

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD



TEMA:

**MODELAMIENTO DE REUBICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN EN REDES DE BAJO VOLTAJE PARA LA REDUCCIÓN DE
PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA.**

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica

AUTOR:

Jhuleydi Nayeli Angamarca Nicaragua

DIRECTOR:

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Ibarra, febrero de 2025


**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS**
**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:	100524556 – 6		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Angamarca Nicaragua Jhuleydi Nayeli		
DIRECCIÓN:	Princesa Paccha, Av. El Retorno		
EMAIL:	jnangamarcan@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0983638592

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Modelamiento de reubicación de transformadores de distribución en redes de bajo voltaje para la reducción de pérdidas técnicas de energía.
AUTOR (ES):	Angamarca Nicaragua Jhuleydi Nayeli
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	31/01/2025
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniera Eléctrica
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc. Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta 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 el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 03 días del mes de febrero de 2025

EL AUTOR:

Firma:

Nombre: Jhuleydi Nayeli Angamarca Nicaragua

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN
CURRICULAR**

Yo, VÁSQUEZ VILLARRUEL RAMIRO MAURICIO en calidad de director de la señorita estudiante ANGAMARCA NICARAGUA JHULEYDI NAYELI certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: Modelamiento de reubicación de transformadores de distribución de redes de bajo voltaje para la reducción de pérdidas técnicas de energía.

Para la obtención del título de Ingeniera Eléctrica, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**DEDICATORIAS**

A mis padres, Fredy Angamarca y Patricia Nicaragua, por ser mi mayor ejemplo de amor, esfuerzo y dedicación. Sus sacrificios, enseñanzas y apoyo incondicional han sido la base sobre la cual he construido mis sueños. Gracias por creer en mí incluso en los momentos más difíciles, por impulsarme a seguir adelante y por recordarme siempre el valor de la perseverancia.

A mi hermano, Zael Angamarca, por estar presente en todo momento, brindándome palabras de aliento y motivación cuando más las necesitaba. Gracias por tu apoyo incondicional, por tus ánimos y por recordarme que todo esfuerzo tiene su recompensa.

A toda mi familia, por su amor incondicional y su apoyo constante. Gracias por estar siempre a mi lado y por confiar en mí.

Este logro es el reflejo de su amor y apoyo inquebrantable, y se los dedico con toda mi gratitud y cariño.

Jhuleydi Angamarca.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi tutor de tesis, Ing. Ramiro Vásquez, y a mi asesor de tesis, Ing. Hernán Pérez, quienes, con su experiencia, paciencia y sabios consejos, guiaron mi trabajo y me ayudaron a superar los desafíos de este proyecto. Su dedicación y compromiso han sido clave para el desarrollo de este trabajo.

A los docentes de mi carrera, por compartir sus conocimientos, motivarme a crecer como profesional y prepararme con las herramientas necesarias para enfrentar los retos de mi formación académica.

A mis padres, Fredy Angamarca y Patricia Nicaragua, por ser mi mayor fuente de inspiración y apoyo incondicional. Su amor, sacrificios y enseñanzas han sido fundamentales para llegar a este momento. Sin su guía y confianza en mí, este logro no habría sido posible.

A mi hermano, Zael Angamarca, por estar siempre a mi lado en este camino. Gracias por tu motivación y por recordarme en los momentos más difíciles que era capaz de alcanzar mis metas.

A Josué Carlo, por su apoyo constante, su confianza en mí, junto con su paciencia y comprensión, han sido un impulso importante a lo largo de esta etapa.

A mi grupo de amigos, por su apoyo incondicional, por acompañarme en los momentos de incertidumbre y en las celebraciones, y por recordarme la importancia de disfrutar cada etapa de este proceso. Su compañía y ánimo han sido fundamentales en este camino.

A cada uno de ustedes, mi más profundo agradecimiento, ya que cada aporte, grande o pequeño, ha sido esencial para culminar esta etapa de mi vida.



CONTENIDO

RESUMEN 12

CAPÍTULO I 14

1.1 PROBLEMA..... 14

1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN..... 14

1.3 OBJETIVOS 15

 1.3.1 *Objetivo general* 15

 1.3.2 *Objetivos específicos* 15

1.4 ALCANCE 15

1.5 JUSTIFICACIÓN 17

CAPÍTULO II..... 18

MARCO TEÓRICO..... 18

2.1 ANTECEDENTES..... 18

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA 21

 2.2.1 *Elementos de un sistema eléctrico de distribución*..... 21

 2.2.1.1 Subestaciones de distribución 22

 2.2.1.2 Alimentadores primarios..... 22

 2.2.1.3 Transformadores de distribución 22

 2.2.1.4 Redes de Bajo Voltaje..... 23

 • Redes de Bajo Voltaje Aéreas 23

 • Redes de Bajo Voltaje Subterráneas..... 23

 2.2.1.5 Configuración de las redes de distribución en Bajo Voltaje..... 23

 • Redes Eléctricas con topología radial..... 24

 • Redes Eléctricas con topología en anillo..... 24

 • Redes Eléctricas con topología en malla 25

2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... 25

 2.3.1 *Tipos de pérdidas de energía* 25

 2.3.1.1 Pérdidas técnicas 26



•	Causas fundamentales de las pérdidas técnicas	26
•	Pérdidas por efecto Joule en conductores	26
•	Pérdidas por corrientes parásitas o corrientes Foucault.....	27
•	Pérdidas por Histéresis magnética	27
2.3.1.2	Pérdidas no técnicas	28
2.4	MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	28
2.4.1	<i>Reconfiguración del sistema de Distribución.....</i>	29
2.5	ALGORITMOS Y MODELOS MATEMÁTICOS	30
2.5.1	<i>Algoritmos de optimización.....</i>	30
2.5.1.1	Recocido simulado.....	30
2.5.2	<i>Teoría de Grafos.....</i>	31
2.5.2.1	Grafos simples	32
2.5.2.2	Grafos ponderados	33
2.5.2.3	Grafos no ponderados	33
2.5.2.4	Grafos dirigidos	33
2.5.2.5	Grafos no dirigidos	34
2.5.2.6	Representación Matricial de los Grafos	34
•	Matriz de adyacencia	34
•	Matriz de pesos	34
2.5.3	<i>Algoritmo Dijkstra.....</i>	35
2.5.4	<i>Centro de Masa</i>	36
2.5.5	<i>Centro de Carga.....</i>	36
2.6	DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJO VOLTAJE.....	36
2.6.1	<i>Cálculo de demanda</i>	37
2.6.2	<i>Caída de voltaje.....</i>	37
2.6.3	<i>Cálculo de pérdidas.....</i>	37
2.7	SELECCIÓN ECONÓMICA DEL CONDUCTOR	37
2.7.1	<i>Selección económica del conductor de un transformador</i>	38
CAPÍTULO III		39



3	MATERIALES Y MÉTODOS.....	39
3.1	INTRODUCCIÓN	39
3.2	MATERIALES.....	39
3.2.1	<i>Software MATLAB.....</i>	<i>40</i>
3.2.2	<i>Software ArcGIS.....</i>	<i>40</i>
3.2.3	<i>Excel</i>	<i>40</i>
3.3	METODOLOGÍA	40
3.4	ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	41
3.5	DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DE ESTUDIO	41
3.6	RECOPIACIÓN DE DATOS Y MODELAMIENTO DE LA RED	42
3.7	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	44
3.7.1	<i>ETAPA 1: UBICACIÓN ÓPTIMA DEL TRANSFORMADOR.....</i>	<i>45</i>
3.7.1.1	Determinación de caminos factibles	45
3.7.1.2	Cálculo de pesos de aristas	47
3.7.1.3	Evaluación de rutas óptimas	48
3.7.1.4	Ubicación del transformador mediante el algoritmo recocido simulado	49
3.7.2	<i>ETAPA 2: SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....</i>	<i>50</i>
3.7.2.1	Estimación de la demanda máxima coincidente	50
3.7.2.2	Determinación y selección del conductor	51
3.7.2.3	Cálculo de caída de voltaje	55
3.7.2.4	Cálculo de pérdidas técnicas de energía	58
3.7.3	<i>ETAPA 3: COSTOS OPERATIVOS DE LA RED.....</i>	<i>59</i>
3.7.3.1	Costo de inversión anual de los transformadores de distribución	59
3.7.3.2	Costo de inversión total del circuito	61
3.8	IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL MÉTODO (RECOCIDO SIMULADO)	62
3.9	ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
	CAPITULO IV.....	66
4	RESULTADOS Y ANÁLISIS	66



4.1	IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL MÉTODO (RECOCIDO SIMULADO)	67
4.1.1	<i>Resultados obtenidos de MATLAB</i>	68
4.1.2	<i>Resultados obtenidos de caída de voltaje, porcentaje de pérdidas y costos anuales de la línea y del transformador</i>	69
4.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
4.2.1	<i>Análisis económico entre los costos de red del circuito actual, la metodología de recocido simulado y la de algoritmos genéticos aplicada al circuito de prueba</i>	71
	CONCLUSIONES	74
	RECOMENDACIONES	75
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
	ANEXOS	80
	ANEXO I	80
	ANEXO II.....	83
	ANEXO III.....	84
	ANEXO IV	88



Índice de imágenes

Fig. 1 Sistema Eléctrico de Potencia [17]..... 21

Fig. 2 Composición del sistema de distribución..... 22

Fig. 3 Red radial [19]..... 24

Fig. 4 Red en anillo [19]..... 25

Fig. 5 Red en malla [12]. 25

Fig. 6 Diagrama de flujo sobre la clasificación de las pérdidas técnicas. 26

Fig. 7 Diagrama de flujo sobre la clasificación de las pérdidas no técnicas. 28

Fig. 8 Grafo simple con lazo [30]..... 32

Fig. 9 Metodología para el modelamiento de reubicación de transformadores..... 41

Fig. 10 Ubicación del sector de estudio..... 42

Fig. 11 Conexión de la red de prueba. 43

Fig. 12 Energía asignada a postes..... 44

Fig. 13 Procedimiento metodológico..... 45

Fig. 14 Rutas y polos de la red eléctrica existente..... 46

Fig. 15 Conectividad entre rutas y postes..... 47

Fig. 16 Diagrama de flujo para la implementación de recocido simulado en MATLAB.
..... 50

Fig. 17 Diagrama de flujo del recocido simulado [38]..... 63

Fig. 18 Reubicación de los transformadores. 68

Fig. 19 Reubicación del circuito 1 69

Fig. 20 Reubicación del circuito 2 88

Fig. 21 Reubicación del circuito 3 88

Fig. 22 Reubicación del circuito 4..... 89

Fig. 23 Reubicación del circuito 5 89

Fig. 24 Reubicación del circuito 6..... 90

Fig. 25 Reubicación del circuito 7 90

Fig. 26 Reubicación del circuito 8..... 91

Fig. 27 Reubicación del circuito 9..... 91

Fig. 28 Reubicación del circuito 10..... 92



Índice de tablas

TABLA I PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL NACIONAL [26].	29
TABLA II DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR DE ESTUDIO	42
TABLA III DATOS CARACTERÍSTICOS DE LOS CONDUCTORES [12].	53
TABLA IV FACTOR DE PÉRDIDAS [12].	54
TABLA V MOMENTO ELÉCTRICO DE LOS CONDUCTORES ASCR DESNUDO [5].	55
TABLA VI MOMENTO ELÉCTRICO DEL CONDUCTOR PREENSAMBLADO AAC [5].	56
TABLA VII MOMENTO ELÉCTRICO DE LOS CONDUCTORES [5].	56
TABLA VIII LÍMITE ADMISIBLE DE CAÍDA DE VOLTAJE [5].	57
TABLA IX COSTOS DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIÓN.	59
TABLA X COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.	61
TABLA XI DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 1.	68
TABLA XII RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA RED DE REDISEÑO	70
TABLA XIII ESTADO ACTUAL DE LA RED DE PRUEBA [12].	70
TABLA XIV COSTOS DE LA RED EN EL CIRCUITO ACTUAL.	72
TABLA XV COSTOS DE LA RED OBTENIDOS MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS,	72
TABLA XVI COSTOS DE LA RED OBTENIDOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE RECOCIDO SIMULADO	73
TABLA XVII UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DE ENERGIA DE CADA POSTE	80
TABLA XVIII COSTOS ANUALES	83
TABLA XIX DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 2.	84
TABLA XX DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 3.	84
TABLA XXI DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 4.	84
TABLA XXII DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 5.	85
TABLA XXIII DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 6.	85
TABLA XXIV DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 7.	86
TABLA XXV DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 8.	86
TABLA XXVI DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 9.	86
TABLA XXVII DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 10.	87



RESUMEN

El presente estudio implementa un modelo matemático para la reconfiguración de redes de distribución de bajo voltaje (BV), enfocado en la reubicación y dimensionamiento estratégico de transformadores con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas de energía y garantizar el cumplimiento de los índices de calidad establecidos por EMELNORTE. La efectividad de la propuesta se valida mediante un análisis económico comparativo entre la red actual y el rediseño propuesto en un sector de prueba específico.

El trabajo incluye una descripción detallada de la estructura de la red de distribución eléctrica, destacando elementos clave como transformadores, subestaciones y líneas de distribución. Se analizan las principales causas de las pérdidas técnicas, incluyendo el sobredimensionamiento, las sobrecargas y la selección inadecuada de materiales, y se resalta la importancia de una ubicación estratégica de los transformadores para mejorar la operatividad del sistema.

La metodología empleada se fundamenta en el algoritmo de recocido simulado, un enfoque matemático que permite determinar progresivamente la ubicación más adecuada de los transformadores, considerando parámetros asociados a la distancia y las pérdidas técnicas de energía. Este método se implementa en un sector delimitado por las calles Av. Rafael Sánchez, Av. Atahualpa, Juan Francisco Bonilla y Carlos Emilio Grijalva.

Finalmente, mediante un análisis económico se compara el diseño actual de la red con el rediseño propuesto, demostrando una reducción significativa en las pérdidas técnicas y los costos operativos. Herramientas como MATLAB, Excel y ArcGIS fueron fundamentales para la recopilación y el procesamiento de datos, validando la viabilidad del enfoque propuesto en redes de distribución similares.

Palabras clave:

Recocido simulado, redes de distribución, reducción de pérdidas técnicas, reubicación de transformadores, pérdidas técnicas de energía.



ABSTRACT

This study implements a mathematical model for the reconfiguration of low-voltage distribution networks, focusing on the strategic relocation and sizing of transformers to reduce technical energy losses and ensure compliance with the quality standards established by EMELNORTE. The effectiveness of the proposal is validated through an economic analysis comparing the current network with the proposed redesign in a specific test area.

The study includes a detailed description of the structure of the electrical distribution network, highlighting key elements such as transformers, substations, and distribution lines. The main causes of technical losses are analyzed, including oversizing, overloading, and the inadequate selection of materials. The importance of strategically positioning transformers to enhance the system's operational performance is emphasized.

The methodology is based on the simulated annealing algorithm, a mathematical approach that progressively determines the most suitable location for transformers, considering parameters related to distance and technical energy losses. This method is applied to a sector bounded by Av. Rafael Sánchez, Av. Atahualpa, Juan Francisco Bonilla, and Carlos Emilio Grijalva.

Finally, an economic analysis compares the current network design with the proposed redesign, demonstrating a significant reduction in technical losses and operational costs. Tools such as MATLAB, Excel, and ArcGIS are fundamental for data collection and processing, validating the feasibility of the proposed approach in similar distribution networks.

Keywords:

Simulated annealing, distribution networks, reduction of technical losses, transformer relocation, technical energy losses.



CAPÍTULO I

1.1 Problema

La electricidad desempeña un papel vital en el crecimiento económico y el bienestar social de un país. Sin embargo, el sistema que se encarga de distribuir esta energía hasta los hogares enfrenta un desafío crítico en forma de pérdidas técnicas de energía. En los sistemas eléctricos de distribución donde se cuenta con transformadores que no están ubicados adecuadamente y sobredimensionados, el índice de pérdidas de energía es mayor, principalmente porque son originadas por las pérdidas en el cobre y disipaciones en el núcleo del transformador.

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico se refieren a la energía disipada durante la distribución de electricidad, principalmente debido a la resistencia inherente de los materiales conductores y otros componentes del sistema. Las pérdidas técnicas de energía en los transformadores son diferenciadas por varios factores como las pérdidas por regulación, por potencia reactiva y activa, donde el mayor causante de estas son las pérdidas de potencia activa bajo carga, pues cuando más elevada sea la corriente que fluye a través de un conductor y cuanto mayor sea la resistencia de ese conductor, habrá más pérdidas de energía.

En los últimos años, la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. ha experimentado pérdidas de energía por el orden de 10,03% [1]. Esto representa un desafío constante para el sistema de distribución, generando presiones como mayor corriente, incremento en la resistencia efectiva del sistema, operación de equipos en régimen de carga completa y caídas de voltaje. Estas complejidades resaltan la importancia crítica de la minimización de pérdidas técnicas de energía en los sistemas de distribución en redes de bajo voltaje.

1.2 Pregunta de investigación

¿Cuál es el modelo matemático necesario para realizar la reconfiguración de una red de distribución de bajo voltaje, considerando la reubicación y dimensionamiento de transformadores, con el propósito de reducir las pérdidas técnicas de energía y cumplir



con los parámetros de calidad establecidos, además de validar su efectividad mediante la comparación económica entre la red actual y el rediseño propuesto en un sector de prueba específico?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Modelar la reubicación de transformadores de distribución en redes de BV para la reducción de pérdidas técnicas de energía, mediante un modelo matemático.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir la estructura de una red de distribución, tipos y causas de pérdidas de energía en el sistema eléctrico y conceptos usados en el análisis de pérdidas de energía.
- Analizar los métodos matemáticos y algoritmos para la reconfiguración de redes de distribución de bajo voltaje.
- Emplear la metodología en el sector de prueba para la validación de los resultados mediante un análisis económico entre la red actual y la propuesta de rediseño.

1.4 Alcance

Este proyecto de final de carrera se centra en la reubicación estratégica de transformadores de distribución en redes de BV, con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas de energía. Para alcanzar este propósito, se emplearán modelos matemáticos específicos que serán definidos a lo largo del desarrollo de la investigación.

El estudio abarca una detallada descripción de la estructura de una red de distribución eléctrica, abordando aspectos fundamentales como la disposición de subestaciones, transformadores y líneas de distribución. Asimismo, se identificarán y describirán los distintos elementos que componen una red de distribución, detallando sus funciones específicas. Se definirán los tipos de pérdidas de energía en una red de distribución eléctrica, especialmente en transformadores. Estas pérdidas se deben a la baja eficiencia



de los transformadores, causada por capacidades nominales excesivas o sobrecargas, lo que afecta su vida útil. Factores como la resistencia de los conductores, la falta de mantenimiento y la selección inadecuada del calibre de los conductores contribuyen a estas pérdidas. Se destaca la importancia de la ubicación estratégica de los transformadores para mejorar la eficiencia operativa y reducir las pérdidas de energía.

El enfoque central se orienta hacia el análisis de los métodos matemáticos y algoritmos utilizados en la reconfiguración de redes de distribución de bajo voltaje. Esto comprende la teoría de grafos y algoritmos matemáticos, específicamente aplicados a la reubicación de transformadores. Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis económico de los resultados obtenidos antes y después de la reconfiguración, con el propósito de evaluar el impacto en el sistema cumpliendo los parámetros de calidad.

El estudio proporcionará una explicación de los métodos matemáticos y algoritmos empleados en el proceso de reconfiguración de redes de distribución y análisis económico. Finalmente, se procederá a la selección de un sector específico de la red de distribución, donde se emplearán los algoritmos de agrupamiento, algoritmos de la colonia de hormigas o el algoritmo de recocido simulado, el algoritmo será definido a lo largo de la investigación para dar lugar al modelamiento sobre la reconfiguración de la red mediante reubicación de transformadores. Esta elección estará respaldada por una justificación que considerará factores como la carga presente, la ubicación geográfica y los niveles de pérdida de energía. Utilizando los métodos matemáticos y algoritmos analizados en el segundo objetivo, se presentará un análisis económico comparativo de la reconfiguración detallada para el sector comprendido en las calles Av. Rafael Sánchez, Av. Atahualpa, Juan Francisco Bonilla y Carlos Emilio Grijalva.

Cabe mencionar que, durante el transcurso de esta investigación, se hará uso de herramientas matemáticas y algoritmos especializados, siendo el software MATLAB una de las plataformas clave para el análisis y la implementación de los modelos propuestos, al igual que Excel y ArcGIS para la recopilación de datos.



1.5 Justificación

El trabajo de investigación se centra en las pérdidas técnicas de energía en sistemas de distribución de redes de bajo voltaje, siendo esto una problemática crucial para las empresas distribuidoras de energía. La reducción de estas pérdidas se convierte en un indicador clave de eficiencia, sostenibilidad operativa y rentabilidad económica.

La metodología propuesta se muestra viable debido a que integra las necesidades de los abonados, las restricciones de infraestructura y los costos asociados, ofreciendo a las empresas distribuidoras una herramienta para optimizar la reconfiguración de las redes de distribución y reducir las pérdidas técnicas, por ende, se reducen los costos económicos. Esta metodología permite determinar con mayor precisión la ubicación de transformadores, el trazado de la red y el calibre adecuado del conductor, considerando las restricciones de la infraestructura eléctrica y urbana existente.

