



**UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE
MANABÍ**

FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y ARQUITECTURA

MODALIDAD PROYECTO INVESTIGATIVO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

Tema:

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR PÉRDIDAS TÉCNICAS EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANTE ANÁLISIS FUNCIONAL
ESPECIALIZADO**

Autor:

Salan Chávez José Luis

Lectong Palacios Carlos Luis

Tutor:

Ing. Vladimir Jaramillo García. PhD

Manta – Manabí – Ecuador

2026-1

Certificación del tutor

En calidad de docente tutor de la Facultad de Ingeniería, Industria y Arquitectura de la Universidad Laica "Eloy Alfaro" de Manabí, certifico:

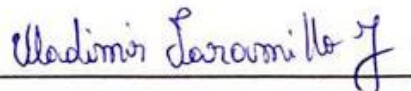
Haber dirigido y revisado el trabajo de titulación bajo la modalidad de proyecto investigativo, bajo la autoría de los estudiantes Salan Chavez José Luis y Lectong Palacios Carlos legalmente matriculados en la carrera de Electricidad del periodo 2026 (1), cumpliendo el total de las horas, cuyo tema de proyecto es "Metodología para determinar pérdidas técnicas en sistemas eléctricos mediante análisis funcional especializado".

El presente proyecto ha sido desarrollado de acuerdo con los lineamientos internos de la modalidad en mención y en apego al cumplimiento de los requisitos exigidos por el Reglamento de Régimen Académico, por tal motivo CERTIFICO, que el mencionado proyecto reúne los méritos académicos, científicos y formales, suficientes para ser sometido a la evaluación del tribunal de titulación que designe la autoridad competente.

Particular que certifico para los fines consiguientes, salvo disposición de Ley en contrario.

Manta, 21 de Julio de 2026.

Lo certifico,



Ing. Fernando Vladimir Jaramillo García, PhD

Docente tutor



Certificado de análisis

Compilatio Magister+ | ULEAM-ECU

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANTE ANÁLISIS FUNCIONAL ESPECIALIZADO

ID : 473c6d162d90aef731014964acab28dc5b1badaf



6%
Textos
sospechosos

Nombre del fichero : TESIS JS CL.txt
Tamaño del archivo original : 94,64 kB
Número de palabras : 9653

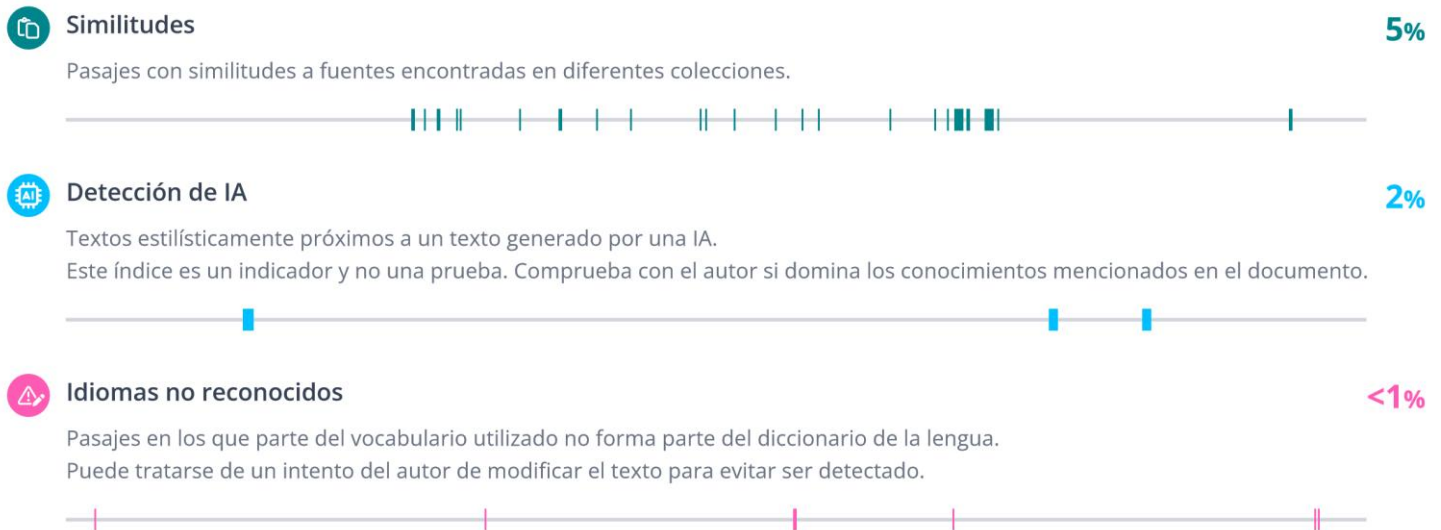
Depositante : Jose Salan Chavez
Autor : Jose Salan Chavez, Jose Salan Chavez, Carlos Lectong Palacios
Fecha de depósito : 19 de julio de 2026
Tipo de carga : url_submission
fecha de fin de análisis : 19 de julio de 2026

Resumen (sección 1/2)

Localización de los textos sospechosos en el documento :



Incluido en el porcentaje de textos sospechosos :



No incluido en el porcentaje de textos sospechosos :



Fuentes de similitudes (sección 2/2)



Similitudes

5%

Pasajes con similitudes a fuentes encontradas en diferentes colecciones.

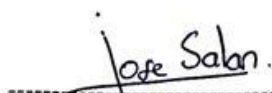


Fuente principal detectada

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones
1	Análisis técnico de las redes de baja tensión del centro histórico de...	3%	
2	Pérdidas de sistemas eléctricos de distribución. Aplicación al siste...	1%	
3	Análisis técnico de la operación del alimentador N° 2 de la S/E...	<1%	
4	CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS 1library.co/article/clasificaci%C3%B3n-de-p%C3%A9rdidas-en-sistemas-ef%...	<1%	
5	Sistematización del Control de Pérdidas de Energía en la Empresa... repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/576/12/Cap1.pdf.txt	<1%	
9	Análisis de perfiles de voltaje y pérdidas técnicas empleando curva... repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/4031	<1%	

AUTORIA DEL PROYECTO INVESTIGATIVO APROBACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

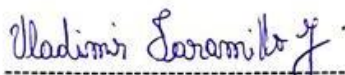
Quienes suscribimos, Salan Chávez José Luis, con cédula de identidad N.º1316455581 y Lectong Palacios Carlos Luis, con cédula de identidad N.º1316337961, egresados de la Carrera de Electricidad de la Universidad Laica "Eloy Alfaro de Manabí", declaramos que el presente proyecto de titulación es de autoría nuestra, el contenido, resultados y conclusiones obtenidas son de estricta responsabilidad de los autores, teniendo como respaldo citas bibliográficas necesarias para el desarrollo del proyecto de titulación corresponderá a la Universidad Laica "Eloy Alfaro de Manabí"



Salan Chávez José Luis



Lectong Palacios Carlos Luis



ASESOR ACADEMICO
Ing. Vladimir Jaramillo Garcia, PhD

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación, en primer lugar, a Dios, quien ha sido mi fortaleza y mi guía en cada paso de este camino. Gracias por brindarme la sabiduría, la paciencia y la fuerza necesarias para superar cada desafío durante mi formación académica. Hubo momentos en los que pensé que la carrera de Electricidad no era para mí; sin embargo, con su ayuda encontré el valor para levantarme una y otra vez, hasta alcanzar hoy la meta de graduarme en la carrera de mis sueños.

A mis padres, quienes con su amor, sacrificio y apoyo incondicional hicieron posible este logro. Cada consejo, cada palabra de aliento y cada esfuerzo que realizaron por mí fueron el impulso para no rendirme. Hoy tengo la satisfacción de llevar este título a casa como una muestra de gratitud por todo lo que hicieron para verme cumplir este sueño.

A mis primos Chávez, quienes en distintos momentos de este largo camino me escucharon cuando las dificultades parecían superar mis fuerzas. Sus palabras de ánimo, su confianza y su apoyo fueron un recordatorio de que siempre valía la pena seguir adelante.

A mi suegra, por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir parte de su familia. Su confianza, su apoyo y cada gesto significaron mucho para mí durante esta etapa de mi vida.

A mis amigos de la universidad y colegas electricistas: Alay, Erick, Jonathan y Villavicencio, con quienes compartí incontables horas de estudio, esfuerzo y aprendizaje. La amistad que forjamos durante nuestra vida universitaria hizo que este camino fuera más llevadero y enriquecedor. Extiendo también esta dedicatoria a todos aquellos amigos que, de una u otra forma, fueron parte de este proceso.

A mis docentes, por compartir sus conocimientos con dedicación y vocación, preparándonos para enfrentar con responsabilidad y profesionalismo los retos del campo laboral. De manera especial, agradezco a mi tutor de tesis, el Dr. Vladimir Jaramillo García, por su orientación, paciencia y acertada dirección durante la elaboración de este trabajo, contribuyendo de manera significativa a la obtención de mi título profesional.

Finalmente, dedico este logro a mi pareja, al amor de mi vida, la Magíster Marcela Parrales Roca, quien fue, sin lugar a dudas, la persona más importante durante todo mi proceso universitario. Gracias por acompañarme en cada etapa, por estar presente en las noches de

desvelo, por cada llamada, cada palabra de ánimo y por creer en mí incluso cuando yo mismo dudaba. Tu apoyo en todos los sentidos fue fundamental para que pudiera seguir adelante y alcanzar esta meta.

Quiero dedicarte estas últimas palabras, que nacen desde lo más profundo de mi corazón: **"Lo logré, mi vida, y esto es solo el comienzo."**

AGRADECIMIENTO

Deseo expresar de corazón mi más sincero agradecimiento al Ing. Vladimir Jaramillo García, PhD, docente de la ULEAM y tutor de nuestro trabajo de titulación, por su contribución y dedicación en todo el proceso de este trabajo. Con su experiencia y vocación como docente siempre tuvo disposición a compartir sus conocimientos para la culminación de nuestro proyecto.

Así mismo, agradecer a todos los docentes, compañeros y futuros colegas que estuvieron presente durante todo el proceso universitario con quien compartimos más que un aula de clase, una amistad que prevalecerá con los años, debido a que el campo eléctrico nos hará reencontrarnos en el futuro y compartir experiencias y conocimientos.

RESUMEN

El presente trabajo investiga los elementos que constituyen los sistemas eléctricos desde la generación hasta el consumidor final presentan pérdidas de energía que afectan la eficiencia operativa del sistema, generando sobre costos, afectaciones a la calidad del servicio y contribuyendo a un uso ineficiente de los recursos energéticos, tiene como objetivo establecer una metodología basada en análisis funcional especializado para determinar las pérdidas técnicas de energía en sistemas eléctricos, utilizando software de simulación. El trabajo se apoyó en un enfoque cuantitativo, aplicada descriptiva e inferencial, orientado a la identificación y análisis de pérdidas técnicas en redes de subtransmisión, transformadores de potencia, líneas en media tensión, transformadores de distribución, el método cuantitativo permitió la recolección, modelado y análisis de datos, los datos usados fueron procesados e implementados en el software eléctrico especializado, para realizar los análisis de flujo de carga, se utilizaron fuentes secundarias como: documentos normativos, técnicos como apoyo metodológico y un computador portátil de alto rendimiento, la cual servirá para continuar con investigaciones futuras relacionadas. Se concluye que la metodología propuesta en la presente investigación permitió cuantificar y localizar pérdidas técnicas en las diferentes etapas funcionales mediante el uso de herramientas de simulación especializadas.

Palabras clave: Pérdidas, Energía, Redes, Optimización y Distribución.

ABSTRACT

The components that make up electrical systems—from generation to the end user—experience energy losses that affect the system’s operational efficiency, resulting in additional costs, reduced service quality, and an inefficient use of energy resources. The objective of this research project is to establish a methodology based on specialized functional analysis to determine technical energy losses in electrical systems, using simulation software. The study will consist of quantitative research with descriptive and inferential applications, focused on identifying and analyzing technical losses in subtransmission networks, power transformers, medium-voltage lines, distribution transformers. To this end, a quantitative method was employed, which enabled the collection, modeling, and analysis of electrical data in order to propose optimization strategies. The data used were processed and entered into specialized electrical software to perform load flow analyses. In addition, secondary sources will be used, such as regulatory and technical documents to provide methodological support, as well as a high-performance laptop, which will be used to continue related future research. In conclusion, the methodology proposed in this study made it possible to quantify and locate technical losses at the various operational stages through the use of specialized simulation tools.

Keywords: Losses, Energy, Networks, Optimization, and Distribution

TABLA DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	VI
AGRADECIMIENTO	VIII
RESUMEN	IX
ABSTRACT.....	X
TABLA DE CONTENIDOS	XI
INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVOS.....	3
JUSTIFICACIÓN	4
IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES	4
I. MARCO CONCEPTUAL	5
Importancia de la eficiencia en sistemas eléctricos de potencia.....	5
Pérdidas en sistemas eléctricos	6
Pérdidas técnicas.....	6
Pérdidas técnicas en función del componente	7
Pérdidas por transporte de energía	7
Pérdidas por transformación.....	7
Pérdidas técnicas en función de la causa.....	8
Pérdidas por efecto Joule.....	8
Pérdidas de energía por efecto corona	8
Pérdidas en vacío	8
Pérdidas no-técnicas.	9
Clasificación según sus causas.	9
Consumo de usuarios no suscriptores:	9
Error en la contabilización de energía (de suscriptores con contador):.....	9
Error en consumo estimado (de suscriptor sin contador):	10
Fraude o hurto (por parte de suscriptores):	10
Error en consumo propio de las empresas:	10
Según relación con las actividades administrativas de la empresa.....	10
Pérdidas fijas y pérdidas variables	10
Pérdidas técnicas.....	11
División del sistema.....	12
Subsistema de generación.	14
Generador.	14

Transformador	15
Subsistema de transmisión	18
Líneas de transmisión	19
Subsistema de distribución	20
Subsistemas de distribución primarios y secundarios	20
Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas	23
Flujo de carga	24
Estimación de estado	24
Correlación con circuitos similares	25
Metodologías de estimación.....	25
Subsistemas de generación.....	25
Generador	26
Transformador.....	26
Subsistema de transmisión	27
Pérdidas en carga	27
Pérdidas por efecto corona	28
Subsistema de distribución	28
Estimación de la demanda	29
Estimación de pérdidas en los circuitos primarios.....	31
Pérdidas en los transformadores	31
Pérdidas en los circuitos secundarios	32
Control de pérdidas técnicas.....	33
Evaluación económica de la reducción de pérdidas	33
Control de pérdidas.....	36
Selección óptima de elementos.....	36
Conductor económico.....	37
Transformador económico	37
Condensador económico	38
II. METODOLOGÍA.....	39
III. DESARROLLO METODOLOGICO Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	41
Metodología para subtransmisión	42
Herramientas tecnológicas utilizadas	45
Diagrama del flujo desarrollado en el software:	46
Diagrama del flujo metodológico.....	46
Estructura de la interfaz gráfica	47
Metodología para media tensión.....	48

Herramientas tecnológicas utilizadas	53
Diagrama de flujo desarrollado en el software:.....	54
Estructura de la interfaz gráfica	54
Análisis de resultado	55
Subtransmisión:	55
Resultados Del Análisis - Subtransmision.....	56
Media tensión:	57
Resultados Del Análisis - Media Tensión	58
IV. CONCLUSIÓN	60
V. REFERENCIAS.....	61
ANEXOS.	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	<i>Evaluación económica del conductor</i>	37
Tabla 2	<i>Evaluación económica de condensadores</i>	38
Tabla 3	<i>Resultados de flujo</i>	42
Tabla 4	<i>Perfiles de horarios de consumo eléctrico</i>	42
Tabla 5	<i>Entrada los días del año</i>	43
Tabla 6	<i>Herramientas utilizadas</i>	46
Tabla 7	<i>Estructura de la interfaz gráfica</i>	47
Tabla 8	<i>Demanda horaria</i>	48
Tabla 9	<i>Datos de entrada de flujo de potencia</i>	49
Tabla 10	<i>Datos de los días del año</i>	49
Tabla 11	<i>Datos de pérdidas en los transformadores</i>	50
Tabla 12	<i>Herramientas utilizadas</i>	53
Tabla 13	<i>Estructura de la interfaz gráfica</i>	54

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	Clasificación de las pérdidas técnicas	6
Ilustración 2	<i>Clasificación de los subsistemas de transmisión</i>	13
Ilustración 3	<i>Pérdidas del sistema en función de la carga</i>	13
Ilustración 4	<i>Modelo eléctrico del generador</i>	14
Ilustración 5	<i>Relación de potencia de un generador</i>	15
Ilustración 6	<i>Relación de potencia de un transformador.</i>	15
Ilustración 7	<i>Modelo eléctrico de un transformador.</i>	15
Ilustración 8	<i>Pérdidas en vacío de un transformador, en función de la tensión aplicada. ...</i>	18
Ilustración 9	<i>Subsistema de transmisión</i>	18
Ilustración 10	<i>Relaciones de potencia en una línea</i>	19
Ilustración 11	<i>Factor de corrección de pérdidas por mal tiempo según el coeficiente de rugosidad.</i>	29
Ilustración 12	<i>Curvas típicas de factor de coincidencia.</i>	30
Ilustración 13	<i>Representación simplificada de una línea de distribución</i>	34
Ilustración 14	<i>Porcentaje de pérdidas en función del valor de resistencia.</i>	35
Ilustración 15	<i>Porcentaje de pérdidas en función del factor potencia.</i>	35
Ilustración 16	<i>Porcentaje de pérdidas en función del nivel de tensión.</i>	35
Ilustración 17	<i>Diagrama vectorial de tensiones y corrientes.....</i>	36
Ilustración 18	<i>Comportamiento de las pérdidas y la regulación en función del factor de potencia.</i>	36
Ilustración 19	<i>Diagrama del flujo del software desarrollado</i>	46
Ilustración 20	<i>Ejecución del programa</i>	47
Ilustración 21	<i>Ejecución del programa</i>	51
Ilustración 22	<i>Ejecución del programa</i>	52
Ilustración 23	<i>Diagrama de flujo</i>	54
Ilustración 24	<i>Ejecución del programa</i>	55
Ilustración 25	<i>Validación de valores</i>	55
Ilustración 26	<i>Análisis de subtransmisión.....</i>	56
Ilustración 27	<i>Gráficas de programa SIPT</i>	56
Ilustración 28	<i>Ejecución del programa</i>	57
Ilustración 29	<i>Análisis de media tensión</i>	58
Ilustración 30	<i>Gráficas de programa SIPT</i>	59

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica constituye uno de los recursos más importantes para el desarrollo económico, industrial y social de los países, ya que permite el funcionamiento de los diferentes sectores productivos, comerciales y residenciales, pero durante los procesos de generación, transmisión y distribución de energía se producen pérdidas inevitables asociadas a las características físicas de los equipos y elementos que conforman los sistemas eléctricos de potencia (Lozada Cabrera et al., 2022), por lo que las pérdidas representan una disminución de la energía disponible para los usuarios finales, afectando la eficiencia operativa de las empresas eléctricas.

En los sistemas eléctricos modernos, la reducción de pérdidas se ha convertido en un aspecto prioritario debido al crecimiento sostenido de la demanda energética, la necesidad de optimizar los recursos disponibles y el compromiso de los países con el desarrollo sostenible (Hubner et al., 2025). Las pérdidas técnicas son aquellas que se producen por fenómenos físicos inherentes al transporte y transformación de la energía eléctrica, tales como el efecto Joule en conductores, las pérdidas en transformadores, las pérdidas por efecto corona y otros procesos electromagnéticos presentes en la operación normal de las redes eléctricas, hay que considerar que estas pérdidas no pueden eliminarse completamente, sí pueden ser cuantificadas, analizadas y reducidas mediante metodologías adecuadas para identificar sus causas y magnitudes.

El determinar de manera correcta las pérdidas técnicas es de suma importancia para las empresas eléctricas, por la complejidad de los sistemas de potencia, la diversidad de equipos involucrados y la necesidad de disponer de información confiable sobre las condiciones de operación de la red, donde las herramientas computacionales y los programas especializados de simulación han adquirido gran relevancia.

El análisis funcional especializado surge como una alternativa metodológica que facilita la identificación de las pérdidas técnicas mediante la división del sistema eléctrico en diferentes etapas funcionales, permitiendo estudiar de forma independiente cada uno de los subsistemas que participan en el proceso de suministro de energía, se puede localizar los puntos críticos donde se presentan mayores pérdidas, optimizando los procedimientos de evaluación y por ende el mejoramiento de la eficiencia energética.

Este trabajo tiene como finalidad desarrollar una metodología basada en análisis funcional especializado para determinar las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos, a través

de la utilización de herramientas avanzadas de simulación, empleando Software eléctrico especializado que permiten el análisis de redes de subtransmisión y distribución primaria.

Como parte del estudio se hará uso el software PYTHON para llevar a cabo la creación de un programa que permita usar los datos operativo obtenidos del Software eléctrico especializado para tratarlos y poder observar de manera clara y precisa mediante resultados y gráficos las pérdidas de energía del sistema a estudiar. Donde el programa llevara por nombre SIPT que significa “sistema inteligente para pérdidas técnicas” desarrollado en su totalidad en PYTHON por los autores de la presente tesis, José Salan Chavez y Carlos Lectong Palacios, con la dirección del Ing. Vladimir Jaramillo García PhD.

