar en la **Tabla 3. 6** los resultados obtenidos presentan una mejora técnica de minimización de pérdidas de potencia activa en un 75.78% respecto a la situación actual de la red de prueba, además se tiene en la **Tabla 3. 7** un ahorro económico para la empresa distribuidora de un 14.33% equivalente a 2 740,23 [US\$]., de esta manera

se valida la metodología propuesta constituyéndola como una herramienta útil para las reconfiguraciones de las redes de distribución trifásicas en bajo voltaje.

4.2 Recomendaciones

Partiendo de que la metodología propuesta es propensa a mejoras, debido a que el método de fuerza bruta es considerado por primera vez, y que para este caso de estudio se ha realizado con un solo transformador, se hace indispensable considerar estudios de optimización sobre la cargabilidad del transformador de distribución, de esta manera se dimensionaría de manera correcta y poder aprovechar eficientemente la capacidad del mismo, con lo anteriormente expuesto se minimizaría las pérdidas técnicas que se presentan en los transformadores y conjuntamente con la minimización de pérdidas por efecto joule que se han optimizado en este trabajo de investigación, se estaría optimizando de manera general las pérdidas técnicas que se presentan en las redes de distribución eléctrica de bajo voltaje.

5. REFERENCIAS

- Aillón, C. (2010). *Desarrollo De La Metodología Eeq S.A., Para El Cálculo De Pérdidas Técnicas En Alimentadores Primarios, Y Aplicación Al Primario 04d De La Subestación Chimbacalle* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2069/1/CD-2868.pdf>
- Aman, L. (2017). *Cálculo Del Índice Sectorizado De Pérdidas En La Empresa Eléctrica Quito. Implementación De Una Aplicación Computacional En Matlab, Y Comparación De La Metodología Actual Para El Cálculo De Pérdidas Utilizada Por La Eeq Ante Una Nueva Alternativa* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19305/1/CD-8674.pdf>
- ARCONEL. (2019). *Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018*. Retrieved from <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/08/EstadísticaAnualMultianual2018.pdf>
- ARCONEL. (2020a). *Informe Técnico – Económico del Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica de acuerdo con la Resolución ARCONEL Nro. 023/19*.
- ARCONEL. (2020b). *Resolución No. ARCONEL-006/2020*. Retrieved from <https://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>
- Baca, R., & Cárdenas, D. (2019). *Incidencia del efecto corona en la radiointerferencia electromagnética en líneas de transmisión de alta tensión en c.a.* (Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco). Retrieved from http://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/UNSAAC/4722/253T20190675_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Barnes, J. A., & Harary, F. (1983). Graph theory in network analysis. *Social Networks*, 5(2), 235–244. [https://doi.org/10.1016/0378-8733\(83\)90026-6](https://doi.org/10.1016/0378-8733(83)90026-6)
- Bhowmik, S., Goswami, S. K., & Bhattacharjee, P. K. (2000). New power distribution system planning through reliability evaluation technique. *Electric Power Systems Research*,

54(3), 169–179. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(99\)00086-3](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(99)00086-3)

Bragado, I. (2003). *Física general*.

Brokeing, W., & Palma, R. (2018). Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia. In *Universidad de Chile* (Primera Ed). Retrieved from http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf

Cañar, S. (2007). *Calculo Detallado De Perdidas En Sistemas Eléctricos De Distribución Aplicado Al Alimentador "Universidad" Perteneciente a La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.a* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4217/1/CD-0926.pdf>

Cárdenas, D., Paredes, D., Solano, E., & Ampuno, G. (2020). Modelo térmico para determinar la vida útil de un transformador de distribución sumergido en aceite. *Revista Ibérica de Sistemas e Tecnologías de Informação*, 270–287. Retrieved from <https://search.proquest.com/openview/19a97ed032e37637942a6192b9aeef4c/1?pq-origsite=gscholar&cbl=1006393>

Charras, C. (1997). Introduction Brute Force Algorithm. Retrieved from <http://www-igm.univ-mlv.fr/~lecroq/string/node2.html#SECTION0020>

Chartrand, G., & Zhang, P. (2012). *A First Course in Graph Theory*.

Claverol, M., Simò, E., & Zaragoza, M. (2012). *Matemática Discreta: Teoría De Grafos*. 69. Retrieved from <https://ocw.upc.edu/sites/all/modules/ocw/estadistiques/download.php?file=340370/2012/1/54137/grafos-teoria-4760.pdf>

CODENSA. (2013). *ET009 Transformador de distribución trifásico ocasionalmente sumergible* (pp. 1–13). pp. 1–13. Retrieved from http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/transformadores/et009_transformador_distribucion_trifasico_ocasionalmente_sumergible_potencia_500_kva

Conejo, A., Arroyo, J., Milano, F., Alguacil, N., Polo, J., García, R., ... López, L. (2007). *Instalaciones Eléctricas* (Primera Ed). Madrid: McGraw Hill.

Cormen, L. (1990). *Introduction to Algorithms*.

- EEQ. (2015). *Normas para Sistemas de Distribución - Parte A Guía para Diseño de Redes de Distribución*. Retrieved from <http://www.eeq.com.ec:8080/documents/10180/921866/Guía+para+diseño+de+redes+para+distribución/b681b238-2c70-4ee6-b737-ecca4ca8b55c>
- Electricista, T. (2008). Curso de instalaciones eléctricas: Tema 25. Ubicación del Centro de Carga de una I.E.P. Retrieved October 27, 2020, from http://cursosdeelectricidad.blogspot.com/2008/06/tema-25-ubicacin-del-centro-de-carga-de_20.html
- Electrocables. (2018). *Catálogo de Productos Electrocables*. Retrieved from <http://www.electrocable.com/uploads/catficha/cata-logo-electrocables-2018.pdf>
- EMELNORTE-SIG. (2020). *Sistema de Información Geográfica (SIG)*.
- EMELNORTE. (2016). *Adecuación De Las Redes De Distribución De EmelNorte, Dimensionamiento De Transformadores Y Método De Cálculo De Caídas De Voltaje En Redes Secundarias De Distribución*.
- EMELNORTE SA. (2021a). *Presupuesto Dirección Comercial*.
- EMELNORTE SA. (2021b). *Presupuesto Dirección Comercial*. 1–2.
- Fernández, F. (2016). *Montaje y Mantenimiento de Redes Eléctricas Aéreas de baja Tensión*. Retrieved from <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/44032>
- Fernández, P., & Hernández, J. (2018). El mundo de los grafos, primera parte. In *El discreto encanto de la matemática* (pp. 20–50). Retrieved from <https://verso.mat.uam.es/~pablo.fernandez/cap10-2-dic18.pdf>
- GoogleM. (2020). Google Maps. Retrieved November 20, 2020, from <https://www.google.com.ec/maps/@0.2305284,-78.2626402,18.75z>
- Guastadisegni, F. (2018). Euler y los Puentes de Königsberg: Teoría de Grafos. Retrieved September 22, 2020, from <https://www.geogebra.org/m/AahnrwUv>
- Harju, T. (2016). Lecture Notes on GRAPH THEORY. *Physical Review Letters*. [https://doi.org/10.1016/S0010-938X\(00\)00038-X](https://doi.org/10.1016/S0010-938X(00)00038-X)
- Hernández, M., Arroyo, G., Santos, M., Rodríguez, G., & Escobedo, H. (2015). *Modelo para*

