



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

TEMA:

“ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGAS ANTE FALLA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA CIUDAD DE IBARRA EN CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA PARA MEJORAMIENTO DE CALIDAD DE SERVICIO.”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero (a) Eléctrico (a)

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTOR (A):

Josué Carlos Tatés Yepez

DIRECTOR (A):

Ing. Omar Darío Chacón Herrera

Ibarra-Ecuador 2026

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE****1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

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

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1004579791		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Tatés Yepez Josué Carlos		
DIRECCIÓN:	Azaya		
EMAIL:	jctatesy@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0968154290

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGAS ANTE FALLA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA CIUDAD DE IBARRA EN CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA PARA MEJORAMIENTO DE CALIDAD DE SERVICIO.
AUTOR (ES):	Tatés Yepez Josué Carlos
FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA	19/03/2026
PROGRAMA:	☒ PREGRADO ☐ POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero(a) Eléctrico(a)
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz Msc. Ing. Omar Darío Chacón Herrera Msc.

2. CONSTANCIAS

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

Ibarra, a los 25 días del mes de marzo de 2026

EL AUTOR:

Tatés Yepez Josué Carlos

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

Yo, Chacón Herrera Omar Darío, en calidad de director del Sr. estudiante Tatés Yopez Josué Carlos, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “ANÁLISIS DE ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGAS ANTE FALLA EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA CIUDAD DE IBARRA EN CONDICIONES DE DEMANDA MÁXIMA PARA MEJORAMIENTO DE CALIDAD DE SERVICIO.”

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

.....

Ing. Chacón Herrera Omar Darío Msc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIAS

A mi madre, por su amor infinito, apoyo incondicional y sacrificio constante a lo largo de toda mi vida. Gracias por ser mi mayor inspiración y por brindarme la fuerza necesaria para superar cada desafío en este camino. Este logro no solo me pertenece, sino que también es fruto de todo lo que has hecho por mí.



AGRADECIMIENTOS

Expreso mi sincero agradecimiento a mi tutor Msc. Omar Chacón, por su guía, paciencia y dedicación durante el desarrollo de este trabajo, brindándome sus conocimientos y orientación en cada etapa del proceso. De igual manera, agradezco a mi asesor Msc. Hernan Pérez, por sus valiosos aportes y recomendaciones que contribuyeron significativamente al fortalecimiento de este proyecto.

A mis compañeros de carrera Johan, Kevin, Antonhy, Dani, Ian, por el apoyo, la colaboración y los momentos compartidos a lo largo de este camino académico, que hicieron de esta etapa una experiencia enriquecedora.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que, de una u otra manera, aportaron con su ayuda, motivación y confianza para la culminación de este logro.



ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
CAPÍTULO I.....	14
INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 Problema de investigación	14
1.1.1 Problemática a investigar	14
1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación.....	15
1.2 Objetivos.....	15
1.2.1 Objetivo general	15
1.2.2 Objetivos específicos	15
1.3 Alcance y delimitación	15
1.4 Justificación.....	16
CAPÍTULO II.....	18
MARCO TEÓRICO.....	18
2.2 Antecedentes.....	18
2.3 Bases teóricas.....	19
2.3.1 Sistema eléctrico	19
2.3.2 Sistema de distribución	20
2.3.2.1 Subestación	21
• Subestaciones de elevación:.....	22
• Subestaciones de reducción:	22
• Subestaciones de interconexión y seccionamiento:	22
2.3.2.2 Alimentadores primarios.....	22
• Alimentadores primarios de tipo radial	23
• Alimentadores primarios tipo anillo	23
• Alimentadores primarios tipo malla	24
2.3.2.3 Dispositivos de corte y maniobra.....	24



• Interruptores de potencia (o disyuntores)	25
• Reconectores	25
2.3.3 REGULACIÓN Nro. ARCONEL 009/2024.....	26
2.3.3.1 Calidad de producto	26
2.3.3.2 Calidad de servicio.	27
2.3.3.3 Indicadores Generales.....	27
• Frecuencia media de interrupción (FMIK):.....	27
• Tiempo total de interrupción (TTIK):	27
2.3.4 Transferencias de carga entre alimentadores.....	28
2.3.4.1 Criterios por considerar para transferencias de carga.	28
2.3.4.2 Tipos de esquemas de transferencia de carga	29
• Transferencia manual.....	29
• Transferencia automática	30
• Transferencia Semi-Automática.....	30
CAPÍTULO III	31
MATERIALES Y MÉTODOS	31
3.1 Introducción	31
3.2 Descripción del lugar de estudio.....	31
3.2.1 Ubicación	31
3.3 Materiales	32
3.3.1 CYME.....	32
3.3.2 EXCEL	32
3.4 Metodología	32
3.4.1 Criterios técnicos para transferencias de carga.	33
3.4.2 Delimitación de alimentadores primarios en las subestaciones de Ibarra para transferencias de carga	34
3.4.3 Determinación de la curva de demanda coincidente para los distintos escenarios de análisis	35
3.4.4 Condiciones operativas de los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra....	36
3.4.4.1 Subestación San Agustín	37
3.4.4.2 Subestación El Retorno.....	38