Desde un punto de vista personal, este estudio representa una oportunidad para adquirir habilidades valiosas en el diseño y la optimización de redes de distribución eléctrica. A nivel profesional, contribuye al campo de la ingeniería eléctrica al proponer una metodología innovadora y efectiva que se alinea con las necesidades actuales del sector eléctrico, ofreciendo soluciones para reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

La electricidad constituye una de las formas de energía más predominantes en el mundo contemporáneo. Hoy en día, la optimización de recursos energéticos es cada vez más importante, en el sistema eléctrico la parte de distribución es crucial para maximizar la entrega de energía, pues este está enlazado con la transmisión y subtransmisión de la misma [2], para llevar la energía generada a distintos puntos de consumo, se emplean extensas y amplias infraestructuras que conforman la red de transmisión. A partir de esta, se desprenden ramificaciones más pequeñas, que constituyen la red de distribución. Es en este punto donde se adecua la energía a niveles aptos para su comercialización, suministrando así la energía necesaria para alimentar a distintos equipos [3].

Las pérdidas técnicas se generan a raíz del consumo de energía por parte de los equipos vinculados a los procesos de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, estas pueden estar dentro del 5% al 7% de un esquema óptimo, sin que esta energía se traduzca en una facturación correspondiente [4]. Su mayor acumulación se observa durante la transmisión de energía a través de conductores, transformadores y otros elementos del sistema de distribución (fenómeno conocido como efecto Joule), así como en las líneas de transmisión debido al efecto corona [5].

La evaluación de las pérdidas de energía se realiza mediante la cuantificación de dos componentes fundamentales: las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas. En el contexto de los sistemas de distribución eléctrica, una proporción significativa de las denominadas pérdidas técnicas está asociada a los transformadores eléctricos convencionales [6], esto se debe a la relación cuadrática entre la corriente y las pérdidas de energía, lo que significa que pequeños aumentos en la corriente pueden resultar en pérdidas significativamente mayores [7].



La reducción de pérdidas en redes de bajo voltaje (BV) puede llevar a un ahorro económico significativo tanto para las empresas de distribución como para los consumidores finales [8], [9]. En el 2018, a nivel nacional, se registraron pérdidas de energía en el sistema de distribución equivalentes al 11,40% del total, lo que se traduce en 2.706,73 GWh [10]. La distribuidora EMELNORTE, presenta un porcentaje de pérdidas técnicas equivalentes al 5,45% debido a los equipos y elementos del sistema [11], lo que implica que los desafíos son más significativos en esta etapa.

La reubicación estratégica de transformadores implica un enfoque tecnológico y puede requerir el uso de herramientas avanzadas de planificación, análisis matemáticos y recopilación de datos [5], lo que fomenta la innovación en el campo de la ingeniería eléctrica. Al establecer una metodología para optimizar la configuración de redes eléctricas donde se incluya la definición de rutas para el circuito de BV en una red de distribución radial, la determinación del calibre más adecuado, así como la dimensión y ubicación óptima de transformadores de distribución, se garantiza la reducción de pérdidas empleando algoritmos de agrupamiento, además de encontrar el lugar adecuado para la ubicación del centro de carga [12].

En el periodo de enero a julio de 2021, la demanda eléctrica en Ecuador experimentó un incremento del 8,13% [13]. Para que el sistema eléctrico brinde mejor suministro de energía eléctrica, existen técnicas para planificar y reconfigurar las redes eléctricas. Se emplean modelos matemáticos, algoritmos y técnicas como Algoritmos Genéticos y métodos de agrupamiento [14]. La optimización se enfoca en determinar el número y ubicación de transformadores, el trazado de la red y la elección del conductor adecuado.

Se realizó una investigación que abarcó diversas fuentes y documentos relativos al modelado de reubicación de transformadores de distribución en redes de BV, enfocado en la disminución de pérdidas técnicas de energía. El propósito fue recopilar distintos enfoques y resultados de trabajos previos relacionados con este tema.

Según [8], en el trabajo de grado titulado “Disminución de las pérdidas técnicas en el circuito secundario del JB-287”, se planteó como objetivo proponer estrategias o metodologías para abordar las pérdidas en un circuito secundario específico. Las



estrategias implementadas incluyeron la segmentación del circuito, el cambio de calibre de los conductores, completar el número de fases y el balance de carga. El autor estructuró su estudio en cinco etapas significativas:

I Etapa: características físicas y mediciones de un circuito en estudio.

II Etapa: factores que caracterizan la carga.

III etapa: corrida de flujo.

IV etapa: ahorros obtenidos con las mejoras realizadas.

V etapa: determinación de la disminución de las emisiones de gases a la atmósfera.

Las etapas relevantes para este estudio son la I, II y III, ya que proporcionan información fundamental sobre las características clave, como la demanda máxima, la carga promedio y el factor de carga. Este artículo científico resalta la importancia de llevar a cabo análisis detallados en los circuitos para reducir las pérdidas técnicas de energía, ya que estos factores ejercen una influencia significativa en la pérdida de energía y las caídas de voltaje. La investigación subraya la necesidad de abordar estos aspectos fundamentales, ya que representan áreas críticas que requieren atención para optimizar la eficiencia energética y minimizar las pérdidas en las redes de distribución de medio y bajo voltaje.

En otro estudio revisado y titulado como “Diagnóstico de la confiabilidad de servicio y su relación con el comportamiento eléctrico de los transformadores de distribución del alimentador Tambo, subestación Pelileo de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), durante el año 2016. Propuesta de repotenciación de centros de transformación, redes primarias y secundarias” el enfoque principal de la investigación se centra en analizar cómo se comporta eléctricamente los transformadores de distribución, según [15], los transformadores de distribución deben operar dentro de ciertos límites establecidos para garantizar su integridad y funcionamiento óptimo. Estos límites incluyen no exceder el 30% de sobrecarga en relación con la potencia nominal indicada en la placa del transformador. Además, se establece que la resistencia de puesta a tierra no debe superar los 25 ohmios, y es fundamental que el factor de potencia se mantenga por encima de



0,92. Este estudio permite evidenciar la importancia de los transformadores de distribución y su influencia en las pérdidas de energía dentro del sistema eléctrico.

2.2 Sistema Eléctrico de Potencia

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se configura como la infraestructura que interconecta los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tal cual se muestra en la Fig. 1. Dentro de esta estructura, el sistema de distribución de energía facilita el transporte de la electricidad desde las subestaciones hasta los usuarios finales. Este está compuesto por elementos como alimentadores primarios y secundarios, transformadores, acometidas y medidores, entre otros. En esta etapa se concreta la conexión directa entre la red eléctrica y las necesidades individuales y comerciales, representando la fase final en la entrega y consumo de energía eléctrica [16].

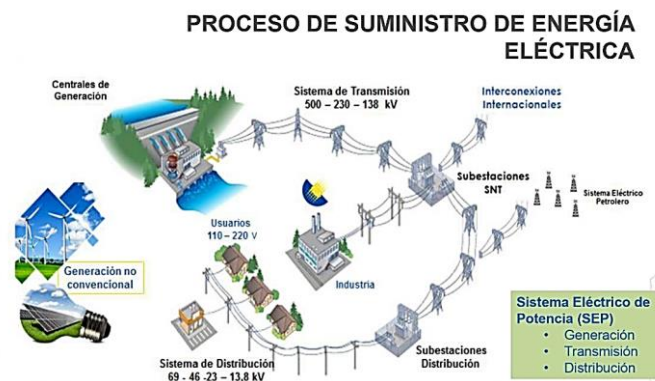


Fig. 1 Sistema Eléctrico de Potencia [17].

2.2.1 Elementos de un sistema eléctrico de distribución

El sistema de distribución eléctrica se estructura entorno a componentes fundamentales que son indispensables para su operatividad. Entre estos elementos esenciales se encuentran las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores, así como la red secundaria y los servicios asociados como lo son acometidas y medidores [18], como se muestra en la Fig. 2. La presencia coordinada de cada uno de estos elementos garantiza un suministro estable y adecuado para los usuarios finales.

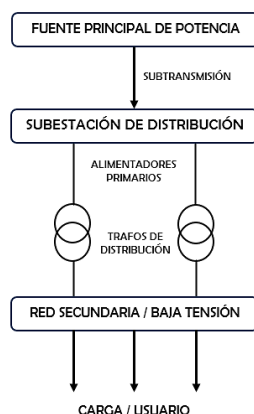


Fig. 2 Composición del sistema de distribución

2.2.1.1 Subestaciones de distribución

Las subestaciones de distribución están diseñadas para realizar la conversión de voltaje proveniente de la etapa de subtransmisión, ajustándolo a niveles requeridos por el sistema de distribución. Su función principal es establecer una relación de transformación, por ejemplo, de 69kV a 13.8kV, dando así inicio a la etapa de los alimentadores primarios [5].

2.2.1.2 Alimentadores primarios

Los alimentadores primarios son responsables de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hacia áreas específicas o secciones de la red. Su función principal es llevar la electricidad a cargas más pequeñas, como los transformadores de distribución, reduciendo el voltaje a niveles manejables para su distribución final a los usuarios finales a través de las líneas secundarias [12]. Dentro del área de concesión de EMELNORTE, los alimentadores primarios operan a niveles de voltaje de 13.8kV [5].

2.2.1.3 Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución por lo general se encuentran instalados en postes y representan el último eslabón antes de que la electricidad sea suministrada a los consumidores [19]. Su función principal radica en disminuir los niveles de voltaje provenientes de los alimentadores primarios hasta alcanzar niveles aptos para el consumo,



habitualmente 120/240V en sistemas monofásicos y 127/220V en sistemas trifásicos. Estos voltajes son distribuidos a los usuarios finales a través de las redes de BV [5].

2.2.1.4 Redes de Bajo Voltaje

Parte del sistema eléctrico que proporciona electricidad a los consumidores finales. Esta red lleva la electricidad desde los transformadores de distribución a los hogares, negocios y otras instalaciones. Opera a niveles de voltaje más bajos, típicamente en el rango de 120/240V para sistemas monofásicos y 127/220V para sistemas trifásicos [12].

Existen dos topologías principales, aéreas y subterráneas. Están estrechamente relacionadas con la infraestructura geográfica, los requisitos estéticos y las regulaciones impuestas a las empresas distribuidoras. Estas topologías, se adaptan a las particularidades del entorno y las normativas vigentes para asegurar un suministro eléctrico.

- Redes de Bajo Voltaje Aéreas

Las redes aéreas son fundamentales en la transmisión y distribución de energía eléctrica a largas distancias. Estas redes suelen utilizar múltiples conductores de aluminio para las redes desnudas y las redes preensambladas suspendidos por torres y postes de concreto [5]. Normalmente, estos cables se encuentran al aire libre y se sostienen mediante aisladores instalados en cruces y postes de concreto [20].

- Redes de Bajo Voltaje Subterráneas

Estas redes son las encargadas de transportar la energía eléctrica a niveles de bajo voltaje a través de canalizaciones subterráneas [18]. Utilizan cables con aislamiento especial. Además, las líneas subterráneas de distribución eléctrica de BV ofrecen ventajas como mayor confiabilidad y estética del sistema en comparación con los métodos de distribución aérea convencionales [21].

2.2.1.5 Configuración de las redes de distribución en Bajo Voltaje



Existen distintas configuraciones topológicas, como radial, en anillo o en malla [22]. Esta elección se fundamenta en aspectos técnicos y económicos, adaptando la configuración según las necesidades y condiciones específicas de cada compañía.

- Redes Eléctricas con topología radial

Como se puede observar en la Fig. 3, las redes de distribución radial se caracterizan por sus líneas que parten de las subestaciones y se extienden por toda la zona de suministro, ramificándose en distintas direcciones. En este tipo de configuración, la energía se suministra desde un solo extremo hacia los centros de transformación a través de derivaciones o ramales de antena que no forman circuitos cerrados [22]. De este modo, la electricidad sigue un único camino desde la subestación hasta el punto de consumo, sin posibilidad de alternativas de distribución.

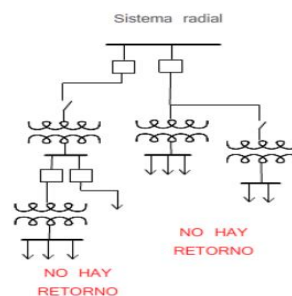


Fig. 3 Red radial [19].

- Redes Eléctricas con topología en anillo

Como se muestra en la Fig. 4, la red en anillo es una configuración donde las líneas forman un bucle cerrado, conectando todas las subestaciones o puntos de suministro [22]. En esta disposición, la electricidad puede circular en ambas direcciones a lo largo de la red. Si una sección de la red se interrumpe por alguna razón, el flujo de energía puede seguir por el otro extremo del anillo, evitando interrupciones significativas en el suministro eléctrico. Este diseño ofrece mayor redundancia y confiabilidad en comparación con las redes radiales, ya que proporciona rutas alternativas para el flujo de energía [12].

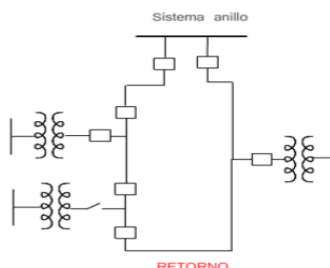


Fig. 4 Red en anillo [19].

- Redes Eléctricas con topología en malla

Esta es una configuración en la que múltiples líneas o circuitos están interconectados formando una red densamente entrelazada. Como se observa en la Fig. 5, cada punto en la red está conectado a varios otros puntos a través de diferentes rutas, lo que crea una red altamente interconectada y redundante [12]. Esta configuración ofrece múltiples caminos para el flujo de energía, lo que mejora la confiabilidad del suministro eléctrico, ya que, si una sección de la red se interrumpe, la electricidad puede fluir por otras rutas para mantener el suministro a los consumidores. La red en malla es especialmente efectiva en áreas críticas donde se requiere una alta fiabilidad en el suministro eléctrico [19].



Fig. 5 Red en malla [12].

2.3 Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía se refieren a la discrepancia entre la energía adquirida por la empresa proveedora y la energía realmente entregada a los consumidores [23].

2.3.1 Tipos de pérdidas de energía

Se dividen en dos categorías: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, comerciales o también conocidas como pérdidas negras.



2.3.1.1 Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía se refieren a la porción de energía que se disipa en forma de calor durante la transmisión y distribución de electricidad [24]. Este fenómeno ocurre debido a la resistencia natural de los conductores y el funcionamiento de los equipos en el sistema eléctrico. A pesar de ser inevitables, las empresas distribuidoras emplean tecnologías y herramientas de medición para cuantificar y comprender estas pérdidas, con el objetivo de optimizar la eficiencia y reducir al mínimo estas disipaciones energéticas durante el transporte y entrega de la electricidad a los usuarios finales.

- Causas fundamentales de las pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía se clasifican de acuerdo con la función de componente en el sistema eléctrico, así como por la causa que las origina. Para ilustrar este proceso, se presenta en la Fig. 6 a continuación, el diagrama explicativo que detalla esta clasificación.

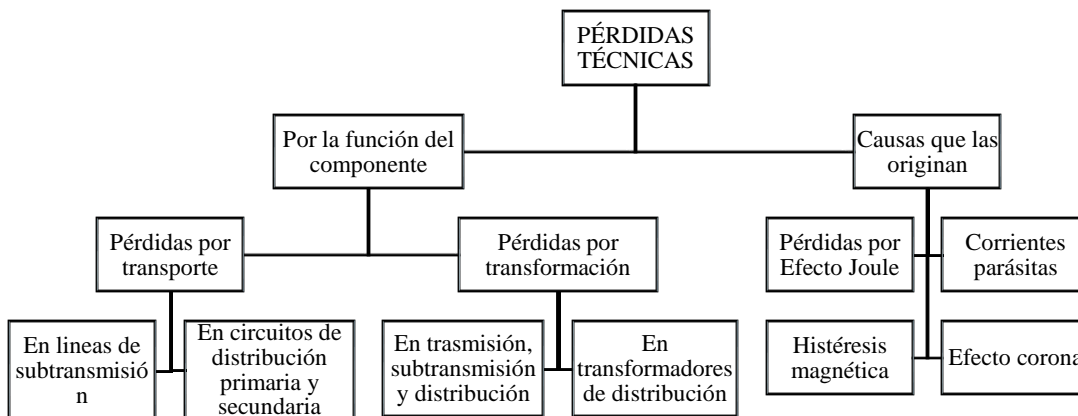


Fig. 6 Diagrama de flujo sobre la clasificación de las pérdidas técnicas.

Este trabajo se enfoca en las pérdidas técnicas por las causas que las originan, es decir, se consideran las pérdidas por efecto Joule, histéresis magnética, corrientes parasitas y las pérdidas por efecto Corona.

- Pérdidas por efecto Joule en conductores



El efecto Joule es el fenómeno físico en el cual un conductor eléctrico se calienta cuando una corriente eléctrica lo atraviesa. Este calentamiento ocurre debido a la resistencia que presenta el material del conductor al paso de la corriente eléctrica. La energía eléctrica se transforma en energía térmica (calor) en el conductor, y esto se manifiesta como un aumento de la temperatura del material [24]. Este efecto es proporcional al cuadrado de la corriente eléctrica y a la resistencia del conductor, y es fundamental en la comprensión de las pérdidas de energía en sistemas eléctricos y en el diseño de componentes que minimicen la generación de calor no deseado.

Estas pérdidas están presentes tanto en el calentamiento de los cables como en el calentamiento de los bobinados de los transformadores utilizados en el sistema de distribución.

- Pérdidas por corrientes parásitas o corrientes Foucault

Las corrientes de Foucault surgen cuando conductores están expuestos a campos magnéticos cambiantes, lo cual genera un flujo de electrones y un campo magnético contrario al campo aplicado. Esta interacción provoca pérdidas de energía debido a la resistencia, generando calor. Por otro lado, los equipos eléctricos, al moverse o estar expuestos a campos magnéticos variables, producen corrientes inducidas en sus componentes conductores. Estas corrientes de Foucault recorren el conductor, generando pérdidas adicionales. Estas pérdidas son resultado de la conversión de energía electromagnética en calor, lo que reduce la eficiencia de los equipos eléctricos [25].

- Pérdidas por Histéresis magnética

Las pérdidas por histéresis se refieren a la energía que se invierte para magnetizar el núcleo de un transformador. Esta energía no se aprovecha productivamente y se disipa en forma de calor. Estas pérdidas ocurren en el núcleo magnético de la máquina y son causadas por la demora en el flujo de corriente inducida en relación con el campo magnético que la genera [25]. Esta resistencia al cambio de magnetización genera calor



en el núcleo, lo que disminuye la eficiencia de la máquina al no poder aprovecharse de manera útil esta energía disipada en forma de calor.

2.3.1.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas en sistemas de distribución eléctrica suelen tener lugar generalmente, en la red de bajo voltaje. Estas pérdidas se originan principalmente debido a factores como mediciones imprecisas, discrepancias en la gestión comercial de la distribuidora, que incluyen errores en la lectura, ingreso incorrecto de datos de los medidores entre otros factores que se detallan en la Fig. 7 a continuación.

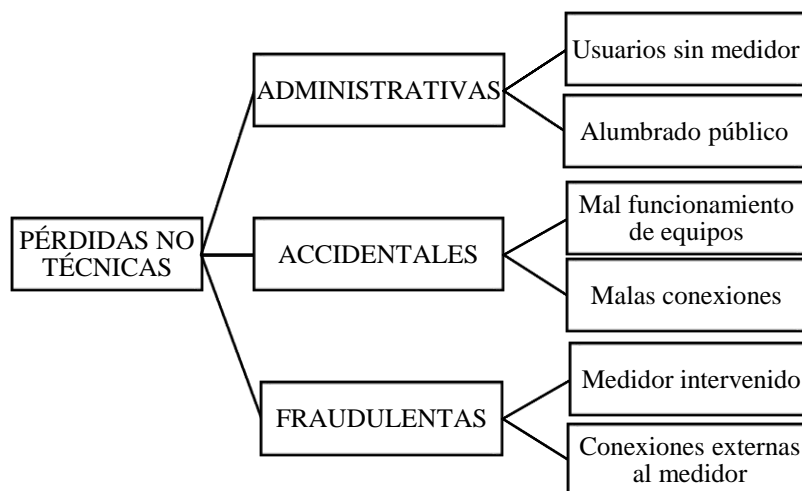


Fig. 7 Diagrama de flujo sobre la clasificación de las pérdidas no técnicas.

2.4 Minimización de Pérdidas de Energía

La minimización de pérdidas de energía en sistemas eléctricos se enfoca en reducir las disipaciones de energía durante la etapa de distribución. Implica aplicar tecnologías y estrategias que optimicen la eficiencia de la red para disminuir estas pérdidas.

A nivel nacional, según [26], el total de pérdidas de distribución corresponde al 16.71%, donde se presentan pérdidas tanto técnicas como no técnicas, a continuación, se muestra la TABLA I detallando la comparativa entre las pérdidas de energía totales y las pérdidas tanto técnicas como no técnicas de energía.