- detectar y prevenir pérdidas y redes bayesianas con base en técnicas de minería de datos no técnicas en sistemas de distribución eléctrica* María. 192–199. Retrieved from <https://www.ineel.mx/boletin042015/tecni2.pdf>
- Jiménez, R., Serebrisky, T., & Mercado, J. (2014). Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe - Reporte del Banco Interamericano de Desarrollo. *Banco Interamericano de Desarrollo*. Retrieved from <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Electricidad-perdida-Dimensionando-las-pérdidas-de-electricidad-en-los-sistemas-de-transmisión-y-distribución-en-América-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- Johnsonbaugh, R. (2005). *Matemáticas discretas* (Sexta Edic). Retrieved from <https://catedras.facet.unt.edu.ar/lad/wp-content/uploads/sites/93/2018/04/Matemáticas-Discretas-6edi-Johnsonbaugh.pdf>
- Juárez, J. D. (1995). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica* (Primera Ed). México: UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOUfANA.
- Kandjungulume, J. (1989). *Reconfiguración de Sistemas de Distribución Mediante Intercambio de Ramas* (Universidad Central “Martha Abreu” de las Villa). <https://doi.org/10.1109/61.25637>
- Malone, L., & College, H. (2008). Rural Electrification Administration. Retrieved September 22, 2020, from <https://eh.net/encyclopedia/rural-electrification-administration/>
- MEER. (2013). Homologación de las Unidades de Propiedad y Unidades de Construcción del Sistema de Distribución Eléctrica. In *Ministerio De Electricidad Y Energia Renovable*.
- MEER. (2017). *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Retrieved from https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PME_2016-2025.pdf
- Mena, V., Flores, R., & Vásquez, P. (2010). *Herramienta computacional parametrizable para selección óptima de conductores*.
- MERNNR. (2016). *Plan Maestro de Electricidad Expansión y mejora de la distribución 2016-2025* (pp. 239–273). pp. 239–273. Retrieved from <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

- MERNNR. (2018). *Plan Maestro de Electricidad 2018-2027*.
- Mora, F. (2015). Capítulo 1 SISTEMAS POLIFÁSICOS. In *Electromagnetismo y Circuitos Electricos* (pp. 60–146). Retrieved from https://blog.utp.edu.co/circuitosii457/files/2015/10/Sistemas_Polifasicos.pdf
- Morales, B. (2011). *MONTAJE DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO TRIFÁSICO DE 22.8KV DE LA SUBESTACIÓN CONOCOTO EN EL VALLE DE LOS CHILLOS* (Escuela Politecnica Nacional). Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4368>
- Morton, A., & Mareels, I. (2000). An efficient brute-force solution to the network reconfiguration problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15, 996–1000. <https://doi.org/10.1109/61.871365>.
- Munguía, J. (2018). *Aplicación y evaluación de las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión para redes de distribución de energía eléctrica de el Salvador* (Universidad el Salvador). Retrieved from [http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/16059/1/Aplicación y evaluación de las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión para redes de distribución de energía eléctrica de El Salvador.pdf](http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/16059/1/Aplicación_y_evaluación_de_las_metodologías_para_el_cálculo_de_pérdidas_técnicas_en_baja_tensión_para_redes_de_distribución_de_energía_eléctrica_de_El_Salvador.pdf)
- Núñez, F. (2015). *Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas* (Primera Ed). Santo Domingo: Universidad APEC.
- Ortiz, A., Hernández, N., Seck, J., Lagos, P., Medina, J., & Ortiz, G. (2020). Diseño de la Parte Activa de un Transformador de Potencia Mediante Algoritmos Genéticos para Minimizar las Pérdidas. *Padi*, 7(14), 52–58. Retrieved from <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/icbi/article/view/4424/6821>
- Paricahua, R., & Fernández, G. (2017). Estudio Y Análisis De Una Metodología Para La Estimación De Pérdidas Técnicas En Redes De Distribución De Energía Eléctrica En La Región De Puno 2017. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO.
- Pearson, D., & Bryant, V. (2004). Advancing Maths for AQA: Decision Maths 1. *ResearchGate*, (March 2005), 326–327. <https://doi.org/10.1017/S0025557200177964>
- Pérez, I. (2014). *Regulation of the Power Sector*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3>

- Prysmian. (2018). *Retenax preensamblado* (Vol. 50).
- Ramírez, S. (2009). Redes de distribución de energía. In *Redes de distribución de energía* (Tercera Ed). <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6938875>
- Rondón, I., Calanche, V., & Rojas, F. (2013). Metodología para estimar la vida útil del autotransformador at-4, 700 mva de la subestación guayana B debido a sobrecargas. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 17(67), 57–67.
- Ruina, A., & Pratap, R. (2002). *Introduction to Statics and Dynamics*. Retrieved from <http://ruina.tam.cornell.edu/Book/RuinaPratapNoProblems.pdf>
- Saeed, M. S., Mustafa, M. W., Sheikh, U. U., Jumani, T. A., Khan, I., Atawneh, S., & Hamadneh, N. N. (2020). An efficient boosted C5.0 decision-tree-based classification approach for detecting non-technical losses in power utilities. *Energies*, 13(12), 1–19. <https://doi.org/10.3390/en13123242>
- Salas, A. (2008). *Acerca del Algoritmo de Dijkstra*. (November 2008). Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/2207758_Acerca_del_Algoritmo_de_Dijkstra
- Shah, A. L., Mesbah, W., & Al-Awami, A. T. (2020). An Algorithm for Accurate Detection and Correction of Technical and Non-Technical Losses Using Smart Metering. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 9456(c), 1–1. <https://doi.org/10.1109/tim.2020.2999175>
- Solís, C. (2018). Planificación De Redes Eléctricas De Distribución En Zonas Urbanas Consolidadas Considerando Criterios De Confiabilidad. *ResearchGate*, (December), 108. Retrieved from https://www.researchgate.net/profile/Carlos_Solis_Intriago/publication/329894473_Planificacion_de_Red_Electricas_de_Distribucion_en_Zonas_Urbanas_Consolidadas_considerando_Criterios_de_Confiabilidad/links/5c20efc8458515a4c7f5efc6/Planificacion-de-Redes-
- Tama, A. (2014). Las Pérdidas de Energía Eléctrica. *Criell*, 12–17. Retrieved from http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/25745/Las_Pérdidas_de_Energía_Eléctrica.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Torrigo, J. (2018). Algoritmo de Fuerza Bruta. Retrieved from <https://www.studocu.com/bo/document/universidad-mayor-de-san-andres/taller-de-programacion-lab-inf/apuntes/algoritmo-de-fuerza-bruta/4599639/view>
- Trujillo, J. (2019). *Estudio Del Factor De Pérdidas Técnicas En Redes De Distribución De Bajo Voltaje, Para La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.* Universidad Técnica delNO.
- Vargas, K. (2015). *HOMOLOGACIÓN DE PRECIOS UNITARIOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL ECUADOR* (Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito). Retrieved from <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5081/1/UPS-CYT00109.pdf>
- Vásquez, R. (2019). *Rediseño Óptimo De Redes Radiales De Distribución Eléctrica En Bajo Voltaje Considerando Las Restricciones De La Infraestructura Eléctrica Y Urbana Existente* (Escuela Politécnica Nacional). Retrieved from <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20393>
- Villalpando, J., & García, A. (2014). *Matemáticas discretas : aplicaciones y ejercicios* (Primera Ed). Guadalajara: Grupo Editorial PATRIA.