La importancia de este estudio radica en que permitirá establecer procedimientos sistemáticos para la determinación de pérdidas técnicas, proporcionando una metodología que pueda ser aplicada por empresas distribuidoras y organismos relacionados con la gestión energética. Además, los resultados obtenidos contribuirán al fortalecimiento del conocimiento técnico y académico en el área de sistemas eléctricos de potencia, aportando elementos que favorezcan el diseño de estrategias de optimización energética y reducción de costos operativos.

Para alcanzar los objetivos propuestos, la investigación se encuentra estructurada en cuatro capítulos principales. En el primer capítulo se desarrolla el marco conceptual, donde se presentan los fundamentos teóricos relacionados con las pérdidas en sistemas eléctricos, la clasificación de pérdidas técnicas y no técnicas, las características de los subsistemas de generación, transmisión y distribución, así como las metodologías utilizadas para la estimación de pérdidas de potencia y energía.

El segundo capítulo se desarrolla la metodología de esta investigación, donde se describe el enfoque metodológico empleado, el diseño de la investigación, los procedimientos para la recopilación y procesamiento de información, así como la metodología funcional propuesta para la determinación de pérdidas técnicas, se desarrollaron las herramientas computacionales utilizadas, las variables consideradas y los criterios aplicados para la modelación y simulación de los diferentes componentes del sistema eléctrico.

El tercer capítulo describe el procedimiento metodológico, el diagrama de flujo para el programa y se presentan los resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas en los programas especializados y discusión de los resultados, identificando las pérdidas en cada etapa funcional del sistema eléctrico, se efectuaron análisis comparativo de los resultados obtenidos,

evaluando el comportamiento de las pérdidas en función de las características técnicas de las redes estudiadas y contrastando los hallazgos con otras investigaciones.

El cuarto capítulo se presentan las conclusiones del trabajo realizado, concluyendo sobre los principales resultados alcanzados, destacando los aportes de la metodología propuesta para la determinación de pérdidas técnicas y cómo esto contribuye al mejoramiento de la eficiencia energética en los sistemas eléctricos. Finalmente, el quinto capítulo presenta las referencias bibliográficas utilizadas como sustento científico y técnico de la investigación.

OBJETIVOS

General

- Establecer una metodología basada en análisis funcional especializado para determinar las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos, utilizando software de simulación.

Específicos

- Identificar las etapas funcionales del sistema eléctrico relevantes para el análisis de pérdidas técnicas.
- Desarrollar una metodología estructurada para calcular pérdidas técnicas en cada etapa funcional.
- Validar la metodología propuesta mediante simulaciones en un software eléctrico especializado.

JUSTIFICACIÓN

Las pérdidas técnicas en subtransmisión, así como también en media tensión representan una preocupación para las empresas distribuidoras y transportadoras de energía, ya que esto impactan directamente en la eficiencia operativa, los costos de operación y en la calidad del servicio eléctrico que llega a los usuarios finales, estas pérdidas están asociadas a resistencias de conductores, transformadores y otros componentes del sistema son inevitables, pero pueden ser cuantificadas, analizadas y minimizadas mediante una correcta metodología de estudio (Caicedo Rivadeneira, 2022).

El presente proyecto de tesis propone una metodología para la determinación de pérdidas técnicas en sistema eléctricos mediante análisis funcional especializado, haciendo uso del software eléctrico especializado para subtransmisión y media tensión. A su vez en el programa PYTHON elaborar una aplicación que abarque el tratamiento de datos de subtransmisión y media tensión de manera independiente que permita la visualización de gráficas y datos de pérdidas de energía de una manera intuitiva y amigable para el usuario.

El software eléctrico especializado es ampliamente reconocido por su capacidad de modelado detallado de redes eléctricas y por la precisión de sus estudios de flujo de carga, pérdidas y condiciones operativas, mientras que el segundo es una herramienta útil para determinar pérdidas en redes secundarias (Gao et al., 2025). Una de las particularidades de este estudio conlleva la obtención de datos de potencia activa y reactiva en diferentes puntos del sistema, los cuales serán analizados y tratados para su posterior conversión a valores de energía. Esta conversión permite no solo cuantificar pérdidas en términos energéticos(kWh) (Chicaiza & Mendoza, 2024).

Este estudio tiene doble finalidad. Por un lado, ofrecer de forma clara y precisa un diagnóstico y control de pérdidas técnicas, mediante una aplicación que permita observar mediante gráficos los datos de pérdidas de energía que sea de fácil comprensión para el usuario y portable para el uso en dispositivos portátiles. Por otro lado, fortalecer el conocimiento académico en el área de sistemas eléctricos de potencia, al integrar técnicas avanzadas de simulación (Madrid Quiroz, 2025).

IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES

Variable independiente: Metodología de análisis funcional

Variable dependiente: Pérdidas técnicas determinadas

I. MARCO CONCEPTUAL

El análisis de las pérdidas técnicas en los sistemas de energía eléctrica constituye un tema fundamental en la ingeniería dado que tiene un efecto directo sobre la eficiencia energética, la sostenibilidad y la rentabilidad de las empresas de distribución. Estas pérdidas, que se originan principalmente a los efectos físicos inherentes al transporte de energía como el calentamiento de los conductores descrito por la Ley de Joule, suponen un desafío durante la planificación, operación y la optimización de las redes eléctricas (Merma Paredes, 2022).

En este sentido, Robles Silva et al., (2025) mencionan que los enfoques cada vez más sofisticados que incorporan simulación computacional, métodos estadísticos y herramientas de inteligencia artificial han complementado e incluso sustituido, en determinados casos, a los métodos convencionales basados en modelos determinísticos y cálculos analíticos. No obstante, persisten desafíos relacionados con la precisión de los modelos, la disponibilidad de datos en tiempo real y su capacidad para adaptarse a unos sistemas eléctricos cada vez más complejos, interconectados y dinámicos.

Por tal razón, el presente estado del arte tiene como propósito revisar y analizar críticamente las principales metodologías empleadas para la determinación de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos, con énfasis en aquellas basadas en análisis funcional especializado. También pretende identificar las tendencias actuales, las brechas existentes en la literatura y las oportunidades de investigación que fundamentan la necesidad de elaborar nuevas propuestas metodológicas en este ámbito.

Importancia de la eficiencia en sistemas eléctricos de potencia

La importancia radica en que un sistema eficiente reduce los costos operativos, optimiza el aprovechamiento de los recursos energéticos y mejora la calidad del servicio eléctrico. Sánchez (2026) indica que la capacidad de transportar y distribuir energía eléctrica minimizando las pérdidas desde el punto de generación hasta el usuario final se conocen como eficiencia en los sistemas de energía eléctrica (Sánchez Ramos et al., 2026).

Al disminuir la necesidad de generar energía adicional para compensar las pérdidas del sistema, se reducen las emisiones asociadas a los procesos de generación eléctrica, por lo que la mejora de eficiencia es un criterio fundamental para el diseño, planificación y operación de las redes eléctricas modernas.

Pérdidas en sistemas eléctricos

Las pérdidas en los sistemas eléctricos son la energía que se disipa en la transmisión y distribución y que, por tanto, no llega al consumidor final. Estas pérdidas son debidas principalmente al efecto térmico producido por el paso de corriente en los conductores, fenómeno que está descrito por la Ley de Joule (Caicedo Rivadeneira, 2022). También pueden ser provocados por efectos electromagnéticos, condiciones de carga, características de los materiales e infraestructura.

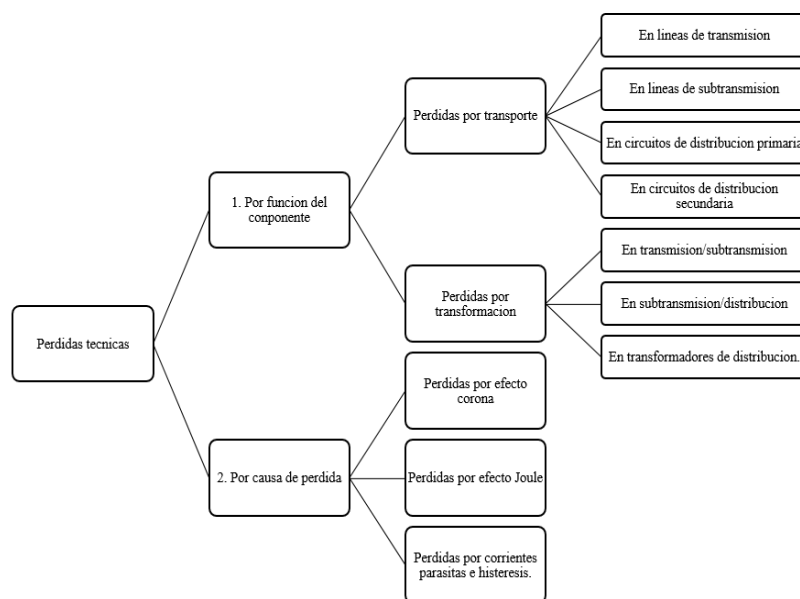
Las pérdidas son un indicador clave del desempeño del sistema eléctrico, debido que cuando aumentan esto implica menor eficiencia energética y mayores costos para las empresas distribuidoras, en tal sentido, Erazo-Velasco et al., (2022) indica que las pérdidas en sistemas eléctricos se clasifican en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, estas últimas comúnmente denominadas pérdidas comerciales o pérdidas negras.

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas son aquellas causadas por fenómenos físicos y se deben a condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, se pueden clasificar al mismo tiempo según la función del componente y la causa que la origina, como se puede observar en la Ilustración 1.

Ilustración 1

Clasificación de las pérdidas técnicas



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Pérdidas técnicas en función del componente

Pérdidas por transporte de energía

La resistencia eléctrica de los materiales que componen los conductores de las redes de transporte, subtransporte y distribución es la principal causa de las pérdidas en el transporte (Balbás, 2023). La Ley de Joule, según la cual la energía que se pierde en forma de calor es proporcional al cuadrado de la corriente que atraviesa el conductor, constituye la base de estas pérdidas como se muestra en la ecuación 1.

$$P = I^2 R \quad (1)$$

Donde:

P: Pérdidas en el elemento del sistema (W)

I: Corriente que circula por el elemento (A)

R: Resistencia del elemento (Ω)

Pérdidas por transformación

Los transformadores sufren pérdidas por transformación al convertir los niveles de tensión. Estas pérdidas se dividen en dos categorías: pérdidas en el cobre y pérdidas en el núcleo, cada una de las cuales presenta características propias (Buitrón-Barros, 2023).

La corriente que circula por los devanados provoca pérdidas en el cobre, que son directamente proporcionales a la relación de transformación:

$$P_{cu} = I^2 R \quad (2)$$

Donde:

P: Pérdidas en el cobre

I: Corriente que circula por el elemento (A)

R: Resistencia del elemento (Ω)

Pérdidas técnicas en función de la causa

Pérdidas por efecto Joule

Son pérdidas ocasionadas en la línea de subtransmisión producidas a lo largo de toda su longitud, disipándose en forma de calor (efecto Joule) (di Mauro et al., 2013). Donde la magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente por la resistencia del elemento como se muestra en la Ecuación 3.

$$P_L = I^2 R \quad (1)$$

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema(W)

I : Corriente que circula por el elemento(A)

R : Resistencia del elemento (Ω)

Pérdidas de energía por efecto corona

Las pérdidas de energía por efecto corona se presentan en líneas eléctricas de media y alta tensión cuando el campo eléctrico alrededor del conductor supera la rigidez dieléctrica del aire, provocando su ionización y la aparición de corrientes de fuga (Pérez Zeballos, 2024). Estas corrientes originan pérdidas de potencia y energía, y en conductores aéreos el fenómeno puede observarse en la oscuridad como un halo luminoso azulado, visible al alcanzarse la tensión crítica visual.

$$P_C = k(V - V_c)^2 \quad (2)$$

Donde:

P_C : Potencia pérdida por efecto corona (kW)

K : Constante que depende de factores como el clima

V : Voltaje de operación de la línea

V_c : Voltaje crítico

Pérdidas en vacío

Está presente en transformadores y máquinas eléctricas, se producen por las corrientes de Foucault y los ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación, depende de la variación de la tensión y no de la variación de la demanda. Los sistemas eléctricos funcionan

con pocas fluctuaciones de tensión, es importante tener en cuenta que las pérdidas en vacío sea un valor constante (Hernández Areu et al., 2023).

Para el cálculo de pérdidas en función a la variación de la tensión se calcular de la siguiente manera:

$$P_L^{jv} = P_L^{jv} (V^j / V^i)^2 \quad (3)$$

Donde:

P_L^{jv} : Pérdidas en vacío

V^i : Valor de tensión

V^j : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V)

Pérdidas no-técnicas.

Por su lado cuando se habla de pérdidas no técnicas su cálculo no es más que la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas (Moreno Molina, 2023).

La clasificación de pérdidas no técnicas tomando en cuenta dos aspectos importantes son:

Clasificación según sus causas.

Consumo de usuarios no suscriptores:

Abarcar de manera directa usuarios conectados a la red sin tener suscrito un contrato con la institución está a cargo de la distribución de energía, en este grupo están también los usuarios están desconectados de la red y que tienen un contrato con la empresa distribuidora pero ilegalmente se reconectan (ARCONEL, 009/2024).

Error en la contabilización de energía (de suscriptores con contador):

Abarca todo error de medición de contadores, lectura y facturación de suscriptores dejando fuera incidentes con manipulación indebida de partes del usuario con el equipo de medición (Cepeda & Rodríguez, 2024).

Error en consumo estimado (de suscriptor sin contador):

En casos especiales se factura por medio de una estimación de consumo cuando son usuarios temporal y la empresa decide no instalar el contador (Cepeda & Rodríguez, 2024).

Fraude o hurto (por parte de suscriptores):

Usuarios que cuentan con su aparato de medición y contrato alteran el equipo o sustraen la energía directamente de la red (Cepeda & Rodríguez, 2024).

Error en consumo propio de las empresas:

De manera general representa el consumo no medido de auxiliares en subestación, alumbrado público, etc. (Cepeda & Rodríguez, 2024).

Según relación con las actividades administrativas de la empresa.

- Por registro o medición deficiente del consumo
- Por facturación incorrecta de los usuarios.

Pérdidas fijas y pérdidas variables

Las pérdidas fijas se producen sin importar que existan cargas conectadas a un sistema, es suficiente con energizar la línea o el transformador en el cual se producen, y su cambio depende en segundo plano de la demanda (Júpiter Figueroa, 2023).

Las pérdidas fijas incluyen las siguientes pérdidas técnicas:

- Efecto corona
- Pérdidas por histéresis y corrientes parasitas

Las pérdidas variables son aquellas que su dependencia es de la demanda. Básicamente las pérdidas por efecto Joule abarcan la totalidad de las pérdidas técnicas variables.

Es importante resaltar que, si bien en el presente marco teórico se han mencionado de manera general las pérdidas no técnicas, así como la clasificación de pérdidas fijas y variables, su abordaje ha sido únicamente de carácter introductorio. Ello se debe a que el eje central de la investigación está enfocado específicamente en el análisis de las pérdidas técnicas en sistemas eléctricos, por lo que profundizar en otros tipos de pérdidas excedería los objetivos planteados.

Pérdidas técnicas

El proceso de estimación de las pérdidas técnicas, tanto de potencia como de energía, en los sistemas eléctricos es complejo, debido a las distintas condiciones inherentes a la operación de estos sistemas, donde las redes eléctricas presentan una gran diversidad de elementos y una gran extensión, como líneas de transmisión, transformadores, conductores y equipos de protección dificultando el análisis integral (Merna Paredes, 2022). De igual forma, debido a la gran cantidad de información necesaria para su evaluación, se requiere del manejo de datos técnicos precisos y actualizados, lo cual no siempre es posible dado la incertidumbre, disponibilidad limitada o incluso ausencia de información en ciertos tramos del sistema, a esto se suma la variable naturaleza de la carga eléctrica, tanto a nivel global del sistema como en cada uno de sus componentes, lo cual origina fluctuaciones constantes en los niveles de corriente y voltaje, también implica instalar equipos de medición en diversos puntos de la red que dificultan la recolección de datos reales y confiables.

Estos factores evidencian que la estimación de las pérdidas técnicas requiere de herramientas metodológicas avanzadas, pero sobre todo de una adecuada gestión de la información y recursos disponibles para lograr resultados precisos del comportamiento del sistema eléctrico (Caicedo Rivadeneira, 2022).

Existen múltiples clasificaciones para este tipo de pérdidas, pero para su tratamiento se utiliza la siguiente clasificación:

Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga): Se definen como aquellas pérdidas que están directamente asociadas al flujo de corriente a través de los distintos componentes del sistema eléctrico, originadas principalmente por el efecto Joule (Chicaiza & Mendoza, 2024). Su valor depende de la intensidad de la corriente, siendo proporcional al cuadrado de esta, lo que implica que, a mayores niveles de corriente, mayores serán las pérdidas generadas.

$$P_L = I^2 R \quad (4)$$

Donde:

P_L : Pérdidas en el elemento del sistema (W).

I: Corriente que circula por el elemento (A)

R: Resistencia del elemento (Ω)

Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema (pérdidas en vacío): Se caracterizan por ser pérdidas que dependen fundamentalmente de las variaciones de la tensión, y no de la demanda del sistema. Estas se presentan principalmente en transformadores y máquinas eléctricas, y se originan por fenómenos como las corrientes de Foucault y los ciclos de histéresis generados por las corrientes de excitación.

Adicionalmente, también se incluyen las pérdidas asociadas al efecto corona (Chicaiza & Mendoza, 2024). Dado que los sistemas eléctricos suelen operar con variaciones de tensión relativamente pequeñas, es común considerar este tipo de pérdidas, conocidas como pérdidas en vacío, como un valor constante. No obstante, cuando se requiere un mayor nivel de precisión en su estimación, estas pueden calcularse en función de la variación de la tensión mediante expresiones específicas:

$$P_L^{jv} = P_L^{jv} (V^j / V^i)^2 \quad (5)$$

Donde:

P_L^{jv} : Pérdidas en vacío (W) a un valor de tensión V^i (V).

V^j : Valor de tensión al cual se desea conocer las pérdidas (V).

División del sistema.

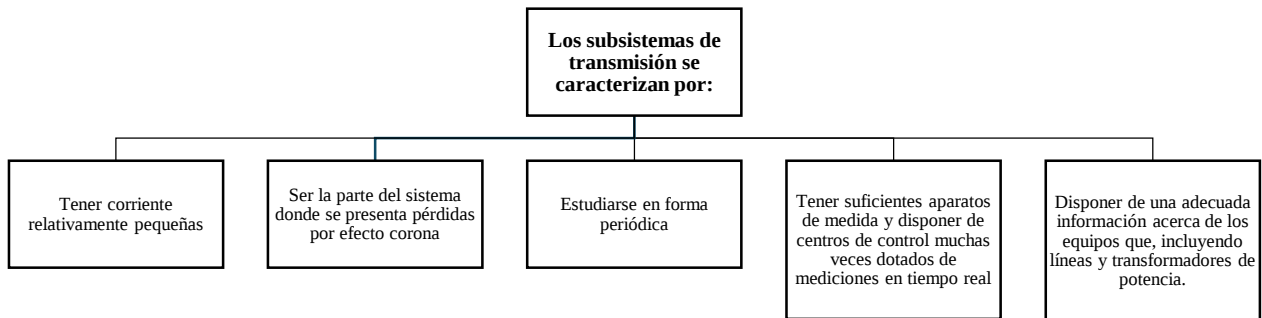
Para un mejor análisis es conveniente dividir el sistema eléctrico en varios subsistemas para la reducción de cálculos que puedan entorpecer la investigación, y dependerá plenamente de la complejidad del sistema y de la información que se disponga (Balbás, 2023).

Dentro de la división es importante recordar que presentan ciertas características comunes.

- Subsistema de generación
- Subsistema de transmisión
- Subsistema de distribución
- Subsistema secundario de distribución.

Ilustración 2

Clasificación de los subsistemas de transmisión



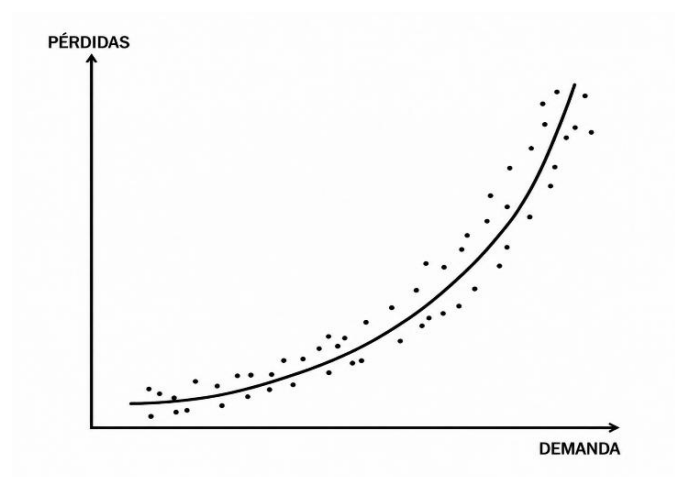
Nota. Ilustración elaborada por Salan José y Lectong Carlos, autores de la investigación

Dentro de los subsistemas primarios de distribución es común la falta de equipamiento para la obtención de la información base para el análisis de las pérdidas.

Finalmente, los sistemas secundarios de distribución constituyen uno de los niveles más complejos para el análisis de pérdidas, debido a la limitada disponibilidad de equipos para realizar mediciones, información operativa disponible y la alta diversidad de patrones de consumo, características de carga y configuraciones de instalación de los usuarios finales.