3.4.4.3	Subestación Alpachaca	39
3.4.4.4	Subestación Ajaví	41
3.4.5	Localización de los puntos de transferencia de carga entre alimentadores primarios.	42
CAPÍTULO IV.....		44
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		44
4.1	Análisis de capacidad de transferencia de carga entre alimentadores primarios.	44
4.2	Demanda Máxima.....	45
4.2.1	Subestación San Agustín.....	45
4.2.2	Subestación Ajaví.....	47
4.2.3	Subestación El Retorno	48
4.2.4	Subestación Alpachaca.....	48
4.3	Demanda Mínima	49
4.3.1	Subestación San Agustín.....	50
4.3.2	Subestación El Retorno	51
4.3.3	Subestación Ajaví.....	51
4.3.4	Subestación Alpachaca.....	52
4.4	Demanda media	53
4.4.1	Subestación San Agustín.....	53
4.4.2	Subestación El Retorno.	55
4.4.3	Subestación Ajaví.	55
4.4.4	Subestación Alpachaca.....	56
4.5	CONCLUSIONES	59
4.6	RECOMENDACIONES	60
REFERENCIAS.....		61



ÍNDICE DE IMÁGENES

Fig. 1 Sistema eléctrico de potencia [7]	20
Fig. 2 Sistema de distribución	21
Fig. 3 Subestación San Agustín.....	22
Fig. 4 Sistema radial [11]	23
Fig. 5 Sistema tipo anillo [11]	24
Fig. 6 Sistema tipo malla [11]	24
Fig. 7 Módulo didáctico para transferencia de carga de manera manual.	30
Fig. 8 Metodología	33

**ÍNDICE DE TABLAS**

TABLA 1 LÍMITES DE RANGO DE VOLTAJE PERMITIDO [12]	27
TABLA 2 LÍMITES PARA CALIDAD DE SERVICIO [12]	27
TABLA 3 ALIMENTADORES PRIMARIOS POR SUBESTACION.....	34
TABLA 4 HORARIO DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA, MEDIA.....	35
TABLA 5 HORARIO DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y MEDIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA CIUDAD DE IBARRA.....	36
TABLA 6 CONDICIONES INICIALES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN.....	37
TABLA 7 PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN	38
TABLA 8 DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO.....	38
TABLA 9 PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO	39
TABLA 10 DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA.....	40
TABLA 11 PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA	40
TABLA 12 DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ	41
TABLA 13 PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ.....	42
TABLA 14 PUNTOS DE INTERCONEXIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CARGA.....	42
TABLA 15 ALIMENTADORES M2 Y M6 EN CONDICIONES INICIALES.....	45
TABLA 16 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÁXIMA	46
TABLA 17 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÁXIMA.....	47
TABLA 18 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÁXIMA	48
TABLA 19 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÁXIMA	49



TABLA 20 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÍNIMA	50
TABLA 21 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÍNIMA	51
TABLA 22 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÍNIMA	52
TABLA 23 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÍNIMA	52
TABLA 24 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MEDIA	54
TABLA 25 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MEDIA	55
TABLA 26 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MEDIA.....	56
TABLA 27 ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MEDIA.....	57



RESUMEN

Este trabajo presenta el análisis de esquemas de transferencia de carga en alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra ante condiciones de falla y mantenimientos programados, considerando escenarios de demanda máxima. La problemática se centra en la interrupción del suministro eléctrico causada por fallas en los alimentadores primarios, lo que afecta la continuidad del servicio y los indicadores de calidad.

La metodología se fundamenta en la recopilación de datos operativos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) mediante el software CYME. Se evaluaron diferentes escenarios de operación, incluyendo demanda máxima, media y mínima, a partir de curvas de demanda coincidente. Asimismo, se identificaron los puntos de interconexión entre alimentadores y se establecieron criterios para la ejecución de transferencias de carga, tales como límites de voltaje, capacidad de los conductores y condiciones de operación de los alimentadores primarios.

Los resultados permiten determinar la capacidad de los alimentadores primarios para asumir cargas transferidas sin exceder los límites operativos establecidos por la normativa vigente. Se identificaron alimentadores con restricciones para la transferencia debido a condiciones iniciales cercanas a su capacidad nominal, así como alimentadores con disponibilidad para recibir carga en distintos escenarios. Además, se analizaron los efectos de las transferencias en los niveles de voltaje y en la continuidad del suministro eléctrico.

En conclusión, el estudio evidencia que la planificación y evaluación previa de los esquemas de transferencia de carga permiten reducir el impacto de las fallas en los alimentadores primarios, contribuyendo a la continuidad del servicio eléctrico y al cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos.

Palabras clave: Alimentadores primarios, continuidad del servicio, demanda máxima, transferencia de carga.



ABSTRACT

This study presents the analysis of load transfer schemes in primary feeders of the city of Ibarra under fault conditions and scheduled maintenance, considering maximum demand scenarios. The problem is focused on power supply interruptions caused by failures in primary feeders, which affect service continuity and quality indicators.

The methodology is based on the collection of operational data provided by Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) through the CYME software. Different operating scenarios were evaluated, including maximum, medium, and minimum demand, based on coincident demand curves. Likewise, interconnection points between feeders were identified, and criteria for load transfer execution were established, such as voltage limits, conductor capacity, and operating conditions of the primary feeders.