ANEXOS

ANEXO A Ubicación Geográfica Del Transformador, Postes Y Redes Eléctricas

Tabla 6. 1 Coordenadas Cartesianas del Transformador

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL TRANSFORMADOR			
Tipo	Código	Ubicación (X)	Ubicación (Y)
Transformador	V3T34	804641,92	10025555,88

Tabla 6. 2 Coordenadas Cartesianas de Postes e Intersecciones

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE POSTES E INTERSECCIONES			
Tipo	Código	Ubicación (X)	Ubicación (Y)
Poste	V3P215	804720,75	10025643,36
Poste	V3P216	804696,62	10025608,59
Intersección		804682,29	10025588,57
Poste	V3P238	804673,47	10025576,48
Poste	V3P256	804656,42	10025550,41
Poste	V3P257	804654,06	10025547,51
Poste	V3P258	804629,68	10025513,65
Intersección		804621,13	10025500,52
Poste	V3P259	804610,30	10025484,10
Poste	V3P284	804678,76	10025411,95
Intersección		804698,53	10025439,34
Poste	V3P553	804704,94	10025449,09
Poste	V3P281	804722,77	10025475,13
Intersección		804730,34	10025486,42
Poste	V3P280	804750,13	10025515,79
Intersección		804758,01	10025527,43
Poste	V3P242	804773,33	10025552,35
Poste	V3P243	804791,84	10025579,53
Poste	V3P260	804617,96	10025503,04
Poste	V3P261	804633,62	10025489,36
Poste	V3P262	804664,31	10025466,99
Poste	V3P263	804696,25	10025441,06
Poste	V3P5005	804672,81	10025533,81
Poste	V3P5004	804690,96	10025518,83
Poste	V3P5003	804723,58	10025491,82

Poste	V3P245	804649,30	10025612,25
Poste	V3P244	804677,93	10025591,62
Poste	V3P239	804713,17	10025564,91
Poste	V3P240	804741,52	10025542,58
Poste	V3P241	804767,53	10025518,30
Poste	V3P197	804797,77	10025495,80

Tabla 6. 3 Coordenadas Cartesianas de las Redes Eléctricas

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS REDES			
Origen (X, Y)		Destino (X, Y)	
Coordenada (X)	Coordenada (Y)	Coordenada (X)	Coordenada (Y)
804696,62	10025608,59	804720,75	10025643,36
804682,30	10025588,56	804696,62	10025608,59
804673,47	10025576,48	804682,29	10025588,58
804656,42	10025550,40	804673,46	10025576,47
804654,06	10025547,50	804656,42	10025550,40
804629,69	10025513,65	804654,05	10025547,50
804621,13	10025500,52	804629,68	10025513,65
804610,30	10025484,08	804621,13	10025500,52
804678,76	10025411,95	804698,53	10025439,34
804698,53	10025439,35	804704,93	10025449,09
804704,93	10025449,09	804722,77	10025475,13
804722,77	10025475,13	804730,34	10025486,42
804730,34	10025486,42	804750,13	10025515,79
804750,12	10025515,79	804758,01	10025527,43
804758,01	10025527,43	804773,33	10025552,35
804773,33	10025552,34	804791,84	10025579,53
804617,97	10025500,53	804621,13	10025503,03
804621,13	10025489,36	804633,62	10025500,52
804633,62	10025466,99	804664,31	10025489,36
804664,31	10025441,06	804696,24	10025466,99
804696,27	10025439,34	804698,53	10025441,06
804654,05	10025533,80	804672,80	10025547,50
804672,81	10025518,83	804690,97	10025533,80
804690,97	10025491,82	804723,58	10025518,83
804723,58	10025486,42	804730,34	10025491,82

804649,30	10025591,61	804677,93	10025612,24
804677,93	10025588,57	804682,29	10025591,61
804682,30	10025564,90	804713,17	10025588,56
804713,17	10025542,58	804741,52	10025564,90
804741,52	10025527,43	804758,01	10025542,58
804758,01	10025518,30	804767,53	10025527,43
804767,53	10025495,79	804797,77	10025518,30

ANEXO B Consumos De Energía Por Poste

Tabla 6. 4 Consumo Promedio por Suministro

ABONADOS Y CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA					
#	Poste	Código Transf.	Suministro	Abonado	Consumo Promedio Energía (kWh)
1	V3P257	V3T34	108656	CABASCANGO MUENALA JAIME	71
2	V3P257	V3T34	405003	LEMA TITUAÑA JAIRO VINICIO	1
3	V3P257	V3T34	37384	DE LA TORRE CONEJO JOSE ALONSO	234
4	V3P257	V3T34	405006	LEMA TITUAÑA JAIRO VINICIO	185
5	V3P258	V3T34	318281	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	29
6	V3P258	V3T34	338774	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	9
7	V3P258	V3T34	322452	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	0
8	V3P258	V3T34	322450	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	5
9	V3P258	V3T34	338773	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	24
10	V3P258	V3T34	322451	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	383
11	V3P258	V3T34	102550	DE LA TORRE CONEJO JOSE ALONSO	133
12	V3P258	V3T34	404683	MAIGUA YACELGA BLANCA MATILDE	0
13	V3P258	V3T34	404682	MAIGUA YACELGA BLANCA MATILDE	164
14	V3P258	V3T34	232781	MAIGUA LEMA JOSE ANTONIO	212
15	V3P256	V3T34	230915	LEMA MALDONADO LUZMILA	56
16	V3P256	V3T34	213292	LEMA MALDONADO LUZMILA	54
17	V3P256	V3T34	161950	LEMA MALDONADO LUZMILA	7
18	V3P256	V3T34	218092	AJALA SARANSIG LUIS HUMBERTO	140
19	V3P258	V3T34	191484	MALES ANRANGO HILDA FABIOLA	63
20	V3P258	V3T34	347071	MORALES MORALES ALBERTO	197
21	V3P258	V3T34	145725	MORILLO TOAPANTA MARIA ESTHER	183
22	V3P258	V3T34	27683	ARMONIA MEDIOS NUKARELIZ CIA LTDA	130
23	V3P216	V3T34	126905	MORALES SARABINO LUIS ENRIQUE	31
24	V3P216	V3T34	168469	MORALES SARABINO LUIS ENRIQUE	45
25	V3P216	V3T34	158222	MORALES SARABINO MARIA LUCIA	280
26	V3P216	V3T34	32692	YACELGA SANTILLAN JOSE MARIA	100
27	V3P216	V3T34	33886	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	157
28	V3P216	V3T34	124001	MALES MORALES LUZ MARIA	95
29	V3P216	V3T34	161927	MALES MORALES LUZ MARIA	168
30	V3P215	V3T34	308450	CABASCANGO GUERRA LUIS HUMBERTO	146
31	V3P215	V3T34	107361	CABASCANGO GUERRA LUIS HUMBERTO	117
32	V3P215	V3T34	139005	CAMUENDO ARIAS ROSA	130
33	V3P215	V3T34	146743	CARRASCO BORJA MANUEL ANTONIO	267