Ilustración 3

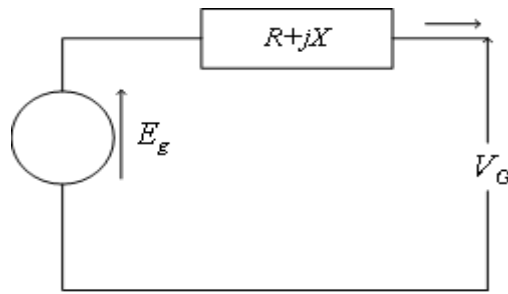
Pérdidas del sistema en función de la carga



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 4

Modelo eléctrico del generador



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Subsistema de generación.

En un subsistema de generación las pérdidas de potencia son originadas por las corrientes de carga (efecto Joule o pérdidas en el cobre) y por las corrientes de excitación en los devanados de los generadores y los transformadores (pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío) (Vásquez, 2024).

Generador.

En los generadores, la pérdida de potencia se determina en función de diversos parámetros eléctricos, entre los cuales destacan la tensión, la potencia generada tanto activa como reactiva y la resistencia de los conductores (Salcedo et al., 2020). De este modo, estas pérdidas están asociadas principalmente a los efectos resistivos en los devanados y a las condiciones de operación del generador, lo que implica que su magnitud varía de acuerdo con el nivel de carga y las características eléctricas del sistema.

$$P_L = I^2 R \quad (6)$$

$$I = (P_G - jQ_G)/V_G^*$$

Donde:

P_L : Pérdidas de potencia (W)

P_G : Potencia activa generada (W)

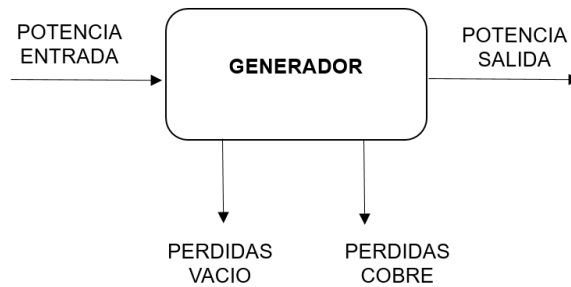
Q_G : Potencia reactiva generada (VAR)

V_G : Tensión del generador (V)

R : Resistencia del generador (Ω)

Ilustración 5

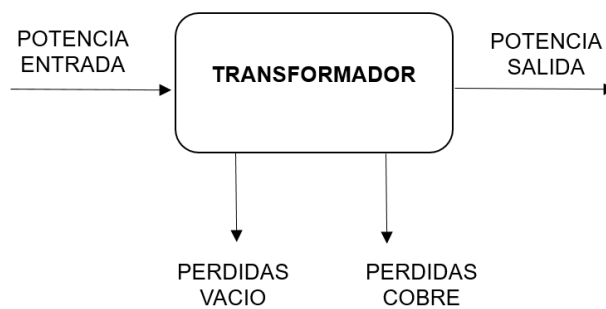
Relación de potencia de un generador



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 6

Relación de potencia de un transformador.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Transformador.

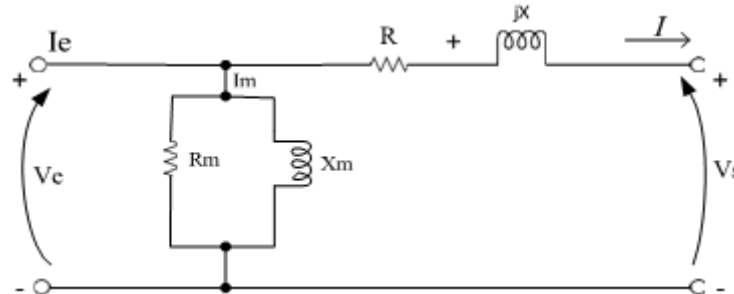
En un sistema eléctrico de potencia se distinguen principalmente dos tipos de transformadores: los de potencia y los de distribución, los cuales pueden ser representados mediante un mismo modelo equivalente (Vásquez, 2024). En este contexto, las pérdidas de potencia en los transformadores se clasifican en dos grandes categorías.

Por un lado, se encuentran las pérdidas que varían con la demanda, directamente relacionadas con los arrollamientos del transformador, conocidas como pérdidas en carga o pérdidas en el cobre, las cuales dependen de la corriente que circula por los conductores. Por otro lado, existen las pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada, vinculadas a las corrientes de excitación del transformador, denominadas pérdidas en el hierro o pérdidas en

vacío, las cuales se originan en el núcleo magnético y se mantienen relativamente constantes durante la operación (Chicaiza & Mendoza, 2024).

Ilustración 7

Modelo eléctrico de un transformador.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

I_e : Corriente de entrada (A)

I : Corriente de salida (A)

V_e : Tensión de entrada (V)

V_s : Tensión de salida (V)

R : Resistencia serie(Ω) (asociadas con pérdidas en el cobre)

X : Reactancia serie (Ω)

R_m : Resistencia derivación (Ω) asociada con pérdidas en el hierro

X_m : Reactancia derivación (Ω)

I_m : Corriente asociada con la excitación del transformador (A)

Las características de los transformadores se pueden obtener mediante la placa que los fabricantes proporcionan o se puede tener un valor similar a partir de normas establecidas como su capacidad y valores de tensión de los transformadores.

El modelo eléctrico que se ha expuesto es válido para transformadores monofásicos y trifásicos (banco de transformadores monofásicos iguales) en los que las 3 fases estén cargadas por igual.

$$P_L = I^2 R \quad (7)$$

Donde:

P_L : Pérdidas de potencia en el cobre o pérdida en carga (W).

I: Corriente de carga (A).

Si se dispone de la información de las pérdidas a potencia nominal, es posible estimar el valor de las pérdidas para otra condición de carga mediante relaciones proporcionales que consideran el comportamiento de cada tipo de pérdida (di Mauro et al., 2013), en el caso de las pérdidas en carga como en pérdidas en el cobre, varían en función del cuadrado de la corriente por lo que pueden ajustarse en relación con el nivel de carga respecto al valor nominal.

Las pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro) se mantienen prácticamente constantes, ya que dependen principalmente de la tensión aplicada:

$$P_L^j = P_L^i (S^j / S^i)^2 \quad (8)$$

Donde:

P_L^j : Pérdidas en el cobre (W) para una carga S^j (VA).

P_L^i : Pérdidas en el cobre (W) para una carga nominal S^i (VA).

Las pérdidas asociadas con el hierro o en un vacío están dadas por:

$$P_L^U = V_e^2 / R_m \quad (9)$$

Donde:

P_L^U : Pérdidas de vacío (W).

En los sistemas eléctricos los niveles de tensión suelen mantenerse cercanos a su valor nominal, presentando variaciones relativamente pequeñas durante la operación, por lo que, en una primera aproximación, las pérdidas en el hierro se consideran constantes, ya que dependen principalmente de la tensión aplicada y cuando se requiere un mayor grado de precisión en su estimación, es posible considerar su variación en función de la tensión mediante la siguiente relación. (Álvarez Osorio et al., 2025).

$$P_L^{jv} = P_L^{iv} (V^j / V^i)^2 \quad (10)$$

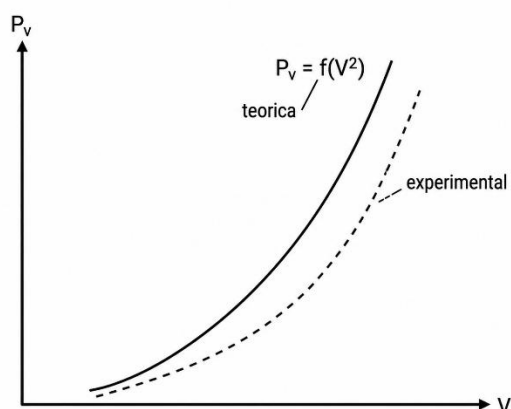
Subsistema de transmisión

El subsistema de transmisión es el encargado de transportar grandes bloques de energía eléctrica desde los centros de generación hasta las subestaciones cercanas a los centros de consumo (Cano, 2024). Para ello, opera a altos niveles de tensión, lo que permite reducir las corrientes eléctricas y, en consecuencia, minimizar las pérdidas técnicas por efecto Joule.

Para obtener valores estimados de pérdidas de energía en las líneas de transmisión se requiere un modelo, como se muestra en la Ilustración (8,9,10):

Ilustración 8

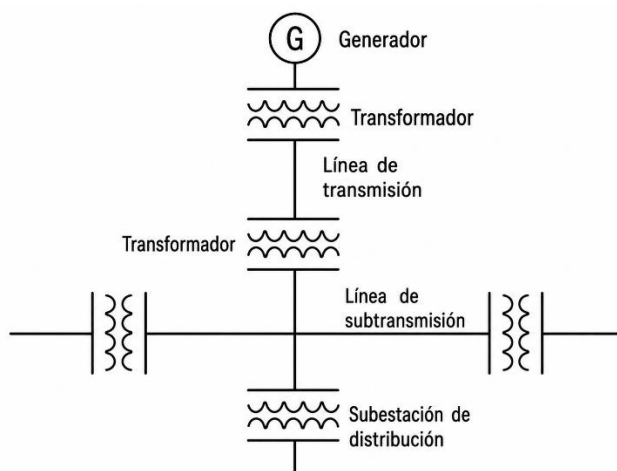
Pérdidas en vacío de un transformador, en función de la tensión aplicada.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 9

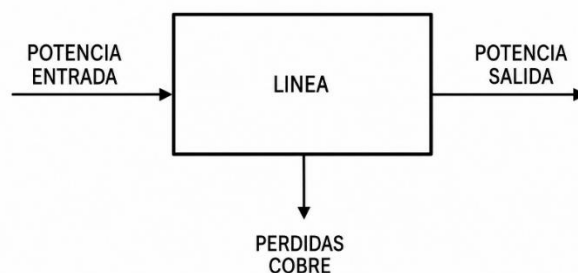
Subsistema de transmisión



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 10

Relaciones de potencia en una línea



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Líneas de transmisión

Las pérdidas asociadas a las líneas de transmisión y subtransmisión se deben principalmente a dos fenómenos: el efecto Joule y el efecto corona, por lo que los modelos que representan estas líneas deben considerar ambos tipos de pérdidas para una adecuada aproximación de su comportamiento (Oña & Ruales, 2024).

En el caso de las pérdidas por efecto Joule, resulta suficiente emplear la representación tradicional de la línea, ya que estas dependen directamente de la resistencia de los conductores y de la corriente que circula por ellos. Dichos parámetros, como la resistencia y la reactancia, están determinados por las características físicas de los conductores y su disposición geométrica, siendo común que estos valores sean proporcionados por fabricantes o consultados en tablas técnicas especializadas.

Las pérdidas de potencia activa en la línea se presentan principalmente en la resistencia serie (R) y en la conductancia en derivación (G), pero la conductancia depende en gran medida de factores ambientales como la presión atmosférica, la humedad y la altitud, lo que introduce cierta variabilidad en su estimación, debido a que las pérdidas asociadas a la conductancia suelen ser considerablemente menores que las pérdidas resistivas, este parámetro generalmente se desprecia en los cálculos prácticos.

Finalmente, para el análisis de las pérdidas por efecto corona, se han desarrollado diversos estudios tanto teóricos como experimentales que consideran múltiples variables, tales como el nivel de tensión, las condiciones atmosféricas y las características de los conductores, permitiendo así una evaluación más precisa de este fenómeno en las líneas de transmisión.

Subsistema de distribución

El subsistema de distribución es el nivel donde se presentan las mayores pérdidas de potencia y energía, debido a sus bajos niveles de tensión, la gran extensión de las redes y la cercanía con los usuarios finales (Cano, 2024).

Subsistemas de distribución primarios y secundarios

Los sistemas primarios y secundarios están conformados por líneas aéreas y subterráneas a través de las cuales circulan las corrientes necesarias para satisfacer la demanda de potencia (Becerra Benavides, 2023), como parte inherente de este proceso se generan pérdidas de potencia asociadas principalmente a la resistencia de los conductores y al flujo de corriente que los atraviesa, estas pérdidas son conocidas como pérdidas por efecto Joule, que se producen debido al calentamiento de los conductores cuando la corriente circula por ellos, siendo proporcionales al cuadrado de la corriente.

En consecuencia, a medida que aumenta la demanda y, por ende, la corriente en la red, las pérdidas se incrementan de manera significativa, afectando la eficiencia del sistema eléctrico:

$$P_L = I^2 R \quad (11)$$

Donde:

I: Corriente que circula por el conductor (A).

R: Resistencia del conductor (Ω)

En los subsistemas de distribución los niveles de tensión son relativamente bajos, las pérdidas de potencia por efecto corona resultan prácticamente insignificantes, por lo que comúnmente se desprecia su influencia en los análisis, por lo que de manera similar los valores de susceptancia a tierra en las líneas de distribución son muy reducidos, donde las pérdidas de potencia suelen considerarse despreciable.

Consideraciones básicas para la estimación de pérdidas

Para la evaluación de las pérdidas de energía en un sistema eléctrico durante un período determinado, es común emplear la diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada a los usuarios. De este modo, las pérdidas de energía se estiman como la diferencia entre ambos valores, lo que permite obtener una aproximación global del nivel de pérdidas en el sistema (Moreno Molina, 2023).

La diferencia entre la energía suministrada y la energía facturada no distingue entre pérdidas técnicas y no técnicas, ya que incluye consumos de energía que no son registrados o pagados, tales como el hurto de energía, errores en la toma de lecturas o fallas en la calibración de los equipos de medición, el resultado obtenido puede sobreestimar las pérdidas técnicas reales.

Por otro lado, las lecturas de los medidores en los distintos puntos del sistema no se realizan de manera simultánea, lo que genera desfases temporales que pueden variar entre uno y dos meses, dependiendo de la periodicidad de medición, por lo que esta descoordinación introduce imprecisiones adicionales en la estimación de las pérdidas, afectando la confiabilidad de los resultados.

Estimación de pérdidas de potencia

Una de las metodologías más utilizadas es el análisis mediante flujo de carga, el cual permite simular el comportamiento del sistema eléctrico bajo determinadas condiciones operativas. Como resultado de este análisis, se obtienen los valores de tensión en cada nodo del sistema, tanto en magnitud como en ángulo, así como los flujos de potencia en las diferentes ramas (Pereira et al., 2024).

A partir de esta información, es posible calcular las pérdidas de potencia con un adecuado nivel de precisión, empleando distintas metodologías que consideran las características eléctricas de los elementos del sistema y las condiciones de operación evaluadas:

- Calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos mediante la ecuación:

$$I_k = (V^j / V^i) / Z_k \quad (12)$$

Donde:

I_k : Corriente que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos i – j.

Z_k : Impedancia de elemento K, $Z_k = R_k + jX_k$

- Conocidas las corrientes por los diferentes elementos I_k , se calculan las pérdidas P_{Lk}

$$P_{Lk} = R_k I_k^2 \quad (13)$$

Donde:

P_{Lk} : Pérdidas (W) en el elemento k.

- Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona). Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema:

$$P_L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} + P_L^U \quad (14)$$

Donde:

N: Número de elementos.

P_L^U : Pérdidas independientes de la demanda (W).

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es:

- Calcular la potencia activa suministrada por el sistema.
- Las pérdidas están dadas por

$$P_L = P_\sigma - \sum_{k=1}^M P_{Dk} + P_L^U \quad (15)$$

Donde:

P_σ : Potencia activa suministrada por el sistema (W).

P_{Dk} : Demanda en el punto k (W).

M: Número de puntos de demanda.

Estimación de pérdidas de energía

El valor de las pérdidas de energía se determina a partir de la estimación de las pérdidas de potencia a lo largo del tiempo. En este sentido, si se dispone de información sobre la demanda en los distintos puntos del sistema en cada instante, es posible calcular las pérdidas de potencia correspondientes mediante herramientas como el análisis de flujo de carga (Díaz, 2023).

Al obtener el comportamiento temporal de dichas pérdidas se puede proceder a su integración en el tiempo para determinar las pérdidas totales de energía del sistema, con este enfoque se permite una estimación más precisa ya que considera la variabilidad de la demanda

y las condiciones de operación, reflejando de mejor manera el comportamiento real del sistema eléctrico.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (16)$$

Donde:

L: Pérdidas de energía (WH).

P_{Lk} : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W).

N: Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.

ΔT_k : Intervalo de tiempo (H).

Al obtener el comportamiento temporal de dichas pérdidas se puede proceder a su integración en el tiempo para determinar las pérdidas totales de energía del sistema, con este enfoque se permite una estimación más precisa ya que considera la variabilidad de la demanda y las condiciones de operación, reflejando de mejor manera el comportamiento real del sistema eléctrico.

Esta forma de evaluar las pérdidas puede considerarse como la más precisa o ideal, ya que permite obtener una estimación detallada del comportamiento del sistema en función del tiempo, aunque su aplicación práctica presenta importantes limitaciones, como por ejemplo que requiere disponer de mediciones en todos los puntos del sistema, lo cual implica una infraestructura de monitoreo extensa, dichas mediciones deben realizarse de manera continua durante todo el periodo de estudio, lo que incrementa la complejidad operativa y los costos asociados. Por lo que es necesario que las mediciones se efectúen de forma simultánea en todos los puntos, a fin de evitar desfases temporales que puedan afectar la precisión de los resultados, lo cual resulta difícil de garantizar en sistemas eléctricos reales.

El cumplimiento de los puntos anteriores conlleva, por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información. Por esta razón, se recurre a una metodología que utiliza modelos estadísticos.

Herramientas utilizadas en la estimación de pérdidas

La exactitud en la estimación de las pérdidas de potencia y energía depende, en gran medida, de la calidad y cantidad de la información disponible, así como del uso de modelos

adecuados que representen fielmente las características del sistema eléctrico. En este sentido, datos incompletos o imprecisos pueden generar desviaciones significativas en los resultados, mientras que la selección de modelos inapropiados limita la confiabilidad del análisis (Tuñón Díaz et al., 2025).

Por otra parte, la resolución de este tipo de problemas generalmente requiere el uso de herramientas computacionales, debido al elevado volumen de información y al gran número de ecuaciones involucradas en el proceso de cálculo. No obstante, en etapas preliminares o cuando se dispone de información limitada, es posible realizar estimaciones aproximadas mediante métodos manuales. En función de la disponibilidad y precisión de los datos, la estimación de pérdidas de potencia puede llevarse a cabo utilizando distintas herramientas o metodologías que se ajustan al nivel de detalle requerido:

- Flujo de carga.
- Estimación de estado.
- Correlación con circuitos o sistemas similares.

Flujo de carga

Se trata de una herramienta ampliamente utilizada en el análisis de los sistemas eléctricos, debido a su capacidad para representar el comportamiento de la red bajo diferentes condiciones de operación. Para su correcta aplicación, es necesario disponer de información general del sistema, entre la que se incluyen los datos de generación, demanda y topología de la red, así como los parámetros eléctricos de sus componentes, tales como impedancias de líneas, características de transformadores y condiciones de operación de las barras. Esta información permite modelar el sistema de manera adecuada y obtener resultados confiables en el análisis:

- Diagrama unifilar del sistema.
- Parámetros eléctricos del sistema.
- Características de los diferentes barrajes del sistema (generación, carga, etc.).
- Valor de la demanda (activa y reactiva) en cada punto del sistema.

Estimación de estado

El mejor estimativo de las variables de estado del sistema eléctrico, particularmente de los valores de tensión, se obtiene mediante el uso de técnicas estadísticas, proceso conocido como estimación de estado. Esta herramienta permite determinar, en tiempo casi real, las

condiciones operativas del sistema y, a partir de ellas, calcular las pérdidas de potencia con un mayor nivel de precisión (Bustos-Márquez et al., 2023).

Al igual que el flujo de carga, la estimación de estado requiere un proceso iterativo para su resolución; sin embargo, presenta la ventaja de basarse en mediciones reales obtenidas en distintos puntos de la red. A partir de estas lecturas, el estimador es capaz de detectar, identificar y filtrar errores presentes en los datos, los cuales pueden originarse por fallas o descalibración de los equipos de medición, así como por problemas en los sistemas de comunicación.

El estimador de estado forma parte de los sistemas computacionales de los centros de control, donde se integra con otras herramientas de supervisión y operación del sistema eléctrico, su aplicación también resulta útil cuando se emplean datos recolectados directamente del sistema, permitiendo obtener estimaciones de pérdidas más confiables en comparación con el flujo de carga tradicional, siempre que se disponga de suficiente redundancia en la información.

Correlación con circuitos similares

Las pérdidas de un sistema eléctrico también pueden estimarse mediante su comparación con otros sistemas previamente analizados que presenten características similares, este enfoque se basa en el principio de correlación, el cual permite inferir el comportamiento de las pérdidas a partir de modelos ya estudiados (Mejía Ugalde & Hinojos Ramos, 2025).

Para este método es necesario considerar variables relevantes como la magnitud de la demanda atendida por el circuito, la composición de las cargas incluyendo factores como los estratos socioeconómicos y las particularidades del consumo energético, luego se procede a ajustar el modelo del circuito objeto de estudio, de modo que refleje condiciones equivalentes y permita obtener una estimación razonable de las pérdidas.