TABLA I

PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL NACIONAL [26].

PÉRDIDAS		PÉRDIDAS TOTALES	PÉRDIDAS TÉCNICAS	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS
2021	MWh	2.812.248,90	1.248.227,84	1.564.021,06
	%	16,30%	7,23%	9,07%
2022	MWh	2.993.397,44	1.209.388,38	1.784.009,06
	%	16,71%	6,75%	9,96%

Una estrategia efectiva para reducir las pérdidas de energía es reconfigurar los elementos en el sistema eléctrico. En los sistemas de distribución, las pérdidas predominantes son las de efecto Joule, las cuales están directamente relacionadas con la resistencia del conductor. Esta resistencia varía según el calibre del conductor y las distancias dentro de cada tramo de la red eléctrica [12].

2.4.1 Reconfiguración del sistema de Distribución

Para la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución se involucran técnicas, desde las más entendibles para implementar hasta enfoques complejos que pueden proporcionar resultados precisos, aunque no necesariamente óptimos. Estos métodos incluyen estrategias como la programación lineal, heurísticas, el uso de redes neuronales, sistemas expertos y lógica difusa, junto con enfoques basados en modelos como algoritmos genéticos, entre otros [27].

Se distinguen dos enfoques principales: la aplicación de la programación lineal y la adopción de métodos heurísticos. Estos enfoques representan dos maneras distintas de abordar la optimización, cada uno con sus propias ventajas y limitaciones en términos de precisión y viabilidad para diferentes contextos en sistemas eléctricos de distribución.

La reconfiguración del sistema de distribución eléctrica se centra en minimizar las pérdidas técnicas de energía mediante la ubicación estratégica de transformadores, así como también los centros de carga y la distancia de los conductores. Este proceso busca identificar la ruta eléctrica más conveniente, reduciendo las pérdidas inherentes al transporte de energía. Al analizar la topología de la red, se determinan trayectorias que



presentan la menor resistencia posible, promoviendo así un mejor rendimiento operativo del suministro eléctrico.

2.5 Algoritmos y modelos matemáticos

Para comprender mejor las metodologías abordadas en este trabajo académico, se detallan las distintas técnicas empleadas para resolver el desafío de reconfigurar sistemas eléctricos radiales de distribución.

2.5.1 Algoritmos de optimización

Los algoritmos de optimización empleados en sistemas de distribución eléctrica representan conjuntos estructurados de reglas y procedimientos diseñados para encontrar soluciones óptimas o cercanas para desafíos específicos dentro de la gestión y operación de la red eléctrica. Estos algoritmos están orientados a maximizar la eficiencia operativa, minimizar las pérdidas de energía, mejorar la confiabilidad del sistema y optimizar el flujo de electricidad a través de la red, todo ello mediante enfoques matemáticos y computacionales avanzados. Entre estas técnicas se puede encontrar a las más comunes y aplicables a los sistemas de distribución como lo son colonia de hormigas y el recocido simulado, este trabajo de integración curricular se centrará únicamente en el algoritmo de recocido simulado.

2.5.1.1 Recocido simulado

El recocido simulado (“simulated annealing”, en inglés) es un método de optimización metaheurística inspirado en el proceso físico de recocido de metales, donde se calientan y enfrían gradualmente para reducir defectos y alcanzar una estructura más estable. Este enfoque se utiliza en problemas complejos de optimización para encontrar soluciones cercanas al óptimo global [28].

Comienza con una solución inicial generada aleatoriamente y una temperatura alta. En las iteraciones iniciales, los cambios en la solución son completamente aleatorios, sirviendo como punto de partida para explorar el espacio de soluciones. A medida que avanza el proceso, las iteraciones posteriores siguen un enfoque más controlado, regulado por la solución actual, la función objetivo y el esquema de enfriamiento [28].



En cada iteración, se genera una solución vecina mediante un operador de vecindad, que introduce pequeñas modificaciones controladas en la solución actual [28]. La nueva solución se evalúa con la función objetivo para determinar su calidad, comparándola con la solución actual.

Si la nueva solución es mejor, se acepta automáticamente como la nueva solución actual. Si es peor, se puede aceptar con una probabilidad que depende de la diferencia de calidad entre las dos soluciones y la temperatura actual [28]. Esta probabilidad disminuye a medida que la temperatura baja, lo que hace menos probable aceptar soluciones peores en las etapas avanzadas.

Después de varias iteraciones a un nivel de temperatura, esta se reduce siguiendo un esquema de enfriamiento, como multiplicar por un factor Alpha. Además, si la nueva solución es mejor que la mejor encontrada hasta ese momento, se almacena como la mejor solución global [28], [29].

El proceso combina aleatoriedad y control: la generación de soluciones vecinas y la aceptación de soluciones peores incluyen elementos aleatorios, pero estos están regulados por la temperatura y la función objetivo. Así, el algoritmo equilibra la exploración de soluciones y la convergencia hacia el óptimo global, evitando quedar atrapado en mínimos locales [29].

El recocido simulado permite escapar de mínimos locales al aceptar soluciones temporalmente peores en las primeras etapas del algoritmo. Esto emula el comportamiento físico de los átomos que necesitan suficiente energía térmica para superar barreras intermedias y llegar a una configuración óptima [29].

2.5.2 Teoría de Grafos

La teoría de grafos es una rama de las matemáticas que estudia las relaciones entre objetos a través de estructuras llamadas grafos [5]. Los grafos son estructuras matemáticas utilizadas para representar relaciones entre objetos o entidades mediante nodos (vértices) y conexiones (aristas). Cada nodo puede simbolizar un punto de interés, mientras que las aristas describen cómo se interconectan estos puntos dentro de un sistema [12].



Estos grafos son herramientas poderosas para modelar y analizar una amplia gama de problemas del mundo real, desde redes sociales hasta sistemas de transporte, circuitos eléctricos, logística, y mucho más. La teoría de grafos proporciona métodos y conceptos para representar, analizar y resolver problemas que implican relaciones entre elementos [30]. La teoría de grafos se utiliza para representar la topología de la red eléctrica, donde los nodos pueden representar puntos de conexión y los bordes representan los tramos de la red. Esto permite modelar y entender la estructura de la red eléctrica y analizar cómo agregar o eliminar conexiones (tramos) puede influir en su eficiencia y funcionamiento.

En el contexto de la ingeniería eléctrica, los grafos se emplean para modelar redes de distribución y transmisión de energía, donde los nodos representan elementos como subestaciones y transformadores, y las aristas corresponden a las líneas de transmisión y distribución. Esta modelación permite analizar la estructura de la red eléctrica y optimizar el flujo de energía, logrando una reducción en las pérdidas técnicas asociadas a la operación de los transformadores.

2.5.2.1 Grafos simples

Un grafo simple es una estructura en teoría de grafos, formada por un conjunto de vértices y un conjunto de aristas, en la cual cada arista conecta únicamente dos vértices distintos, sin lazos (conexiones de un vértice consigo mismo) ni aristas múltiples (conexiones duplicadas entre el mismo par de vértices) [30]. Para entender mejor este concepto se muestra de manera gráfica en la Fig. 8, así se concluye que cada par específico de vértices está conectado por una única arista.

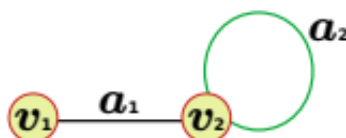


Fig. 8 Grafo simple con lazo [30].



2.5.2.2 Grafos ponderados

Los grafos ponderados son aquellos en los que cada arista (o enlace entre nodos) posee un peso o valor numérico asociado. Este peso representa un atributo relevante en el contexto del problema, como distancias, tiempos, costos económicos, o cualquier otra medida de interés. La ponderación de las aristas permite que los grafos modelen escenarios en los que es importante tener en cuenta el costo o valor de las conexiones, facilitando la optimización de rutas, la minimización de costos, o la eficiencia en sistemas complejos [31].

En un grafo ponderado, cada arista tiene un peso asociado, indicando que el peso es un número real. Si los pesos son positivos y representan una distancia o costo, el objetivo de los algoritmos de optimización suele ser encontrar el camino de menor peso entre dos nodos.

2.5.2.3 Grafos no ponderados

Los grafos no ponderados son aquellos en los que las aristas (o enlaces entre nodos) no tienen un peso o valor numérico asociado. En estos grafos, cada conexión entre nodos se considera igual, sin diferencias de costo o valor entre ellas. Esto significa que solo se considera la existencia o ausencia de una conexión entre nodos, pero no hay una medida adicional que distinga una arista de otra [31].

2.5.2.4 Grafos dirigidos

Los grafos dirigidos se caracterizan por tener aristas con un sentido específico que indican la dirección de la relación entre los nodos. La arista (v_i, v_j) implica que existe una conexión que fluye desde el nodo v_i hacia el nodo v_j , pero no necesariamente en sentido contrario, lo que introduce la noción de asimetría en la interacción entre los elementos del grafo. Este tipo de grafos es útil para representar situaciones en las que la dirección del flujo es fundamental, como en redes de transporte vehicular, donde las carreteras tienen sentido único, o en sistemas de transmisión de energía, en los que se debe modelar el flujo de potencia desde generadores hacia consumidores [30]. Los grafos dirigidos



permiten un análisis detallado del comportamiento direccional de la red, facilitando la identificación de rutas óptimas y la detección de cuellos de botella en el sistema.

2.5.2.5 Grafos no dirigidos

Los grafos no dirigidos son aquellos en los que las conexiones entre nodos no poseen una dirección definida, lo que implica que la relación entre dos nodos es bidireccional y simétrica. Esto significa que la arista que une a los nodos v_i y v_j puede representarse indistintamente como (v_i, v_j) o (v_j, v_i) , ya que no existe un flujo preferencial entre ellos. Este tipo de grafos se utiliza para modelar sistemas en los que las interacciones no tienen un sentido único, como las redes sociales, donde la amistad entre dos personas es recíproca, o en sistemas de distribución de energía, donde los nodos pueden representar puntos de consumo y las conexiones no tienen un flujo direccional específico [31]. Además, su estructura permite analizar propiedades de conectividad y agrupación sin tener en cuenta la orientación del flujo, proporcionando una visión integral de las interrelaciones en la red.

2.5.2.6 Representación Matricial de los Grafos

- Matriz de adyacencia

La matriz de adyacencia es una estructura matricial que representa las conexiones entre los vértices de un grafo, y se denota comúnmente como $M_a(G)$. Esta matriz es cuadrada y tiene un tamaño de $n \times n$, donde n es el número de vértices en el grafo. Tanto las filas como las columnas de la matriz representan los vértices, y cada entrada en la matriz indica si existe una conexión entre el par de vértices correspondiente. En el caso de grafos ponderados, cada entrada contiene el peso o costo de la arista entre los vértices i y j . Si no existe conexión, suele utilizarse un valor especial, como 0 o ∞ , para representar la ausencia de una arista [30].

- Matriz de pesos

La matriz de pesos es una representación matricial de un grafo ponderado en la que cada entrada refleja el peso o costo de las conexiones (aristas) entre nodos (vértices) del grafo.



En esta matriz, el valor de cada elemento representa cuantitativamente la fuerza, distancia, costo, o cualquier otra medida relevante de la conexión entre dos nodos [30].

Para un grafo G con n vértices, la matriz de pesos $W(G)$ es una matriz cuadrada de tamaño $n \times n$, donde cada entrada W_{ij} representa el peso de la arista que conecta el vértice i con el vértice j . Si no existe una conexión directa entre i y j , se usa un valor especial, comúnmente ∞ (infinito), para indicar la ausencia de arista. En algunos contextos también se usa 0 en esa posición si se consideran los auto conectores, es decir, las aristas que van de un nodo hacia sí mismo. Si el grafo es no dirigido, la matriz es simétrica, es decir, $W_{ij} = W_{ji}$. En el caso de grafos dirigidos, W_{ij} y W_{ji} pueden diferir, representando el peso de las aristas en cada dirección [12].

2.5.3 Algoritmo Dijkstra

El algoritmo de Dijkstra es un método utilizado en teoría de grafos y optimización, específicamente para encontrar el camino más corto desde un nodo de origen a todos los demás nodos en un grafo ponderado con pesos no negativos. Su principal objetivo es calcular la distancia más corta desde un nodo inicial a todos los demás nodos del grafo. A medida que avanza, va marcando los nodos visitados y sus respectivas distancias desde el nodo inicial [32].

Opera de manera incremental, evaluando y seleccionando los caminos más cortos en cada iteración. Inicia con un nodo de partida y examina sus nodos vecinos, actualizando las distancias si encuentra un camino más corto que el previamente registrado. Este proceso se repite hasta que se han evaluado todos los nodos o se ha alcanzado un nodo de destino específico, si se ha definido uno. Es importante señalar que el algoritmo de Dijkstra es aplicable únicamente en grafos que presentan pesos no negativos. En el caso de que existan aristas con pesos negativos, el algoritmo podría generar resultados incorrectos, lo que limita su uso en ciertas situaciones donde se requiere la consideración de costos negativos [5].



Se trata de un algoritmo ávido que resuelve el problema en pasos sucesivos, seleccionando en cada paso la solución óptima. Su fundamento radica en el principio de optimización: si el camino más corto entre dos vértices u y v pasa por un tercer vértice w , entonces la sección del camino de w a v debe ser el camino más corto entre todos los caminos que conectan w y v . Este principio permite construir gradualmente los caminos de menor costo desde un vértice inicial hacia todos los demás en el grafo, aprovechando los caminos obtenidos como parte de los nuevos recorridos [12].

2.5.4 Centro de Masa

El centro de masa es un punto geométrico en un sistema físico que representa el promedio ponderado de las posiciones de todas las partículas que componen el sistema, teniendo en cuenta sus masas [5]. En otras palabras, el centro de masa es el lugar donde se puede considerar que se concentra la masa total de un objeto o conjunto de objetos, y su posición se determina a partir de la distribución de la masa en el sistema. En sistemas homogéneos y simétricos, el centro de masa coincide con el centro geométrico, pero en sistemas irregulares, se calcula considerando las masas de las distintas partes y sus respectivas posiciones [12].

2.5.5 Centro de Carga

El centro de carga es el punto en un sistema donde la influencia de las cargas se puede representar de manera simplificada. En un sistema de múltiples cargas, el centro de carga puede calcularse como un promedio ponderado de las posiciones de todas las cargas, similar al cálculo del centro de masa [12]. Un centro de carga, en el contexto de la distribución eléctrica, es un punto dentro de un sistema eléctrico donde la energía se distribuye a diferentes áreas, circuitos o cargas individuales. Suele ser un componente central en una red eléctrica que recibe energía de una fuente principal y luego la distribuye a múltiples destinos [5].

2.6 Diseño de redes de distribución en Bajo Voltaje

La normativa de EMELNORTE se enfoca en mejorar la calidad del servicio eléctrico mediante ajustes en el diseño y la configuración de sus redes. Se centra en reducir las



()caídas de voltaje y pérdidas de energía a lo largo de los cables para proporcionar una mejor calidad de energía a los usuarios. Dentro de esta normativa, se establecen métodos específicos, como el cálculo de la demanda eléctrica con la metodología REA (Rural Electric Administration), la evaluación de caídas de voltaje con límites precisos en áreas urbanas y rurales, y consideraciones técnicas para diseñar redes con un índice de pérdidas limitado al 3.6% de la Demanda Máxima Coincidente [12].

2.6.1 Cálculo de demanda

La normativa de EMELNORTE indica que, si se tiene información sobre el consumo de los usuarios conectados a un transformador, se empleará el método REA (Rural Electric Administration, por sus siglas en inglés) para estimar la demanda eléctrica [12]. La Demanda Máxima Coincidente se refiere al nivel más alto de consumo eléctrico que ocurre simultáneamente en un periodo específico, siendo crucial para dimensionar y diseñar la capacidad requerida en el sistema eléctrico [32].

2.6.2 Caída de voltaje

Para calcular la caída de voltaje en los conductores, se consideran parámetros eléctricos como corriente, resistencia, impedancia, voltaje y la distancia recorrida por el conductor [33]. En ningún escenario, la caída de voltaje puede superar el 3,5% en el sector urbano, mientras que, para el sector rural es el 5% en cualquier punto de la red [12].

2.6.3 Cálculo de pérdidas

Las pérdidas de potencia fluctúan según cómo estén conectados y el voltaje que reciben. En otras palabras, la corriente que pasa por los conductores eléctricos está ligada directamente al voltaje suministrado. Las pérdidas de potencia por resistencia generalmente ocurren cuando hay una distancia considerable entre las conexiones de los conductores [33].

2.7 Selección económica del conductor

Económicamente hablando, la optimización de redes eléctricas busca minimizar el costo total asociado con el cableado eléctrico. Esto implica considerar tanto los costos de



inversión, que se traducen en los gastos iniciales relacionados con la instalación de las líneas eléctricas, como los costos operativos asociados con las pérdidas de energía en los conductores [34].

2.7.1 Selección económica del conductor de un transformador

Al buscar el conductor óptimo, el objetivo es reducir las pérdidas de energía, especialmente aquellas provocadas por el efecto Joule en los cables. Esto se hace considerando los costos totales de operación y mantenimiento, que representan el 2% en redes aéreas. Se toman en cuenta parámetros restrictivos como la caída de voltaje y los límites de temperatura del conductor. La idea central del problema radica en minimizar el costo anual, lo que implica reducir naturalmente los gastos asociados con las pérdidas de potencia y energía, así como los costos de inversión y mantenimiento del conductor [12].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 INTRODUCCIÓN

El propósito del proyecto de integración curricular es desarrollar un algoritmo para identificar la ubicación de los transformadores de distribución, con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas de energía en las redes de Bajo Voltaje (BV). Como paso inicial, se recopilaron los datos de la red del área de estudio definida en el CAPÍTULO I, utilizando el software ArcGIS. Con la investigación se determinó que gran parte de estas pérdidas se concentran en la etapa de distribución, especialmente en las largas extensiones de la red, incluyendo los conductores y otros elementos detallados en el segundo capítulo.

El presente estudio comprendió la descripción de algoritmos y modelos matemáticos adecuados que son empleados en la ubicación de transformadores en redes de distribución de bajo voltaje, además, se llevó a cabo una revisión bibliográfica sobre las principales causas en las pérdidas de energía, y los algoritmos más precisos en su aplicación. Para la revisión y fundamentación bibliográfica se consideró libros, revistas científicas, repositorios y bibliotecas digitales. La realización de simulaciones y la obtención de datos se lograron gracias al empleo de softwares ampliamente utilizados en ingeniería, como MATLAB y ArcGIS.

3.2 Materiales

En este apartado se presentan las herramientas empleadas para el desarrollo del estudio, las cuales resultaron fundamentales para la obtención y análisis de datos relacionados con la ubicación de los transformadores en la red de distribución. Se utilizaron softwares que permitieron integrar cálculos numéricos avanzados y análisis geoespacial, tales como MATLAB, ArcGIS y Excel, asegurando un enfoque preciso y detallado en el desarrollo del estudio.



3.2.1 Software MATLAB

En el ámbito de la ingeniería, MATLAB se ha consolidado como una herramienta indispensable debido a su amplia gama de capacidades. Entre estas destacan su capacidad para modelar y simular sistemas, procesar señales y analizar datos, además, ofrece la posibilidad de realizar cálculos matemáticos avanzados, visualizar y analizar datos de manera efectiva, crear algoritmos personalizados, simular sistemas complejos y desarrollar modelos numéricos [35].

3.2.2 Software ArcGIS

Un Sistema de Información Geográfica (SIG) es una plataforma tecnológica que se dedica a la generación, gestión, análisis y representación de información cartográfica de varios tipos. Estos sistemas unen datos a mapas, combinando detalles de localización con descripciones exhaustivas de diferentes elementos [36].

La principal tarea de un SIG es producir visualizaciones de datos geoespaciales, o sea, datos que poseen una referencia espacial en la superficie del planeta. Además de la creación de visualizaciones, los SIG tienen la capacidad de recoger, almacenar, analizar y manejar estos datos geoespaciales [36].

3.2.3 Excel

Excel es un programa de hojas de cálculo de Microsoft que permite organizar, analizar y presentar datos. Ofrece funciones para realizar cálculos, crear gráficos, tablas dinámicas y automatizar tareas [37]. Es usado en áreas como finanzas, ingeniería y administración.

3.3 Metodología

Se utilizó una metodología cuantitativa, centrada en la recolección, análisis y modelado de datos numéricos. Mediante la aplicación de herramientas matemáticas y computacionales, se busca obtener resultados objetivos y reproducibles. Este enfoque incluye el análisis del algoritmo de recocido simulado para determinar la ubicación óptima de los transformadores, cuyo procedimiento se ilustra en la Fig. 9 basado en el trabajo de integración curricular titulado “Modelamiento de reubicación de



transformadores de distribución en redes de bajo voltaje para la reducción de pérdidas técnicas de energía”.