34	V3P244	V3T34	31998	RAMOS ARELLANO LUIS ENRIQUE	54
35	V3P244	V3T34	94656	BERMEO TORRES MARIA ETELVINA	45
36	V3P244	V3T34	232789	BERMEO TORRES MARIA ETELVINA	154
37	V3P244	V3T34	27716	PERUGACHI MARIANA	73
38	V3P245	V3T34	130519	MORALES RAMOS ENRIQUE	61
39	V3P245	V3T34	156938	MORALES RAMOS ENRIQUE	131
40	V3P245	V3T34	227063	PICUASI QUILACHAMI JOSE JOAQUIN	37
41	V3P245	V3T34	310274	PICUASI QUILACHAMI JOSE JOAQUIN	135
42	V3P245	V3T34	98010	PICUASI QUILACHAMI JOSE JOAQUIN	38
43	V3P245	V3T34	89508	SANTILLAN MAYGUA RAFAEL	107
44	V3P245	V3T34	147809	RAMOS ARELLANO LUIS ELIAS	351
45	V3P245	V3T34	325940	MALES MORALES GLORIA MARIA	105
46	V3P245	V3T34	90844	SANTELLAN REMACHE RAFAEL	195
47	V3P245	V3T34	195356	MALES MORALES GLORIA MARIA	23
48	V3P245	V3T34	192527	AJALA CASTAÑEDA JORGE	261
49	V3P245	V3T34	27691	LOMAS PONCE SEGUNDO FELIX HIPOLITO	137
50	V3P239	V3T34	187181	ESPINOZA ESPINOZA CLEMENCIA ELENA	4
51	V3P239	V3T34	363741	CANDO RAMOS JAIME	0
52	V3P239	V3T34	32488	JARAMILLO NAVARRO GALO GUSTAVO	129
53	V3P197	V3T34	27519	LEMA QUINCHE JOSE RAFAEL	105
54	V3P197	V3T34	350244	LEMA QUINCHE JOSE RAFAEL	18
55	V3P242	V3T34	140795	PICUASI QUILACHAMIN LUIS ENRIQUE	224
56	V3P242	V3T34	231604	PICUASI QUILACHAMIN LUIS ENRIQUE	281
57	V3P242	V3T34	27525	JARAMILLO CASTAÑEDA ROSARIO ISABEL	140
58	V3P242	V3T34	27524	BURGA BURGA SEGUNDO MANUEL	76
59	V3P242	V3T34	27526	TERAN BAUTISTA MANUEL	96
60	V3P242	V3T34	96361	TERAN BAUTISTA MANUEL	6
61	V3P242	V3T34	194777	MUNICIPIO DE OTAVALO	263
62	V3P242	V3T34	220738	GAD MUNICIPAL DE OTAVALO	639
63	V3P242	V3T34	360794	RAMIREZ RAMIREZ CARLOS ALBERTO	72
64	V3P243	V3T34	323222	CANDO RAMOS JAIME	3
65	V3P243	V3T34	198813	CANDO RAMOS JAIME	44
66	V3P243	V3T34	27527	ERAZO NEGRETE RAMON	202
67	V3P243	V3T34	176558	ERAZO NEGRETE RAMON	120
68	V3P243	V3T34	357589	ERAZO NEGRETE RAMON	84
69	V3P280	V3T34	109354	YACELGA CHIZA ALFONSO	278
70	V3P280	V3T34	109353	YACELGA CHIZA ALFONSO	487
71	V3P280	V3T34	178057	YACELGA CHIZA ALFONSO	587
72	V3P280	V3T34	33438	YACELGA CHIZA ALFONSO	39
73	V3P5003	V3T34	27714	LEMA SANTILLAN MANUEL	33

74	V3P5003	V3T34	183541	LEMA SANTILLAN MANUEL	1
75	V3P5003	V3T34	121648	LEMA SANTILLAN MANUEL	402
76	V3P5003	V3T34	176160	MALDONADO MALDONADO DOLORES MARIA	120
77	V3P5003	V3T34	176159	MALDONADO MALDONADO DOLORES MARIA	101
78	V3P5003	V3T34	32264	LEMA SANTILLAN MANUEL	57
79	V3P5003	V3T34	104289	MALDONADO MALDONADO DOLORES MARIA	84
80	V3P5003	V3T34	123673	MALES FARINANGO LUIS ALFONSO	108
81	V3P5003	V3T34	123700	MALES FARINANGO LUIS ALFONSO	139
82	V3P5003	V3T34	357632	RAMOS VELASQUEZ FANNY SUSANA	69
83	V3P5004	V3T34	156937	LEMA LEMA JOSE	2
84	V3P5004	V3T34	341456	CASA TOAPANTA SAMUEL FERNANDO	429
85	V3P5004	V3T34	27713	CASA TOAPANTA SAMUEL FERNANDO	317
86	V3P5004	V3T34	412791	LEMA MALDONADO LUZMILA	55
87	V3P5004	V3T34	37892	LEMA MALDONADO LUZMILA	252
88	V3P5004	V3T34	27706	JARAMILLO NAVARRO GALO GUSTAVO	54
89	V3P5004	V3T34	324945	JARAMILLO NAVARRO GALO GUSTAVO	50
90	V3P5004	V3T34	176218	JARAMILLO NAVARRO GALO GUSTAVO	284
91	V3P5004	V3T34	36968	VELASQUEZ DIAZ MARIA ROSA ELENA	1
92	V3P5004	V3T34	27707	CACHIMUEL QUIMBO EDWIN MARCELO	324
93	V3P5004	V3T34	409027	MORALES MORALES ALBERTO	277
94	V3P5004	V3T34	388411	CACHIMUEL QUIMBO CHRISTIAN	287
95	V3P5005	V3T34	385118	MORALES MORALES ALBERTO	292
96	V3P5005	V3T34	355791	MORALES MORALES ALBERTO	87
97	V3P281	V3T34	316444	MORILLO CABEZAS ANA MARIA	103
98	V3P281	V3T34	224663	MORALES MUENALA ANTONIO	156
99	V3P281	V3T34	221490	MORALES MUENALA ANTONIO	127
100	V3P281	V3T34	27715	MORALES MUENALA ANTONIO	5
101	V3P553	V3T34	399108	CHALAMPUENTE MAIGUA FERNANDO ALFONSO	195
102	V3P553	V3T34	378324	CHALAMPUENTE MAIGUA FERNANDO ALFONSO	595
103	V3P553	V3T34	383559	CHALAMPUENTE MAIGUA FERNANDO ALFONSO	198
104	V3P553	V3T34	399110	CHALAMPUENTE MAIGUA FERNANDO ALFONSO	24
105	V3P284	V3T34	27271	PAEZ VELASCO MILTON FRANCISCO	37
106	V3P284	V3T34	27270	PAEZ VELASCO MILTON FRANCISCO	25
107	V3P284	V3T34	34424	PAEZ VELASCO MILTON FRANCISCO	20
108	V3P284	V3T34	105721	CAMPOS MEDIAVILLA ROSA ZOILA	212
109	V3P284	V3T34	31459	CAMPOS MEDIAVILLA ROSA ZOILA	41
110	V3P284	V3T34	27273	MARTINEZ MORALES LUIS ALFREDO	267
111	V3P284	V3T34	27272	MARTINEZ MORALES LUIS ALFREDO	3
112	V3P284	V3T34	151494	MAIGUA COTACACHI DOLORES	28
113	V3P284	V3T34	229800	MAIGUA COTACACHI DOLORES	186