Metodologías de estimación

En esta sección se describen metodologías empleadas en la estimación de pérdidas técnicas:

Subsistemas de generación

Las pérdidas presentes en el subsistema de generación pueden considerarse como distribuidas principalmente entre el generador y el transformador asociado. En el generador,

dichas pérdidas se originan por efectos como las pérdidas en los devanados, pérdidas en el hierro y pérdidas mecánicas, mientras que en el transformador se deben a las pérdidas en el cobre y en el núcleo (Becerra Benavides, 2023). De esta manera, el análisis conjunto de ambos equipos permite obtener una estimación más completa de las pérdidas totales en esta etapa del sistema eléctrico.

Generador

Generalmente se cuenta con información horaria confiable de las variables de salida del generador, como la potencia activa, reactiva y la tensión. Con estos datos, las pérdidas de energía pueden estimarse mediante el uso del factor de pérdidas, el cual permite relacionar las pérdidas de potencia con su comportamiento a lo largo del tiempo:

$$F_L = (1/T) \sum_{i=1}^N (P_{Gi}/P_G^{max})^2 \quad (17)$$

Donde:

P_{Gi} : Generación promedio en el intervalo i (W).

P_G^{max} : Generación máxima (W) en el período considerado.

F_L : Factor de pérdidas.

N : Número de intervalos.

Las pérdidas de energía durante el intervalo T se encuentran utilizando la fórmula:

$$L = F_L P_L^{max} T \quad (18)$$

Donde:

P_L^{max} : Pérdidas de potencia (W) en la generación máxima.

T : Período de estudio (H)

Transformador

Si se cuenta con información horaria confiable de las variables del transformador, como la potencia activa, reactiva y la tensión, es posible calcular el factor de pérdidas, el cual permite estimar el comportamiento de las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia en el tiempo:

$$F_L = (1/T) \sum_{i=1}^N (P_{Di}/P_D^P)^2 \quad (19)$$

Donde:

P_{Di} : Demanda promedio (W) de intervalo i.

P_D^P : Demanda máxima o pico (W) en el período considerado.

F_L : Factor de pérdidas.

Las pérdidas de energía se encuentran utilizando la fórmula:

$$L = F_L P_L^p T \quad (20)$$

Donde:

P_L^p : Pérdidas de potencia (W) a demanda máxima.

T: Periodo de estudio (H).

Subsistema de transmisión

Las pérdidas técnicas en los subsistemas de transmisión corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule), y pérdidas independientes de la demanda (vacío y efecto corona).

Pérdidas en carga

En caso de contar con suficientes equipos de medición, es posible estimar las pérdidas mediante un programa de estimación de estado, el cual proporciona los valores de pérdidas de potencia. A partir de estos datos, se pueden determinar las pérdidas de energía considerando su comportamiento a lo largo del tiempo:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{Lk} \Delta T_k \quad (21)$$

Donde:

P_{Lk} : Pérdidas promedio de potencia (W) en el intervalo k.

ΔT_k : Duración del intervalo de muestreo (H).

Pérdidas por efecto corona

Para este tipo de cálculo, es necesario considerar de manera independiente las condiciones de buen y mal tiempo, debido a su influencia en el comportamiento del sistema y de manera particular para estimar las pérdidas por efecto corona en condiciones favorables, se puede emplear el modelo de Petterson, el cual se fundamenta en una expresión matemática específica que permite determinar dichas pérdidas en función de las variables eléctricas y ambientales del sistema.

$$P_L^{bt} = \frac{20.96 \cdot 10^{-6} f V^2 \phi_c}{\log^2(2D/d)} \quad (22)$$

Donde:

P_L^{bt} : Pérdidas por efecto corona (kW/km) por fase para condiciones de buen tiempo.

f: Frecuencia (Hz).

V: Tensión línea – tierra (kV).

D: Distancia media geométrica entre conductores (cm).

d: Diámetro del conductor (cm).

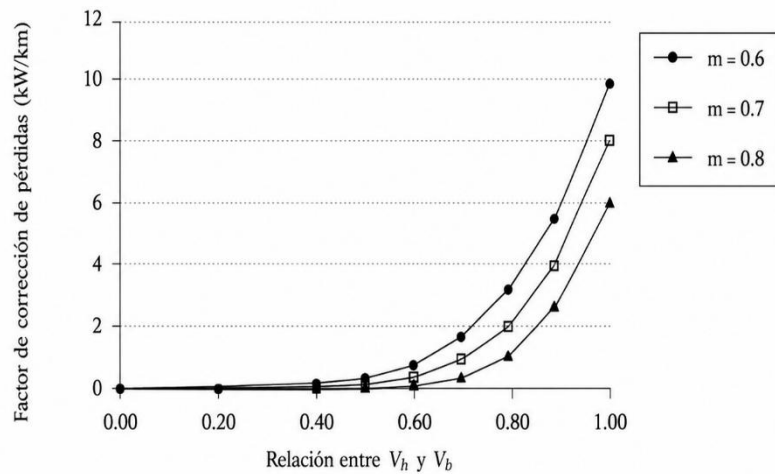
ϕ_c : Factor de pérdidas por efecto corona.

Subsistema de distribución

Para los subsistemas de distribución las pérdidas pueden estimarse a partir del valor de pérdidas en la condición de demanda máxima y del factor de pérdidas del sistema, permitiendo aproximar las pérdidas de energía considerando el comportamiento de la carga a lo largo del tiempo, donde el cálculo del factor de pérdidas es específico para cada sistema eléctrico, ya que depende de sus condiciones de operación y características propias, pero en una primera aproximación este puede estimarse a partir del factor de carga, obteniendo un valor inicial representativo del comportamiento de las pérdidas (Becerra Benavides, 2023).

Ilustración 11

Factor de corrección de pérdidas por mal tiempo según el coeficiente de rugosidad.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Donde:

V_h : Tensión horaria (kV).

V_b : Tensión base (kV).

m : Factor de irregularidad de la superficie del conductor (adimensional)

Estimación de la demanda

En caso de no contar con la información necesaria sobre la demanda, es posible recurrir a una serie de mediciones realizadas en distintos puntos del sistema, así como a datos de uso común, que permiten obtener una aproximación del comportamiento de la red y estimar sus pérdidas:

- Energía consumida.
- Capacidad nominal instalada.
- Corrientes máximas.
- Clase de usuario.

Y mediante un estudio estadístico, se pueden obtener modelos que correlacionen la potencia demandada en los diferentes puntos del sistema con estos factores.

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, C_i^n, I_i^{max}, U_i) \quad (23)$$

Donde:

P_{Di}^{max} : Potencia demandada máxima en el punto i (W).

E_i : Energía consumida en el punto i durante cierto intervalo de tiempo (WH).

C_i^n : Capacidad nominal de los elementos instalados en el punto i (VA).

I_i^{max} : Corriente máxima en el punto i (A).

U_i : Clase de usuarios en el punto i.

Algunas funciones utilizadas para la estimación de la demanda son:

1. Utilizando la de energía facturada (E_i).

$$P_{Di}^{max} = A + BE_i + CE_i^2 \quad (24)$$

Donde:

A, B, C: Constantes que dependen del número y clase de usuarios.

2. Para cada clase de usuario encontrar la relación entre la energía facturada y la demanda máxima.

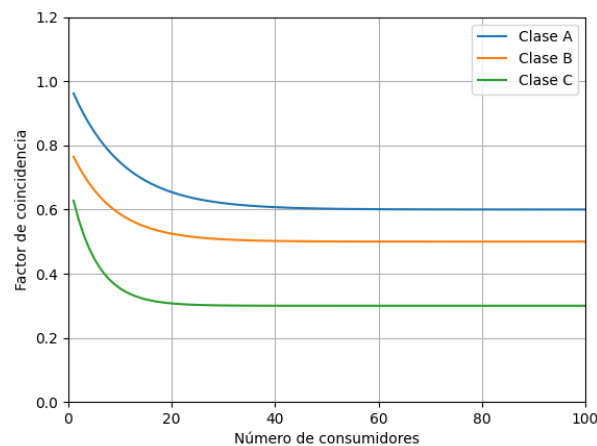
$$P_{Di}^{max} = KE_i \quad (25)$$

Donde:

K: Constante de proporcionalidad que depende de la clase de usuario.

Ilustración 12

Curvas típicas de factor de coincidencia.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Estimación de pérdidas en los circuitos primarios

Debido a que las demandas máximas en los distintos puntos del sistema no ocurren de manera simultánea, la suma de estas, junto con las pérdidas, no coincide con la potencia máxima suministrada por la subestación (Trespacios, 2025). En consecuencia, esta discrepancia se corrige mediante un ajuste proporcional de los valores de demanda máxima en cada punto del sistema, de modo que se reduce el error hasta alcanzar una aproximación aceptable.

Los siguientes pasos muestran cómo se pueden estimar las pérdidas:

1. Realizar un levantamiento de información sobre el sistema que se va a estudiar. La información mínima corresponde a:
 - Información sobre las líneas (resistencia, reactancia)
 - Fases del sistema.
 - Transformadores (pérdidas hierro, resistencia, reactancia)
 - Condensadores (pérdidas, capacidad)
2. Obtener las demandas activas y reactivas (kW, kV, AR) para cada alimentador en la subestación en el instante de demanda máxima.
3. Calcular la demanda en los diferentes puntos del sistema de acuerdo con:

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, C_i, I_i^{max} U_i) \quad (26)$$

Estos puntos generalmente son los transformadores de distribución.

4. Efectuar un flujo de carga para encontrar, las tensiones y pérdidas del sistema.
5. Si la suma de las demandas de los diferentes puntos del sistema más las pérdidas del sistema es igual a la demanda de cada alimentador en la subestación.
6. El valor de pérdidas de energía está dado por:

$$L = F_L P_L^P T \quad (27)$$

Pérdidas en los transformadores

Para estimar estas pérdidas, es posible utilizar la energía facturada a cada consumidor mediante un procedimiento que consiste, en primer lugar, en asociar cada usuario al transformador que le suministra el servicio. Posteriormente, la energía total entregada por cada transformador durante un periodo determinado se obtiene a partir del consumo registrado de los usuarios conectados. Finalmente, la demanda del transformador se calcula considerando la energía consumida, el número de usuarios y la clasificación de los mismos, lo que permite

obtener una aproximación del comportamiento de la carga y, en consecuencia, de las pérdidas del sistema.

$$P_L^{max} = f(E_i, N_u^i, U_i) \quad (28)$$

Donde:

E_i : Energía suministrada por el transformador i (WH).

N_u^i : Número de usuarios del transformador i.

U_i : Clase de usuarios del transformador i.

Conocido el valor de la demanda máxima y las pérdidas en el cobre a potencia nominal, es posible estimar las pérdidas en condiciones reales de operación ajustándolas en función del nivel de carga, considerando su dependencia con el cuadrado de la corriente.

$$P_L^{max} = P_L^n (S_D^{max} / S_D^n)^2 \quad (29)$$

Donde:

P_L^{max} : Pérdidas del transformador (W) en la demanda máxima S_D^{max} (kVA).

P_L^n : Pérdidas del transformador (W) en la demanda nominal S_D^n (kVA).

Pérdidas en los circuitos secundarios

Con base en los consumos facturados de energía en diferentes puntos del sistema estimar la demanda máxima para cada punto de manera similar a como se describió para los circuitos primarios:

1. Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario el cual incluya los parámetros eléctricos (líneas, fases, etc.).
2. Obtener la demanda máxima del transformador de distribución (W, VAR).
3. Estimar la demanda máxima de cada punto del circuito secundario asociado al transformador de acuerdo con la relación:

$$P_{Di}^{max} = f(E_i, U_i, N_u, C_i) \quad (30)$$

Donde:

P_{Di}^{max} : Demanda máxima del punto i.

E_i : Energía facturada (WH) en el punto i en un intervalo de tiempo.

U_i : Clase de usuario.

N_u : Número de usuarios.

C_i : Capacidad instalada (VA).

Control de pérdidas técnicas

La mejor estrategia para el control de pérdidas eléctricas es realizar un planeamiento adecuado, tanto en la operación como en la expansión de los sistemas eléctricos (Trespacios, 2025).

Las pérdidas eléctricas, así como su control tienen asociados unos costos, por lo tanto, la decisión de tomar una u otra medida para lograr una reducción del nivel de pérdidas del sistema se efectuará con base en una adecuada evaluación económica y financiera. A continuación, se menciona de manera breve el problema de los costos asociados con el control de las pérdidas.

Evaluación económica de la reducción de pérdidas

Para la reducción del nivel de pérdidas en un sistema eléctrico es necesario realizar inversiones como el cambio de conductores, la sustitución de transformadores, la reubicación de cargas, entre otras acciones, y el beneficio neto derivado de estas mejoras se obtiene a partir de la diferencia entre la reducción de los costos asociados a las pérdidas y los costos de inversión requeridos para su implementación (Carvajal & Marín, 2013).

Por lo que la disminución de las pérdidas suele abordarse de manera progresiva, priorizando inicialmente aquellas inversiones de menor costo, pero hay que considerar que a medida que se busca una mayor reducción, los costos incrementan alcanzándose un punto en el cual cualquier mejora adicional deja de ser económicamente viable, porque el costo de inversión supera los beneficios obtenidos por la disminución de las pérdidas (Caicedo Rivadeneira, 2022).

Factores que afectan las pérdidas

La potencia transmitida desde el punto i está dada por:

$$P_{TR} = V_i I \cos \phi \quad (31)$$

Donde:

P_{TR} : Potencia transmitida (W).

V_i : Tensión de la línea en el punto i (V).

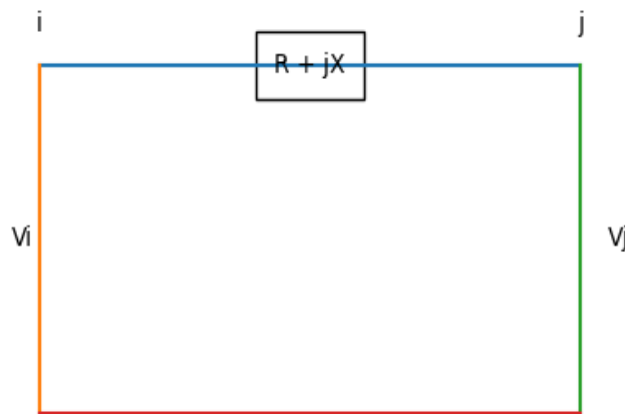
$\cos \emptyset$: Factor de potencia al cual está funcionando la línea.

La relación de pérdidas de potencia respecto a la potencia transmitida está dada por:

$$\frac{P_L}{P_{TR}} = \frac{I^2 R}{P_{TR}} (P_{TR} R / V_i^2 \cos^2 \emptyset) \quad (32)$$

Ilustración 13

Representación simplificada de una línea de distribución



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

El valor de pérdidas y de corriente asociada a la potencia activa enviada por un elemento está dada por:

$$P_L = I^2 R \quad (33)$$

$$I = \frac{P_{TR}}{V_i \cos \emptyset} \quad (34)$$

De acuerdo con lo anterior la corrección del factor de potencia cumple dos finalidades:

Reducir la corriente que circula por el elemento y de esta forma reducir las pérdidas asociadas.

$$P_L^j = P_L^i (\cos \emptyset_i / \cos \emptyset_j)^2 \quad (35)$$

Donde:

P_L^i : Pérdidas al enviar la potencia P_{TR} a un $\cos \emptyset_i$

P_L^j : Pérdidas al enviar la potencia P_{TR} a un $\cos \emptyset_j$

Ilustración 14

Porcentaje de pérdidas en función del valor de resistencia.

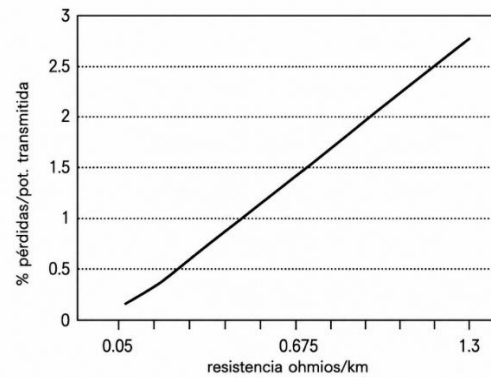


Ilustración 15

Porcentaje de pérdidas en función del factor potencia.

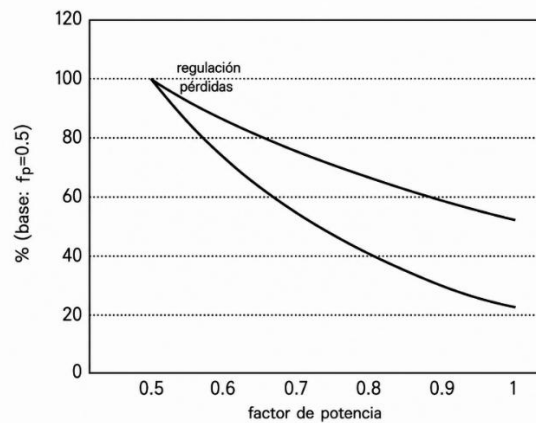
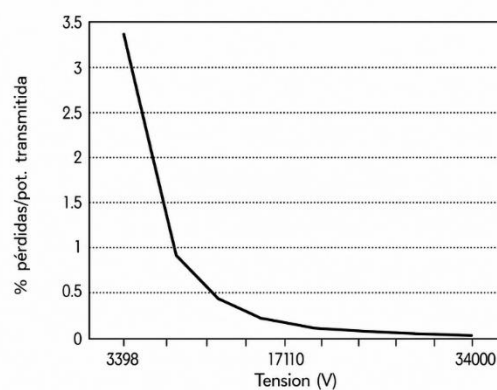


Ilustración 16

Porcentaje de pérdidas en función del nivel de tensión.



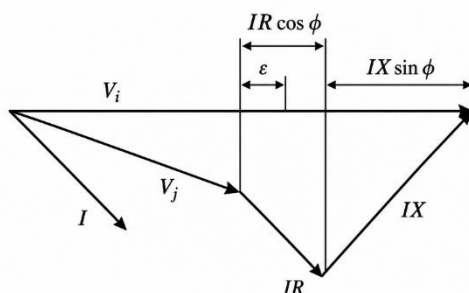
Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Control de pérdidas

El control de pérdidas se debe realizar a todos los niveles del sistema, es decir, a nivel de generación, transmisión y distribución.

Ilustración 17

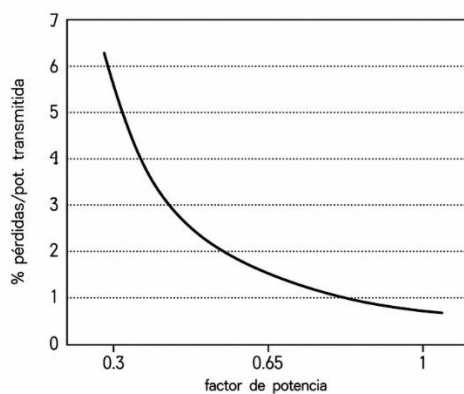
Diagrama vectorial de tensiones y corrientes.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

Ilustración 18

Comportamiento de las pérdidas y la regulación en función del factor de potencia.



Nota. Adaptado de *Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*, por Organización Latinoamericana de Energía, 1990, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.

El objetivo del planeamiento en los subsistemas de distribución es garantizar que el crecimiento de la demanda de energía sea atendido de manera óptima, mediante la incorporación de nuevos elementos al sistema.

Selección óptima de elementos

A continuación, en la Tabla 1 se detallan algunas consideraciones para la selección óptima de los elementos del sistema que tienen mayor impacto sobre las pérdidas:

Tabla 1

Evaluación económica del conductor

Corriente de referencia 150 A					
Referencia de longitud de la línea 1 km					
Conductor	2	1/0	266.6	636.0	1192.5
Capacidad térmica del conductor	150	200	300	600	1000
% de carga	100	75	50	25	15
Peso por km (kg)	136	216	431	1470	2000
Peso relativo del conductor	1.0	1.59	3.17	10.8	14.7
Resistencia Ω /km	1.03	0.67	0.317	0.104	0.055
Pérdidas kW/km	69.5	45.22	21.40	7.02	3.71
Pérdidas a \$250/kw/año \$0.037/kWH					
Valor pérdidas de demanda (\$)	17375	11305	5350	1760	927.5
Pérdidas de energía (kWH) (se considera FI= 0.25)	5631.6	3664.2	1734	568.8	300.6
Valor total (\$)	23006.6	14969.2	7084	2328.8	1228.1
Costo incremental (\$)	8037.4	7885.2	4755.2	1100.7	
Costo de línea total p.u.	1.0	1.1	1.25	1.75	2.5
Estimativo del costo total de la línea \$15530/km	15530	17083	19412	27177	38825
Costo incremental (\$)		1553	2326	7765	11648
Relación beneficio/costo		5.17	3.39	0.61	0.09
Valor presente de costo línea y pérdidas en un período de 20 años al 12% (\$)	187373	128891	72324	44565	47996

Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Conductor económico

En los sistemas eléctricos, es necesario transportar una corriente I a lo largo de una distancia L mediante un conductor de sección S y resistencia R . En este contexto, el problema de la selección del conductor económico consiste en determinar la corriente, o el rango óptimo de corriente, para un conductor específico, considerando que este posee un costo por unidad de longitud y una resistencia determinada (Kosow, 2021). El objetivo es encontrar un equilibrio entre los costos de inversión del conductor y las pérdidas de energía asociadas a su uso, de modo que se garantice una solución técnica y económicamente eficiente.

Transformador económico

A diferencia de los costos de los conductores en los costos de los transformadores existen economías de escalas significativas, es decir, que entre mayor sea la potencia del transformador, menor costo se tendrá por unidad de potencia (kV A).