The results allow determining the capacity of primary feeders to handle transferred loads without exceeding the operational limits established by current regulations. Feeders with restrictions for load transfer were identified due to initial conditions close to their nominal capacity, as well as feeders with availability to receive load under different scenarios. In addition, the effects of load transfers on voltage levels and service continuity were analyzed.

In conclusion, the study shows that prior planning and evaluation of load transfer schemes reduce the impact of faults in primary feeders, contributing to service continuity and compliance with established quality indicators.

Keywords: Load transfer, maximum demand, primary feeders, service continuity.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Problema de investigación

1.1.1 Problemática a investigar

En los sistemas de distribución uno de los principales desafíos es reducir el tiempo de las interrupciones en el suministro eléctrico durante fallas o mantenimientos en las subestaciones, especialmente en horarios de alta demanda. Los problemas que se presentan en los alimentadores primarios es su vulnerabilidad a fallas de diferente naturaleza, como cortocircuitos, sobrecargas, fallos en los aisladores o conductores, y problemas relacionados con equipos defectuosos en las subestaciones. El tiempo de respuesta de los equipos de mantenimiento y los trabajos que permitan aislar el sector con falla y transferir el alimentador primario a otro es importante para reducir el impacto en el tiempo de desconexión de servicio eléctrico.

Si no se realiza una correcta planificación de los esquemas de transferencia y procedimientos, el sistema puede salir de operación debido a sobrecargas en los alimentadores, lo que podría generar nuevas fallas y prolongar las interrupciones en el servicio eléctrico. Por ello, es esencial llevar a cabo un análisis detallado de los alimentadores y del estado del sistema, identificando los puntos y componentes más vulnerables a fallas. A través de simulaciones de estos esquemas, es posible anticipar cómo se comportará la red durante transferencias de carga, especialmente en condiciones adversas, permitiendo probar distintas configuraciones de redistribución que eviten sobrecargas y mejoren la estabilidad. Además, para garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico en caso de fallas o mantenimientos en las subestaciones, es necesario planificar una reconfiguración de los alimentadores que permita equilibrar la carga y disponer de una capacidad de reserva en cada alimentador, asegurando que puedan recibir o transferir cargas adicionales de manera segura y eficiente.



1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación

¿Qué esquemas de transferencia de carga deben implementarse en los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra, considerando condiciones de demanda máxima y eventos de falla, a partir de resultados obtenidos mediante simulaciones, para garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Analizar los esquemas de transferencia de cargas ante fallas en alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra, bajo condiciones de demanda máxima, mediante la simulación de esquemas que permitan la correcta redistribución de cargas para el mejoramiento de la calidad del servicio.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir los esquemas de transferencia de carga en alimentadores primarios.
- Analizar la capacidad de los alimentadores primarios en condiciones de demanda máxima.
- Evaluar los esquemas de transferencia de carga en alimentadores primarios mediante simulaciones.

1.3 Alcance y delimitación

El presente trabajo de grado se enfocará en el análisis de los esquemas de transferencia de carga en alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., ubicada en la ciudad de Ibarra, este sistema cuenta con cuatro subestaciones: San Agustín, Ajaví, Alpachaca y El Retorno, que en conjunto disponen un total de 22 alimentadores primarios. El estudio comenzará con un análisis de los esquemas de transferencia de carga en situaciones de alta demanda y en condiciones de falla,



analizando parámetros eléctricos como capacidad nominal del alimentador y niveles de voltaje permitidos por la regulación.

Se empleará el programa de simulación CYME, para modelar distintos escenarios de transferencia de carga. A partir de estas simulaciones, se evaluará el funcionamiento de cada esquema en términos de continuidad y estabilidad del servicio eléctrico, analizando aspectos como la capacidad de los alimentadores receptores para manejar la carga transferida sin sobrecargas, las caídas de voltaje resultantes en el sistema, el incremento en las pérdidas técnicas, y el impacto en la regulación de voltaje. Además, se revisará la coordinación de los dispositivos de protección y la capacidad de los barrajes para soportar las nuevas condiciones operativas tras la transferencia.

Asimismo, se considerarán los índices de calidad de servicio FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por Cliente) y TTIK (Tiempo Total de Interrupción por Cliente) como indicadores clave para medir el rendimiento de los esquemas de transferencia en la calidad del suministro eléctrico. Estos índices serán utilizados para evaluar la frecuencia y duración de las interrupciones en el servicio, permitiendo determinar cómo las transferencias mejoran la experiencia del usuario final.

1.4 Justificación

Los esquemas de transferencia de carga son herramientas fundamentales en los sistemas de distribución eléctrica, ya que permiten garantizar la continuidad del suministro eléctrico frente a fallas en los alimentadores primarios. Las interrupciones, en condiciones de falla, afectan directamente el índice de calidad, reduciendo la fiabilidad del servicio eléctrico. Este estudio analiza los esquemas de transferencia de carga mediante simulaciones que permitan una correcta redistribución de cargas, para garantizar la continuidad y mejorar la calidad de servicio. Al implementar estos esquemas se busca reducir el tiempo de respuesta ante fallas, evitar sobrecargas y redistribuir de manera adecuada el flujo eléctrico. Las fallas en los alimentadores primarios generan impactos tanto en usuarios residenciales como en sectores comerciales e industriales, afectando directamente su economía ya que, en el caso de los sectores comerciales e



industriales, estas interrupciones pueden detener procesos de producción, generar pérdidas económicas por inactividad y afectar la cadena de suministro.