114	V3P284	V3T34	27277	GUARDERAS SALVADOR MAGNOLIA YOLANDA	7
115	V3P284	V3T34	36296	GARZON BASTIDAS MARIA AIDE ARABELLA	350
116	V3P284	V3T34	27276	GUARDERAS SALVADOR MAGNOLIA YOLANDA	56
117	V3P284	V3T34	27275	GUARDERAS SALVADOR MAGNOLIA YOLANDA	148
118	V3P284	V3T34	37975	ALLPACCA QUISPE VILMA CONCEPCION	46
119	V3P284	V3T34	230314	ALLPACCA QUISPE VILMA CONCEPCION	175
120	V3P284	V3T34	152060	CHIZA CANDO FABIOLA	53
121	V3P284	V3T34	93850	ALLPACCA QUISPE VILMA CONCEPCION	117
122	V3P284	V3T34	183602	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	42
123	V3P284	V3T34	183606	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	41
124	V3P284	V3T34	92432	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	265
125	V3P284	V3T34	183605	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	64
126	V3P284	V3T34	183604	SANTILLAN MALES LUIS ALFONSO	39
127	V3P284	V3T34	28113	SANTILLAN LEMA LUCILA	47
128	V3P284	V3T34	28114	MAIGUA QUINCHE JOSE RAFAEL	206
129	V3P284	V3T34	318284	DE LA TORRE COTACACHI CARMEN	1
130	V3P284	V3T34	34178	MAIGUA QUINCHE JOSE SEGUNDO	5
131	V3P284	V3T34	169048	PERUGACHI DIAZ LUIS ALBERTO	112
132	V3P284	V3T34	119986	PERUGACHI DIAZ LUIS ALBERTO	236
133	V3P284	V3T34	358810	SANTILLAN LEMA LUCILA	334
134	V3P263	V3T34	123398	MALES QUINCHE JOSE	141
135	V3P263	V3T34	93170	MALES QUINCHE JOSE	41
136	V3P263	V3T34	378864	CHALAMPUENTE MAIGUA WILMER RODRIGO	438
137	V3P263	V3T34	369253	CHALAMPUENTE MAIGUA WILMER RODRIGO	271
138	V3P263	V3T34	35896	MALES MAIGUA LUIS ENRIQUE	509
139	V3P263	V3T34	410488	CHALAMPUENTE MAIGUA WILMER RODRIGO	128
140	V3P263	V3T34	429198	TERAN CEPEDA SEGUNDO FELIPE	23
141	V3P262	V3T34	208952	LUNA GOMEZ ETELVINA EULALIA	21
142	V3P262	V3T34	121454	ROMERO CACHIMUEL LUIS HUMBERTO	373
143	V3P262	V3T34	406483	AMAGUAÑA COTACACHI LUIS HUMBERTO	126
144	V3P262	V3T34	429352	MALES MAIGUA JULIO CESAR	592
145	V3P262	V3T34	122241	MAIGUA MAIGUA MARIA MERCEDES	141
146	V3P262	V3T34	116446	TERAN CEPEDA SEGUNDO FELIPE	375
147	V3P262	V3T34	27918	RAMOS AMAGUAÑA ALFONSO	171
148	V3P262	V3T34	232056	RAMOS AMAGUAÑA ALFONSO	97
149	V3P262	V3T34	161981	AMAGUAÑA COTACACHI LUIS HUMBERTO	104
150	V3P262	V3T34	110627	CACERES QUINCHIGUANGO LUIS ENRIQUE	105
151	V3P262	V3T34	134618	CACERES QUINCHIGUANGO LUIS ENRIQUE	2
152	V3P262	V3T34	134619	CACERES QUINCHIGUANGO LUIS ENRIQUE	153
153	V3P261	V3T34	432280	QUIMBO AMAGUAÑA JOSE	6

154	V3P261	V3T34	412948	SANTILLAN SANTILLAN GERMAN ALFONSO	116
155	V3P261	V3T34	204632	QUIMBO AMAGUAÑA JOSE	116
156	V3P261	V3T34	340327	PASTILLO MALDONADO CARLOS EFRAIN	77
157	V3P261	V3T34	340863	PASTILLO MALDONADO CARLOS EFRAIN	1
158	V3P261	V3T34	227853	PASTILLO MALDONADO CARLOS EFRAIN	178
159	V3P261	V3T34	340328	PASTILLO MALDONADO CARLOS EFRAIN	244
160	V3P261	V3T34	312644	MALES PICUASI SEGUNDO RAFAEL	451
161	V3P261	V3T34	217054	SANTILLAN SANTILLAN GERMAN ALFONSO	121
162	V3P261	V3T34	217594	MORAN PICUASI JOSE JOAQUIN	87
163	V3P261	V3T34	230047	MORAN PICUASI JOSE JOAQUIN	144
164	V3P261	V3T34	34011	GARCIA RAMIREZ GERARDO PATRICIO	327
165	V3P261	V3T34	416317	TERAN BOLAÑOS MARIA LUCILA	386
166	V3P259	V3T34	344027	MALES PICUASI MARUJA	114
167	V3P259	V3T34	169868	MALES PICUASI MARUJA	128
168	V3P259	V3T34	344029	MALES PICUASI MARUJA	138
169	V3P259	V3T34	355467	LEMA DUQUE MANUEL	160
170	V3P259	V3T34	169673	MALES PICUASI MARUJA	392
171	V3P259	V3T34	390599	MALES PICUASI MARUJA	98
172	V3P259	V3T35	390598	MALES PICUASI MARUJA	187
173	V3P259	V3T36	390600	MALES PICUASI MARUJA	12
174	V3P260	V3T37	152941	LEMA LEMA HECTOR HUMBERTO	333
175	V3P260	V3T38	33562	CUSHCAGUA ANRANGO LUIS ALFONSO	193