Se calculan las pérdidas en el cobre cada transformador como:

$$P_L^R = P_L^n (P^R / P^n)^2 \quad (36)$$

P_L^R : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a la demanda de referencia (10 kV A).

P_L^U : Pérdidas en vacío (W) del transformador a la tensión nominal.

P_L^n : Pérdidas en el cobre (W) del transformador a condiciones nominales.

La mejor alternativa para considerar es la que dé menores costos, en este caso el transformador de 10 kV A.

Tabla 2

Evaluación económica de condensadores

Costo anual de instalar los condensadores	197.000
Costo anual de pérdidas	
Sin los condensadores	881.600
Con los condensadores	587.200
Ahorros	294.400
Relación Beneficio/Costo	294.400/197.000=1.49

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Condensador económico

La evaluación de la relación beneficio/costo derivado de la corrección del factor de potencia mediante la instalación de bancos de condensadores se realiza de forma similar al análisis aplicado en conductores y transformadores. Para ello, en primer lugar, se considera el costo anual de la instalación del conjunto de condensadores, estimado en \$197.000. Posteriormente, se evalúan los costos asociados a las pérdidas del sistema, tanto en condiciones sin compensación como con la instalación de los condensadores, tomando en cuenta principalmente las pérdidas vinculadas a la demanda, las cuales se determinan mediante estudios de flujo de carga.

Asimismo, la incorporación de condensadores permite reducir las pérdidas del sistema, lo que se traduce en un ahorro en los costos operativos anuales. Finalmente, la relación beneficio/costo se establece como el cociente entre los ahorros económicos obtenidos y la inversión realizada, permitiendo determinar la viabilidad económica de la implementación de esta medida.

II. METODOLOGÍA

La presente investigación posee un enfoque cuantitativo, debido a que se fundamenta en el análisis de datos operativos reales del sistema eléctrico de potencia de la Unidad de Negocio Manabí y el Oro pertenecientes a CNEL EP, con la finalidad de determinar las pérdidas técnicas presentes en los niveles de subtransmisión, media tensión. Para ello, se emplearon modelos matemáticos, técnicas de análisis eléctrico y simulaciones computacionales mediante software especializado de ingeniería.

La metodología se desarrolló mediante un análisis funcional especializado del sistema eléctrico, segmentándolo en sus principales etapas operativas con el propósito de identificar y cuantificar las pérdidas técnicas en cada nivel de tensión. Inicialmente, se realizó la modelación de la red eléctrica en el software eléctrico especializado, que fue realizada íntegramente por los autores de la tesis, usando como referencia el diagrama georreferenciado real de la provincia de Manabí para el modelado el diagrama unifilar del sistema, incorporando líneas aéreas, transformadores, subestaciones y cargas. Esta representación permitió reproducir las condiciones reales de operación del sistema eléctrico de la provincia de Manabí y efectuar estudios de flujo de carga para la determinación de pérdidas.

Posteriormente, se analizaron las pérdidas técnicas en las redes de media tensión, considerando tanto las líneas de distribución como los transformadores instalados en los alimentadores. A partir de los reportes generados por el software eléctrico especializado se obtuvieron los valores de pérdidas de potencia en líneas, cables y transformadores. Adicionalmente, se utilizaron los reportes de pérdidas en vacío de los transformadores para diferenciar las pérdidas en el hierro de las pérdidas en el cobre, permitiendo una evaluación más precisa de las pérdidas asociadas a cada elemento de la red.

El procedimiento de cálculo requirió información operativa proveniente de los sistemas de medición, incluyendo energía mensual, corriente, potencia, voltaje, factor de potencia y demanda máxima de los alimentadores. Asimismo, se recopiló información técnica relacionada con la longitud de las redes, cantidad de transformadores, número de clientes y características de los circuitos eléctricos.

El factor de carga se determinó mediante la relación entre la energía consumida durante el período de análisis y la energía que habría sido consumida si la demanda máxima se hubiese mantenido constante durante todo el período, posteriormente se calculó el factor de pérdidas considerando la variación de la demanda y del factor de potencia en los diferentes intervalos

de operación del alimentador, con estos parámetros se pudo relacionar las pérdidas de potencia obtenidas mediante simulación con las pérdidas de energía registradas en el sistema.

Como complemento al análisis realizado en el software eléctrico especializado, se desarrolló una herramienta computacional utilizando el lenguaje de programación Python para el estudio de sistemas eléctricos en los niveles de subtransmisión y media tensión. La aplicación fue diseñada mediante la librería Tkinter y permitió la importación, validación y procesamiento de bases de datos eléctricas correspondientes a barras, líneas y transformadores. Para el manejo y organización de la información se empleó la librería Pandas.

La herramienta desarrollada permitió ejecutar cálculos relacionados con voltajes, flujos de potencia y pérdidas eléctricas, generando resultados organizados de forma gráfica y tabular para facilitar su interpretación. Finalmente, los resultados obtenidos mediante las simulaciones en el software eléctrico especializado y el procesamiento realizado en Python fueron analizados comparativamente para determinar el comportamiento de las pérdidas técnicas en los sistemas de subtransmisión, media tensión de la provincia de Manabí.

III. DESARROLLO METODOLOGICO Y ANALISIS DE RESULTADOS

A continuación, se redacta la metodología implementada para el análisis de pérdidas técnicas en subtransmisión y media tensión haciendo uso de datos reales para los cálculos matemáticos. El diagrama unifilar desarrollado en el software eléctrico especializado para posteriormente crear en Python un lenguaje de alto nivel y con buenas herramientas para el análisis matemático y la creación de una aplicación, con el que se pretende cubrir los siguientes puntos.

- Diseñar el diagrama unifilar correspondiente a Manabí en el software eléctrico especializado que incluya (líneas aéreas, transformadores de potencia de las subestaciones y cargas).
- Precisar mediante el uso del software eléctrico especializado las pérdidas de potencia en las redes de media tensión abarcando transformadores y líneas, para posteriormente calcular las pérdidas de energía en el nivel primario de las redes de distribución.
- Precisar un modelo de circuito secundario para realizar el cálculo de pérdidas de potencia y energía en redes secundarias, abarcando acometidas y medidores.
- Diseñar un programa haciendo uso del lenguaje de programación Python, enfocado en el análisis de sistemas eléctricos de potencia abarcando dos diferentes niveles de tensión: subtransmisión y media tensión.

El objetivo es desarrollar una herramienta computacional que permita determinar las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de potencia, haciendo uso de demandas horarias y flujos de potencia, que sea de fácil manejo y este bien optimizada para el funcionamiento en todo dispositivo portátil. Seguidamente se presenta el procedimiento metodológico:

1. Previo al análisis de pérdidas técnicas, se lleva a cabo el modelado del diagrama unifilar de la Unidad de Negocios Manabí por parte de los autores de la tesis José Luis Salan Chávez y Lectong Palacios Luis Carlos con la dirección del Ing. Vladimir Jaramillo García PhD, tutor de la presente tesis. Usando el diagrama georreferenciado del mismo para su elaboración en el software eléctrico especializado.
2. Dentro del estudio de pérdidas de energía se necesita contar con la información de: energía mensual, corriente, potencia, voltaje, factor de potencia y la demanda máxima del alimentador.
3. Haciendo uso de una base datos eléctricos en Excel se comienza con el modelado del código en PYTOHN para la obtención de pérdidas del sistema y estudios eléctricos como voltaje y potencia en subtransmisión y media tensión.

- Se definió la integración de dos pestañas detallando los niveles de tensión, que permitan una comprensión intuitiva al usuario.
 - i. Subtransmisión, comprendida de 34.5kV-138Kv.
 - ii. Media Tensión, comprendida de 2.4Kv-34.5kV

Metodología para subtransmisión

Tenemos como dato de entrada los resultados de flujo realizado con un software eléctrico especializado. El sistema fue modelado desde cero a partir del diagrama unifilar proporcionado por CNEL Unidad de Negocio Manabí e inspecciones en sitio.

Tabla 3

Resultados de flujo

POWER BALANCE						
% Load	Pgen (MW)	Qgen (MVAR)	Pload (MW)	Qload (MVAR)	Ploss (MW)	Qloss (MVAR)
100	107,04	33,38	103,96	25,07	3,29	8,31
90	96,02	28,43	93,58	22,56	2,64	5,87
80	85,19	24,30	83,19	20,06	2,19	4,24
70	74,32	19,88	72,81	17,55	1,69	2,33
60	63,52	15,76	62,44	15,04	1,27	0,72
50	52,80	11,89	52,06	12,53	0,93	-0,64

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos*, 2026, autores de la investigación

Se tiene como entrada de datos tres perfiles horarios de consumo eléctrico para tres tipos de días representativos de la operación del sistema: laborable, sábados y domingo como en la Tabla 4. Estos datos son esenciales para modelar el comportamiento dinámico de la demanda a lo largo de un día típico y constituye un punto de partida para desarrollar la metodología. **Tabla 4**

Perfiles de horarios de consumo eléctrico

LABORABLE		SÁBADO		DOMINGO		GENERACIÓN	
HORA	MW	HORA	MW	HORA	MW	HORA	MW
1:00	57,89	1:00	59,65	1:00	60,45	1:00	0,00
2:00	56,10	2:00	57,54	2:00	57,71	2:00	0,00
3:00	54,74	3:00	56,23	3:00	56,40	3:00	0,00
4:00	54,24	4:00	54,47	4:00	55,34	4:00	0,00
5:00	55,53	5:00	55,46	5:00	54,89	5:00	0,00
6:00	60,59	6:00	57,59	6:00	55,14	6:00	0,00
7:00	58,40	7:00	54,42	7:00	50,30	7:00	0,00
8:00	60,15	8:00	57,42	8:00	51,55	8:00	0,00
9:00	68,31	9:00	62,35	9:00	54,01	9:00	0,00

10:00	71,94	10:00	66,53	10:00	56,75	10:00	0,00
11:00	74,29	11:00	69,54	11:00	59,13	11:00	0,00
12:00	74,20	12:00	70,46	12:00	60,48	12:00	0,00
13:00	72,72	13:00	69,44	13:00	60,18	13:00	0,00
14:00	74,10	14:00	68,17	14:00	60,08	14:00	0,00
15:00	74,15	15:00	68,03	15:00	59,80	15:00	0,00
16:00	75,19	16:00	67,26	16:00	59,56	16:00	0,00
17:00	76,51	17:00	67,09	17:00	59,78	17:00	0,00
18:00	79,67	18:00	70,85	18:00	64,70	18:00	0,00
19:00	96,52	19:00	91,09	19:00	86,04	19:00	0,00
20:00	95,31	20:00	89,98	20:00	87,19	20:00	0,00
21:00	90,70	21:00	87,97	21:00	84,38	21:00	0,00
22:00	83,99	22:00	81,67	22:00	78,29	22:00	0,00
23:00	74,45	23:00	74,34	23:00	67,68	23:00	0,00
24:00	64,80	24:00	64,95	24:00	59,55	24:00	0,00

Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Se tiene como datos de entrada los días del año por mes laborable, sábado y domingos y el total.

Tabla 5

Entrada los días del año

2009	LABORABLE	SÁBADO	DOMINGO	TOTAL
Enero	21	5	5	31
Febrero	22	4	2	28
Marzo	22	4	5	31
Abril	22	4	4	30
Mayo	20	5	6	31
Junio	22	4	4	30
Julio	23	4	4	31
Agosto	20	5	6	31
Septiembre	22	4	4	30
Octubre	21	5	5	31
Noviembre	19	4	7	30
Diciembre	23	4	4	31

Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

La demanda máxima se obtiene de los resultados de corrida de flujo de carga correspondiente a un escenario de máxima carga (100%).

$$D_{max} = P_{carga} + P_{perdidas}$$

Para generalizar resultados y permitir su aplicación en diferentes condiciones de operación se implementó un proceso de normalización de las curvas de carga.

$$Factor_{carga}(h) = \frac{P(h)}{D_{max}}$$

$$Fcarga(h) = \text{Factor de carga}$$

$$P(h) = \text{Demanda horaria}$$

$$Dmax = \text{Demanda maxima}$$

Para el cálculo del factor de pérdidas, el cual relaciona las pérdidas de energía con las pérdidas de potencia máxima. Dado que las pérdidas en líneas de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente y manteniendo el voltaje constante se establece como:

$$\text{Factor}_{\text{pérdidas}}(h) = [Fcarga(h)]^2$$

Las pérdidas horarias se expresan como porcentaje de la pérdida máxima, lo que permite visualizar claramente la variación relativa de las pérdidas a lo largo del día.

$$\% \text{Pérdidas}(h) = \frac{P_{\text{pérdida}}(h)}{P_{\text{pérdidas,max}}} \times 100$$

Se calcula el valor del factor de carga para los días laborables, sábados y domingos y se multiplican por 100 para pasarlos a porcentaje y realizar la gráfica curva de carga en la cual la variable independiente es el tiempo en horas.

Para el cálculo del factor de pérdidas, el cual relaciona las pérdidas de energía con las pérdidas de potencia máxima. Dado que las pérdidas en líneas de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente y manteniendo el voltaje constante se establece como:

$$\text{Factor}_{\text{pérdidas}}(h) = [Fcarga(h)]^2$$

Las pérdidas horarias se expresan como porcentaje de la pérdida máxima, lo que permite visualizar claramente la variación relativa de las pérdidas a lo largo del día.

$$\% \text{Pérdidas}(h) = \frac{P_{\text{pérdida}}(h)}{P_{\text{pérdidas,max}}} \times 100$$

$P_{\text{pérdidas}}(h)$: Se calculan **con respecto al flujo de potencia** dado por el software eléctrico especializado

$P_{\text{pérdidas,max}}$: Es el resultado de pérdida máxima dada al 100% de carga

Se calcula las pérdidas horarias para los días laborables, sábados y domingos y se realiza la curva con respecto a un tiempo de 24 horas.

Para el cálculo de pérdidas y potencia se usarán las tres tablas ingresadas anteriormente, los tres perfiles de horario (Días laborables, sábados y domingos), el resultado del flujo de potencia dado por el software especializado y los días del año por mes.

La diferencia entre potencia de entrada y potencia de salida son las pérdidas.

$$P_{perdidas} = P_{entrada} - P_{salida}$$

La energía mensual o energía por mes es:

$$E = P * T$$

$$E = energia(KWh)$$

$$P = Potencia(Kw)$$

$$t = Horas\ de\ operacion$$

El sistema trabaja todo el mes:

$$t = (dias\ del\ mes) \times 24$$

La diferencia entre energía de entrada y energía de salida son las pérdidas.

$$E_{perdidas} = E_{entrada} - E_{salida}$$

El porcentaje de pérdidas se calcula:

$$\% Perdidas = \frac{E_{perdida}}{E_{entrada}} \times 100$$

$$\% Perdidas = \frac{P_{perdida}}{P_{entrada}} \times 100$$

Se realiza lo mismo para todos los meses del año.

Para el cálculo anual se realiza lo siguiente:

$$E_{anual} = \sum_{i=1}^{12} E_{perdida}$$

$$\% Perdidas = \frac{P_{perdida,anual}}{P_{entrada,anual}} \times 100$$

El objetivo de la metodología propuesta es automatizar el cálculo de pérdidas técnicas al desarrollar una herramienta computacional que permita determinar las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos de potencia, haciendo uso de demandas horarias y flujos de potencia. Y que sea de fácil manejo y está bien optimizada para el funcionamiento en cualquier computador moderno.

Herramientas tecnológicas utilizadas

Tabla 6

Herramientas utilizadas

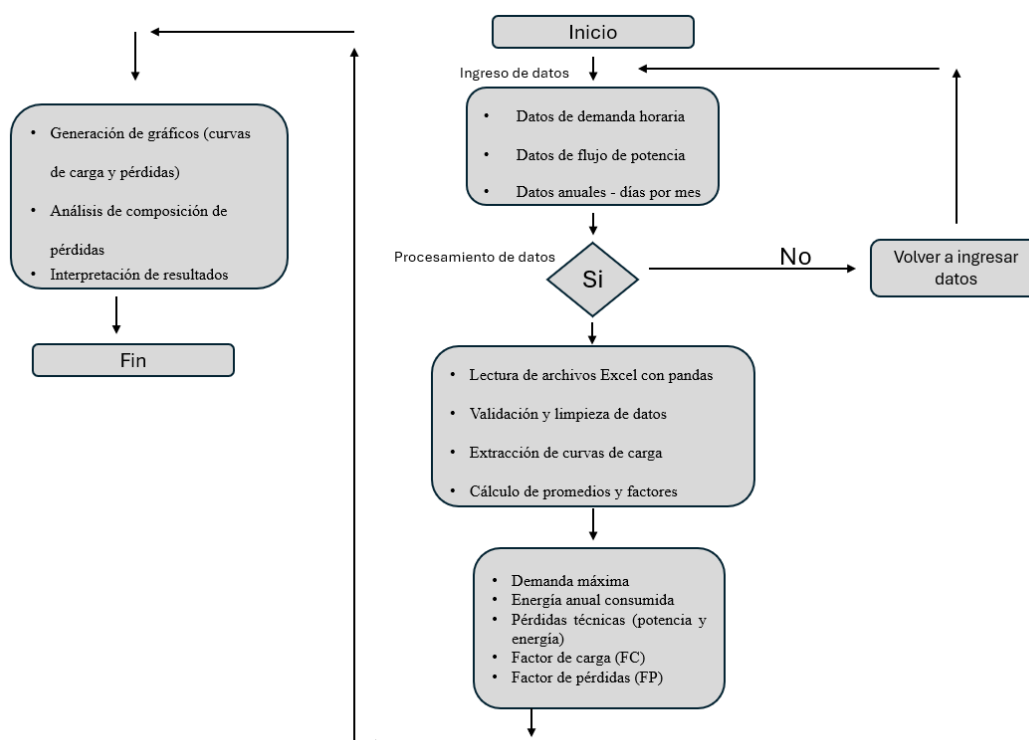
Herramienta	Función
Python	Lenguaje de programación principal
Tkinter	Interfaz gráfica de usuario
Pandas	Procesamiento y análisis de datos
Matplotlib	Generación de gráficos
Numpy	Cálculos numéricos avanzados

Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Diagrama del flujo desarrollado en el software:

Ilustración 19

Diagrama del flujo



Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Diagrama del flujo metodológico

FASE 1: RECOPIACION
• Datos de demanda horaria (Excel 1) • Datos de flujo de potencia (Excel 2) • Datos anuales - días por mes (Excel 3)

FASE 2: PROCESAMIENTO
• Lectura de archivos Excel con pandas • Validación y limpieza de datos • Extracción de curvas de carga • Cálculo de promedios y factores

FASE 3: CÁLCULOS
• Demanda máxima (D_{max}) • Energía anual consumida • Pérdidas técnicas (potencia y energía) • Factor de carga (FC) • Factor de pérdidas (FP)

FASE 4: ANALISIS
• Generación de gráficos (curvas de carga y pérdidas) • Análisis de composición de pérdidas • Interpretación de resultados

Estructura de la interfaz gráfica

Tabla 7

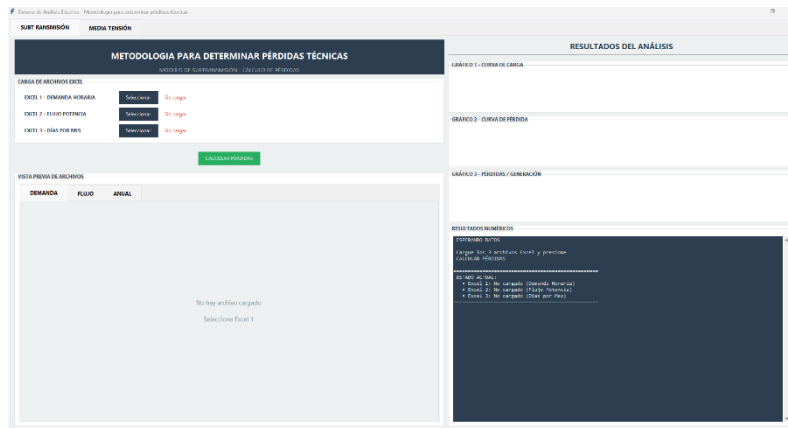
Estructura de la interfaz gráfica

Sistema de análisis eléctrico	
Subtransmisión	Media tensión
Carga de archivos • Excel 1 • Excel 2 • Excel 3	Gráficos • Curva de carga • Curva de Pérdida • Pérdida vs Generación
Vista previa	Resultados • Demanda máxima • Pérdidas

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Ilustración 20

Ejecución del programa



Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos*, 2026, autores de la investigación

Metodología para media tensión

Para poder realizar los estudios de pérdidas de energía en media tensión, es necesario tener la información de: Demanda horaria, Flujo de potencia, Día por mes y Pérdidas en vacío de transformadores.

Como primer dato de entrada se tiene la demanda horaria de los días laborables, sábados y domingos.

Tabla 8

Demanda horaria

Hora	Laborable_MW	Sabado_MW	Domingo_MW
1	57,89	59,65	60,45
2	56,1	57,54	57,71
3	54,74	56,23	56,4
4	54,24	54,47	55,34
5	55,53	55,46	54,89
6	60,59	57,59	55,14
7	58,4	54,42	50,3
8	60,15	57,42	51,55
9	68,31	62,35	54,01
10	71,94	66,53	56,75
11	74,29	69,54	59,13
12	74,2	70,46	60,48
13	72,72	69,44	60,18
14	74,1	68,17	60,08
15	74,15	68,03	59,8
16	75,19	67,26	59,56
17	76,51	67,09	59,78
18	79,67	70,85	64,7
19	96,52	91,09	86,04
20	95,31	89,98	87,19

21	90,7	87,97	84,38
22	83,99	81,67	78,29
23	74,45	74,34	67,68
24	64,8	64,95	59,55

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Tenemos los datos de entrada de flujo de potencia que contiene las pérdidas del sistema.