El proyecto de investigación se muestra viable, debido a la colaboración de Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte), que proporcionará datos precisos sobre la red de distribución y su comportamiento en condiciones de alta demanda. Estos datos permitirán realizar simulaciones detalladas que reflejen el desempeño del sistema lo que permitirá reducir los tiempos de interrupción y mejorar la respuesta ante fallas, especialmente en situaciones de demanda máxima. energía de otros alimentadores, minimizando el impacto en los usuarios.

Los beneficiarios de esta investigación serán, en primer lugar, los usuarios del servicio eléctrico en Ibarra, quienes experimentarán una mejora en la continuidad y calidad del suministro, con menos interrupciones. Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte), como empresa distribuidora, también se beneficiará al poder implementar esquemas de transferencia de carga que le permitirán cumplir mejor con los estándares regulatorios como FMik y TTik, reducir costos de mantenimiento y mejorar su operatividad. Además, el personal técnico dispondrá de herramientas para gestionar las transferencias de carga de manera más rápida.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.2 Antecedentes

El sistema eléctrico, por su gran tamaño e interconexión de múltiples componentes, es susceptible a fallas tanto internas como externas. Estas fallas, especialmente en elementos clave como los alimentadores primarios, no solo interrumpen el suministro eléctrico, sino que también representan un riesgo para los usuarios y la infraestructura. Las interrupciones en los alimentadores son particularmente graves en zonas de alta demanda y en instalaciones críticas que requieren un suministro ininterrumpido, como hospitales, industrias y sistemas de comunicación, ante una falla, el componente afectado debe desconectarse de inmediato del resto del sistema para prevenir daños mayores y resolver la situación de emergencia [1].

La frecuencia y duración de las interrupciones de suministro eléctrico hoy en día son los temas prioritarios para las empresas distribuidoras, ya que analizar estos factores permite asegurar un funcionamiento adecuado del sistema de distribución, incluso frente a fallas imprevistas [2]. Este análisis permite a las empresas adoptar estrategias preventivas y correctivas, maximizando la continuidad del servicio y reduciendo el impacto en los usuarios. Para lograr esto, las distribuidoras implementan indicadores específicos de desempeño, como la frecuencia media de interrupción por usuario y la duración total de las interrupciones, conocidos en el sector como FMI_k y TT_k [3], respectivamente. Estos indicadores son cruciales para monitorear y mejorar la calidad del servicio en escenarios de mantenimiento programado y en situaciones de emergencia.

La transferencia de carga entre alimentadores en la distribución eléctrica requiere un diseño optimizado y construcción adecuada en las líneas de transmisión, enfocándose en parámetros técnicos como el calibre de los conductores y la separación entre líneas, que afectan directamente la capacidad de transmisión y la resistencia eléctrica. Conductores de mayor calibre permiten una menor resistencia y mayor capacidad para soportar corrientes elevadas sin riesgos de sobrecalentamiento [4]. Además, es necesario



tomar en cuenta las curvas de capacidad de carga y los límites operativos de cada componente para asegurar que las líneas funcionen dentro de márgenes seguros durante situaciones de sobrecarga temporal.

Durante los horarios de alta demanda, el sistema eléctrico experimenta un aumento considerable en el consumo, lo que plantea un desafío para la estabilidad y eficiencia de la red de distribución. Estos picos de demanda suelen concentrarse en momentos específicos del día, como las mañanas y las tardes en áreas comerciales y residenciales, y durante la noche en zonas residenciales, debido al uso intensivo de electrodomésticos y sistemas de iluminación. En estos periodos críticos, la infraestructura de distribución, particularmente los alimentadores primarios y secundarios, opera cerca de su capacidad máxima, lo que limita la posibilidad de realizar transferencias de carga efectivas en estas horas [5].

El crecimiento poblacional ha llevado a un aumento significativo en el consumo energético, lo que incrementa la demanda de energía en las redes de distribución [3]. Este aumento en el uso de energía resalta la importancia de la transferencia de carga entre alimentadores, que requiere un análisis detallado para identificar la capacidad de cada alimentador. A través de esta evaluación, se puede redistribuir la carga eléctrica de un alimentador a otro de manera efectiva, asegurando un suministro continuo y equilibrado, manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico y reduciendo el riesgo de interrupciones en el servicio.