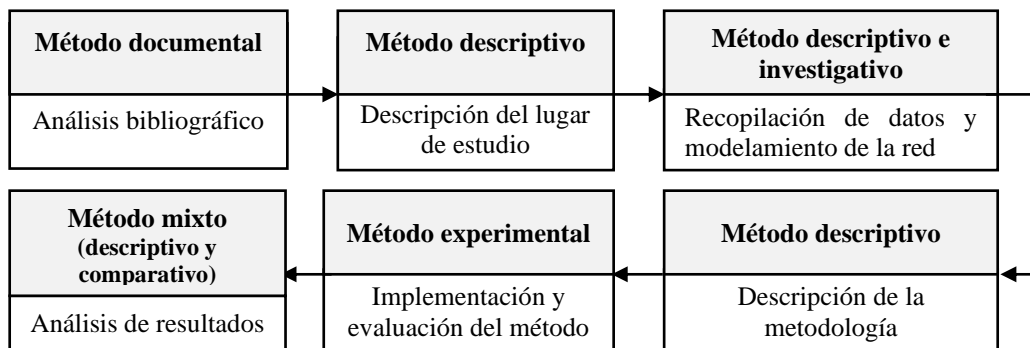


Fig. 9 Metodología para el modelamiento de reubicación de transformadores.

3.4 Análisis bibliográfico

Para el desarrollo de este trabajo, se empleó el método documental, debido a que permitió partir de principios generales sobre redes de distribución y pérdidas técnicas de energía, y aplicar el algoritmo de optimización recocido simulado. Este enfoque facilitó la transición de la teoría a la práctica, justificando la elección de parámetros para el dimensionamiento y reubicación de transformadores, asegurando la coherencia de los resultados. En el CAPÍTULO II, se detallaron las causas de las pérdidas técnicas, se describieron los algoritmos de optimización y se especificaron los parámetros necesarios para llevar a cabo el dimensionamiento y la reubicación de transformadores.

3.5 Descripción del lugar de estudio

Para el desarrollo del trabajo de integración curricular sobre el modelamiento de reubicación de transformadores de distribución en redes bajo voltaje para la reducción de pérdidas técnicas de energía, se utilizó el método descriptivo, ya que permitió analizar y caracterizar la red eléctrica y las condiciones actuales de los transformadores.

Este estudio se llevó a cabo en la ciudad de Ibarra, provincia de Imbabura, comprendido en las calles Av. Rafael Sánchez, Av. Atahualpa, Juan Francisco Bonilla y Carlos Emilio Grijalva, como se puede observar en la Fig. 10.

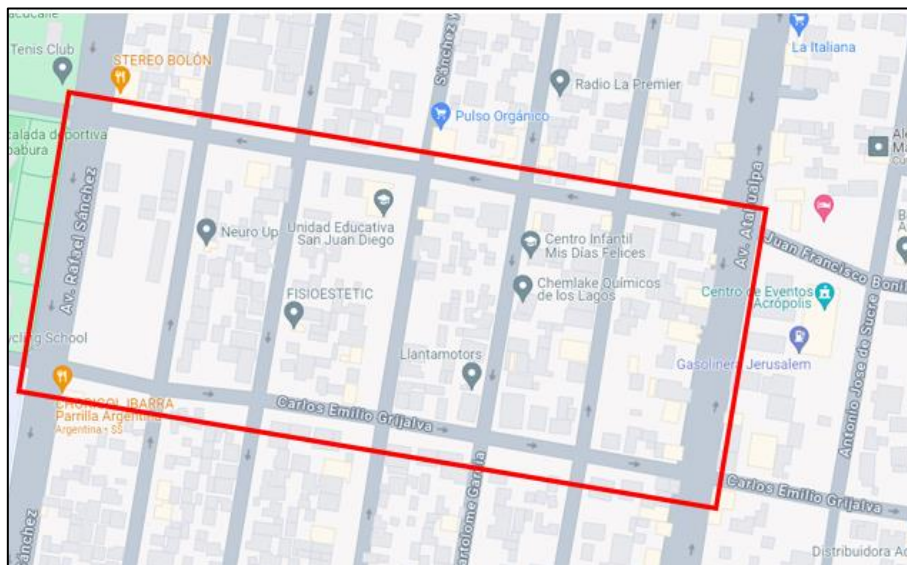


Fig. 10 Ubicación del sector de estudio.

3.6 Recopilación de datos y modelamiento de la red

Se emplearon los métodos descriptivo e investigativo para el desarrollo de este trabajo. El método descriptivo permitió analizar y organizar de forma detallada los datos relacionados con la red de distribución, mientras que el método investigativo facilitó la indagación sistemática y estructurada de los aspectos técnicos y operativos necesarios para el análisis y solución del problema planteado. La recopilación de información se llevó a cabo mediante el uso del Sistema de Información Geográfica (SIG) para obtener la localización de postes, transformadores y puntos de carga, mientras que los datos sobre el consumo eléctrico fueron extraídos del sistema comercial de EMELNORTE. Los aspectos más importantes de la red, como el número de transformadores, abonados, conductores y circuitos se organizaron en la TABLA II, como se muestra a continuación:

TABLA II

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR DE ESTUDIO

CARACTERÍSTICAS DE LA RED	VALOR
Número de transformadores	10
Tipos de transformadores	Monofásico
Número de postes	79
Número de redes	5
Tipo de conductor	ACSR



Calibre	1/0
Número de abonados	539

La red de prueba corresponde a un área urbana existente, conformada por 79 postes y 12 intersecciones. Esta red cuenta con 10 transformadores estratégicamente ubicados en 12 manzanas, los cuales están diseñados para suministrar energía a los 539 abonados, la ubicación de estos es presentada en la Fig. 11. Los transformadores son alimentados por el alimentador El Retorno 5, operando bajo un sistema monofásico de dos hilos con un voltaje nominal de 7.96 kV. En cuanto al cableado, el conductor de fase utilizado es ASCR #2 AWG, mientras que para el neutro se emplea ASCR #4 AWG. En el ANEXO I se presentan de manera detallada los datos relacionados con la ubicación geográfica de los postes, la distribución de las redes eléctricas pertenecientes al circuito en estudio, el consumo promedio de cada abonado y el consumo promedio asociado a cada poste.

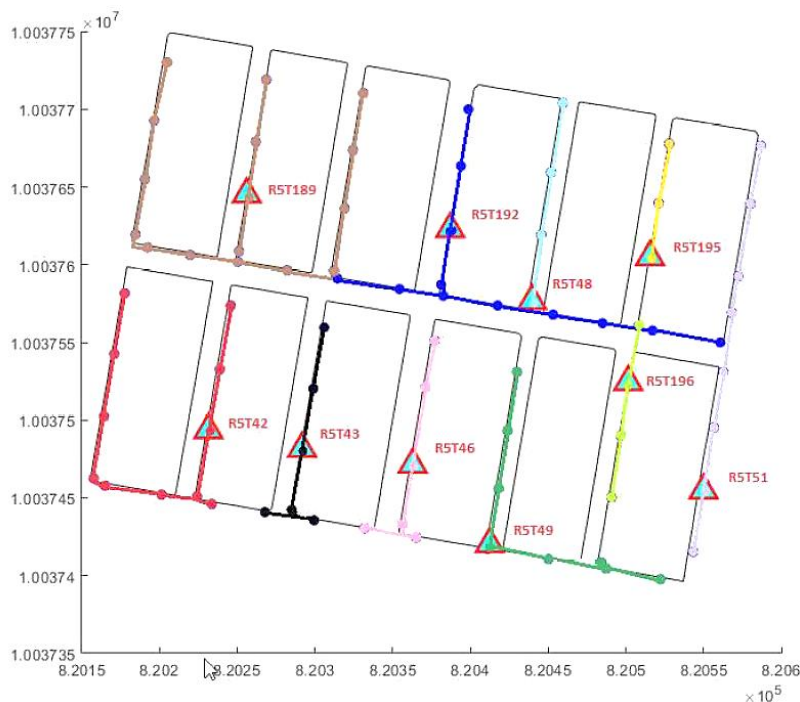


Fig. 11 Conexión de la red de prueba.

Para el modelamiento de la red, se desarrolla un código de programación para cargar, procesar y analizar los datos iniciales de la red eléctrica, además, se agrupa los consumos al poste asignado y no se consideran las acometidas. Este código permite integrar información geoespacial de los postes mediante “shapefiles”, obteniendo sus coordenadas



y características asociadas, junto con valores de energía provenientes de un archivo de Excel. A través de esta integración, se asigna valores de energía a los postes de la red, destacando los postes activos en color azul y las intersecciones o postes sin asignación de energía (valor 0) en color rojo como se presenta en la Fig. 12.

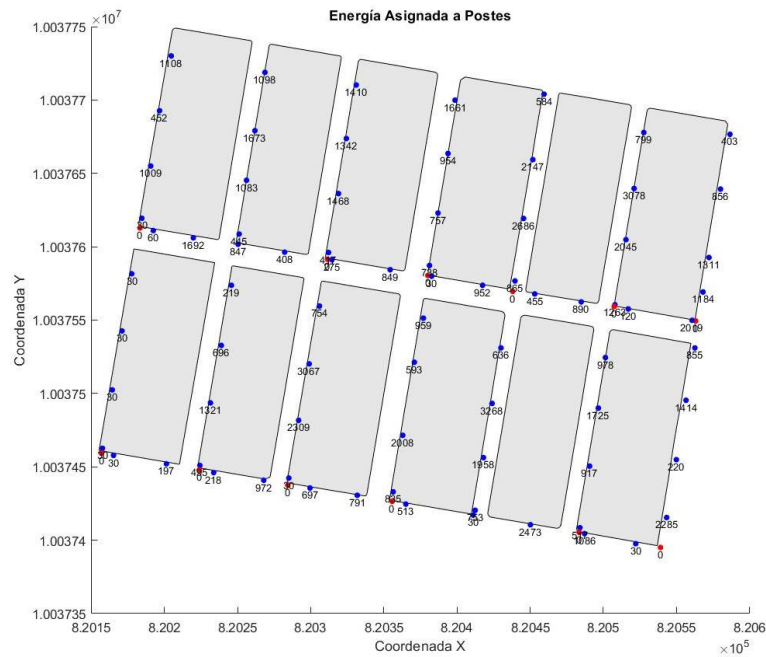


Fig. 12 Energía asignada a postes.

3.7 Descripción de la metodología

En esta sección, se utilizó el método descriptivo para abordar el problema presentado en el primer capítulo, estructurándose en tres etapas distintas. En la primera fase, se describe la ubicación del transformador de distribución. La segunda fase se centra en la selección del calibre del conductor para la reconfiguración de la red. Finalmente, la tercera fase abarca el cálculo de los costos operativos totales de la red, los cuales se evalúan mediante un análisis comparativo respecto a la configuración actual de la red.

A continuación, en la Fig. 13 se presenta un diagrama de bloques que detalla el proceso de ejecución de la metodología propuesta mediante algoritmos de optimización. Este diagrama está dividido en tres etapas distintas, cada una representando una parte específica del proceso.

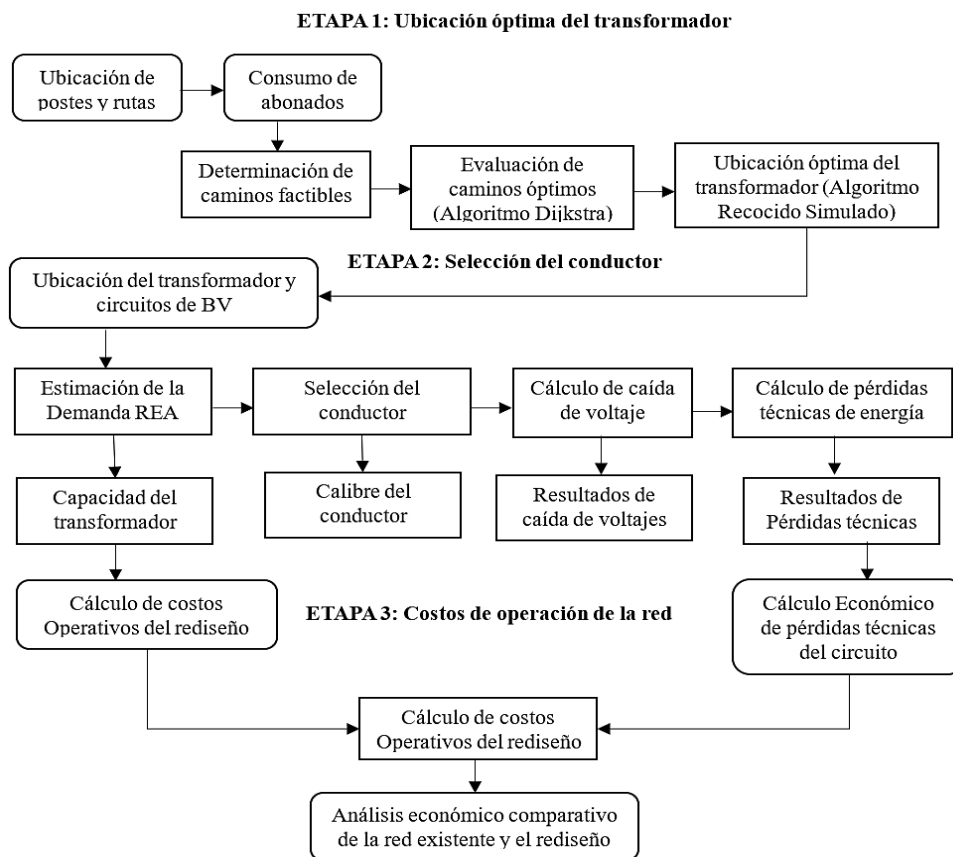


Fig. 13 Procedimiento metodológico

3.7.1 ETAPA 1: UBICACIÓN ÓPTIMA DEL TRANSFORMADOR

En la Etapa 1, se determina la ubicación del transformador. Esto se realiza en tres pasos: identificar los caminos factibles, calcular los pesos de las aristas y evaluar las rutas óptimas para seleccionar la ubicación que reduzca las pérdidas y mejore el funcionamiento de la red.

3.7.1.1 Determinación de caminos factibles

Se considera una red radial, así como los límites admisibles de caída de voltaje y la infraestructura eléctrica urbana existente. Resultó importante tener un conocimiento detallado de esta infraestructura eléctrica, ya que se logró identificar el número de postes, transformadores y su ubicación en coordenadas cartesianas.

Para la construcción de la matriz de adyacencia se requiere información como la ubicación de los postes, rutas, entre otros datos que fueron obtenidos a través del sistema de información geográfica SIG.



El proceso inicia con la obtención de las coordenadas de los postes eléctricos (X_p, Y_p) y los caminos eléctricos (X_k, Y_m) . Luego, se procede a iterar para cada camino k , desde el primero hasta el último, evaluando las coordenadas de cada segmento del camino. En cada iteración, se calcula la mínima distancia comprendida entre las coordenadas de un poste y el camino analizado. Este proceso se repite hasta completar todas las combinaciones de postes y caminos. Finalmente, se construye una matriz de adyacencia (cp, tp) que representa las distancias mínimas entre postes y caminos, concluyendo así el proceso.

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 : Cantidad de caminos eléctricos.

(cp, tp) : Matriz de adyacencia o conectividad.

Para llevar a cabo la determinación de los caminos factibles, se empleó el software Matlab® R2020b, mediante el uso de licencia estudiantil. En primer lugar, se elaboró la matriz de adyacencia o conectividad, la cual proporcionó resultados sobre la conectividad de la red, como se ilustra en la Fig. 14.

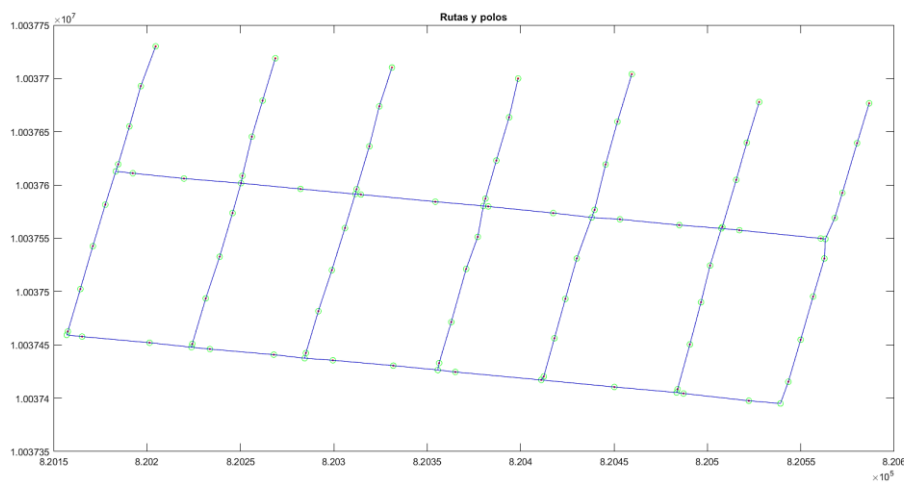


Fig. 14 Rutas y polos de la red eléctrica existente.



3.7.1.2 Cálculo de pesos de aristas

En este segmento, se efectúa la determinación de los valores de las conexiones entre nodos. Para lograrlo, se estable el peso de las conexiones considerando la cantidad de energía consumida por los abonados asociados a cada poste, permitiendo así evaluar la carga eléctrica y la demanda en distintos tramos de la red eléctrica.

Para realizar el cálculo de pesos de aristas se tomó en consideración los grafos dirigidos y ponderados, estos consisten en comprender un conjunto de nodos (también conocidos como vértices) que están interconectados a través de arcos (o aristas). Cada arco en este grafo tiene una dirección específica y un peso asignado. A continuación en la Fig. 15 se muestra la conectividad de postes y estructuras en el circuito y sector de estudio determinado anteriormente.

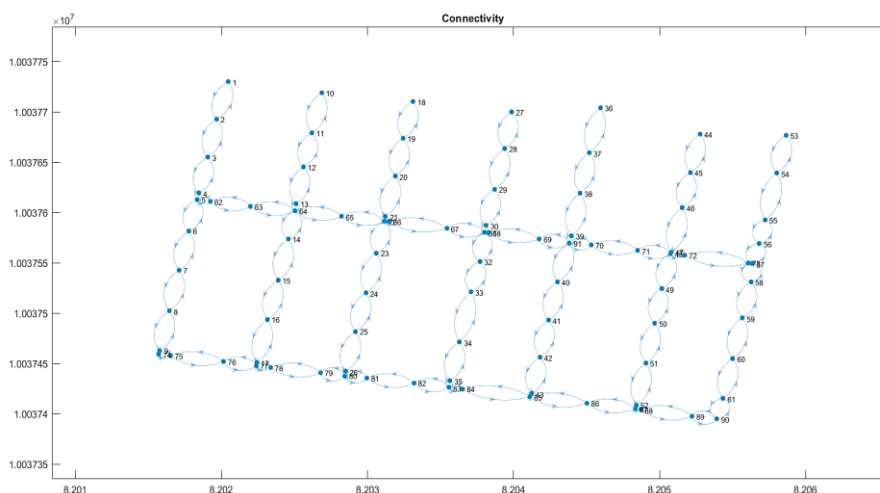


Fig. 15 Conectividad entre rutas y postes.

Para determinar los pesos en cada una de las aristas determinadas en la matriz de conectividad [5], se aplicó la siguiente ecuación:

$$W_{i,j} = consumo \cdot distancia P_{i,j}; i \neq j \tag{1}$$

Donde,

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

consumo: Equivalencia de los consumos de energía en el poste P en (kWh).



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

3.7.1.3 Evaluación de rutas óptimas

Para determinar la ubicación del transformador se requiere evaluar rutas óptimas, mismas que se plantea la obtención mediante la aplicación del algoritmo de recocido simulado en conjunto con la función objetivo, misma que determina qué tan viable o no es una configuración en comparación con otras. El algoritmo itera distintas configuraciones y calcula la función objetivo en cada caso. La configuración que produzca el menor valor en esta función (es decir, la menor pérdida de energía) será la óptima o más cercana a la mejor. A continuación, según [5], la ecuación de la función objetivo junto con las restricciones que regulan el modelo para garantizar el cumplimiento de los parámetros establecidos:

$$\min \sum_{j=1}^k \sum_{x \in C_j}^n \text{consumo} * \text{dist}(X, C_j) \quad (2)$$

Restricciones:

$$k > 0$$

$$\sum_{j=1}^k \frac{\text{dist}(X, C_j) * DMD_n}{kVA - m} \leq \Delta V_{m\acute{a}x} \quad (3)$$

$$3f \quad \sum_j \sum_i 3 * \left(\frac{S_{3f}}{\sqrt{3} V_{L-L}} \right)^2 * r * L_{ij} \leq 0,036 * DMD(kW) \quad (4)$$

$$1f \quad \sum_j \sum_i \left(\frac{S_{1f}}{V_{L-L}} \right)^2 * r * L_{ij} \leq 0,036 * DMD(kW) \quad (5)$$

Donde:

k : Cantidad de transformadores.

C_j : Par ordenado que representa la ubicación del transformador j en relación con el grupo de carga asignado.



X : Par ordenado que representa la ubicación del poste $X \mid X \in C_j$.

consumo: Sumatoria de los consumos de los abonados correspondientes al elemento X [kWh].

n : Número de postes $X \mid X \in C_j$.

DMD_n : Demanda máxima diversificada del poste n .

$kVA - m$: Valor establecido del momento eléctrico.

$\Delta V_{m\acute{a}x}$: Caída de voltaje admisible.

S : Potencia aparente en (kVA).