Tabla 6. 5 Consumo Promedio por Poste

CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA POR POSTE			
#	Transformador	Poste	Energía Total Poste
1	V3T34	V3P257	491
2	V3T34	V3P258	1049
3	V3T34	V3P256	347
4	V3T34	V3P238	663
5	V3T34	V3P216	966
6	V3T34	V3P215	750
7	V3T34	V3P244	362
8	V3T34	V3P245	1617
9	V3T34	V3P239	40
10	V3T34	V3P240	165
11	V3T34	V3P241	36
12	V3T34	V3P197	213
13	V3T34	V3P242	1887

14	V3T34	V3P243	543
15	V3T34	V3P280	1481
16	V3T34	V3P5003	1159
17	V3T34	V3P5004	2377
18	V3T34	V3P5005	404,2
19	V3T34	V3P281	481
20	V3T34	V3P553	1102
21	V3T34	V3P284	3253
22	V3T34	V3P263	1641
23	V3T34	V3P262	2350
24	V3T34	V3P261	2344
25	V3T34	V3P259	1319
26	V3T34	V3P260	616

ANEXO C Situación Actual De La Red De Prueba – Caídas De Voltaje Y Pérdidas De Potencia Activa

Tabla 6. 6 Cálculo de Caídas de Voltaje para la Situación Actual de la Red

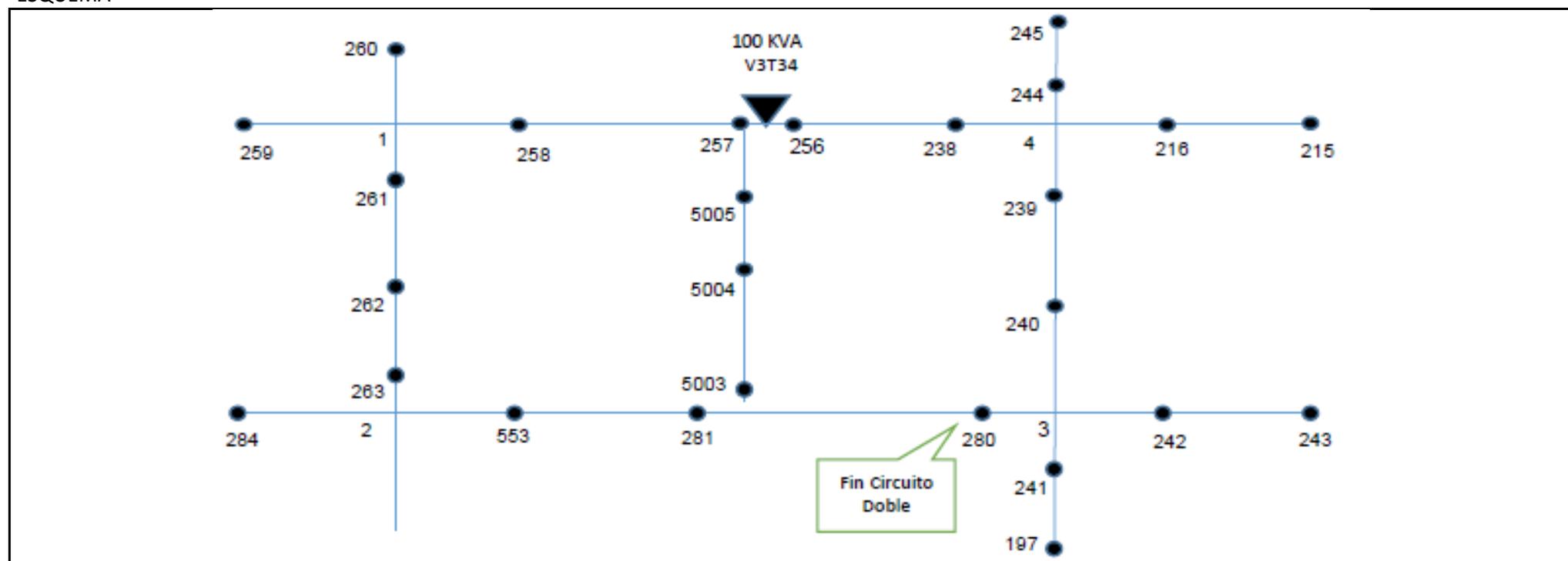
EMPRESA ELECTRICA EMELNORTE S.A.			COMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE					HOJA DE: 1 DE 1		
			CIRCUITOS SECUNDARIOS					FECHA:		
VOLTAJE :	220 / 127 V					Nº1	100 KVA			
TIPO DE INSTALACION:	AEREA					USUARIO TIPO:	C			
Nº DE FASES:	3					LIMITE DV:	3,50%			
ESQUEMA										
DATOS			CARGA/ usuario	LUMINARIAS	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		NUMERO				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA DE VOLTAJE (%)	
DESTINO	L (km)	CONCUM	KVA/tramo	KVA/tramo	COND. DE RED	AWG	KVA-km	KVA-m	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
257-258	0,0417	10	5,97		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,25	0,37%	0,37%

258-1	0,0157	0	0,00		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,00	0,00%	0,37%
1-260	0,0040	2	1,19		Trifásico	2	0,429	0,00	0,01%	0,38%
1-259	0,0197	8	4,78		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,09	0,14%	0,51%
1-261	0,0167	13	7,76		Trifásico	2	0,429	0,13	0,25%	0,62%
261-262	0,0380	12	7,16		Trifásico	2	0,429	0,27	0,52%	1,15%
262-263	0,0411	7	4,18		Trifásico	2	0,429	0,17	0,33%	1,48%
263-2	0,0028	0	0,00		Trifásico	2	0,429	0,00	0,00%	1,48%
2-284	0,0338	29	17,32		Trifásico	1/0	0,655	0,58	0,78%	2,26%
2-553	0,0117	4	2,39		Trifásico	1/0	0,655	0,03	0,04%	2,29%
553-281	0,0316	4	2,39		Trifásico	1/0	0,655	0,08	0,10%	2,39%
281-280	0,0490	4	2,39		Trifásico	1/0	0,655	0,12	0,15%	2,55%
257-5005	0,0232	2	1,19		Trifásico	2	0,429	0,03	0,05%	0,05%
5005-5004	0,0141	12	7,16		Trifásico	2	0,429	0,10	0,19%	0,25%
5004-5003	0,0293	10	5,97		Trifásico	2	0,429	0,17	0,34%	0,58%
257-256	0,0037	4	2,39		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,01	0,01%	0,01%
256-238	0,0311	4	2,39		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,07	0,11%	0,12%
238-4	0,0150	0	0,00		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,00	0,00%	0,12%
4-244	0,0053	4	2,39		Trifásico	1/0	0,655	0,01	0,02%	0,14%
244-245	0,0353	12	7,16		Trifásico	1/0	0,655	0,25	0,33%	0,48%
4-216	0,0246	7	4,18		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,10	0,15%	0,28%
216-215	0,0423	4	2,39		Trifásico	3x50+1x50	0,578	0,10	0,15%	0,43%
4-239	0,0389	2	1,19		Trifásico	2	0,429	0,05	0,09%	0,21%
239-240	0,0361	1	0,60		Trifásico	2	0,429	0,02	0,04%	0,26%
240-3	0,0224	0	0,00		Trifásico	2	0,429	0,00	0,00%	0,26%
3-280	0,0141	4	2,39		Trifásico	1/0	0,655	0,03	0,04%	0,30%
3-242	0,0293	9	5,37		Trifásico	1/0	0,655	0,16	0,21%	0,46%
242-243	0,0329	5	2,99		0	1/0	0,655	0,10	0,13%	0,59%
3-241	0,0132	0	0,00		Trifásico	2	0,429	0,00	0,00%	0,26%
241-197	0,0377	2	1,19		Trifásico	2	0,429	0,05	0,09%	0,34%
									%Max	2,55%