2.3 Bases teóricas

2.3.1 Sistema eléctrico

Un sistema eléctrico está conformado por un conjunto de dispositivos y elementos que permiten generar, transportar y consumir la energía generada, estos elementos se encuentran organizados según una topología específica que abarca centrales generadoras, líneas de transmisión, subtransmisión, sistemas de distribución y las cargas que son representadas por los consumidores finales; de esta manera, la energía eléctrica producida en este sistema debe satisfacer la demanda de los usuarios cumpliendo con las normativas, estándares de calidad y continuidad del servicio eléctrico. Su funcionamiento se divide



en tres etapas principales: generación, transmisión y distribución, cada una de las etapas del sistema eléctrico está conformada por diversos componentes que cumplen funciones específicas para asegurar la continuidad del servicio. En cada etapa de operación se incorporan equipos como transformadores, seccionadores, reconectadores y dispositivos de protección, los cuales permiten realizar acciones de control, maniobra y protección del sistema eléctrico, garantizando así su estabilidad y correcto funcionamiento [6].

En la Fig. 1 se puede observar el diagrama unificar de un sistema eléctrico y las etapas de operación.

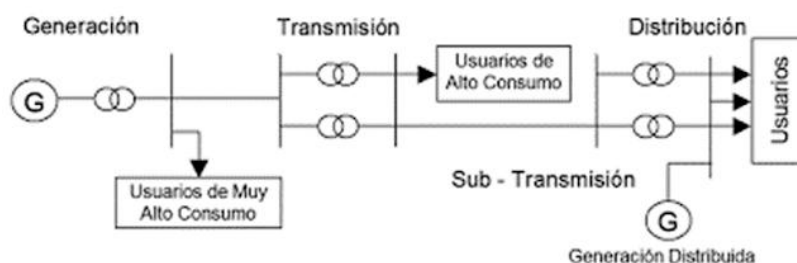


Fig. 1 Sistema eléctrico de potencia [7]

2.3.2 Sistema de distribución

En el Ecuador, el sistema de distribución eléctrica se encuentra constituido por elementos fundamentales de la infraestructura de distribución, entre los cuales se destacan las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios operando a un voltaje de 13,8 kV y los transformadores de distribución, cuya función es reducir el voltaje a 240/120 V mediante transformadores monofásicos o a 220/127 V mediante transformadores trifásicos. A partir de los transformadores de distribución se establece la red secundaria, la cual se encarga de suministrar energía eléctrica a los distintos abonados residenciales y comerciales [8].

Los alimentadores primarios incorporan dispositivos de apertura y cierre como reconectadores y seccionadores, de los cuales los reconectadores permiten abrir y cerrar el circuito con carga, permitiendo de esta manera la operación tanto en condiciones de falla como en operación normal cuando sea necesaria la realización de mantenimientos preventivos. Mientras que los seccionadores son dispositivos diseñados para realizar maniobras de apertura y cierre sin carga, estos elementos cumplen la función de



interrumpir y restablecer el suministro eléctrico durante contingencias como también en maniobras operativas, lo que afecta temporalmente a los usuarios [9].

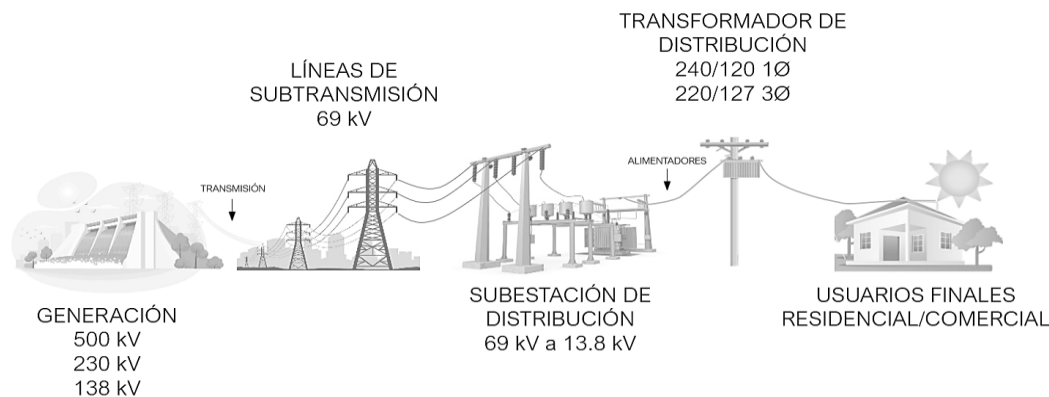


Fig. 2 Sistema de distribución

2.3.2.1 Subestación

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos que garantizan el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico, donde su componente principal es el transformador, cuya función principal es modificar los niveles de voltaje según las necesidades de la red permitiendo de esta manera la distribución eficiente de la energía eléctrica conforme a la demanda [6].

Los componentes esenciales de una subestación eléctrica incluyen cables aéreos, torres de alto voltaje, aisladores, interruptores automáticos, seccionadores, transformadores de potencia, transformadores de corriente, pararrayos, bancos de capacitores, bobinas de bloqueo, válvulas automáticas y sistemas destinados a la medición, control, protección y comunicación [8].



Fig. 3 Subestación San Agustín

Se pueden clasificar en:

- Subestaciones de elevación:

Localizadas junto a las centrales de generación, cuya función principal es incrementar el nivel de voltaje para facilitar el transporte de energía eléctrica [10].

- Subestaciones de reducción:

Encargadas de disminuir los niveles de voltaje provenientes de las líneas de transmisión a niveles de voltaje favorables para la distribución de la energía eléctrica [10].