V_{L-L} : Voltaje de línea – línea.

r : Resistencia del conductor en (Ω/km).

L_{ij} : Longitud de la línea del tramo i a j medido en (km).

$DMD(kW)$: Demanda máxima diversificada en (kW).

3.7.1.4 Ubicación del transformador mediante el algoritmo recocido simulado

Tras evaluar las rutas óptimas, se obtiene la ubicación de los transformadores y postes expresada en coordenadas rectangulares (x, y). Es relevante destacar que, además de esta localización, se identifica el circuito BV al que pertenece cada elemento. Para cada poste, se registran los valores de consumo de energía asociados, los cuales se calculan como la suma de los consumos de los abonados correspondientes.

Esta información es esencial, ya que se utilizará en etapas posteriores para el desarrollo de la metodología planteada. En la Fig. 16, se detalla el flujograma explicativo de la aplicación del recocido simulado, el cual ilustra claramente los pasos y la interacción de los diferentes elementos involucrados en el proceso de optimización de la reubicación de transformadores.

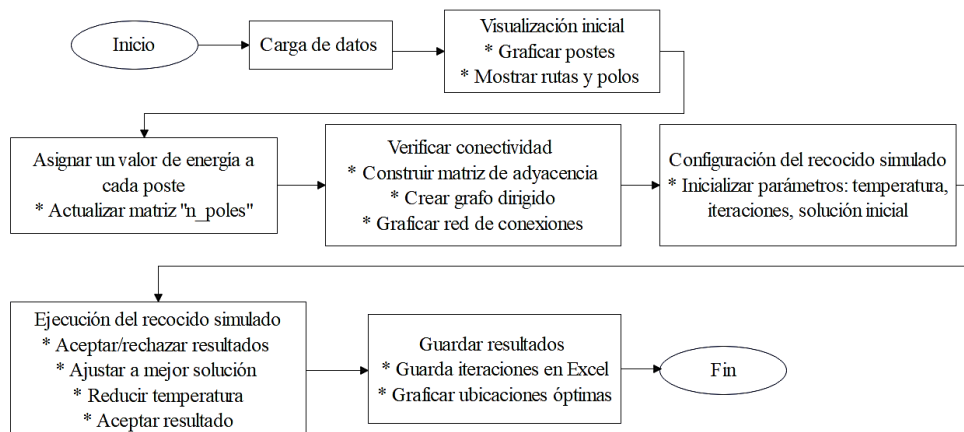


Fig. 16 Diagrama de flujo para la implementación de recocido simulado en MATLAB.

3.7.2 ETAPA 2: Selección del conductor

Una vez determinada la ubicación de los transformadores, se procede a la selección del conductor eléctrico. Es fundamental que los conductores elegidos minimicen las pérdidas de potencia y energía. Además, se deben tener en cuenta los costos de operación y mantenimiento, tanto para redes aéreas como subterráneas, estableciendo como límites un 2% y un 15% de pérdida, respectivamente [12].

Asimismo, se deben considerar ciertos parámetros restrictivos, como la caída de voltaje y las temperaturas en los conductores. Mejorar el cumplimiento de estas restricciones permite satisfacer la demanda de energía proyectada al costo más bajo posible [34].

3.7.2.1 Estimación de la demanda máxima coincidente

Se emplea el método de la REA, debido a que este permite calcular los valores de demanda en kW, estimando la capacidad necesaria en función a los consumos de los abonados, además, es conocido por su fiabilidad y ha sido utilizado y ajustado a lo largo del tiempo [19].

La estimación de la demanda eléctrica, basada en los consumos de los abonados, resulta conveniente, ya que las empresas distribuidoras disponen de datos actualizados mensualmente sobre el consumo en kWh [12].



A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas empleadas en el método de la REA, las cuales permiten determinar la demanda máxima en cada uno de los circuitos. Con estos datos, es posible dimensionar adecuadamente la capacidad de los transformadores en el rediseño de la red eléctrica.

$$Factor A = N \left[1 - 0,4N + 0,4 \times (N^2 + 40)^{\left(\frac{1}{2}\right)} \right] \quad (6)$$

$$Factor B = 0,005925 \times \left(\frac{kWh}{mes} \right)^{0,885} \quad (7)$$

$$DM_{coin} = Factor A \times Factor B \quad (8)$$

Donde:

N : Número de abonados del circuito.

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

DM_{coin} : Demanda máxima coincidente.

3.7.2.2 Determinación y selección del conductor

Para seleccionar el conductor más adecuado, se deben considerar tanto los costos iniciales (precio del conductor) como los costos operativos (pérdidas de energía) a lo largo de su vida útil [12]. Además, es necesario que el conductor elegido asegure una transmisión continua de energía sin limitaciones en su uso.

Para estimar los costos operativos anuales del conductor debido a las cargas conectadas en el circuito, es esencial calcular las pérdidas técnicas de potencia y energía generadas por el efecto Joule. Por lo tanto, a continuación, se presenta la ecuación utilizada para calcular la Potencia de pérdidas.

$$P_p = R * I^2 \quad (9)$$

A partir de (9) se derivan las ecuaciones para calcular el costo de pérdidas de potencia y de energía tanto para sistemas trifásicos como monofásicos.



$$1f \quad P_{po_{1f}} = \frac{I^2 * R * L}{1000} \quad (10)$$

$$3f \quad P_{po_{3f}} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000} \quad (11)$$

$$1f \quad P_{en_{1f}} = \frac{I^2 * R * L}{1000} * f_{per} * 8760 \quad (12)$$

$$3f \quad P_{en_{3f}} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000} * f_{per} * 8760 \quad (13)$$

$$C_{po} = P_{po} * C_d \quad (14)$$

$$C_{en} = P_{en} * C_e \quad (15)$$

$$C_{ta} = \left(\frac{T_d}{1 - (1 + T_d)^{-n}} \right) * C_t + C_{om} * C_t \quad (16)$$

$$C_{anual_total_Linea} = C_{po} + C_{en} + C_{ta} \quad (17)$$

Donde:

I : Corriente de operación

R : Resistencia del conductor por kilómetro.

f_{per} : Factor de pérdidas.

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

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

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

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



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

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

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

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

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

T_d : Tasa de descuento en (%).

n : Vida útil expresada en (años).

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

La determinación del conductor óptimo en un sistema eléctrico requiere una evaluación del costo anual total, que incluye tanto la inversión inicial como las pérdidas de potencia y energía generadas por cada calibre de conductor a lo largo de su vida útil, ajustadas al valor presente, en la TABLA III se presentan los datos característicos de los conductores con el fin de proporcionar información relevante para comprender que el costo del conductor depende del calibre seleccionado y de la empresa distribuidora.

TABLA III

DATOS CARACTERÍSTICOS DE LOS CONDUCTORES [12].

CONDUCTOR			
	CALIBRE	RESISTENCIA (Ω /km)	PRECIO (US\$/km)
ASCR DESNUDO	1/0 AWG	0,5499	730
	2/0 AWG	0,4281	1010
	3/0 AWG	0,3467	1250
	4/0 AWG	0,2747	1570
PREENSAMBLADO	3x70AAC+1x50AAAC (2/0)	0,4430	5850
	3x95AAC+1x50AAAC (3/0)	0,3200	5080

Adicionalmente, el cálculo del costo anual de las líneas toma en cuenta el factor de pérdidas, el cual varía según el estrato de los abonados y están detallados en la TABLA IV.



TABLA IV

FACTOR DE PÉRDIDAS [12].

ESTRATO (kWh)	FACTOR DE PÉRDIDAS
E (0 - 100)	0,19779
D (101 - 150)	0,2446
C (151 - 250)	0,2570
B (251 - 350)	0,2599
A (351 - 500)	0,2665
>500	0,3230

En el análisis financiero del sector eléctrico, se aplica una tasa de descuento del 12% y se considera una vida útil de 30 años para los conductores, conforme al plan maestro de electrificación vigente. El objetivo es identificar el nivel de carga que minimice el costo de transmisión de corriente a lo largo de una línea de longitud L [12]. Esto se logra calculando el costo anual equivalente de la red, teniendo en cuenta los costos de inversión, mantenimiento y las pérdidas tanto de potencia como de energía en un año de operación. La ecuación matemática que detalla este proceso es presentada a continuación.

$$C_{\text{anual_total_línea}} = (C_{ta} * L) + C_{po} + C_{en} \quad (18)$$

Donde:

$C_{\text{anual_total_línea}}$: Costo operativo anual a lo largo de la línea en (US\$).

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

L : Longitud de la línea en kilómetro (km).

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

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

Los costos de demanda y de energía están predeterminados por la empresa distribuidora EMELNORTE, equivalentes a 382,56 US\$/kW/año y 0,1064 US\$/kWh correspondientemente según [5]. Estos valores se aplicarán de manera consistente en todos los circuitos para obtener una estimación uniforme del costo anual, que incluye amortización, operación y mantenimiento.



Una vez obtenidos los costos anuales de las líneas es importante determinar el calibre del conductor, para ello, se escoge el mínimo valor de la tabla expuesta en el ANEXO II, considerando el valor de máxima corriente que requiere cada uno de los circuitos de la red.

Para conocer la corriente máxima de operación, se necesita conocer el valor total de la demanda máxima de cada circuito, es decir, en cada transformador. Expresado en forma matemática, la corriente máxima de operación tanto en redes monofásicas como trifásicas se obtiene de la siguiente manera:

$$1f \quad i = \frac{DM_{coin_{circuit}}}{V_{L-L} * fp} \quad (19)$$

$$3f \quad i = \frac{DM_{coin_{circuit}}}{\sqrt{3} * V_{L-L} * fp} \quad (20)$$

Donde:

$DM_{coin_{circuit}}$: Demanda máxima coincidente del circuito de estudio.

V_{L-L} : Voltaje línea – línea en voltios (V).

fp : Factor de potencia.

3.7.2.3 Cálculo de caída de voltaje

Para calcular la caída de voltaje en una red eléctrica, es necesario evaluar cada tramo individualmente. En cada tramo se consideran factores como la demanda de cada poste, la distancia entre tramos, la sección de los conductores y su momento eléctrico [5]. Los datos mencionados para el conductor ASCR desnudo se encuentran representados en la TABLA V.

TABLA V
MOMENTO ELÉCTRICO DE LOS CONDUCTORES ASCR DESNUDO [5].

ASCR DESNUDO		
Datos del conductor		Momento eléctrico (kVA *m)
Sección (mm ²)	Calibre (AWG)	Trifásico



34	2	429
54	1/0	655
68	2/0	766
85	3/0	925
107	4/0	1094

Mientras que los datos para el conductor eléctrico preensamblado AAC, esta presentado a continuación en la TABLA VI.

TABLA VI

MOMENTO ELÉCTRICO DEL CONDUCTOR PREENSAMBLADO AAC [5].

PREENSAMBLADO AAC		
Datos del conductor		Momento eléctrico (kVA*m)
Sección (mm ²)	Calibre (AWG)	Trifásico
50	1/0	578
70	2/0	883
95	3/0	1067

En resumen, en la TABLA VII se presentan los datos del momento eléctrico del conductor requeridos para realizar los cálculos.

TABLA VII

MOMENTO ELÉCTRICO DE LOS CONDUCTORES [5].

CALIBRE (AWG)	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO
2	429	283
1/0	655	431
2/0	766	502
3/0	925	604
4/0	1094	731

Al final, se suman las caídas de voltaje de cada tramo para obtener el valor total de caída en la red, asegurando que este no exceda el límite máximo permitido para un funcionamiento eficiente del sistema [5].

Como se mencionó en el CAPÍTULO II, los límites permisibles de caída de voltaje se exponen en la TABLA VIII.



TABLA VIII

LÍMITE ADMISIBLE DE CAÍDA DE VOLTAJE [5].

RED DE BAJO VOLTAJE	
URBANO	RURAL
3,5%	5%

Es importante destacar que, para el cálculo de caída de voltaje se debe realizar el cálculo de la demanda individual en cada tramo del circuito conectado a un transformador, para ellos, es necesario realizar una distribución de la demanda máxima diversificada de cada circuito, este procedimiento se lleva a cabo aplicando el método de la REA en conjunto con la sumatoria de los datos de energía por poste en cada uno de los diferentes circuitos, como se encuentra expuesto a continuación:

$$D_{individual} = \frac{DMD}{\sum_{i=1}^{i=N} En_i} En_i \quad (21)$$

Donde:

$D_{individual}$: Demanda individual por poste en (kVA).

DMD : Demanda máxima diversificada en (kVA).

En_i : Energía por poste en (kWh).

De esta manera, considerando los factores antes mencionados como la demanda individual, la distancia entre tramos y el momento eléctrico de los conductores, el cálculo de caída de voltaje está definido matemáticamente como se muestra a continuación:

$$\sum_{i=1}^N \frac{distancia(C, p_i) * DMD_n}{kVA \cdot m} \leq V_{línea} * \Delta V \quad (22)$$

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 de momento eléctrico.

$V_{línea}$: Voltaje de línea en voltios (V).

ΔV : Límite admisible de caída de voltaje.

3.7.2.4 Cálculo de pérdidas técnicas de energía

El cálculo de pérdidas técnicas de energía permite estimar la energía eléctrica que se disipa en el sistema eléctrico debido a factores intrínsecos al propio funcionamiento, como la resistencia y el calentamiento de cables, debido al efecto Joule. Este cálculo se basa en fórmulas que cuantifican las pérdidas de potencia en función de la resistencia de los conductores, considerando tanto sistemas monofásicos como trifásicos, de acuerdo con las ecuaciones siguientes.

$$1f \quad P_{po_{1f}} = \frac{I^2 * R * L}{1000} \quad (23)$$

$$3f \quad P_{po_{3f}} = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000} \quad (24)$$

Donde:

I : Corriente de operación en amperios (A).

R : Resistencia del conductor por kilómetro (km).

L : Longitud de la línea.

Como parámetro a resaltar, según [5], EMELNORTE establece que el valor de pérdidas técnicas es del 3,6%, por lo tanto, el cálculo del porcentaje de pérdidas técnicas para sistemas monofásicos y trifásicos en función de la potencia aparente se expresa de la siguiente manera.

$$1f \quad \sum_j \sum_i \left(\frac{S_{1f}}{V_{L-L}} \right)^2 * r * L_{ij} \leq 0,036 * DMD(kW) \quad (25)$$



$$3f \quad \sum_j \sum_i 3 * \left(\frac{S_{3f}}{\sqrt{3} V_{L-L}} \right)^2 * r * L_{ij} \leq 0,036 * DMD(kW) \quad (26)$$

De este modo, se obtiene el porcentaje de pérdidas para cada tramo del circuito, así como el porcentaje total de pérdidas para el circuito completo.

3.7.3 ETAPA 3: Costos operativos de la red

En esta etapa se exponen las fórmulas necesarias para calcular los costos operativos de la red, incluyendo el costo de inversión anual de los transformadores de distribución y el costo total del circuito, que se determina como la suma del costo de los transformadores y el costo de las líneas.

3.7.3.1 Costo de inversión anual de los transformadores de distribución

El costo total del transformador incluye los costos de instalación y de inversión, que abarcan operación y mantenimiento. El costo de instalación se amortiza a lo largo de la vida útil del transformador, fijada en 30 años, utilizando el factor de recuperación del capital. El costo anual de inversión incluye una tasa de descuento del 12%, y los costos de operación y mantenimiento representan un 2% de la inversión inicial [12]. Estos valores se calculan a partir de los costos de los transformadores detallados en la TABLA IX.

TABLA IX

COSTOS DEL TRANSFORMADOR E INSTALACIÓN.

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO		
Potencia S (kVA)	Costo de transformador (\$)	Costo de instalación (\$)
5	946,40	57,16
10	1008,00	57,16
15	1031,52	57,16
25	1202,88	68,59
37,5	1456,00	68,59
50	1926,40	76,21
75	2352,0	76,21



Una vez determinada la potencia del transformador, se procede a calcular el costo de instalación anual total, considerando un factor de recuperación de capital y el costo de instalación, como se detalla a continuación.

$$FRC = \frac{T_d * (1 + T_d)^n}{(1 + T_d)^n - 1} \quad (27)$$

$$CINT = C_{inst} * FRC \quad (28)$$

$$C_{ta} = \left(\frac{T_d}{1 - (1 + T_d)^{-n}} \right) * C_t + C_{om} * C_t \quad (29)$$

$$C_{anual_total_transf} = CINT + C_{ta} \quad (30)$$

Donde:

C_t : Costo del transformador.

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

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

T_d : Tasa de descuento.

n : Vida útil.

FRC : Factor de recuperación de capital.

$CINT$: Costo anual de instalación del transformador.

C_{inst} : Costo de instalación del transformador.

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

Los costos de inversión de los transformadores incluyendo costos de operación y mantenimiento, anualizados y traídos al valor presente se presentan en la TABLA X a continuación:



TABLA X

COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

DATOS							
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (kVA)	5	10	15	25	37,5	50	75
COSTO DEL TRANSFORMADOR	946,40	1008,00	1031,52	1202,88	1456,00	1926,40	2352,00
COSTO DE MONTAJE	57,16	57,16	57,16	68,59	68,59	76,21	76,21
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
COSTO ANUAL DEL TRANSFORMADOR [amortización + operación y mantenimiento] (US\$/Km)	136,418	145,297	148,687	173,388	209,873	277,678	339,026
COSTO ANUAL DE INSTALACIÓN	7,096	7,096	7,096	8,515	8,515	9,461	9,461
COSTO ANUAL TOTAL	143,514	152,393	155,783	181,903	218,388	287,139	348,487

3.7.3.2 Costo de inversión total del circuito

Para determinar los costos operativos y de inversión total del circuito, se realiza la suma de los costos anuales asociados tanto a las líneas como a los transformadores. De igual manera, se consideran los costos derivados de las pérdidas de energía y las pérdidas de potencia en el circuito. Así, la formulación matemática correspondiente se describe a continuación.

$$C_{anual\ total} = C_{anual_total_transf} + C_{anual_total_línea} + C_{po} + C_{en} \quad (31)$$

Donde,

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

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

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

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



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

3.8 Implementación y evaluación del método (Recocido simulado)

El método empleado para la implementación y evaluación del método fue el experimental, el cual permitió analizar el comportamiento del sistema en escenarios específicos de la red de distribución eléctrica. Este enfoque facilitó la simulación de diversas configuraciones, ajustando parámetros clave como la temperatura inicial, la tasa de enfriamiento y el número de iteraciones, con el fin de evaluar su impacto en la reducción de pérdidas técnicas de energía y en la reubicación óptima de transformadores. A través de este método, se validó la aplicación del recocido simulado en la reubicación de transformadores, obteniendo resultados prácticos mediante simulaciones controladas. De este modo, se facilitó la evaluación directa de las soluciones propuestas, mostrando cómo el algoritmo mejora el rendimiento de la red y reduce las pérdidas técnicas de energía al comparar las configuraciones de la red actual con las obtenidas a partir de la reconfiguración.

En este contexto, se utilizó el recocido simulado, un algoritmo metaheurístico cuya aplicación se describe a continuación, incluyendo un diagrama de flujo como se puede observar en la Fig. 17, además de las principales fórmulas y las adaptaciones realizadas para este caso de estudio.

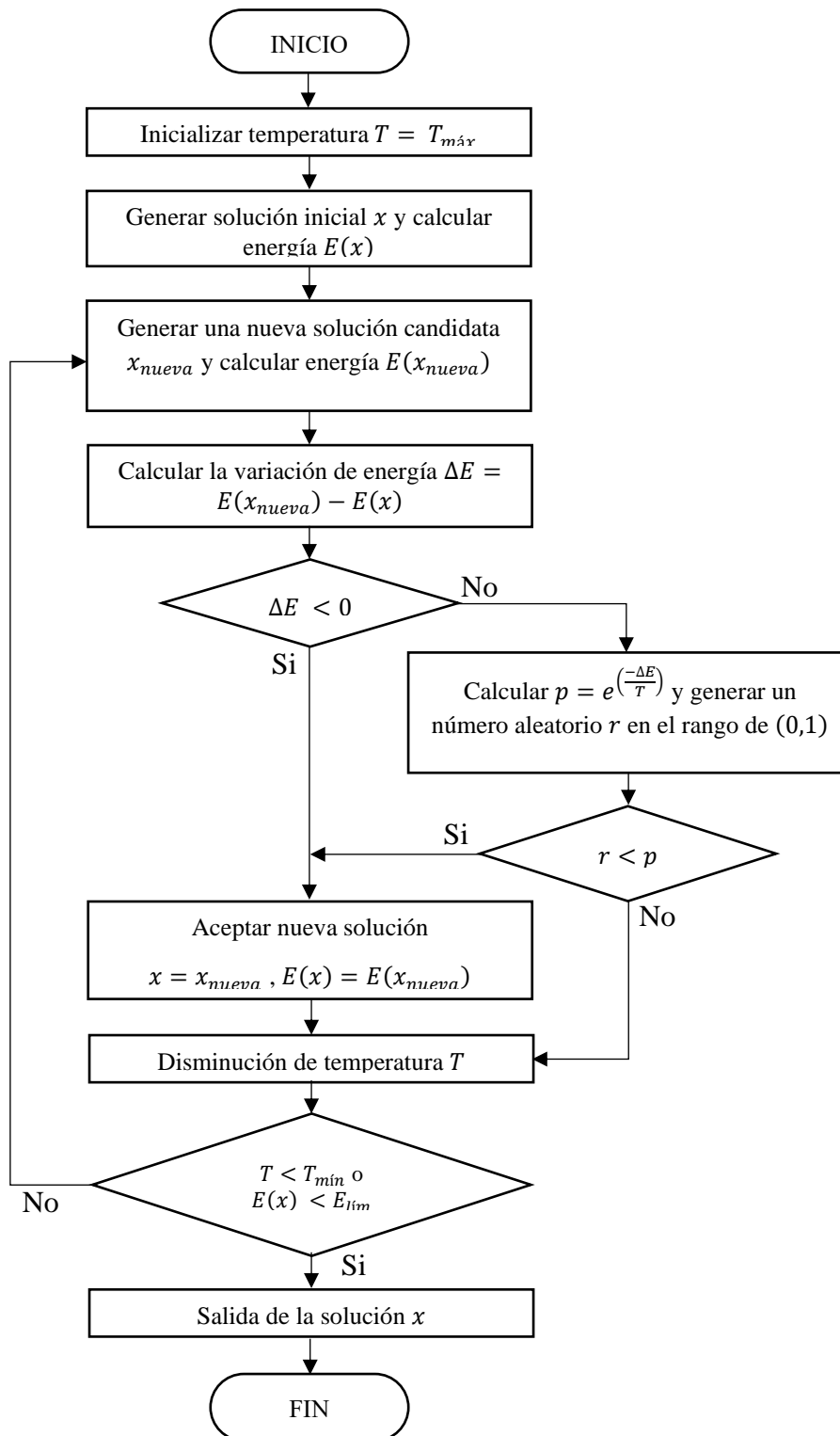


Fig. 17 Diagrama de flujo del recocido simulado [38].