Tabla 9

Datos de entrada de flujo de potencia

Concepto		kW	kVAR	kVA	FP_porcentaje
Fuentes (Potencia de equilibrio)		2493,2	861,59	2637,87	94,52
Carga utilizada		2436,41	772,9	2556,06	95,32
Pérdidas en las líneas		24,12	38,69	45,59	52,9
Pérdidas en los cables		0,14	0,5	0,52	27,47
Pérdidas en los transformadores		32,53	60,5	68,69	47,36
Pérdidas totales		56,79	99,69	114,73	49,5

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Se tiene como datos de entrada los días del año por mes.

Tabla 10

Datos de los días del año

Mes	Laborable	Sábado	Domingo
ENERO	22	4	5
FEBRERO	20	4	4
MARZO	22	4	5
ABRIL	21	4	5
MAYO	22	4	5
JUNIO	21	4	5
JULIO	22	4	5
AGOSTO	22	4	5
SEPTIEMBRE	21	4	5
OCTUBRE	22	4	5
NOVIEMBRE	21	4	5
DICIEMBRE	22	4	5

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Se tiene como datos de entrada las pérdidas en los transformadores.

Tabla 11*Datos de pérdidas en los transformadores*

Transformador	Capacidad_kVA	Pérdida_Vacio_kW	Fase
31620_MTA-1	25	0,1	A
31622_MTA-1	25	0,1	A
31621_MTA-1	25	0,1	A
31623_MTA-1	25	0,1	A
31619_MTA-1	25	0,1	A
31617_MTA-1	25	0,1	A
31618_MTA-1	25	0,1	A
31616_MTA-1	25	0,1	C
31625_MTA-1	25	0,07	C
31627_MTA-1	50	0,1	C
31635_MTA-1	50	0,16	C
31854_MTA-1	25	0,16	C

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Determinar los siguientes factores con la información que se obtiene del medidor:

Factor de carga:

$$fc = \frac{\text{Energía (mes)}}{D_{\max} * 24 * \text{días}} < 1$$

Factor de pérdida:

$$fp = \frac{\sum_{t=1}^n ($$

Donde:

fp= factor de pérdidas

Di= demanda de intervalo i

Dmax= demanda máxima del alimentador

Fpoti= factor de potencia en el intervalo i

Fpotmax = factor de potencia máximo

Una vez que se tiene el factor de pérdidas del alimentador, lo siguiente que se tiene que realizar es el cálculo de pérdidas de potencia en media tensión (transformadores y líneas) con el software eléctrico especializado y generar lo siguiente:

- Reporte Sumario, que es donde se puede obtener los valores de pérdidas de potencia en líneas, cables y transformadores.

- Reporte de pérdidas en vacío de los transformadores este reporte se lo debe de generar para poder determinar las pérdidas en vacío de los transformadores instalados en la red.
- Adicionalmente se debe de restar el valor obtenido en el reporte sumario (transformadores) con el valor de las pérdidas en vacío esto sirve para obtener el valor de pérdidas en cobre.

El formato del reporte de pérdidas en vacío de los transformadores se presenta en la Ilustración 21.

Ilustración 21

Ejecución del programa

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Nro. equipo	Nombre equipo A	Nombre equipo B	Nombre equipo C	Cap nom (A) (kVA)	Cap nom (B) (kVA)	Cap nom (C) (kVA)	Pérdida en vacío A (kw)	Pérdida en vacío B (kw)	Pérdida en vacío C (kw)	Pérdidas en vacío A+B+C (kW)
50	5135	TRT-1A50			50			0,16			0,16
51	5126			TRT-1C50			50			0,16	0,16
52	5123			TRT-1A50			50			0,16	0,16
53	5124			TRT-1C50			50			0,16	0,16
54	5131		TRT-1C50			50			0,16		0,16
55	5130		TRT-1C15			15			0,07		0,07
56	5129			TRT-1C50			50			0,16	0,16
57	5127		TRT-1C50			50			0,16		0,16
58									Pérdidas Totales		7,04

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos*, 2026, autores de la investigación

El formato del reporte sumario de la red se presenta en la ilustración 22.

Ilustración 22

Ejecución del programa

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2										
3	Flujo de carga - Reporte sumario									
40	Pérdidas en las líneas			1,63	2,44	2,93	55,51			
41	Pérdidas en los cables			0	0	0	0			
42	Pérdidas en los transformadores			15,44	33,91	37,26	41,44			
43	Pérdidas totales			17,07	36,35	40,16	42,51			
44										
45										
46										
47										
48	Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso				%		
49		A	0	12956A				58,99		
50	Sobrecarga	B	0	12841A				60,7		
51		C	0	12945A				64		
52		A	0	12975A				98,73		
53	Baja tensión	B	0	12990A				98,57		
54		C	0	13008A				98,5		
55		A	0	1081				100		
56	Alta tensión	B	0	1081				100		
57		C	0	1081				100		

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

El factor de utilización del alimentador se lo determina de la siguiente manera.

$$factor\ de\ utilizacion = \frac{D_{max}}{K\ va\ inst * f_{pot}}$$

Donde:

D_{max} = es la demanda máxima del alimentador

F_{pot} = es el factor de potencia del alimentador

K_{va_inst} = son los kva instalados del alimentador

Con el factor de utilización y el porcentaje de pérdidas del primario del alimentador se procede a calcular los kW de cada transformador.

La demanda promedio se obtiene:

$$D_{prom} = \left(\frac{1}{24}\right) * \sum_{h=0}^{23} Dia(h)$$

Funciona para días laborables, sábados y domingos

El cálculo de la energía anual se realiza de la siguiente forma:

$$E_{anual} = D_{prom} * N_{dias} * 24 * 1000$$

La demanda máxima es el máximo consumo entre los días laborables, sábados y domingos.

$$D_{max} = \max(D_{lab}, D_{sab}, D_{dom})$$

Las pérdidas anuales por componente se sacan de la siguiente manera.

$$P_{anual} = P_{perdidas, linea, cobre, nucleo} * 8760 * F_p$$

$$F_p = \text{Factor de pérdidas}$$

Para automatizar loss cálculos se programó un software paralelo al de subtransmisión.

Herramientas tecnológicas utilizadas

Tabla 12

Herramientas utilizadas

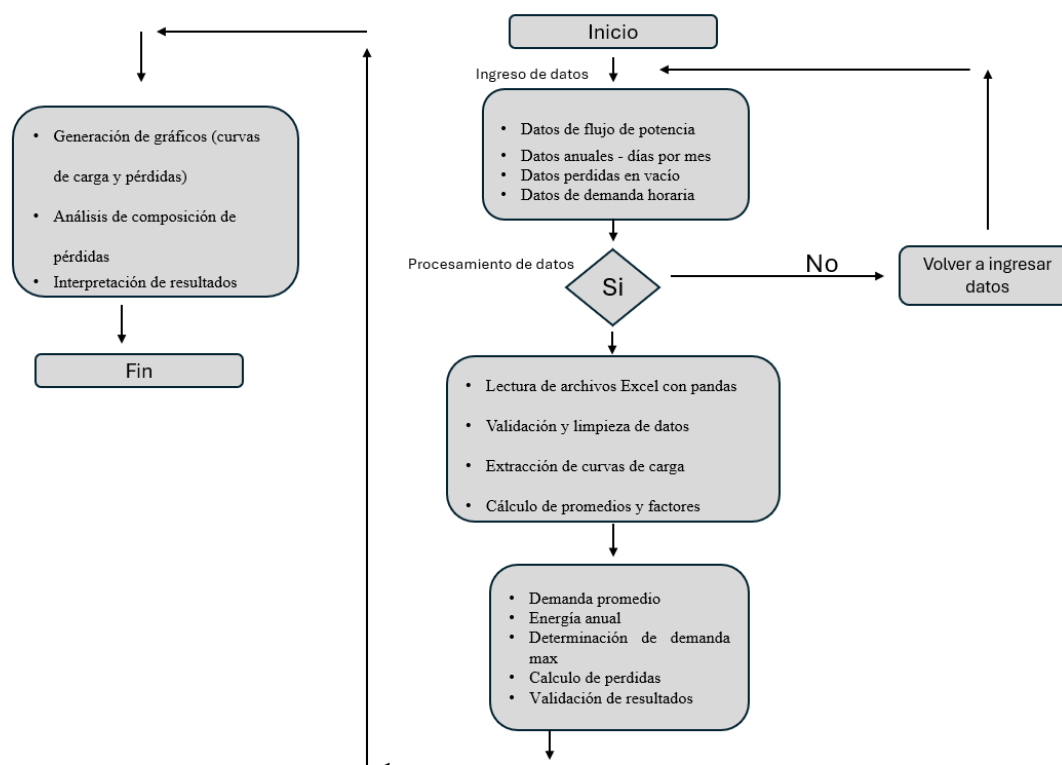
Herramienta	Función
Python	Lenguaje de programación principal
Tkinter	Interfaz gráfica de usuario
Pandas	Procesamiento y análisis de datos
Matplotlib	Generación de gráficos
Numpy	Cálculos numéricos avanzados

Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Diagrama de flujo desarrollado en el software:

Ilustración 23

Diagrama de flujo



Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Estructura de la interfaz gráfica

Tabla 13

Estructura de la interfaz gráfica

Sistema de análisis eléctrico	
Subtransmisión	Media tensión
Carga de archivos	Gráficos
- Excel 1 - Excel 2 - Excel 3	- Curva de carga - Curva de Pérdida - Pérdida vs Generación
Vista previa	Resultados
	- Demanda máxima - Pérdidas

Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

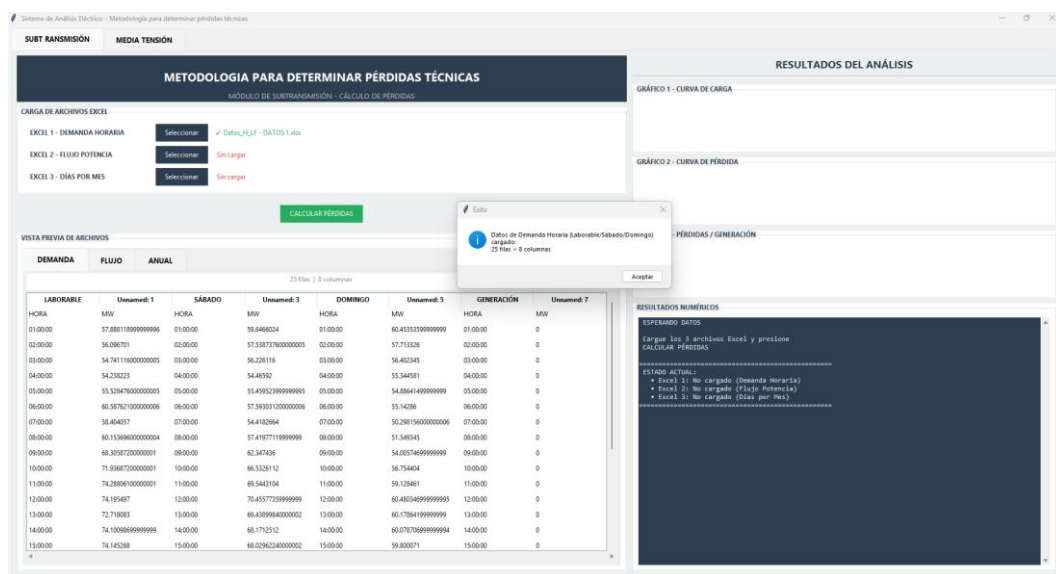
Análisis de resultado

Subtransmisión:

Se carga cada uno de los archivos Excel a nuestro programa para q nuestro algoritmo interno los procese y haga el proceso correspondiente.

Ilustración 24

Ejecución del programa

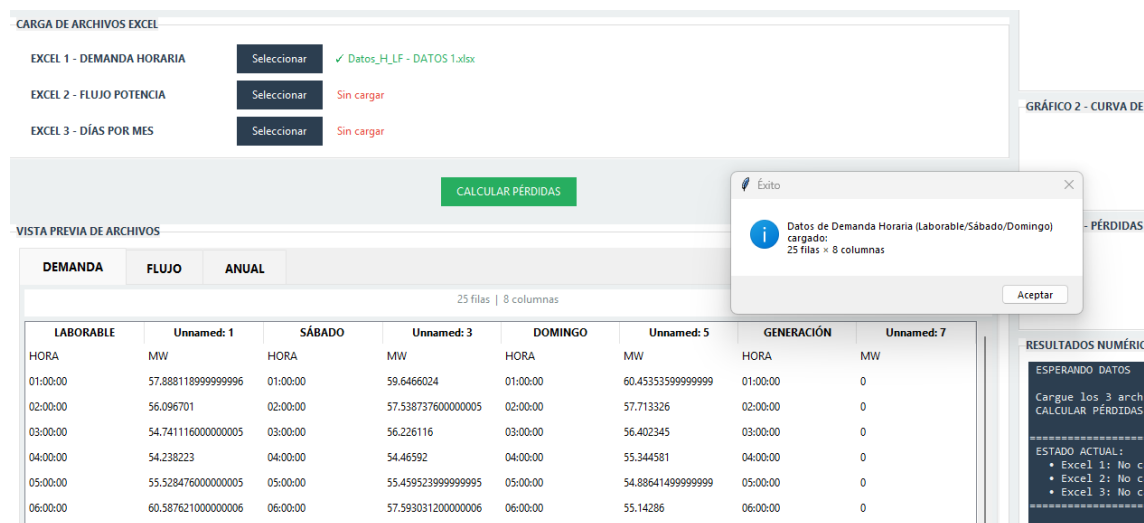


Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos*, 2026, autores de la investigación

Y al mismo tiempo se puede visualizar los datos que estamos ingresando para validar valores.

Ilustración 25

Validación de valores

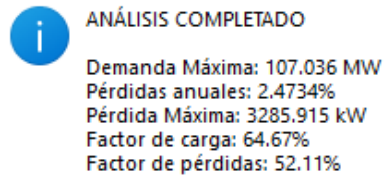


Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos*, 2026, autores de la investigación

Se obtiene los siguientes resultados:

Ilustración 26

Análisis de subtransmisión



Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Resultados Del Análisis - Subtransmision

DEMANDA MÁXIMA

Demanda Máxima: 107.036 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 14,998,383.07 kWh

Pérdidas anuales: 2.4734 %

Pérdida Máxima: 3285.915 kW

Pérdidas potencia: 3.0699 %

FACTORES

Factor de carga: 64.67 %

Factor de pérdidas: 52.11 %

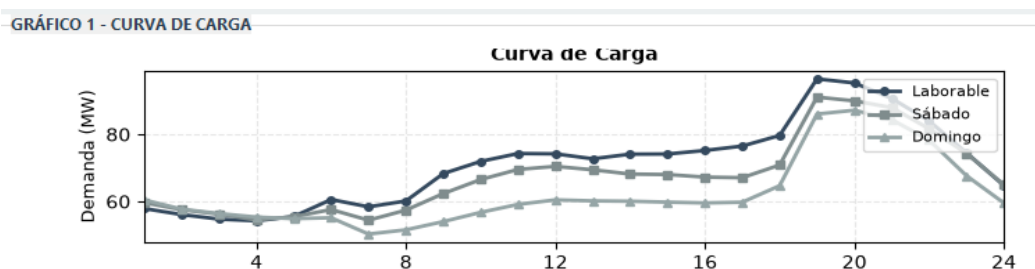
ENERGÍA

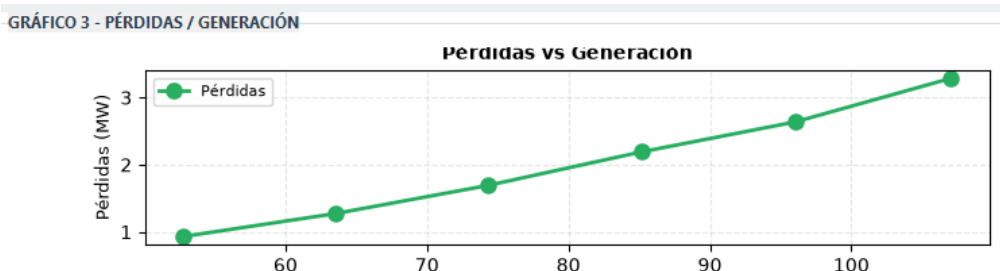
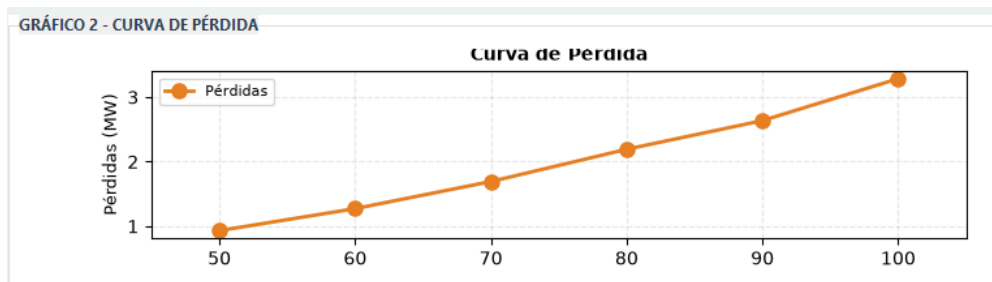
Energía anual: 606,383,679.21 kWh

Obteniendo de programa SIPT obtenemos las siguientes graficas:

Ilustración 27

Gráficas de programa SIPT





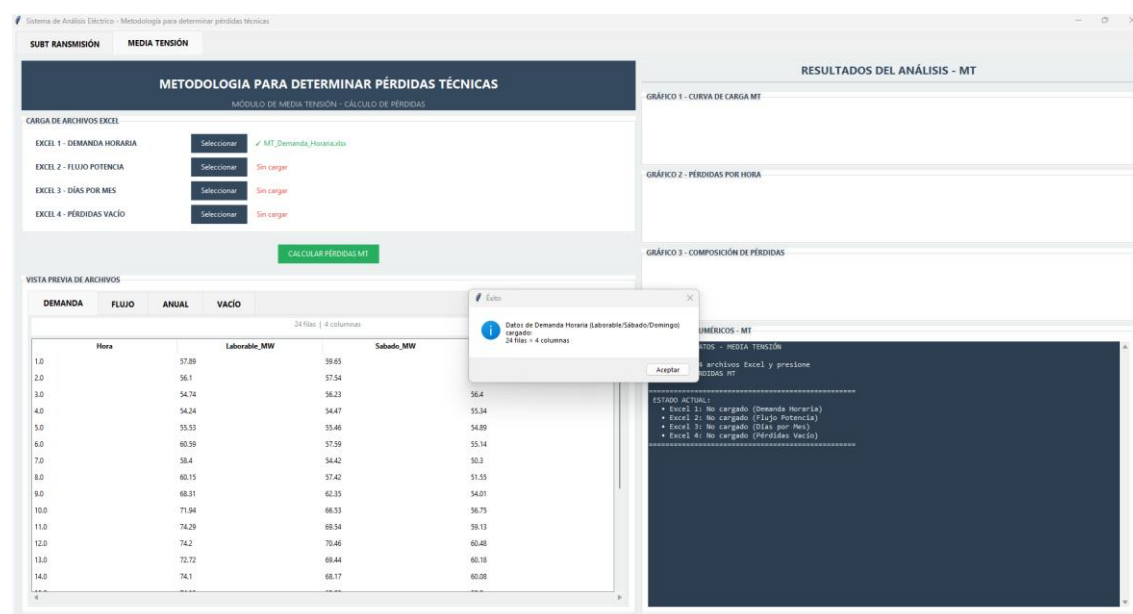
Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Media tensión:

Se carga cada uno de los archivos Excel a nuestro programa para que nuestro algoritmo interno los procese y obtener los resultados correspondientes.

Ilustración 28

Ejecución del programa



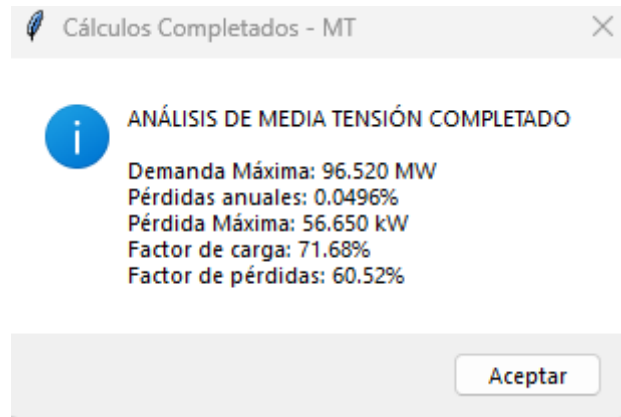
Nota. Elaborada por *Salan José y Lectong Carlos, 2026*, autores de la investigación

Y al mismo tiempo se puede visualizar los datos ingresar para validar datos, en media tensión necesitaremos ingresar cuatros archivos Excel.