- Subestaciones de interconexión y seccionamiento:

Diseñadas para conectar el sistema eléctrico con otras subestaciones; estas no disponen de transformadores de potencia ni alimentadores [10].

2.3.2.2 Alimentadores primarios

Un alimentador primario es un circuito de distribución eléctrico encargado de transportar la energía eléctrica desde la subestación de potencia hasta los transformadores de distribución. Representa el nivel intermedio de la red, operando en rangos de voltaje



13,8 kV como 22 kV; para lo cual, se compone de una red troncal y derivaciones que se despliegan para cubrir el área de demanda dependiendo del área de cobertura y las necesidades de los usuarios; los alimentadores pueden adoptar diversas configuraciones topológicas [6].

- Alimentadores primarios de tipo radial

El sistema de distribución radial se origina en la subestación y distribuye la energía eléctrica a través de un único flujo hacia la carga; por lo que este tipo de configuración recibe alimentación desde un solo punto de la subestación de distribución y se utiliza ampliamente debido a su bajo costo como facilidad de mantenimiento [8].

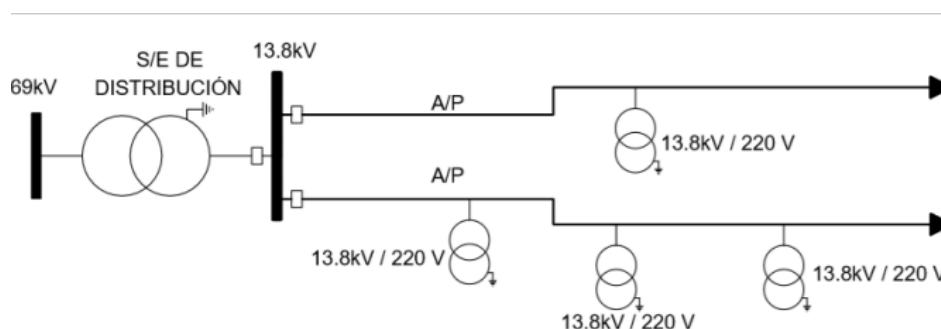


Fig. 4 Sistema radial [11]

- Alimentadores primarios tipo anillo

Los alimentadores primarios con configuración en anillo consisten en circuitos de medio voltaje que forman una trayectoria cerrada, cuyo origen y retorno se encuentran en la misma subestación de distribución. Esta topología permite que las cargas sean abastecidas mediante dos fuentes de flujo distintas, lo que incrementa significativamente la confiabilidad del sistema y mejora los niveles de voltaje [8].

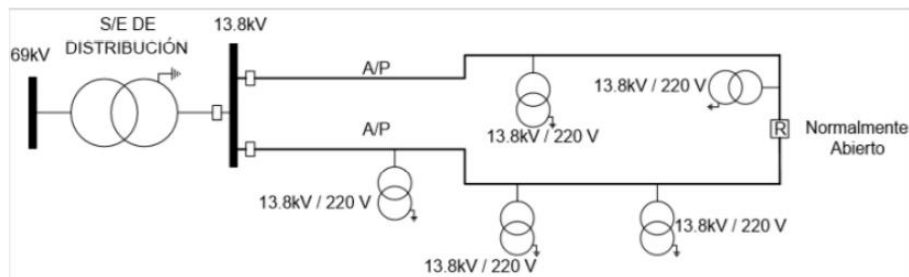


Fig. 5 Sistema tipo anillo [11]

- Alimentadores primarios tipo malla

Los alimentadores primarios tipo malla consisten en una red interconectada de circuitos vinculados a dos o más subestaciones de distribución. Esta topología permite que el flujo de potencia hacia los centros de carga provenga de fuentes distintas, garantizando la continuidad del suministro ante la salida de operación de una subestación o una falla en el segmento troncal. Si bien esta configuración ofrece los niveles más altos de confiabilidad, su implementación conlleva una mayor inversión económica [8].

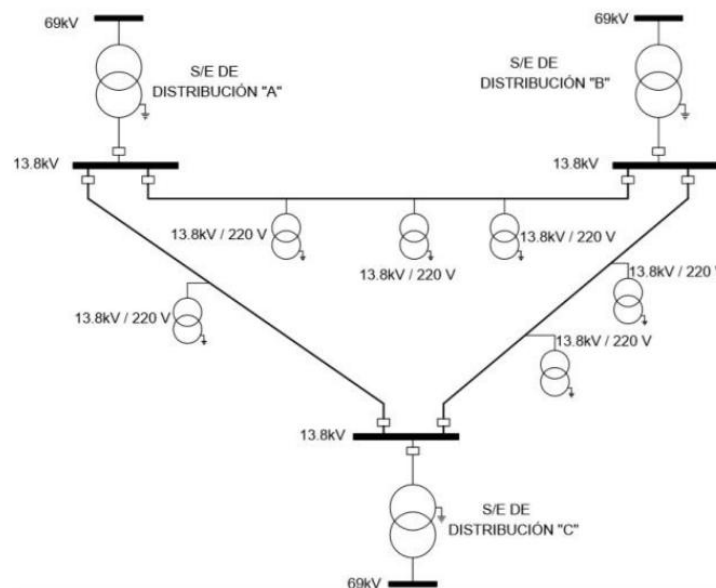


Fig. 6 Sistema tipo malla [11]

2.3.2.3 Dispositivos de corte y maniobra



Los dispositivos de corte y maniobra son equipos utilizados para proteger y operar el sistema eléctrico de potencia; entre los más relevantes se encuentran los interruptores de potencia, reconectadores y seccionadores.