La función objetivo del algoritmo busca reducir las pérdidas técnicas de energía, representadas a partir de (2), sin embargo, cuando se genera una nueva configuración al modificar la ubicación de los transformadores, el cambio en la función objetivo según [38], se calcula como:

$$\Delta E = E(x_{nueva}) - E(x_{actual}) \quad (32)$$

Si $\Delta E < 0$, la nueva configuración reduce pérdidas y acepta de manera directa. Si $\Delta E > 0$, se evalúa la aceptación utilizando una probabilidad basada en la temperatura.

Para evitar caer en mínimos locales, se permite aceptar soluciones subóptimas según la probabilidad:

$$P = e^{\frac{-\Delta E}{T}} \quad (33)$$

Donde,

ΔE : Variación de la función objetivo.

T : temperatura actual del sistema (decrece en cada iteración).

El control de la temperatura se realiza mediante un esquema de enfriamiento exponencial:

$$T_{nuevo} = \alpha \cdot T_{actual} \quad (34)$$

Siendo,

T_{nuevo} : nueva temperatura del sistema.

α ; factor de enfriamiento con valores típicos entre 0,8 y 0,99.

Se implementa el algoritmo de recocido simulado para explorar diversas configuraciones iniciales para la ubicación de los transformadores. Durante cada iteración, el algoritmo genera una nueva solución alterando aleatoriamente una ubicación de transformador, evalúa su función objetivo basada en las pérdidas de energía, y decide aceptar o rechazar la solución según un criterio probabilístico dependiente de la temperatura actual [38]. Este



enfoque permite escapar de mínimos locales durante las etapas iniciales y converger hacia configuraciones cercanas al óptimo global.

3.9 Análisis de resultados

En esta sección, se emplea el método mixto, integrando los métodos descriptivo y comparativo para el análisis de los resultados obtenidos. El método descriptivo se utiliza para detallar y analizar los resultados de las simulaciones, identificando las ubicaciones de los transformadores en la red bajo las configuraciones propuestas. Por otro lado, el método comparativo permite contrastar los resultados obtenidos con el desempeño de la red actual y con los resultados generados mediante algoritmos genéticos. Este enfoque combinado proporciona una evaluación más completa, al abordar tanto el análisis detallado de los datos como su comparación con otros enfoques, lo que permite determinar la efectividad del recocido simulado en la reducción de pérdidas técnicas de energía y la reconfiguración de la red de BV.

**CAPITULO IV****RESULTADOS Y ANÁLISIS**

El presente capítulo se centra en la comparación del algoritmo de recocido simulado, orientado a determinar la ubicación óptima de los transformadores en el rediseño de la red eléctrica comprendida entre las calles Av. Rafael Sánchez, Av. Atahualpa, Juan Francisco Bonilla y Carlos Emilio Grijalva. En este contexto, se presentaron resultados en forma de tablas e imágenes, los cuales incluyeron el dimensionamiento de transformadores, cálculos detallados de caída de voltaje y porcentajes de pérdidas técnicas de energía, con el propósito de realizar un análisis económico que validará la metodología descrita en el CAPÍTULO III.

En la etapa inicial, se identificaron y recopilamos las características técnicas del circuito de prueba, tales como el número de transformadores, las cargas instaladas, el número de abonados por poste y el consumo energético asociado a cada usuario. Adicionalmente, se procesaron las variables relevantes extraídas mediante ArcGIS, incluyendo la ubicación georreferenciada de los postes, las intersecciones de la red, el consumo energético por poste y las distancias correspondientes a cada tramo de la red. Estas variables fueron posteriormente exportadas a la plataforma MATLAB, donde se implementó el modelo matemático basado en el algoritmo de recocido simulado.

El proceso permitió calcular parámetros técnicos fundamentales, como la ubicación óptima de los transformadores, la distribución de corrientes en cada circuito, las distancias específicas de los tramos conectados teniendo en cuenta las intersecciones propias de la red existente y la demanda energética en cada segmento. Además, se generaron representaciones gráficas detalladas que visualizaron las distancias y configuraciones de los 10 circuitos resultantes del proceso de reconfiguración, aportando una base técnica sólida para los análisis posteriores.



Con base en la información recopilada, se aplicó el método de la REA, obteniendo la demanda máxima diversificada de la red, que a su vez permitió calcular la potencia necesaria para el dimensionamiento de los transformadores en la reconfiguración.

Posteriormente, se determinó el conductor eléctrico mediante un análisis que consideró el cálculo de caída de voltaje dentro del rango permisible establecido por EMELNORTE y las pérdidas técnicas de energía. También se evaluó el costo asociado al conductor, así como las pérdidas generadas durante su vida útil. Paralelamente, se calculó el costo anual de inversión correspondiente a los transformadores, en función de la potencia requerida por cada circuito, empleando las ecuaciones formuladas en la sección 3.7.3.2 del CAPÍTULO III.

Finalmente, se consolidó el costo total de inversión de la red reconfigurada, integrando los costos de conductores, transformadores, pérdidas técnicas de energía, demandas máximas y costos de amortización.

De esta forma, los resultados obtenidos en este capítulo permitieron realizar una comparación técnica con otro método alternativo empleado para la reducción de pérdidas técnicas de energía, consolidando la base analítica para el desarrollo de este trabajo de investigación.

4.1 Implementación y evaluación del método (Recocido simulado)

Una vez ejecutados cada uno de los códigos de programación desarrollados en MATLAB, se exportó las coordenadas geográficas, se asignó la energía asociada a cada poste de manera automática, además, se implementó los parámetros necesarios para la ejecución del recocido simulado, de esta manera, se evidenció el agrupamiento de los postes dependiendo la demanda asignada a cada uno, es así como se logró determinar la nueva ubicación de los transformadores como se presenta en la Fig. 18. Por otro lado, este proceso también permitió determinar tanto la potencia de los transformadores como el calibre y tipo de conductor necesario para el rediseño de la red eléctrica. Esta información



fue importante para estructurar las tablas que resumen y detallan los datos técnicos de cada circuito, las cuales serán expuestas en secciones posteriores.

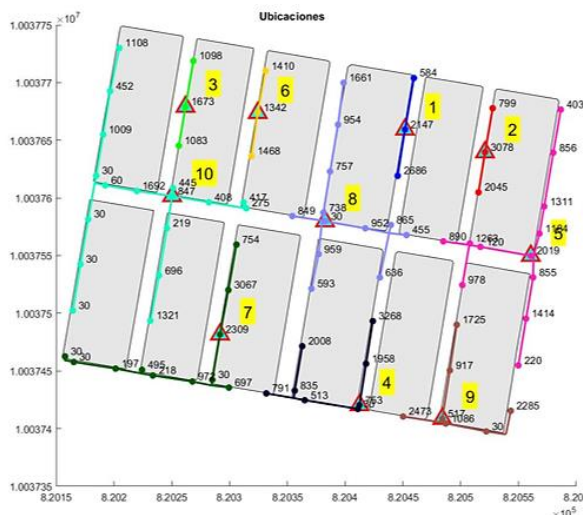


Fig. 18 Reubicación de los transformadores.

4.1.1 Resultados obtenidos de MATLAB

En esta sección se presentan los datos relevantes que se requiere para la aplicación del método de la REA, para el cálculo de demanda estimada en base a la capacidad necesaria de los consumos de los abonados, como se observa en la TABLA XI. Es importante aclarar que son 10 circuitos de rediseño, por lo que se presenta el circuito 1, únicamente en esta sección, considerando que se aplicó la misma metodología para cada uno de los circuitos. El resto de los datos serán presentados en el ANEXO III.

TABLA XI

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 1.

# de Transformador	1
Poste	37
Coordenada X	820451,8328
Coordenada Y	10037659,3756
Factor A	7,8000
Factor B	4,5166
Dmcoin (kVA)	35,2296
DMD (kW)	33,4681



Transformador (kVA)	37,5
Tipo	Monofásico
Número de abonados	43

En la Fig. 19 se detalla el número de poste, la demanda eléctrica asociada a cada uno, la ubicación del transformador, así como la distancia entre los diferentes tramos. Asimismo, en esta sección se incluye únicamente el análisis correspondiente al primer circuito, mientras que en el ANEXO IV se muestran las reubicaciones de los 9 circuitos restantes.

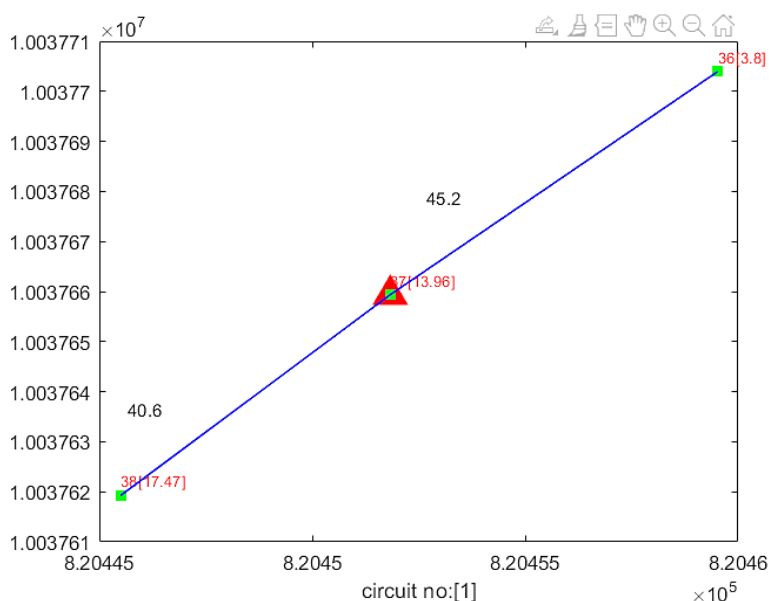


Fig. 19 Reubicación del circuito 1

4.1.2 Resultados obtenidos de caída de voltaje, porcentaje de pérdidas y costos anuales de la línea y del transformador

A continuación, en la TABLA XII se detallan los resultados obtenidos para cada circuito, indicando el valor máximo de caída de voltaje y las pérdidas técnicas de energía expresadas en porcentaje, además, se presenta el costo total del sistema, que corresponde a la suma de los costos anuales de todos los circuitos, como se explicó en el CAPÍTULO III.



TABLA XII

RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA RED DE REDISEÑO

	POTENCIA TRANSFORMADOR (kVA)	DMD (kVA)	CALIBRE CONDUCTOR	V _{L-L} (V)	CAÍDA MÁXIMA DE VOLTAJE (%)	PÉRDIDAS (%)	COSTOS LÍNEA (\$)	COSTOS TRANSFORMADOR (\$)	COSTO ANUAL TOTAL DE LA RED (\$)
1	37,5	35,2296	4/0	240	0,83	0,01204	105,486	218,388	323,874
2	37,5	38,1211	4/0	240	0,64	0,01303	58,823	218,388	277,211
3	25	26,0653	4/0	240	1,10	0,00891	30,039	181,903	211,942
4	50	49,7130	4/0	240	1,61	0,01700	436,613	287,139	723,752
5	50	50,3536	4/0	240	2,13	0,01722	589,922	287,139	877,061
6	37,5	28,2444	4/0	240	1,31	0,00965	104,182	218,388	322,571
7	50	40,4947	4/0	240	0,92	0,01384	219,448	287,139	506,588
8	50	42,2761	4/0	240	1,70	0,01445	716,112	287,139	1003,252
9	50	46,3493	4/0	240	1,32	0,01585	536,705	287,139	823,844
10	37,5	37,9835	4/0	240	0,94	0,01299	411,517	218,388	629,905
TOTAL						0,13498	3208,848	2491,152	5699,999

4.2 Análisis de resultados

En la TABLA XIII, se presenta el estado actual de la red, detallando parámetros técnicos como la potencia de cada transformador, la demanda correspondiente a cada circuito, el calibre del conductor utilizado, el voltaje de línea y la caída máxima de voltaje registrada. Desde el punto de vista económico, se incluyeron los costos asociados a los transformadores y a las líneas, lo que permitió calcular el costo anual total de la red.

TABLA XIII

ESTADO ACTUAL DE LA RED DE PRUEBA [12].

TRANSFORMADOR No	POTENCIA TRANSFORMADOR (kVA)	DMD (kVA)	CALIBRE CONDUCTOR	V _{L-L} (V)	CAÍDA MÁXIMA DE VOLTAJE (%)	TOTAL DE PÉRDIDAS (%)	COSTOS TRANSFORMADOR (\$)	COSTOS LÍNEA (\$)	COSTO ANUAL TOTAL (\$)
R5T189	50	58,328	1/0	220	7,621	2,443	287,14	4549,2	4836,34
R5T192	50	43,27	1/0	220	6,67	2,147	287,14	2180	2467,14
R5T195	15	38,122	1/0	220	1,962	0,721	155,78	336,8	492,58
R5T196	37,5	30,574	1/0	220	1,462	0,511	218,39	231	449,39
R5T42	37,5	16,977	1/0	220	0,453	0,103	218,39	88,6	306,99
R5T43	50	44,141	1/0	220	1,842	0,642	287,14	528,9	816,04
R5T46	50	32,031	1/0	220	1,212	0,447	287,14	183,5	470,64
R5T48	15	38,213	1/0	220	4,104	1,831	155,78	1006,5	1162,28
R5T49	50	50,764	1/0	220	3,292	1,192	287,14	1494,8	1781,94
R5T51	37,5	42,59	1/0	220	6,311	2,274	218,39	1729,4	1947,79
TOTAL							2402,43	12328,7	14731,13



Los resultados presentados en la TABLA XII demuestran que la aplicación del método de recocido simulado en la red existente permite optimizar la ubicación de los transformadores. Este enfoque identifica las rutas óptimas al considerar la energía asociada a cada poste, lo que resultó en una reducción de las distancias entre nodos y, consecuentemente, en una disminución de las pérdidas técnicas de energía. Como resultado, se logró una reducción en los costos asociados al conductor, transformadores y red en general.

La red actual presenta una caída de voltaje de 0,8182% y un porcentaje de pérdidas técnicas del 2,594%, ambos valores dentro de los límites establecidos (3,5% para la caída de voltaje y 3,6% para las pérdidas). Sin embargo, al implementar la reconfiguración, se logra una disminución considerable en el porcentaje de pérdidas técnicas, reduciéndolo a 0,13498%, aunque con un aumento moderado en la caída de voltaje a 1,25%. Este incremento se encuentra dentro de los límites permitidos y resulta aceptable frente a la notable reducción en las pérdidas. En resumen, la reconfiguración permite mejorar el comportamiento de la red, reduciendo las pérdidas sin comprometer su funcionamiento.

4.2.1 Análisis económico entre los costos de red del circuito actual, la metodología de recocido simulado y la de algoritmos genéticos aplicada al circuito de prueba

En este apartado se presenta un análisis económico comparativo entre el circuito actual, la metodología de algoritmos genéticos y la metodología de recocido simulado, esta última siendo la base fundamental del presente trabajo de integración curricular, aplicadas al mismo circuito de prueba. El objetivo principal es evaluar el impacto económico de las metodologías en el rediseño de una red eléctrica urbana y existente, tomando en cuenta los costos asociados a los transformadores y las líneas de distribución, así como el costo anual total de la red.

La comparación tiene como propósito identificar cuál de las metodologías propuestas ofrece la solución más apropiada en términos económicos, considerando no solo la reducción de pérdidas técnicas, sino también la mejora en la caída de voltaje y la



optimización de recursos. Este análisis permitirá determinar la factibilidad práctica de cada enfoque y su aplicabilidad en redes eléctricas reales.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de cada metodología en la TABLA XIV, TABLA XV y TABLA XVI, desglosando los costos asociados a la red.

TABLA XIV

COSTOS DE LA RED EN EL CIRCUITO ACTUAL.

CIRCUITO ACTUAL				
TRANSF	POTENCIA TRANSF (kVA)	COSTOS TRANSF (US\$)	COSTOS LÍNEA (US\$)	COSTO ANUAL TOTAL DE LA RED (US\$)
RST189	50	287,14	4549,2	4836,34
RST192	50	287,14	2180	2467,14
RST195	15	155,78	336,8	648,64
RST196	37,5	218,39	231	449,39
RST42	37,5	218,39	88,6	306,99
RST43	50	287,14	528,9	470,64
RST46	50	287,14	183,5	561,98
RST48	15	155,78	1006,5	462,34
RST49	50	287,14	1494,8	1943,19
RST51	37,5	218,39	1729,4	581,39
TOTAL		2402,43	12328,70	12728,04

TABLA XV

COSTOS DE LA RED OBTENIDOS MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS.

CIRCUITO CON ALGORITMOS GENÉTICOS				
TRANSF	POTENCIA TRANSF (kVA)	COSTOS TRANSF (US\$)	COSTOS LÍNEA (US\$)	COSTO ANUAL TOTAL DE LA RED (US\$)
1	25	181,9	72,9	254,8
2	37,5	218,39	119,7	338,09
3	50	287,14	770,1	1057,24
4	50	287,14	133	420,14
5	37,5	218,39	42,9	261,29
6	50	287,14	175,9	463,04



7	37,5	218,39	62,3	280,69
8	50	287,14	987,7	1274,84
9	75	348,49	807,7	1156,19
10	50	287,14	363	650,14
TOTAL		2621,26	3535,20	6156,46

TABLA XVI

COSTOS DE LA RED OBTENIDOS MEDIANTE EL ALGORITMO DE RECOCIDO SIMULADO

CIRCUITO CON RECOCIDO SIMULADO				
TRANSF	POTENCIA TRANSF (kVA)	COSTOS TRANSF (US\$)	COSTOS LÍNEA (US\$)	COSTO ANUAL TOTAL DE LA RED (US\$)
1	37,5	218,388	105,4857	323,8739
2	37,5	218,388	58,8232	277,2114
3	25	181,903	30,0391	211,9416
4	50	287,139	436,6130	723,7523
5	50	287,139	589,9219	877,0612
6	37,5	218,388	104,1824	322,5706
7	50	287,139	219,4482	506,5875
8	50	287,139	716,1123	1003,2516
9	50	287,139	536,7045	823,8438
10	37,5	218,388	411,5172	629,9054
TOTAL		2491,152	3208,848	5699,999

Los valores presentados en la TABLA XIV corresponden a los datos de la red actual. Este diseño muestra costos elevados tanto en la línea como en los transformadores, lo que genera un costo anual total de \$12.728,04 USD. En contraste, los datos de la TABLA XV muestran los resultados obtenidos mediante la aplicación de algoritmos genéticos. Este método optimiza la distribución de los transformadores y las líneas, reduciendo significativamente el costo anual de la red a \$6.156,46 USD. Esto representa una disminución del 51,6% con respecto al diseño de la red actual.

Por otro lado, los resultados de la TABLA XVI, correspondientes al método de recocido simulado, presentan el costo anual más bajo entre las tres configuraciones, con un valor de \$5.699,99 USD. Esto refleja una reducción de 55,2% en comparación con la red actual



y un ahorro adicional de \$7.028,05 USD, mientras que el ahorro en comparación entre el rediseño basado en algoritmos genéticos y el recocido simulado es de \$456,47 USD.

Se concluye que, tanto los algoritmos genéticos como el recocido simulado representan alternativas mucho más eficientes que el diseño actual. Sin embargo, el recocido simulado destaca como la mejor opción, al ofrecer el menor costo anual de operación, lo que lo convierte en el método más adecuado para la optimización de la red.