Tabla 6. 7 Cálculo de Pérdidas de Potencia Activa para la Situación Actual de la Red,

EMPRESA ELECTRICA		COMPUTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA			HOJA DE: 1 DE 1	
EMELNORTE S.A.		CIRCUITOS SECUNDARIOS			FECHA:	
VOLTAJE:	220/127 V	CT N°1	100 KVA			
TIPO DE INSTALACION:	AÉREA	USUARIO TIPO:	D			
No:		LIMITE DV:				
N° DE FASES:	3	DMD (KW):	95,81			
		%Permitido	3.6			

ESQUEMA



DATOS		CARGA	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO			FASE	CALIBRE	RESISTENCIA	PERDIDAS		
DESTINO	L (km)	A/tramo	COND. DE RED	AWG	ohm/km	KW	%	Cumple
257-258	0,0417	255,09	Trifásico	3x50+1x50	0,744	6,06	6,32	6,32%

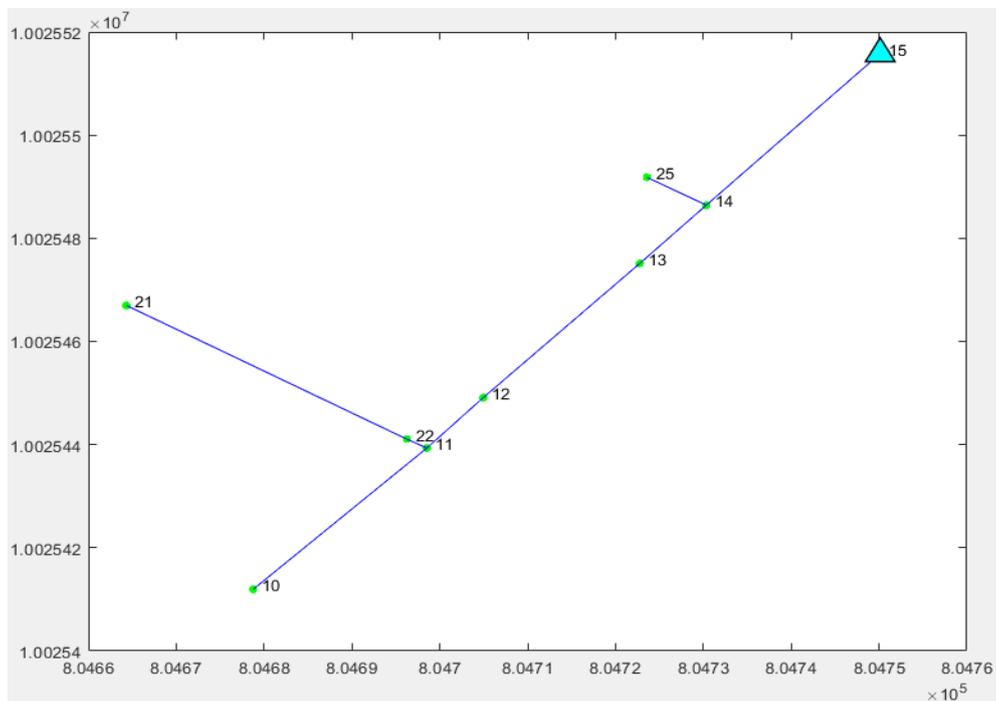
ANEXO D Cálculos Y Resultados De La Reconfiguración De La Red

Se presenta los cálculos de la estimación de la demanda por medio del método de la REA, se muestra la potencia del transformador, calibre del conductor seleccionado, corriente máxima de operación y longitud total del circuito.

Tabla 6. 8 Cálculos y resultados de la Reconfiguración de la Red

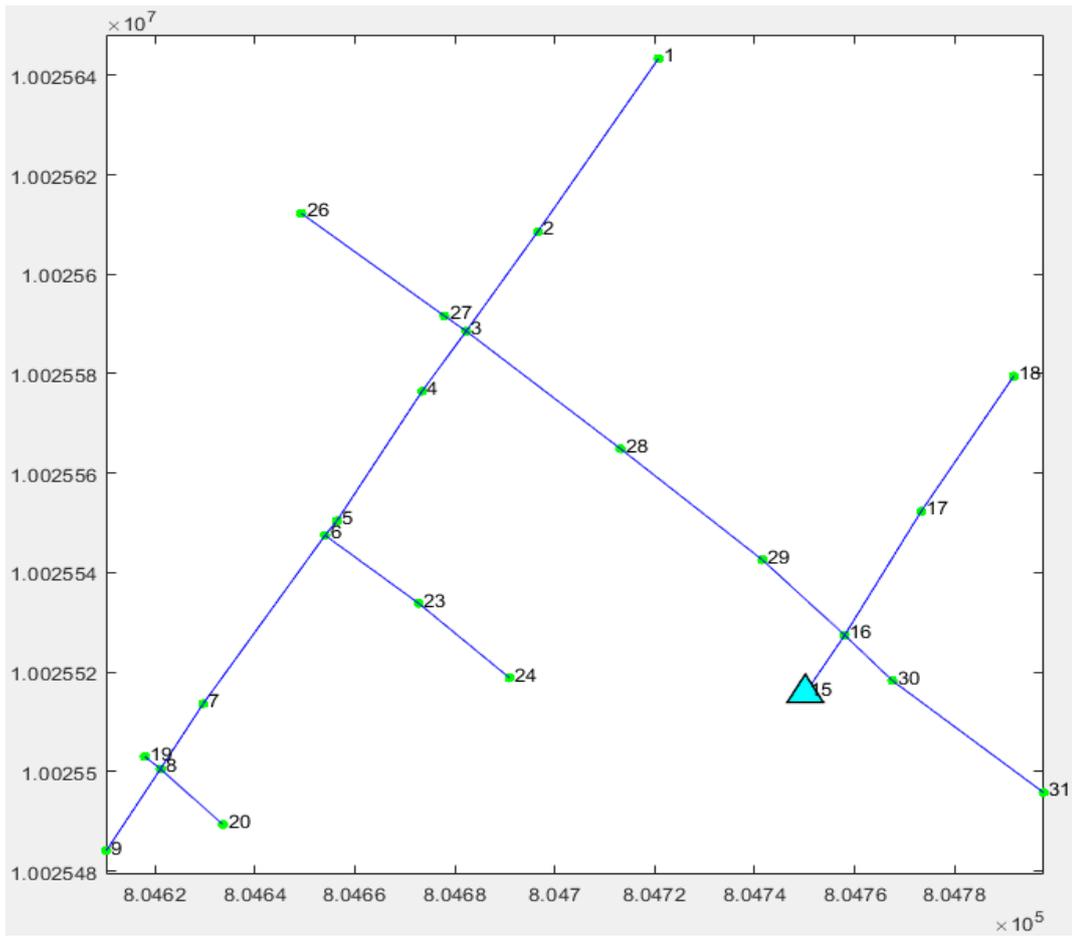
TRANSFORMADOR 1	
Consumo Promedio (kWh)	1063,69
Energía total (kWh)	27 656,00
Factor A	33,89
Factor B	2,83
DMcoin (kW)	95,81
Pérdidas 3,6% (kW)	3,45
DMcointotal	99,26
Fp	0,95
DMD (kVA)	104,49
Capacidad del Transf. (kVA)	112,50
Calibre del conductor	4/0
Corriente Max. Operación (A)	264.68
Longitud Total del Circuito (km)	0.715