- Interruptores de potencia (o disyuntores).

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico diseñado para realizar maniobras de apertura y cierre de circuitos eléctricos bajo condiciones normales de operación como ante fallas. Su construcción le permite conducir la corriente de forma continua, así como soportar y seccionar corrientes de cortocircuito significativamente elevadas, siempre que estas no excedan su capacidad de ruptura nominal. El principio operativo del interruptor se basa en la separación física de sus contactos para interrumpir el flujo eléctrico; durante este proceso, el equipo debe extinguir el arco eléctrico generado mediante el uso de medios dieléctricos específicos, tales como aceite, hexafluoruro de azufre (SF₆), vacío o aire; los cuales garantizan la desionización del medio y la recuperación de la rigidez aislante del sistema [6].

- Reconectadores

El reconectador es un dispositivo diseñado para realizar maniobras de apertura y cierre en un sistema de distribución de forma automática, por lo cual dispone de diferentes modos de operación; estos incluyen la función de interruptor simple con operación manual de apertura y cierre del circuito, configuración de disparo único ajustado a una protección específica y su funcionamiento principal como reconectador, el cual detecta fallas y ejecuta ciclos de apertura y cierre en tiempos preestablecidos. Esta versatilidad permite múltiples configuraciones que se adaptan a los requerimientos operativos de la red, agilizando la respuesta ante fallas y mejorando las condiciones del sistema de distribución [3].

Es importante resaltar que las fallas transitorias monofásicas son comunes en redes de distribución rurales, debido a la exposición a factores ambientales como descargas atmosféricas, vegetación y fauna; en estos casos, el uso de reconectadores automáticos permite restablecer el suministro de energía eléctrica de manera rápida, ya que muchas fallas desaparecen sin intervención operativa [3].



Sin embargo, los ciclos de reconexión pueden afectar procesos y equipos sensibles; por esta razón, en zonas urbanas se restringe su uso y los dispositivos de seccionamiento se emplean principalmente como elementos de maniobra para mantenimiento o transferencias de carga controladas sin operación automática [3] [6].

2.3.3 REGULACIÓN Nro. ARCONEL 009/2024

En el Ecuador, el marco regulatorio del sector eléctrico está establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la cual emite disposiciones técnicas y operativas de obligatorio cumplimiento. En este contexto, la regulación establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, así como los procedimientos para la medición, registro y evaluación que deben seguir las empresas distribuidoras y los consumidores, según corresponda. Esta normativa es de cumplimiento obligatorio para las empresas distribuidoras de electricidad, y los consumidores tanto regulados como no regulados conectados a la red de distribución y de ser necesario para el Centro Nacional de Control de Electricidad (CENACE). Por esta razón, las empresas distribuidoras buscan implementar mecanismos que permitan mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica, entre los cuales se encuentran los esquemas de transferencia de carga utilizados como una alternativa para garantizar el suministro ante contingencias. [12].

En este contexto, la regulación se divide en tres tipos de calidad, entre los cuales se consideran la calidad del producto y la calidad del servicio; a través de los cuales se controlan y monitorean los aspectos relacionados con el suministro de energía eléctrica.

2.3.3.1 Calidad de producto

La calidad de producto constituye una característica del servicio eléctrico asociada a la forma en que la empresa distribuidora suministra las señales de voltaje a los usuarios, en relación con el valor nominal del sistema. Este parámetro se evalúa considerando entre otros aspectos, el nivel de voltaje, las fluctuaciones rápidas y la presencia de armónicos; con el propósito de asegurar condiciones adecuadas para el funcionamiento de los equipos eléctricos conectados a la red [12] [13].



A continuación, en la TABLA 1 se presentan los límites permitidos de voltaje en el sistema eléctrico ecuatoriano:

TABLA 1

LÍMITES DE RANGO DE VOLTAJE PERMITIDO [12]

NIVEL DE VOLTAJE	RANGO ADMISIBLE
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

2.3.3.2 Calidad de servicio.

La calidad del servicio técnico está asociada a la continuidad del suministro de energía eléctrica y evalúa tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones en el servicio eléctrico [14].

2.3.3.3 Indicadores Generales

- **Frecuencia media de interrupción (FMIK):**

Indica el número promedio de veces que cada kVA nominal instalado experimentó una interrupción en el servicio durante el periodo de control (mensual o anual) [12].

- **Tiempo total de interrupción (TTIK):**

Este valor representa el tiempo promedio en horas durante el cual cada kVA nominal instalado estuvo fuera de servicio durante el período de control (mensual o anual) [12].