CONCLUSIONES

En conclusión, la caracterización de la red de distribución y el estudio detallado de las causas de las pérdidas técnicas resultaron fundamentales para la construcción del modelo propuesto. Durante la investigación, se evidenció la importancia de la ubicación de los transformadores dentro de la red, ya que esta posición determina la distancia relativa al centro de carga de carga, impactando directamente en las pérdidas técnicas de energía. Una ubicación óptima del transformador permite disminuir considerablemente las pérdidas, al reducir el momento eléctrico, mejorando así la operatividad de la red. La implementación de algoritmos matemáticos avanzados, como el recocido simulado, permitió verificar la validez de la metodología mediante resultados cuantificables en un caso de estudio real.

Se implementó un modelo matemático para la reubicación de transformadores en redes de bajo voltaje, logrando una reducción significativa en las pérdidas técnicas de energía equivalentes al 0,13498%, mientras que, respecto a los costos operativos de la red los resultados indican que el recocido simulado, con una disminución del 55,2% en el costo anual, es la alternativa más adecuada en comparación con el diseño actual.

La metodología propuesta logró reducir de manera considerable los costos operativos y tiene el potencial de aplicarse a otras redes similares, proporcionando una solución práctica y efectiva para mejorar la operación de los sistemas eléctricos de distribución de bajo voltaje.



RECOMENDACIONES

La investigación podría fortalecerse mediante la implementación y comparación de otros algoritmos metaheurísticos, como el enjambre de partículas o los algoritmos evolutivos. Este análisis comparativo permitiría determinar cómo se desempeña el recocido simulado frente a métodos alternativos y cuál es más adecuado para abordar diferentes escenarios y desafíos.

Adicionalmente, para futuros trabajos de investigación, se recomienda considerar el crecimiento de la demanda en la red de distribución eléctrica, incorporando un mayor número de transformadores y abonados. Esto permitirá validar la escalabilidad de la metodología propuesta y evaluar su efectividad en escenarios representativos de la realidad.

Por último, sería interesante explorar el comportamiento del recocido simulado frente a otros métodos emergentes de optimización, como algoritmos basados en inteligencia artificial o aprendizaje profundo. Asimismo, desarrollar sistemas que integren IA podría permitir predecir el impacto de las modificaciones en tiempo real, ajustándose dinámicamente a las necesidades de la red y mejorando la adaptabilidad de las soluciones planteadas.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Ruiz. "Informe ejecutivo – Rendición de cuentas". Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. EMELNORTE. Ibarra, 2021.
- [2] Mahdavi et al., "- A Comprehensive Review of Metaheuristic Methods for the Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems and Comparison With a Novel Approach Based on Efficient Genetic Algorithm," Doi: - 10.1109/access.2021.3109247.
- [3] B. Singh and D. K. Mishra, "A survey on enhancement of power system performances by optimally placed DG in distribution networks," Energy Reports, vol. 4, pp. 129-158, 2018, Doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.01.004>.
- [4] J. M. Jara. "- Las pérdidas de energía eléctrica-". Cecacier. junio 2022. [Online] Disponible: <https://www.cecacier.org/wp-content/uploads/2022/06/Perdidas-de-Energia-Junio-2022-1.pdf>.
- [5] R. M. Vásquez. "- Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de la infraestructura eléctrica y urbana existente. -" Trabajo de maestría, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, julio 20.
- [6] S. C. Burmeister and G. Schryen, "Distribution network optimization: predicting computation times to design scenario analysis for network operators," Energy Systems, 2023, Doi: 10.1007/s12667-023-00572-5.
- [7] O. R. Jimenez, P. V. Cantú and J. L. Arizpe. "-Technical Energy Losses in an Electrical Distribution Network-". Revista: Multidisciplinas de la ingeniería. Año XI. No. 17, mayo 2023.
- [8] M. Ramos, I. Martínez. "- Decrease of the technical losses in secondary circuit of the JB-287." Instituto de Información Científica y Tecnológica, vol. 21, núm. 2. febrero 2019.
- [9] E. Changoluisa, M. Salazar, S. Marrero. "- Estudio de las metodologías utilizadas para la estimación de Pérdidas Técnicas en Alimentadores utilizando el Modelamiento de sus Componentes a través del Software CYMDIST." Revista: Ciencias de la Ingeniería, y Aplicadas, vol. 1, núm. 1. mayo 2017.
- [10] Ministerio de Energía y Minas. "- Plan Maestro de Electricidad-" Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. [Online]. Disponible: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/6.-EXPANSION-Y-MEJORA-DE-LA-DISTRIBUCION.pdf>.
- [11] A. Rosales. "Informe ejecutivo – Rendición de cuentas". Empresa Eléctrica Regional Norte S. A. EMELNORTE. 2018. [Online] Disponible: <https://www.emelnorte.com/emelnorte/index.php/rendicion-de-cuentas/category/29-rendicion-de-cuentas-2018>.
- [12] J. I. Paredes. "- Reconfiguración de Redes de Distribución Eléctrica para la Minimización de Pérdidas de Potencia Activa-", Universidad Técnica del Norte,



Ibarra, Ecuador, mayo 2021. Doi:
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11241>.

- [13] Ministerio de Energía y Minas. “-Demanda Eléctrica del Ecuador-”. Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Agosto 2021. [Online]. Disponible: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/la-demanda-electrica-del-ecuador-aumento-en-un-813/>.
- [14] L. A. Aman. “-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. 165 hojas. Quito, 2018..
- [15] J. C. Gómez. “Diagnóstico de la confiabilidad de servicio y su relación con el comportamiento eléctrico de los transformadores de distribución del alimentador Tambo, subestación Pelileo de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), durante el año 2016. P, Propuesta de repotenciación de centros de transformación, redes primarias y secundarias”. Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador, 2017.
- [16] J. A. Morón. Sistemas eléctricos de distribución. Reverté. 2021 [Online]..
- [17] Centro Nacional de control de energía. “Rendición de cuentas 2018”. CENACE, Ecuador, 2019. [Online]. Obtenido: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/06/rendicin-de-cuentas-cenace-2018-vf_compressed-1.pdf.
- [18] C. S. Luévano. “- ANÁLISIS DE LA RECONFIGURACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN-”. Trabajo de maestría, Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamaulipas, México, diciembre 2020.
- [19] S. I. Arcos. “- Estudio del Dimensionamiento de Transformadores de Distribución, para abonados residenciales del área de concesión de Emelnorte-” Trabajo de grado, Universidad Técnica del Norte, Ibarra, Ecuador, marzo 2022., Doi: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/12226>.
- [20] A. J. Caiza, B. L. Pilco. “-Evaluación de la red eléctrica subterránea en media y baja tensión del sistema de transformación para el alumbrado público de la “Urbanización Consorcio Habitacional Colinas del Sur” localizado en el cantón Salcedo.” Trabajo de, maestría, UTC. Latacunga, Ecuador, marzo 2022. 107 pp.
- [21] J. A. Bravo Contreras and E. G. Solano Villegas, "Diseño de redes eléctricas en medio voltaje, bajo voltaje y alumbrado público para urbanizaciones," Polo del Conocimiento; Vol 7, No 8 (2022): AGOSTO 2022, 2022, doi: 10.23857/pc.v7i8.4471.
- [22] J. A. Bravo. A. R. Ochoa. “- Diseño de Redes Eléctricas en Medio Voltaje, Bajo Voltaje y Alumbrado Público para urbanizaciones-”. Trabajo de grado, Universidad Politécnica Salesiana. Guayaquil, Ecuador, marzo 2022., Doi: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22510>.
- [23] R. A. Macao. E. J. Pujota. “-Predicción del hurto de energía eléctrica a través del uso de la inteligencia artificial mediante algoritmos de machine Learning para CNEL EP



- unidad de negocios Santo Domingo-". Trabajo de grado, UTEQ. Quevedo, Ecuador, mayo, 2022. 130 pp..
- [24] L. D. Zamora. "Determinación de las pérdidas de energía en forma de calor de los conductores eléctricos revestidos con cobertura de vinilo de policloruro mediante termografía infrarroja". Trabajo de grado, Escuela Superior Politécnica De Chimborazo., Riobamba, Ecuador, marzo 2022. Doi: <http://dspace.esepoch.edu.ec/handle/123456789/18162>.
- [25] J. A. Gutarra. "Optimización en el funcionamiento del transformador de distribución para el ahorro de energía de la línea eléctrica Azángaro - Juliaca - Puno". Trabajo de grado, Universidad Nacional del Centro del Perú. Huancayo, Perú, agosto 2023. Doi:, https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/9402/T010_700194_51_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [26] Corporación Nacional de electricidad. "Plan general de negocios, expansión e inversión". CNEL EP, Ecuador, 2023. Obtenido [Online]: https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2023/07/Plan-General-de-Negocios-2023-VF_25MAY2023-signed.pdf.
- [27] F. A. Parker. "Reconfiguración óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica en Media Tensión mediante el uso del algoritmo Ant Colony". Trabajo de grado, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú, 2022. Doi:, <http://hdl.handle.net/20.500.12773/15449>.
- [28] S. G. Aguilar, "Algoritmo de recocido simulado o Simulated Annealing". Data Science Street. [Online]., <https://medium.com/estudio-de-datos/algoritmo-de-recocido-simulado-o-simulated-annealing-234f567677d9>.
- [29] R. Nazariaga. "Recocido simulado para la optimización de parámetros en una estrategia de ruptura para la inversión en el mercado de divisas". Trabajo de maestría, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California, México, noviembre 2017. Doi: https://cicese.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1007/1620/1/Tesis_Nazariega_Barcelos_Roberto_14_nov_2017.pdf.
- [30] M. S. Domínguez. "Grafos y Especies". Trabajo de Grado, Universidad de Sonora, Mexico, 2021. [Online]. Obtenido: ["https://lic.mat.uson.mx/tesis/maria_dominguez_felix.pdf"](https://lic.mat.uson.mx/tesis/maria_dominguez_felix.pdf).
- [31] S. A. Serrano. "Análíticas de redes y grafos". Trabajo de grado, Universidad de Sevilla. España, 2023. [Online]. Obtenido: <https://hdl.handle.net/11441/148026>.
- [32] J. E. Allauca. "Aplicación de la teoría de grafos en la optimización de redes de transporte". Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador, 2023. [Online]. Obtenido: <https://orcid.org/0009-0008-1417-1341>.
- [33] J. C. Martínez. "Pronóstico de la demanda eléctrica diaria del SEIN para reducir la demanda coincidente de un usuario libre del sector industrial". Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, Perú, 2022..
- [34] W. Contreras, L. M. Riaño & O. D. Montoya. "Selección óptima de conductores en sistemas de distribución utilizando la versión discreta del algoritmo de senos y



- cosenos”. Artículo de investigación científica y tecnológica. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2023. [Online]. Obtenido: <https://DOI.org/10.22517/23447214.25394> .
- [35] P. W. Farinango. “Diseño eléctrico en Bajo Voltaje para una edificación considerando análisis de distintos escenarios constructivos”. Universidad Politécnica Salesiana, Quito Ecuador, 2023. Doi:, <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24633/1/TTS1282.pdf>.
- [36] D. F. Baroja, D. L. Mejía, A. M. Cevallos & G. H. Puetate. “Sistemas de información geográfica, aplicaciones y ejercicios con ArcGIS”. 1ra ed. Centro de Publicaciones PUCE. Ibarra, Ecuador, 2020.
- [37] Open Academy. “Aprende qué es y para qué sirve Excel”. Santander. 2022. [Online]. Obtenido de: <https://www.santanderopenacademy.com/es/blog/para-que-sirve-excel.html>.
- [38] M. Aibin. “Simulated Annealing Explained”. Baeldung. 2025. [Online]. Obtenido de: <https://www.baeldung.com/cs/simulated-annealing>.



ANEXOS

ANEXO I

TABLA XVII

UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y DE ENERGÍA DE CADA POSTE

TIPO	CÓDIGO	UBICACIÓN "X"	UBICACIÓN "Y"	TRANSF	Energía
POSTE	'R5P1512'	820204,642	10037730	9	1108
POSTE	'R5P1513'	820196,674	10037692,7	9	452
POSTE	'R5P1514'	820190,618	10037655	9	1009
POSTE	'R5P1515'	820184,591	10037619,4	9	30
INTERSECCIÓN		820183,291	10037612,8	0	0
POSTE	'R5P301'	820177,684	10037581,6	9	30
POSTE	'R5P300'	820171,017	10037542,6	9	30
POSTE	'R5P299'	820164,345	10037502,4	9	30
POSTE	'R5P298'	820157,643	10037462,6	10	30
POSTE	'R5P1524'	820268,719	10037718,9	9	1098
POSTE	'R5P1523'	820261,877	10037679,1	9	1673
POSTE	'R5P1522'	820256,126	10037645,3	9	1083
POSTE	'R5P1521'	820251,099	10037608,6	9	445
POSTE	'R5P316'	820245,806	10037573,7	9	219
POSTE	'R5P315'	820238,901	10037532,8	9	696
POSTE	'R5P314'	820231,474	10037493,6	9	1321
POSTE	'R5P313'	820224,249	10037451	10	495
POSTE	'R5P1502'	820331,137	10037710,2	5	1410
POSTE	'R5P1501'	820324,375	10037673,8	5	1342
POSTE	'R5P1500'	820319,022	10037636,2	5	1468
POSTE	'R5P1499'	820312,186	10037596,1	9	417
INTERSECCIÓN		820311,495	10037591,5	0	0
POSTE	'R5P317'	820305,967	10037559,6	10	754
POSTE	'R5P318'	820298,966	10037520,2	10	3067
POSTE	'R5P319'	820291,741	10037481,7	10	2309
POSTE	'R5P320'	820285,06	10037442,4	10	30
POSTE	'R5P1487'	820398,664	10037699,9	1	1661
POSTE	'R5P1486'	820393,865	10037663,5	1	954
POSTE	'R5P1485'	820386,995	10037622,9	1	757
POSTE	'R5P1484'	820381,185	10037587,2	1	738
INTERSECCIÓN		820380,074	10037580,4	0	0
POSTE	'R5P341'	820377,049	10037551,3	2	959
POSTE	'R5P340'	820370,848	10037521,3	2	593
POSTE	'R5P339'	820362,887	10037471,5	2	2008
POSTE	'R5P338'	820356,37	10037433	2	835


**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS**


POSTE	'R5P345'	820459,523	10037704	6	584
POSTE	'R5P344'	820451,833	10037659,4	6	2147
POSTE	'R5P343'	820445,501	10037619,3	6	2686
POSTE	'R5P342'	820439,599	10037576,7	6	865
POSTE	'R5P346'	820430,067	10037531,1	4	636
POSTE	'R5P347'	820423,974	10037493,2	4	3268
POSTE	'R5P348'	820418,11	10037456,3	4	1958
POSTE	'R5P349'	820412,401	10037420,4	4	753
POSTE	'R5P1471'	820527,709	10037677,8	7	799
POSTE	'R5P1470'	820521,055	10037639,7	7	3078
POSTE	'R5P1469'	820515,449	10037604,9	7	2045
POSTE	'R5P1468'	820507,951	10037560,5	8	1263
INTERSECCIÓN		820507,471	10037559,3	0	0
POSTE	'R5P1464'	820501,424	10037524,5	8	978
POSTE	'R5P1463'	820496,583	10037490,1	3	1725
POSTE	'R5P1462'	820490,622	10037450,5	3	917
POSTE	'R5P232'	820484,029	10037408,5	3	517
POSTE	'R5P369'	820586,599	10037676,6	8	403
POSTE	'R5P368'	820580,124	10037639,3	8	856
POSTE	'R5P367'	820572,238	10037592,6	8	1311
POSTE	'R5P366'	820568,169	10037569,2	8	1184
INTERSECCIÓN		820563,153	10037549,4	0	0
POSTE	'R5P365'	820562,615	10037531	8	855
POSTE	'R5P364'	820556,578	10037495,4	8	1414
POSTE	'R5P363'	820549,926	10037454,9	8	220
POSTE	'R5P362'	820543,326	10037415,4	3	2285
POSTE	'R5P1516'	820192,412	10037611	9	60
POSTE	'R5P1517'	820219,792	10037606,1	9	1692
POSTE	'R5P1520'	820250,342	10037601,7	9	847
POSTE	'R5P1519'	820282,171	10037596,3	9	408
POSTE	'R5P1518'	820314,493	10037591,1	9	275
POSTE	'R5P1482'	820354,343	10037584,3	9	849
POSTE	'R5P1483'	820382,661	10037579,9	1	30
POSTE	'R5P1481'	820417,462	10037573,7	6	952
POSTE	'R5P1480'	820453,164	10037567,8	6	455
POSTE	'R5P1467'	820484,93	10037562,4	8	890
POSTE	'R5P1466'	820517,113	10037557,6	8	120
POSTE	'R5P1465'	820560,694	10037549,9	8	2019
INTERSECCIÓN		820157,017	10037459,3	0	0
POSTE	'R5P311'	820165,223	10037457,8	10	30
POSTE	'R5P310'	820201,389	10037452,1	10	197
INTERSECCIÓN		820223,824	10037447,8	0	0



POSTE	'R5P312'	820233,684	10037446,1	10	218
POSTE	'R5P321'	820267,871	10037440,9	10	972
INTERSECCIÓN		820284,414	10037437,5	0	0
POSTE	'R5P322'	820299,516	10037435,6	10	697
POSTE	'R5P336'	820331,849	10037430,6	2	791
INTERSECCIÓN		820355,653	10037426,5	0	0
POSTE	'R5P337'	820365,049	10037424,6	2	513
POSTE	'R5P350'	820411,055	10037417,1	3	30
POSTE	'R5P235'	820450,179	10037410,5	3	2473
INTERSECCIÓN		820483,5	10037405,4	0	0
POSTE	'R5P233'	820487,18	10037404,5	3	1086
POSTE	'R5P234'	820522,167	10037397,6	3	30
INTERSECCIÓN		820539,089	10037395,1	0	0
INTERSECCIÓN		820438,062	10037569,5	0	0



ANEXO II

TABLA XVIII

COSTOS ANUALES

COSTOS ANUALES (USD\$)						
I (A)	Preens 2/0	Preens 3/0	1/0 AWG	2/0 AWG	3/0 AWG	4/0 AWG
26	262,9	223,8	67,5	70,0	73,9	81,5
27	265,4	226,0	70,5	72,4	75,8	83,0
28	267,9	227,4	73,6	74,8	77,7	84,6
29	270,5	229,3	76,9	77,4	79,8	86,2
30	273,2	231,2	80,3	80,0	81,9	87,9
31	276,0	233,3	83,7	82,7	84,1	89,6
32	278,9	235,3	87,3	85,5	86,4	91,4
33	281,9	237,5	91,0	88,4	88,7	93,3
34	285,0	239,7	94,9	91,4	91,1	95,2
35	288,2	242,0	98,8	94,4	93,6	97,1
36	291,4	244,4	102,0	97,6	96,1	99,2
37	294,8	246,8	107,0	100,8	98,8	101,2
38	298,2	249,3	111,3	104,1	101,5	103,4
39	301,8	251,8	115,7	107,6	104,2	105,6
40	305,4	254,5	120,2	111,1	107,1	107,8
41	309,1	257,1	124,8	114,7	110,0	110,1
42	312,9	259,9	129,5	118,3	113,0	112,5
43	316,8	262,7	134,4	122,1	116,0	114,9
44	320,8	265,6	139,3	126,0	119,2	117,4



ANEXO III

TABLA XIX

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 2.

# de Transformador	2
Poste	45
X	820521,0550
Y	10037639,6761
Factor A	7,8000
Factor B	4,8873
Dmcoin (kVA)	38,1211
DMD (kW)	36,2150
Transformador (kVA)	37,5
Tipo	Monofásico
Abonados	40

TABLA XX

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 3.

# de Transformador	3
Poste	11
X	820261,8769
Y	10037679,1376
Factor A	7,8000
Factor B	3,3417
Dmcoin (kVA)	26,0653
DMD (kW)	24,7620
Transformador (kVA)	25
Tipo	Monofásico
Abonados	32

TABLA XXI

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 4.

# de Transformador	4
Poste	43
X	820412,4009
Y	10037420,4146



Factor A	15,0337
Factor B	3,3068
Dmcoin (kVA)	49,7130
DMD (kW)	47,2273
Transformador (kVA)	50
Tipo	Monofásico
Abonados	60

TABLA XXII

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 5.

# de Transformador	5
Poste	73
X	820560,6940
Y	10037549,8745
Factor A	19,5104
Factor B	2,5809
Dmcoin (kVA)	50,3536
DMD (kW)	47,8359
Transformador (kVA)	50
Tipo	Monofásico
Abonados	64

TABLA XXIII

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 6.

# de Transformador	6
Poste	19
X	820324,3751
Y	10037673,7719
Factor A	7,8000
Factor B	3,6211
Dmcoin (kVA)	28,2444
DMD (kW)	26,8322
Transformador (kVA)	37,5
Tipo	Monofásico
Abonados	35



TABLA XXIV

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 7.

# de Transformador	7
Poste	25
X	820291,7407
Y	10037481,6820
Factor A	18,4297
Factor B	2,1972
Dmcoin (kVA)	40,4947
DMD (kW)	38,4700
Transformador (kVA)	50
Tipo	Monofásico
Abonados	74

TABLA XXV

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 8.