Figura 6.1 Red Resultante (vista lado izquierdo del transformador)



Fuente: Autor

Figura 6.2 Red Resultante (vista lado derecho del transformador)



Fuente: Autor

14-25	0,0087	10	5,97	Trifásico	4/0	1,094	0,05	0,04%	0,04%
14-13	0,0136	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,03	0,03%	0,03%
13-12	0,0316	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,08	0,06%	0,09%
12-11	0,0117	0	0,00	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,09%
11-10	0,0338	29	17,32	Trifásico	4/0	1,094	0,58	0,48%	0,57%
11-22	0,0028	7	4,18	Trifásico	4/0	1,094	0,01	0,01%	0,10%
22-21	0,0411	12	7,16	Trifásico	4/0	1,094	0,29	0,24%	0,34%
15-16	0,0141	0	0,00	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,00%
16-30	0,0132	0	0,00	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,00%
30-31	0,0377	2	1,19	Trifásico	4/0	1,094	0,05	0,04%	0,04%
16-17	0,0293	9	5,37	Trifásico	4/0	1,094	0,16	0,13%	0,13%
17-18	0,0329	5	2,99	Trifásico	4/0	1,094	0,10	0,08%	0,21%
16-29	0,0224	1	0,60	Trifásico	4/0	1,094	0,01	0,01%	0,01%
29-28	0,0361	2	1,19	Trifásico	4/0	1,094	0,04	0,04%	0,05%
28-3	0,0389	0	0,00	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,05%
3-2	0,0246	7	4,18	Trifásico	4/0	1,094	0,10	0,08%	0,13%
2-1	0,0423	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,10	0,08%	0,21%
3-27	0,0053	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,01	0,01%	0,06%
27-26	0,0353	12	7,16	Trifásico	4/0	1,094	0,25	0,21%	0,26%
3-4	0,0150	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,04	0,03%	0,08%
4-5	0,0311	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,07	0,06%	0,14%
5-6	0,0037	4	2,39	Trifásico	4/0	1,094	0,01	0,01%	0,14%
6-23	0,0232	2	1,19	Trifásico	4/0	1,094	0,03	0,02%	0,17%
23-24	0,0235	12	7,16	Trifásico	4/0	1,094	0,17	0,14%	0,31%
6-7	0,0417	10	5,97	Trifásico	4/0	1,094	0,25	0,20%	0,35%
7-8	0,0157	0	0,00	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,35%
8-19	0,0040	2	1,19	Trifásico	4/0	1,094	0,00	0,00%	0,35%
8-20	0,0167	13	7,76	Trifásico	4/0	1,094	0,13	0,11%	0,45%
8-9	0,0197	8	4,78	Trifásico	4/0	1,094	0,09	0,08%	0,43%
								%Max	0,57%

Tabla 6. 10 Cálculo de Pérdidas de Potencia Activa para la Reconfiguración de la Red

EMPRESA ELECTRICA EMELNORTE S.A.		COMPUTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA				HOJA DE: 1 DE 1			
		CIRCUITOS SECUNDARIOS				FECHA:			
VOLTAJE:	220/127 V	CT N°1	100 KVA						
TIPO DE INSTALACION:	AÉREA	USUARIO TIPO:	D						
N° DE FASES:	3	LIMITE DV:							
		DMD (KW):	95,81						
		kW Permitido	3,15						
ESQUEMA									
DATOS			CARGA	CIRCUITO FASE	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO					COND. DE RED	CALIBRE	RESISTENCIA	PÉRDIDAS	
DESTINO	L (km)		A/tramo		AWG	ohm/km	KW	%	Cumple
15-14	0,0354		162,92	Trifásico	4/0	0,269	0,76	0,79	0,79%
14-25	0,0087		18,91	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
14-13	0,0136		144,01	Trifásico	4/0	0,269	0,23	0,24	0,24%
13-12	0,0316		136,16	Trifásico	4/0	0,269	0,47	0,49	0,49%

12-11	0,0117	118,18	Trifásico	4/0	0,269	0,13	0,14	0,14%
11-10	0,0338	53,07	Trifásico	4/0	0,269	0,08	0,08	0,08%
11-22	0,0028	65,11	Trifásico	4/0	0,269	0,01	0,01	0,01%
22-21	0,0411	38,34	Trifásico	4/0	0,269	0,05	0,05	0,05%
15-16	0,0141	260,05	Trifásico	4/0	0,269	0,77	0,80	0,80%
16-30	0,0132	4,06	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
30-31	0,0377	3,48	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
16-17	0,0293	39,64	Trifásico	4/0	0,269	0,04	0,04	0,04%
17-18	0,0329	8,86	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
16-29	0,0224	220,41	Trifásico	4/0	0,269	0,88	0,92	0,92%
29-28	0,0361	217,72	Trifásico	4/0	0,269	1,38	1,44	1,44%
28-3	0,0389	217,07	Trifásico	4/0	0,269	1,48	1,54	1,54%
3-2	0,0246	28,00	Trifásico	4/0	0,269	0,02	0,02	0,02%
2-1	0,0423	12,24	Trifásico	4/0	0,269	0,01	0,01	0,01%
3-27	0,0053	32,29	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
27-26	0,0353	26,38	Trifásico	4/0	0,269	0,02	0,02	0,02%
3-4	0,0150	156,78	Trifásico	4/0	0,269	0,30	0,31	0,31%
4-5	0,0311	145,97	Trifásico	4/0	0,269	0,54	0,56	0,56%
5-6	0,0037	140,31	Trifásico	4/0	0,269	0,06	0,06	0,06%
6-23	0,0232	45,37	Trifásico	4/0	0,269	0,04	0,04	0,04%
23-24	0,0235	38,78	Trifásico	4/0	0,269	0,03	0,03	0,03%
6-7	0,0417	86,92	Trifásico	4/0	0,269	0,25	0,27	0,27%
7-8	0,0157	69,81	Trifásico	4/0	0,269	0,06	0,06	0,06%
8-19	0,0040	10,05	Trifásico	4/0	0,269	0,00	0,00	0,00%
8-20	0,0167	38,24	Trifásico	4/0	0,269	0,02	0,02	0,02%
8-9	0,0197	21,52	Trifásico	4/0	0,269	0,01	0,01	0,01%
							%Max	1,54%

ORDEN DE EMPASTADO