Realizamos el cálculo y obtenemos los siguientes valores:

Ilustración 29

Análisis de media tensión



Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

Resultados Del Análisis - Media Tensión

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

- Líneas MT: 24.12 kW
- Transformadores (Cobre): 22.77 kW
- Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh

Obteniendo de programa SIPT obtenemos las siguientes gráficas:

Ilustración 30

Gráficas de programa SIPT

GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

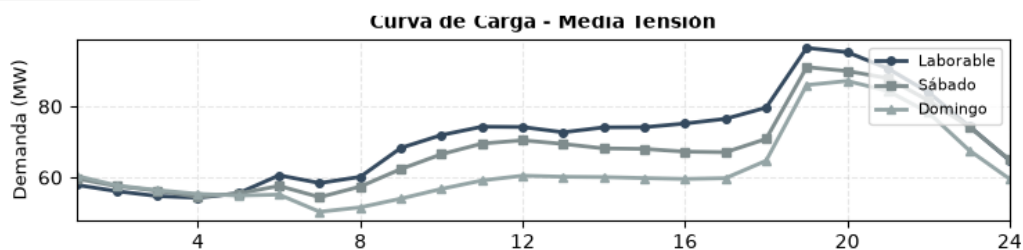
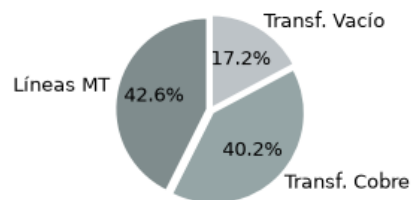


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA



GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composición de Pérdidas en Máxima Demanda



Nota. Elaborada por Salan José y Lectong Carlos, 2026, autores de la investigación

IV. CONCLUSIÓN

El reconocimiento de las etapas funcionales del sistema eléctrico posibilitó delimitar de manera clara los puntos donde se originan y consolidan las pérdidas técnicas, identificando que los sistemas de subtransmisión y distribución presentan principalmente pérdidas técnicas, permitiendo orientar el análisis de manera correcta, debido a que dentro de cada etapa funcional existen características técnicas, condiciones de operación y niveles de tensión diferentes, influyendo de manera directa en la magnitud y el comportamiento de las pérdidas.

Se desarrolló una metodología estructurada que detalla los procedimientos, fórmulas y variables necesarias para calcular las pérdidas técnicas, para el sistema de subtransmisión se consideraron parámetros como la longitud de las líneas, la carga transportada y las características de los transformadores de potencia, mientras que, para el sistema de distribución se incorporaron variables específicas como la configuración de las redes, el factor de carga y las características de los transformadores de distribución. Esta estructura facilita el cálculo preciso de las pérdidas y establece una metodología organizada, adaptable a diferentes configuraciones de red y escalable para su aplicación en otras zonas del sistema eléctrico nacional.

La validación de la metodología mediante el uso del software eléctrico especializado y la programación en Python demostró que el enfoque propuesto es fiable, práctico y aplicable al sistema eléctrico, ya que el diagrama unifilar y los estudios de flujo de carga realizados en el software eléctrico especializado permitieron obtener datos realistas de operación y cuantificar las pérdidas en líneas y transformadores con información detallada por cada alimentador.

El programa desarrollado en Python facilitó la gestión de bases de datos y la representación gráfica de los resultados para comparar y visualizar el comportamiento de las pérdidas tanto en media tensión como en distribución, validando la metodología propuesta mediante simulaciones en software especializado confirmando su utilidad para el diagnóstico, monitoreo y la toma de decisiones orientadas a la optimización del sistema eléctrico

V. REFERENCIAS

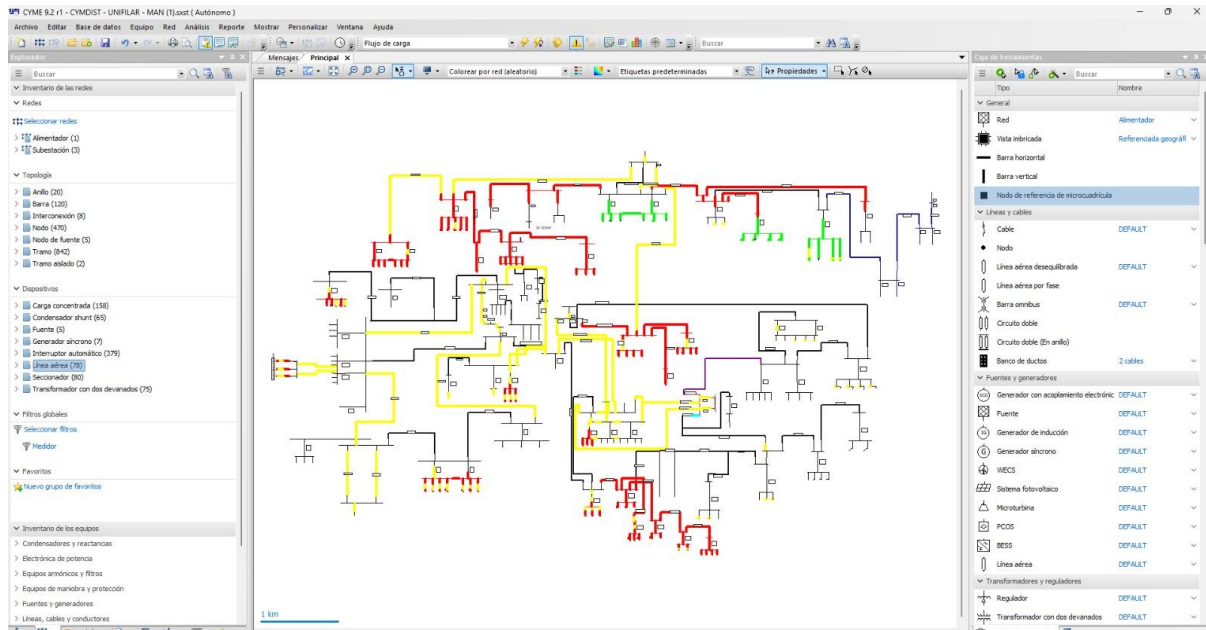
- Agencia de Regulación y Control de Energía. (s. f.). Regulación Arconel 009/2024.
- Álvarez Osorio, D., Arenas Crespo, O., Arregocés Guerra, P., Rodríguez Suárez, J. C., Tobar Rosero, O. A., & Zapata Madrigal, G. D. (2025). Modernización del sistema de diagnóstico automático de eventos en líneas de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica. *Revista EIA*, 22(43), 34. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9960629>
- Balbás, F. J. (2023). *Sistemas de energía eléctrica en alta tensión* (2a edición, revisada y aumentada). Ed. Universidad de Cantabria.
- Becerra Benavides, L. A. (2023). Estrategia de detección e identificación de fallas eléctricas para sistemas de distribución eléctrica con generación distribuida basado en redes neuronales artificiales [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26451>
- Buitrón-Barros, H. O. (2023). Análisis de las innovaciones recientes en la transmisión eléctrica sostenible. *Multidisciplinary Collaborative Journal*, 1(1), 12-25. <https://doi.org/10.70881/mcj/v1/n1/7>
- Bustos-Márquez, L. F., Sepúlveda-Mora, S. B., Guevara-Ibarra, D., & Medina-Delgado, B. (2023). Controlador de carga MPPT con método de estimación del estado de carga basado en conteo de amperios hora y voltaje a circuito abierto. *Ingeniería*, 28(2). <https://doi.org/10.14483/23448393.18722>
- Caicedo Rivadeneira, J. A. (2022). Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos basado en criterios de mínimas pérdidas de potencia activa usando el método de la gradiente [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22278>
- Cano, D. (2024). Estudio Técnico del Impacto en Redes de Transmisión de Parques Eólicos en la Región Patagónica. *AJEA* (Actas de Jornadas y Eventos Académicos de UTN), (AJEA 38). <https://rtyc.utn.edu.ar/index.php/ajea/article/view/1583>
- Carvajal Quintero, S. X., & Marín Jiménez, J. D. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: Un enfoque dinámico. *Tecnura*, 17(35), 77-89. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0123-921X2013000100008&lng=en&nrm=iso&tlng=es
- Cepeda Triana, A. C., & Rodríguez Chilito, B. A. (2024). Problemáticas interpretativas de los usuarios y/o suscriptores frente a la factura de servicio público domiciliario de acueducto en la ciudad de Bogotá [Universidad Distrital Francisco José de Caldas]. <http://hdl.handle.net/11349/34166>
- Chicaiza, G., & Mendoza, Á. J. (2024). Estudio de las pérdidas causadas por la inducción electrostática y electromagnética en línea de transmisión. *Latam: revista latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades*, 5(1), 135. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9540874>
- di Mauro, G. F., Suárez, J. A., Anaut, D. O., & Agüero, C. A. (2013). Pérdidas Joule en alimentadores que transportan corrientes armónicas en baja tensión. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 21(3), 372-379. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052013000300007>

- Díaz, L. S. S. (2023). Reducción de pérdidas de energía en redes eléctricas mediante la implementación de la generación distribuida renovable. <https://ri-ng.uaq.mx/handle/123456789/4338>
- Erazo-Velasco, I. E., Bautista-Sánchez, J. V., Rodríguez-Jijón, R. I., González-Quinonez, L. A., & Chere-Quinonez, B. F. (2022). Detección y clasificación de fallas eléctricas en un sistema eléctrico de potencia usando la transformada Wavelet y redes neuronales. *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, 3(7), 228-244. <https://doi.org/10.51798/sijis.v3i7.537>
- Gao, W., Wang, H., Talukder, S., Guo, H., Pathiravasam, C., Karngala, A. K., Wu, J., Zhao, D., & Gao, D. (2025). Framework with Software-in-the-Loop for Unbalanced Multi-period Distribution Optimal Power Flow with DERs. 2025 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM52009.2025.11225076>
- Hernández Areu, O., López Padrón, F., Sierra Gil, E., & Olivares Galván, J. C. (2023). Modelo para simular el efecto de la distorsión armónica en las pérdidas de transformadores monofásicos. *Ingeniería Energética*, 44(2), 132-141. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1815-59012023000200132&lng=es&nrm=iso&tlng=pt
- Hubner, L. C., Mazzeletti, M. A., & Potschka, J. A. (2025). Análisis y Reducción de Pérdidas Eléctricas Mediante Regulador Electrónico de Potencia Reactiva. *JIDeTEV*, (15). <https://autoresjidetev.fio.unam.edu.ar/index.php/jidetev/article/view/1102>
- Júpiter Figueroa, J. (2023). Instalaciones eléctricas residenciales. Marcombo.
- Kosow, I. L. (2021). Máquinas eléctricas y transformadores. Reverte.
- Lozada Cabrera, C. H., Acosta Apolo, N. P., Paredes Moran, D. V., & Vique Salazar, G. I. (2022). Predicción de demanda eléctrica utilizando redes neuronales artificiales para un sistema de distribución de energía eléctrica. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 6(3), 3871-3894. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v6i3.2502
- Madrid Quiroz, J. A. (2025). Estrategias para la gestión de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de medición para grandes consumidores en la zona norte de Honduras [Universidad Tecnológica Centroamericana UNITEC]. <https://repositorio.unitec.edu/handle/123456789/14106>
- Mejia Ugalde, I., & Hinojos Ramos, J. E. (2025). Diseño de una interfaz de usuario para la modelización y análisis de circuitos eléctricos como un proceso de aprendizaje. *PädiUAQ*, 8(15), 1-20. <https://doi.org/10.61820/puaq.v7i15.1453>
- Merma Paredes, H. E. (2022). Merma y tratamiento tributario del impuesto a la renta por pérdidas de energía en distribuidoras peruanas de electricidad. *Newman Business Review*, 8(1), 107-122. <https://doi.org/10.22451/3002.nbr2022.vol8.1.10074>
- Merna Paredes, H. E. (2022). Merma y tratamiento tributario del impuesto a la renta por pérdidas de energía en distribuidoras peruanas de electricidad. *Newman Business Review*, 8(1), 107-122. <https://doi.org/10.22451/3002.nbr2022.vol8.1.10074>

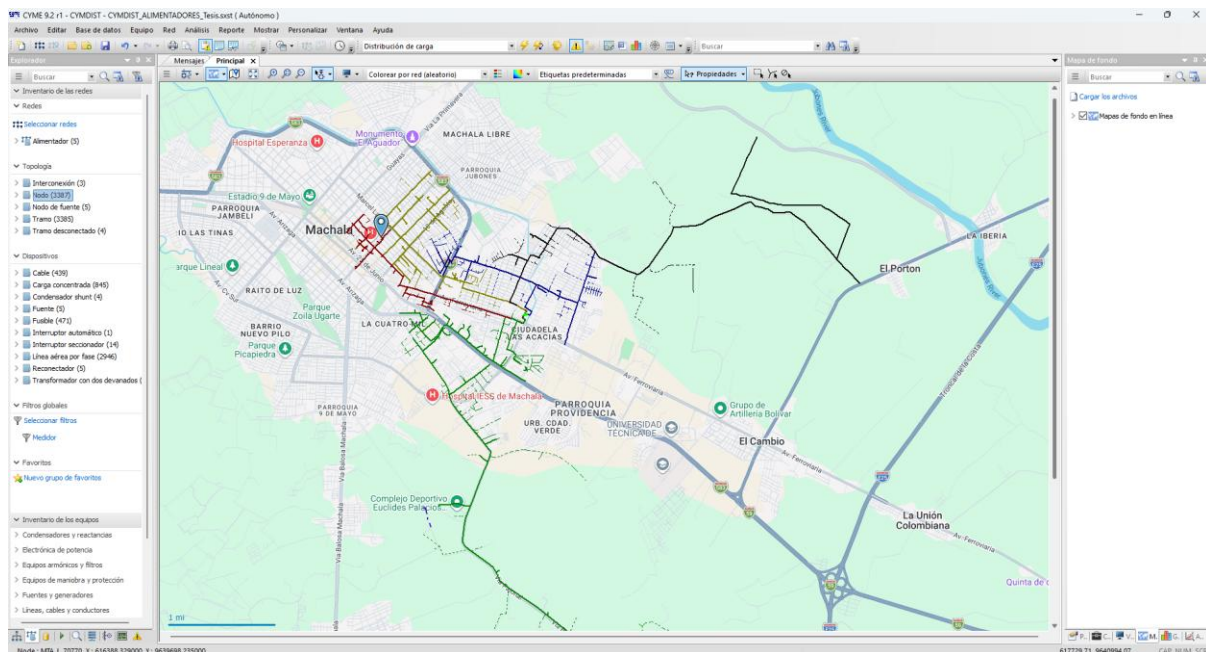
- Moreno Molina, H. E. (2023). Estrategia para seguimiento de agresividad por pérdidas no técnicas utilizando balances de energía [Universidad Nacional de Colombia].
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/85887>
- Oña, J., & Ruales, L. (2024). Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP. Revista Técnica energía, 20(2), 1-10. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.597>
- Organización Latinoamericana de Energía. (1990). Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas (Primera Edición). Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia.
- Pereira, L. A., Saraguro, R. A., Quinatoa, C. I., Pereira, L. A., Saraguro, R. A., & Quinatoa, C. I. (2024). Evaluación de pérdidas de potencia activa en el sistema eléctrico de la Empresa eléctrica Quito (EEQ) aplicando un Algoritmo de optimización. Revista Técnica energía, 21(1), 44-54. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.642>
- Pérez Zeballos, J. A. (2024). Uso de cámaras termográficas y de efecto corona para la prevención de daños causados por la salinidad en los equipos de media tensión entre el sector Punta Carnero y Puntilla de Santa Elena [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/28689>
- Robles Silva, D., Milanés Gómez, R., & Segress García, H. (2025). Sistema de actividades en línea con simuladores eléctricos para contenidos de lógica booleana en Instalaciones, Equipos y Maquinas Eléctricas. Revista Mapa, 9(40).
<https://revistamapa.org/index.php/es/article/view/514>
- Salcedo, D., Suarez, D., Solano, J., & Henriquez, C. (2020). Sistema Inteligente para para la gestión automática de un generador eléctrico basado en la arquitectura del IoT. CESTA, 1(1), 1-10. <https://doi.org/10.17981/cesta.01.01.2020.01>
- Sánchez Ramos, C. A., Gutiérrez Sánchez, G., & Jiménez Rodríguez, D. J. (2026). La importancia del monitoreo en la optimización energética de un sistema de bombeo en una unidad académica del IPN. Tendencias en energías renovables y sustentabilidad, 5(1), 1-8.
<https://doi.org/10.56845/terys.v5i1.530>
- Trespacios, A. (2025). Análisis de circuitos eléctricos - 1ra edición: Principios, teoremas y estado estable. Ecoe Ediciones.
- Tuñón Díaz, J., Rodríguez Alonso, A., Balocco, D., Victory, J., & Roig-Guitart, J. (2025). Comparativa de pérdidas de conmutación dura y suave de los MOSFET de SiC en los simuladores SIMetrix y PLECS. Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación, SAAEI 2025. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/79775>
- Vásquez, W. (2024). Evaluación del Factor de Potencia en Usuarios con Equipos de Generación para Autoabastecimiento. Revista Técnica energía, 21(1), 77-83.
<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n1.2024.655>

ANEXOS.

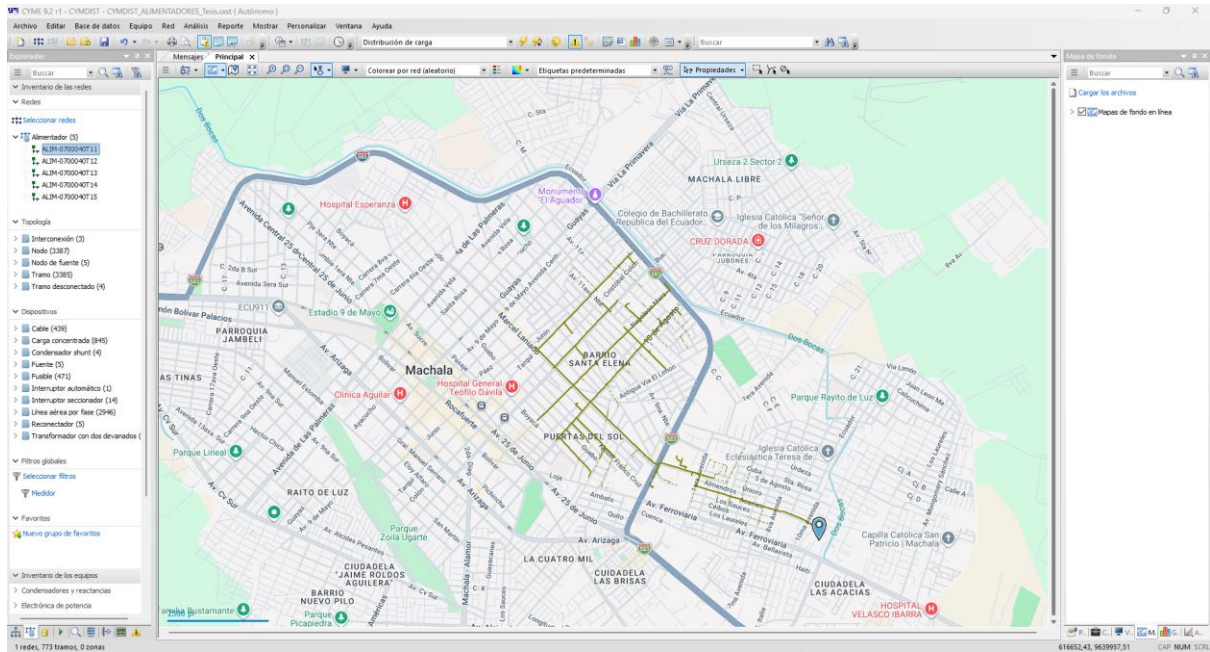
Diagrama unifilar de la unidad de negocios Manabí, modelado por los autores de la presente tesis usando el software eléctrico especializado:



Alimentadores media tensión de la unidad de negocios el oro (cinco alimentadores usados como ejemplo para probar software realizado en Python)



Alimentador ALIM-0700040T11



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MT

GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

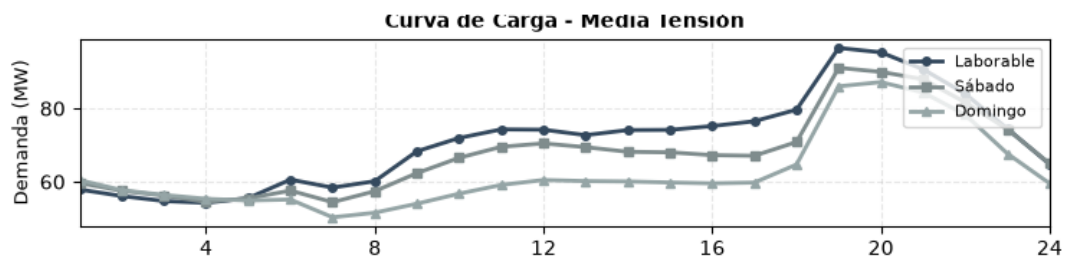


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA

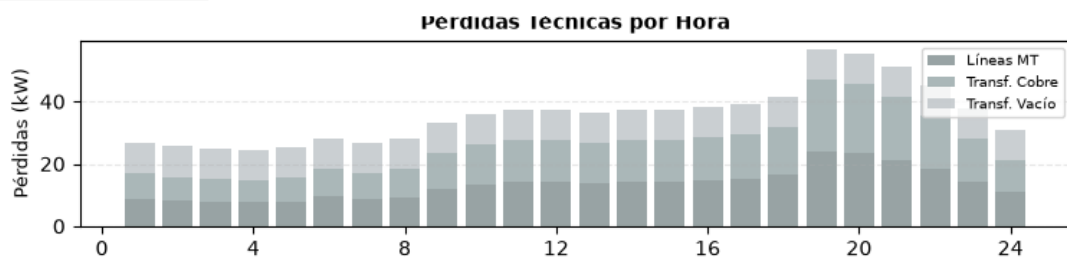
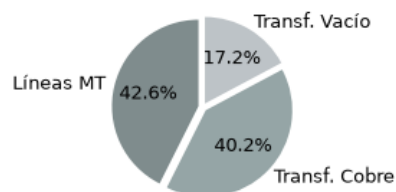


GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composicion de Perdidas en Maxima Demanda



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MEDIA TENSIÓN

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

- Líneas MT: 24.12 kW
- Transformadores (Cobre): 22.77 kW
- Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

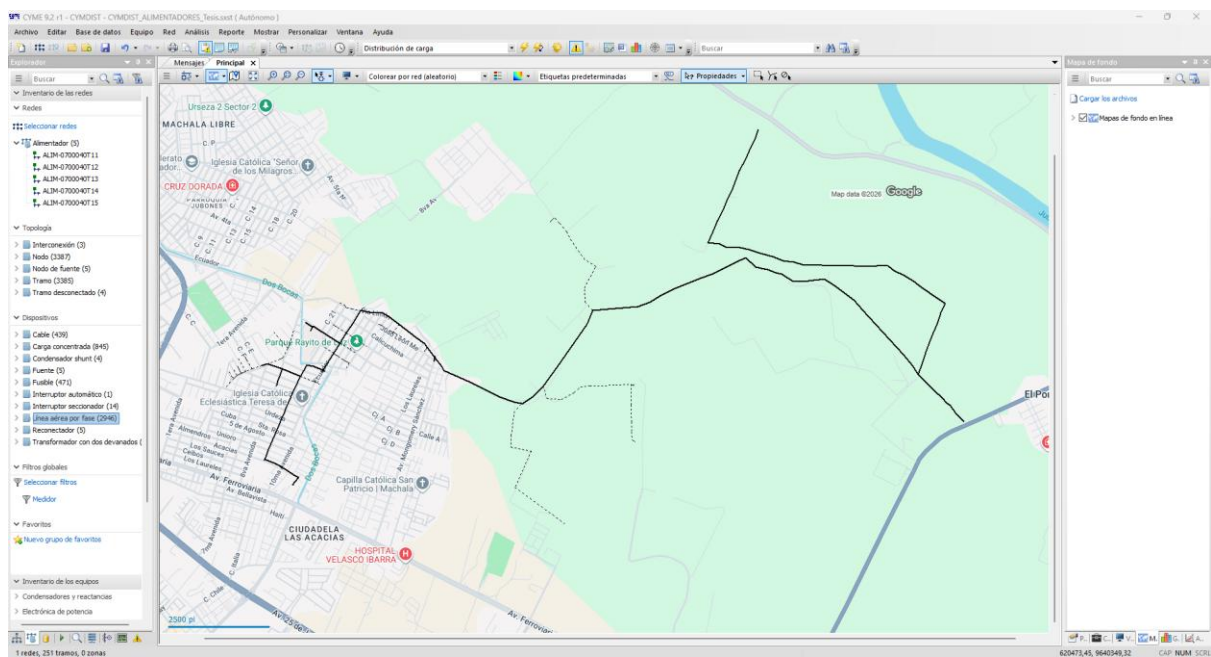
Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh

Alimentador ALIM-0700040T12



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MT

GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

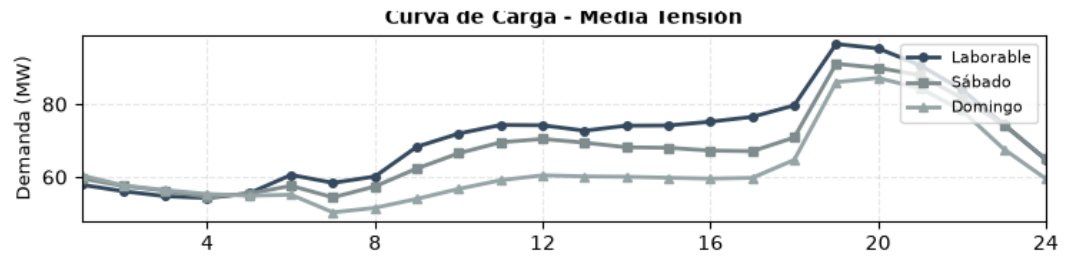


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA

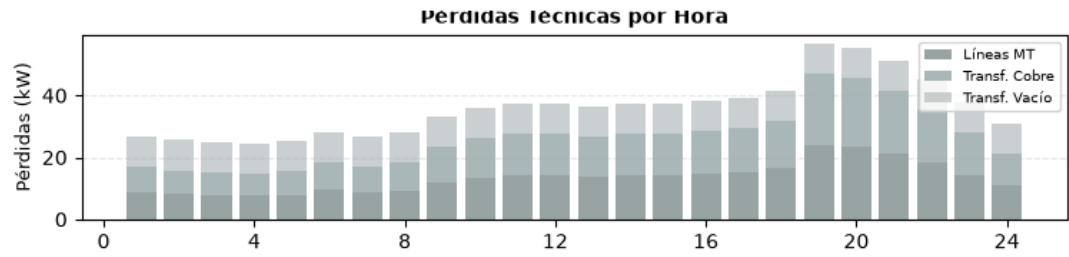
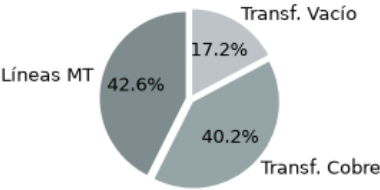


GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composicion de Perdidas en Maxima Demanda



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MEDIA TENSIÓN

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

-
- Líneas MT: 24.12 kW
 - Transformadores (Cobre): 22.77 kW
 - Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh

Alimentador ALIM-0700040T13

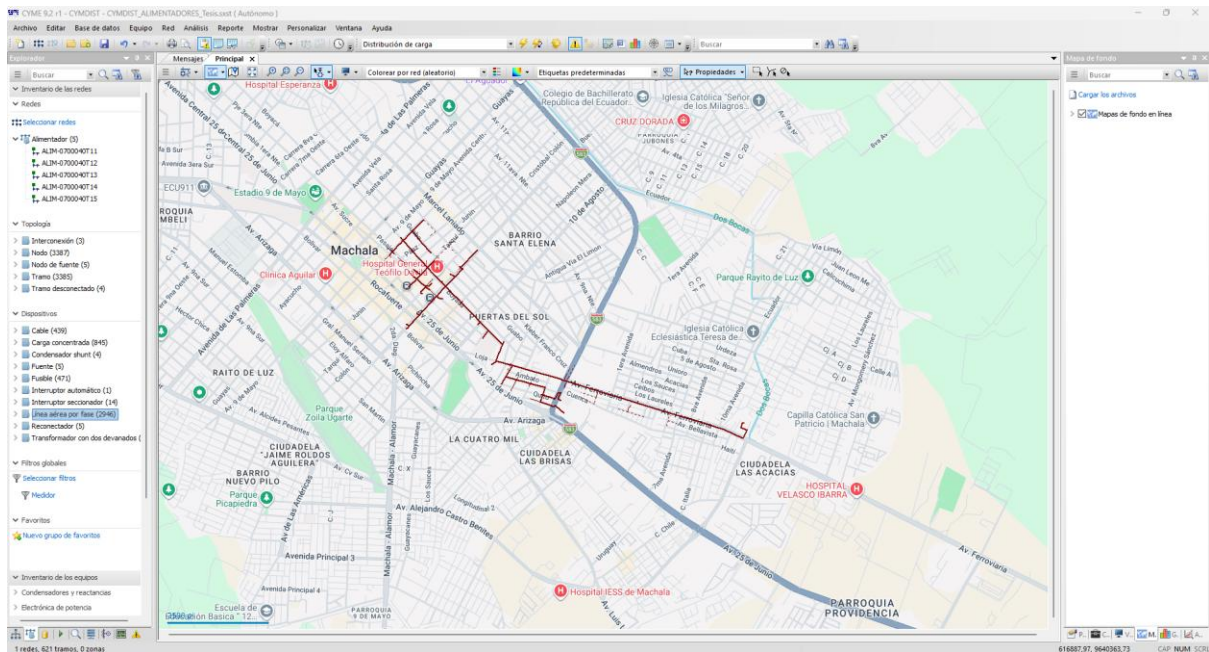


GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

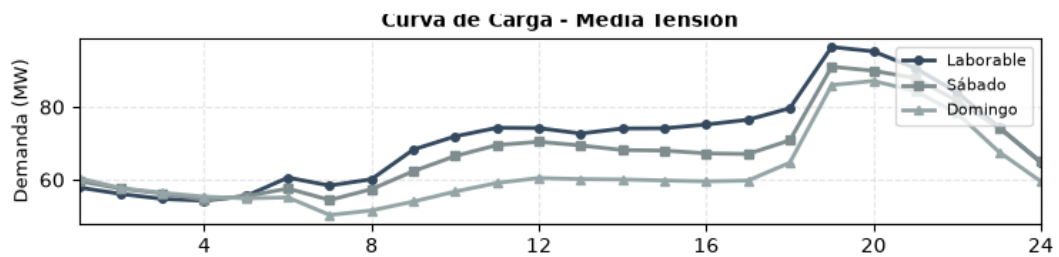


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA

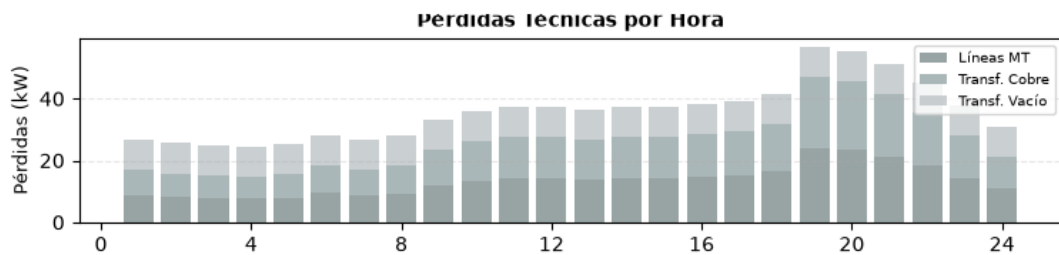
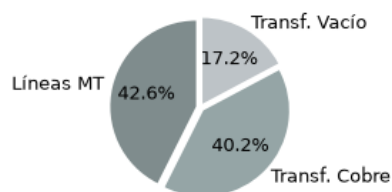


GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composicion de Pérdidas en Maxima Demanda



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MEDIA TENSIÓN

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

- Líneas MT: 24.12 kW
- Transformadores (Cobre): 22.77 kW
- Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh

Alimentador 4 ALIM-0700040T14

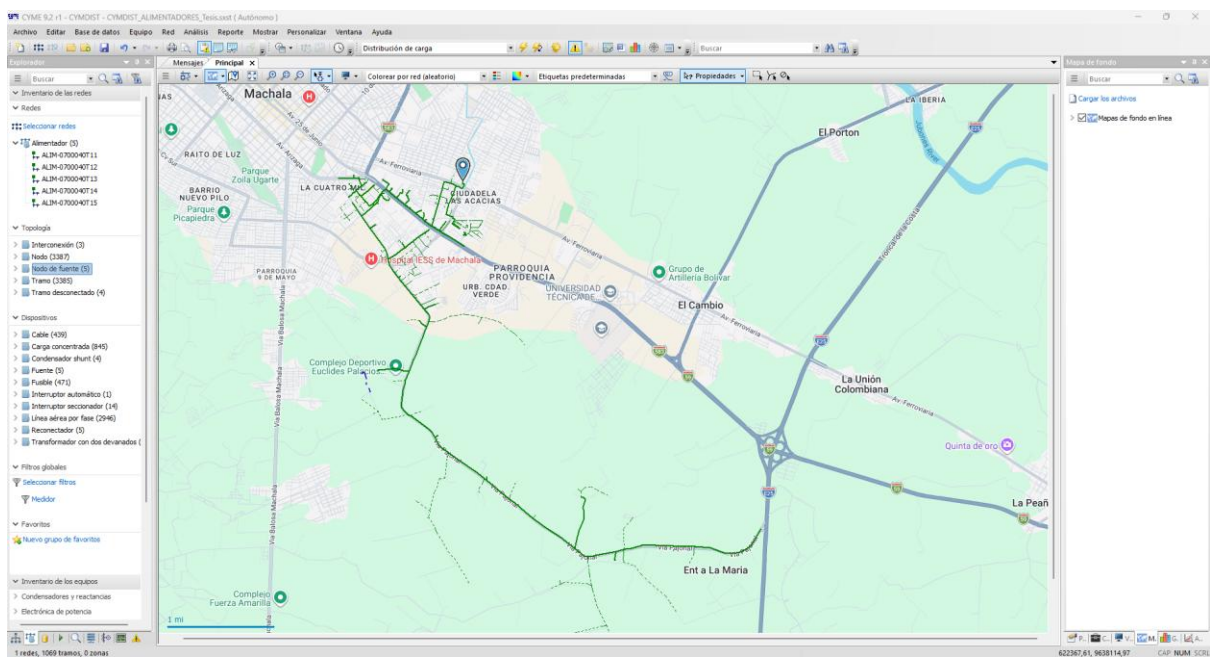


GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

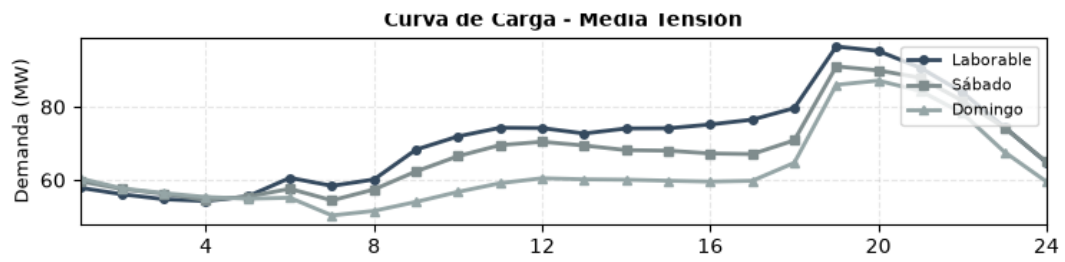


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA

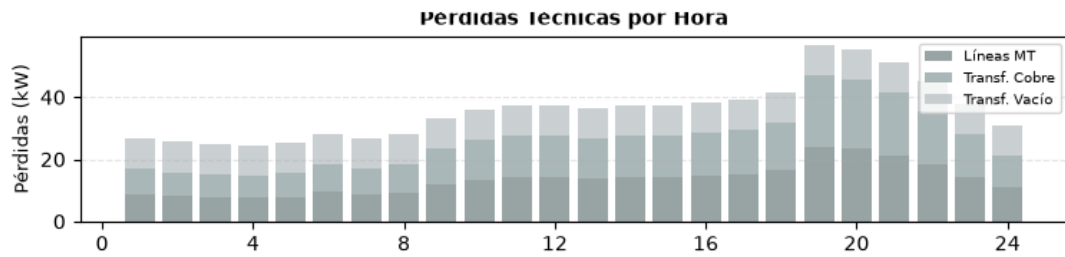
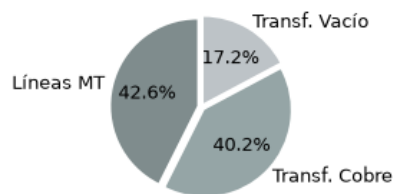


GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composicion de Perdidas en Maxima Demanda



RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MEDIA TENSIÓN

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

- Líneas MT: 24.12 kW
- Transformadores (Cobre): 22.77 kW
- Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh

Alimentador ALIM-0700040T15

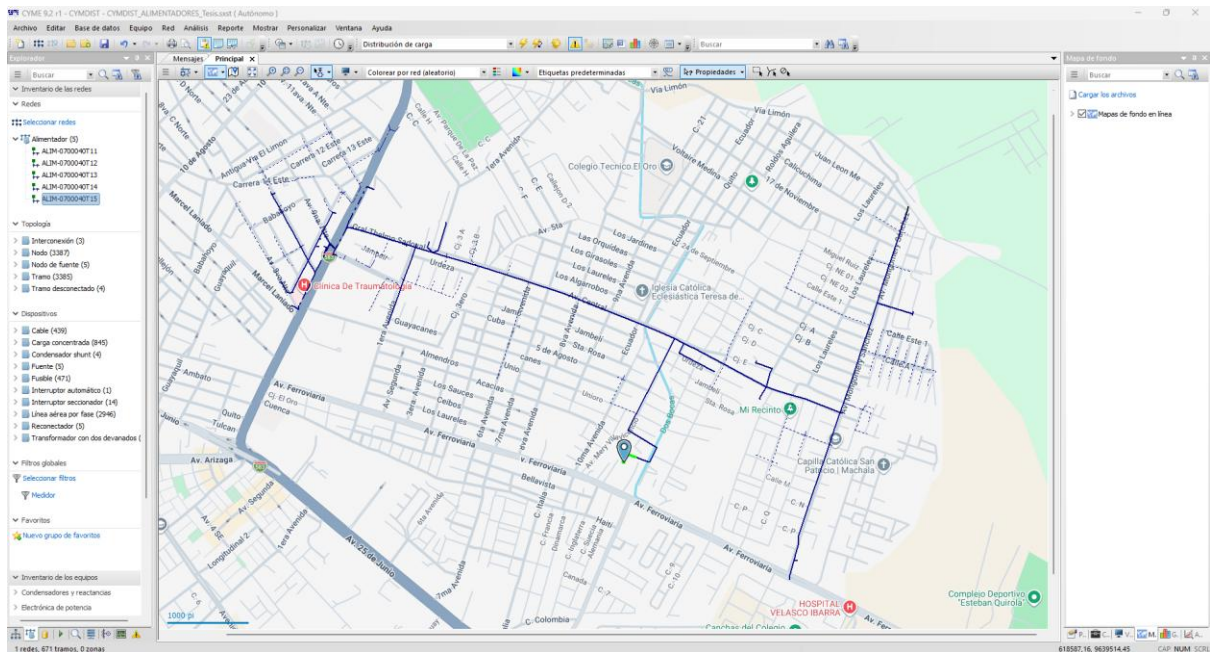


GRÁFICO 1 - CURVA DE CARGA MT

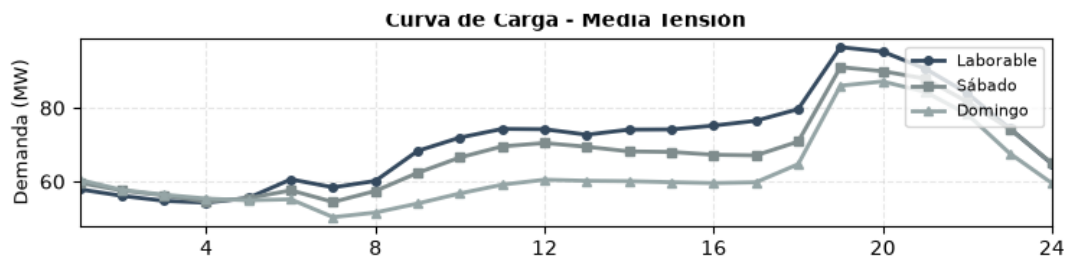


GRÁFICO 2 - PÉRDIDAS POR HORA

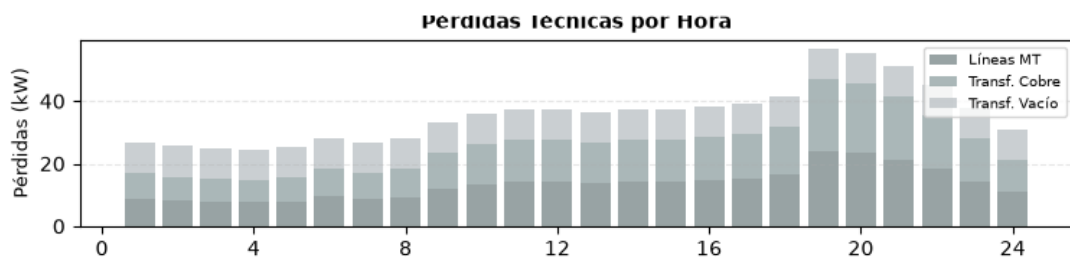
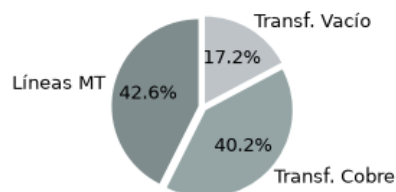


GRÁFICO 3 - COMPOSICIÓN DE PÉRDIDAS

Composicion de Perdidas en Maxima Demanda



RESULTADOS NUMÉRICOS - MT

RESULTADOS DEL ANÁLISIS - MEDIA TENSIÓN

DEMANDA

Demanda Máxima MT: 96.520 MW

PÉRDIDAS

Pérdidas anuales: 300,335.28 kWh

Pérdidas anuales: 0.0496 %

Pérdida Máxima: 56.650 kW

DESGLOSE DE PÉRDIDAS MÁXIMAS

- Líneas MT: 24.12 kW
- Transformadores (Cobre): 22.77 kW
- Transformadores (Vacío): 9.76 kW

FACTORES

Factor de carga: 71.68 %

Factor de pérdidas: 60.52 %

ENERGÍA

Energía anual: 606,101,840.00 kWh