# de Transformador	8
Poste	68
X	820382,6607
Y	10037579,8529
Factor A	19,5104
Factor B	2,1669
Dmcoin (kVA)	42,2761
DMD (kW)	40,1623
Transformador (kVA)	50
Tipo	Monofásico
Abonados	68

TABLA XXVI

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 9.

# de Transformador	9
Poste	52
X	820484,0291
Y	10037408,5217
Factor A	13,8151



Factor B	3,3550
Dmcoin (kVA)	46,3493
DMD (kW)	44,0319
Transformador (kVA)	50
Tipo	Monofásico
Abonados	47

TABLA XXVII

DATOS OBTENIDOS DEL TRANSFORMADOR 10.

# de Transformador	10
Poste	64
X	820250,3422
Y	10037601,6856
Factor A	24,7408
Factor B	1,5353
Dmcoin (kVA)	37,9835
DMD (kW)	36,0844
Transformador (kVA)	37,5
Tipo	Monofásico
Abonados	76



ANEXO IV

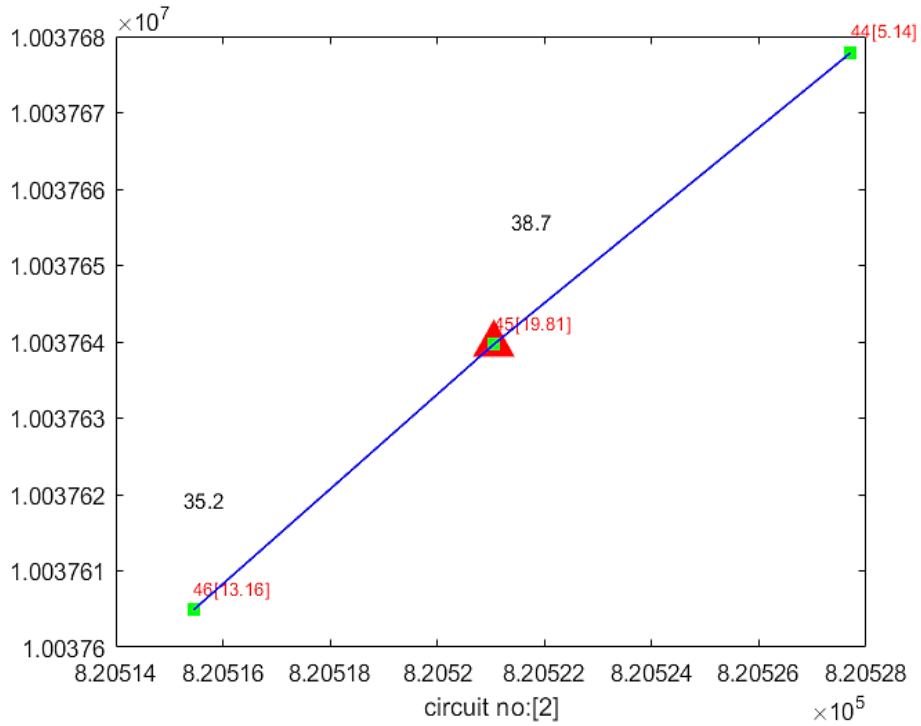


Fig. 20 Reubicación del circuito 2

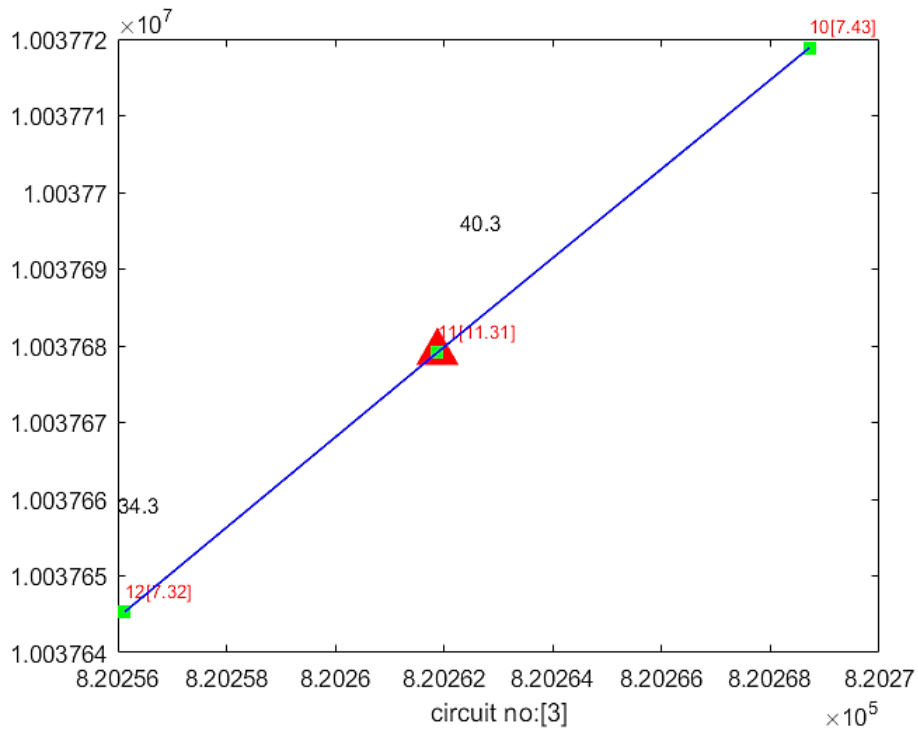


Fig. 21 Reubicación del circuito 3

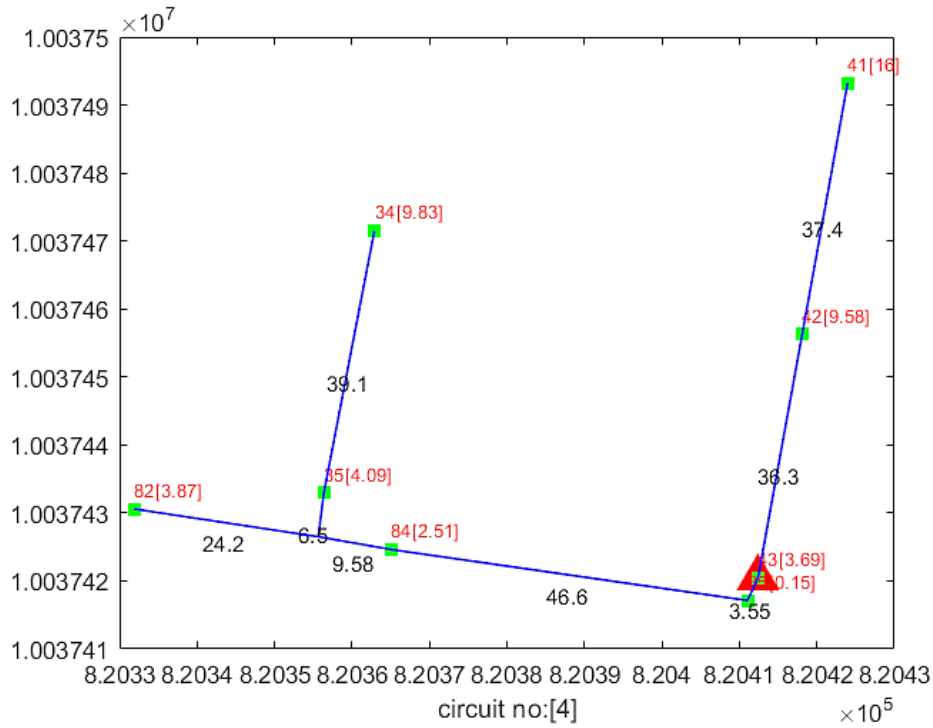


Fig. 22 Reubicación del circuito 4

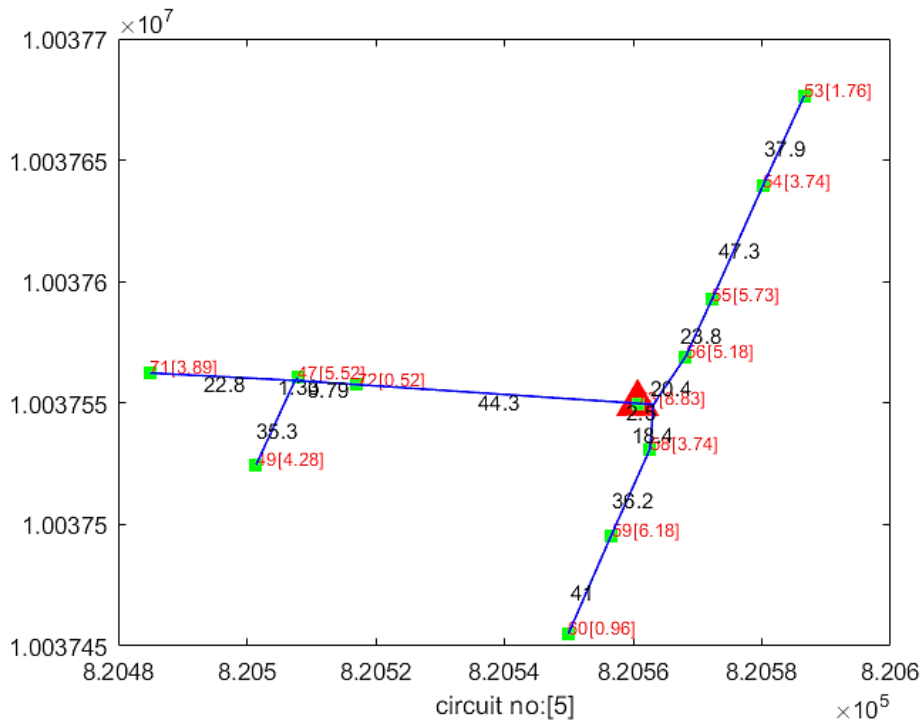


Fig. 23 Reubicación del circuito 5

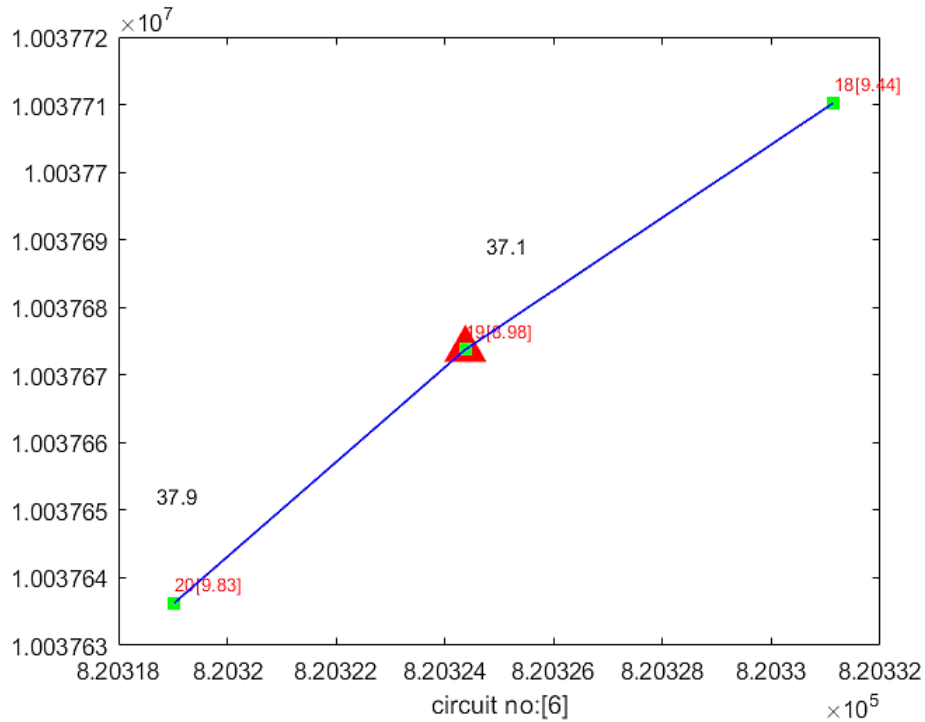


Fig. 24 Reubicación del circuito 6

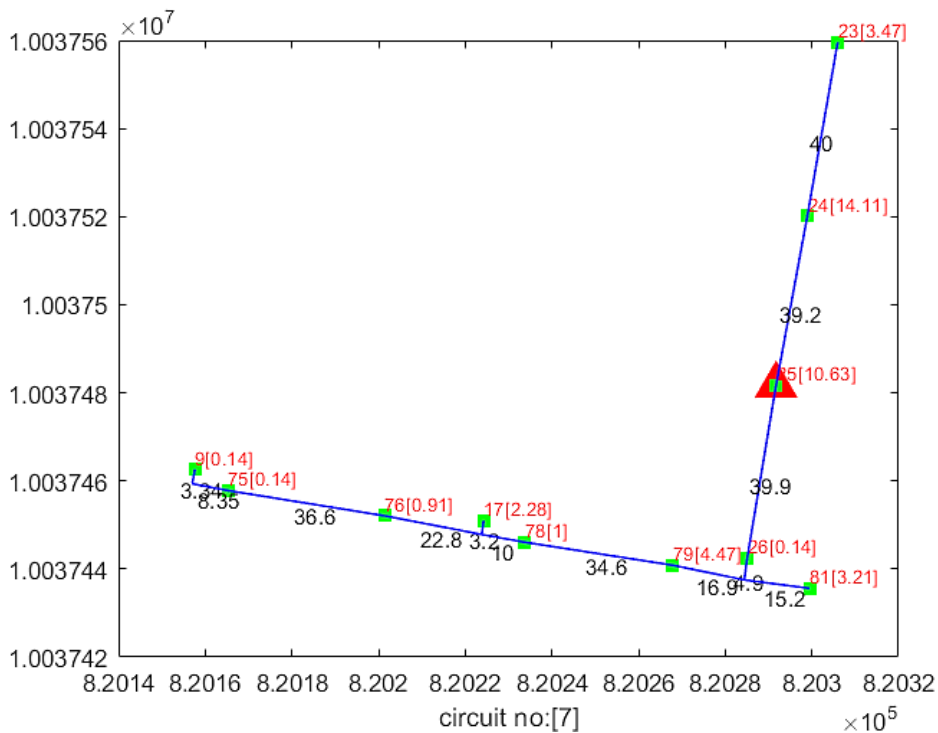


Fig. 25 Reubicación del circuito 7

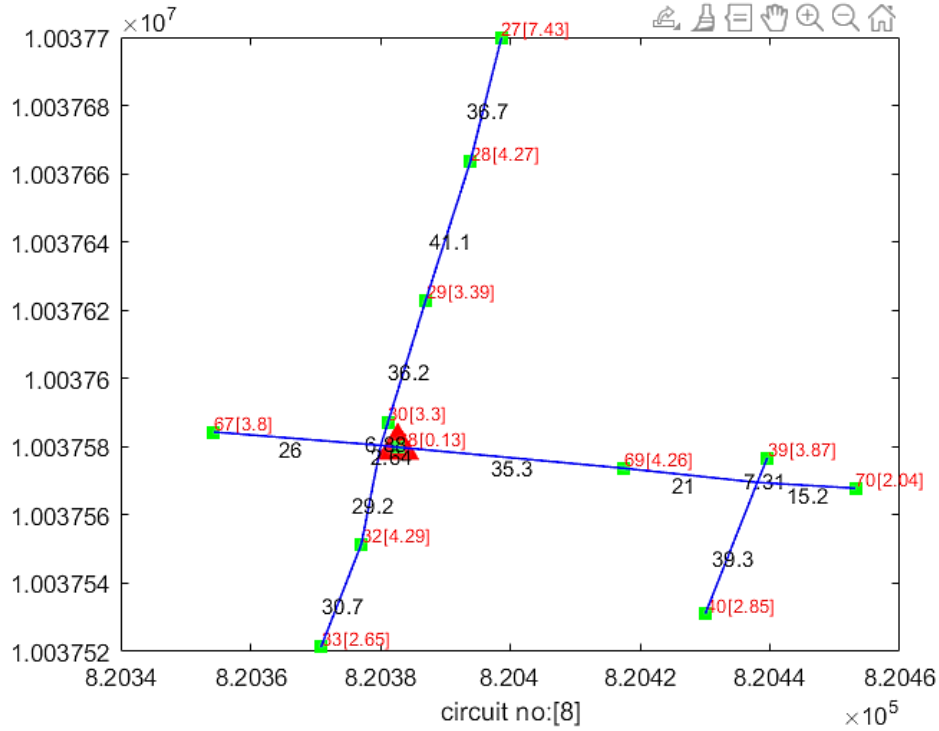


Fig. 26 Reubicación del circuito 8

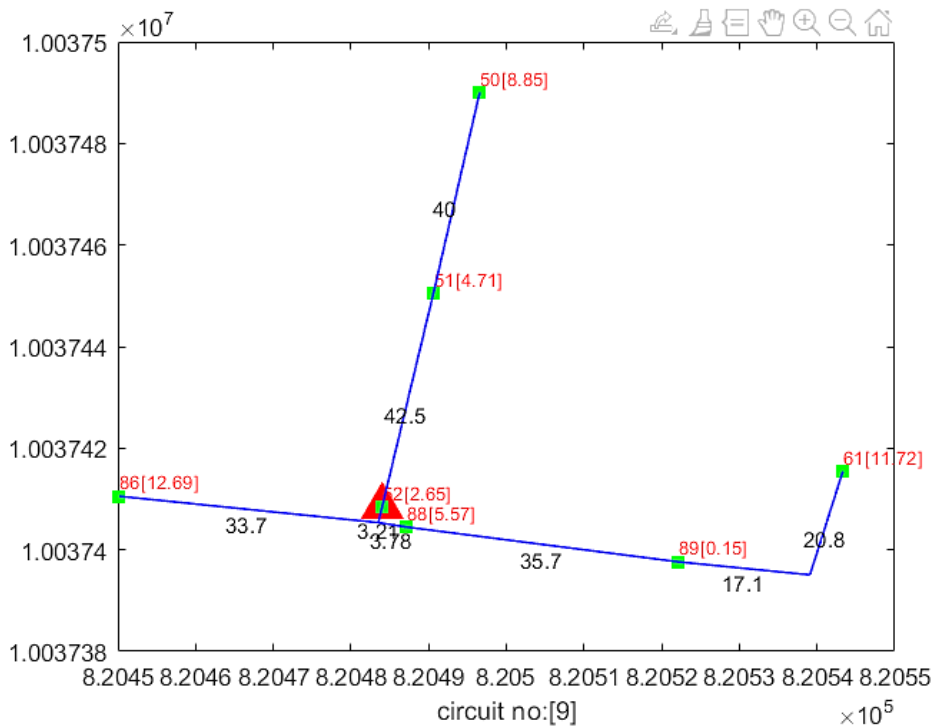


Fig. 27 Reubicación del circuito 9



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

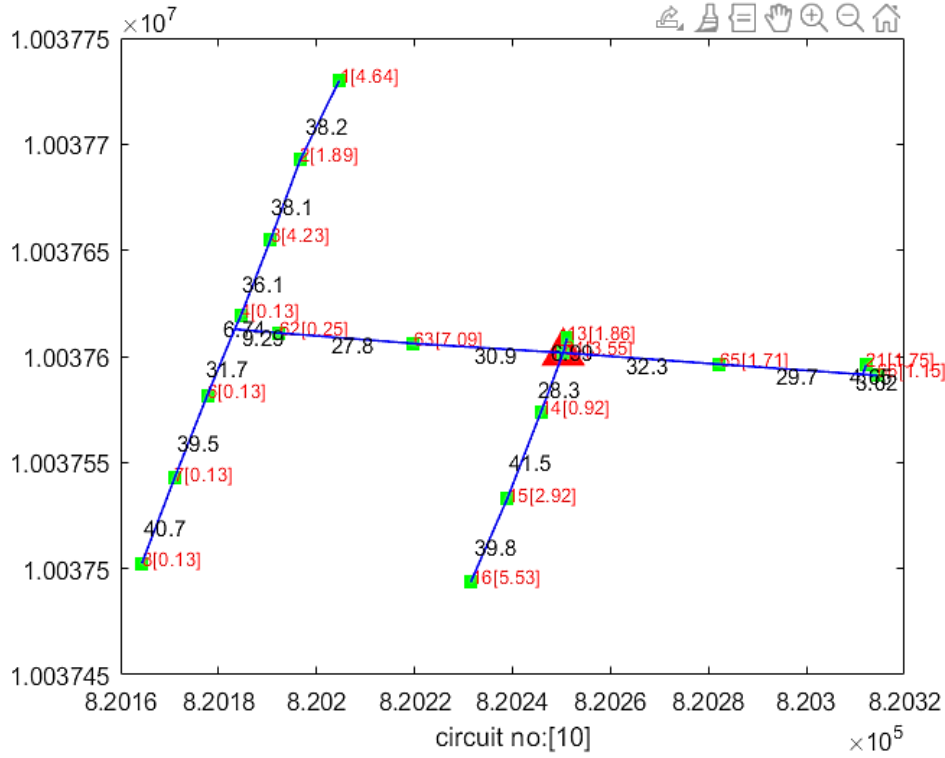


Fig. 28 Reubicación del circuito 10