En la TABLA 2 se presentan los límites máximos permitidos para los índices globales de calidad del servicio técnico, durante un periodo de evaluación de doce meses consecutivos del año calendario (de enero a diciembre):

TABLA 2

LÍMITES PARA CALIDAD DE SERVICIO [12]

ALIMENTADOR



ÍNDICE	RED	ALTA DENSIDAD	BAJA DENSIDAD
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

2.3.4 Transferencias de carga entre alimentadores

La puesta en marcha de una transferencia de carga se define por la capacidad de un alimentador primario para recibir suministro eléctrico desde múltiples fuentes; ante la ocurrencia de fallas o durante la ejecución de maniobras operativas, tales como mantenimientos programados o no programados. La transferencia de carga permite restablecer el suministro de energía eléctrica al alimentador primario de manera parcial o total [6]; por lo tanto, para que la transferencia sea viable, el alimentador primario receptor debe contar con la capacidad suficiente para soportar la nueva carga transferida sin comprometer su operación.

Las acciones realizadas tienen como finalidad asegurar el suministro eléctrico al mayor número posible de usuarios en caso de mantenimientos o fallas, donde estas últimas pueden presentarse en cualquier parte del sistema de distribución, como son las líneas de subtransmisión o en el transformador de potencia.

2.3.4.1 Criterios por considerar para transferencias de carga.

Para realizar una transferencia de carga se deben tener en cuenta ciertas condiciones:

- Los niveles de voltaje entre los alimentadores primarios deben encontrarse dentro de los límites establecidos por la regulación ARCONEL 009/2024
- Los puntos de interconexión entre distintos alimentadores deben tener la misma secuencia de fases y el mismo nivel de voltaje.
- Los alimentadores primarios interconectados deben contar con la capacidad e infraestructura necesaria que permita la conexión entre redes trifásicas.



- Cuando se trata de alimentadores provenientes de diferentes subestaciones, se debe garantizar la disponibilidad del servicio; por lo que los alimentadores y subestaciones no deben presentar sobrecargas luego de las transferencias.
- La transferencia de carga no debe superar los límites de capacidad de los conductores implicados, ni los ajustes de las protecciones.
- Considerar los valores más altos de demanda en escenarios de demanda máxima, mínima y media.
- Ubicación de los reconectores: debido a que estos elementos pueden ser reubicados. (Las transferencias de carga deben realizarse mediante sistemas de control remoto, local o automático, a través de la operación de reconectores).
- Topología de la red.

2.3.4.2 Tipos de esquemas de transferencia de carga

Los esquemas de transferencia de carga en alimentadores primarios de distribución son configuraciones operativas estratégicas diseñadas para garantizar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Su función principal radica en la capacidad de reconfigurar la topología de la red para equilibrar la demanda entre distintos circuitos, lo que permite mitigar el impacto de las interrupciones, facilitar las labores de mantenimiento y elevar los índices de confiabilidad del sistema [15].

De acuerdo con la operatividad de la red y el nivel de automatización, se identifican principalmente los siguientes tipos de transferencia de carga:

- **Transferencia manual**

Requiere la intervención de operadores para realizar maniobras en el sistema de distribución y redirigir la carga entre alimentadores, por lo que es una estrategia frecuente en redes de distribución de menor tamaño o en casos donde no es posible implementar sistemas de automatización. Aunque su simplicidad y bajo costo son ventajas, su principal inconveniente radica en la necesidad de acción humana, lo que puede ocasionar demoras



en la restauración del servicio eléctrico ante una falla [15]. En la Fig. 7, se observa un módulo didáctico para realizar una transferencia de carga de forma manual.

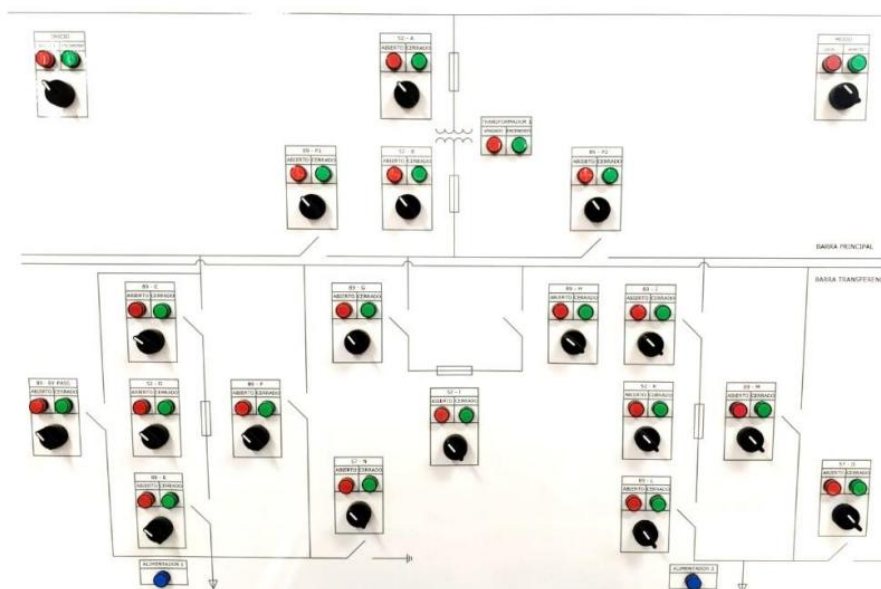


Fig. 7 Módulo didáctico para transferencia de carga de manera manual.

- **Transferencia automática**

Emplea equipos de conmutación y control que, ante situaciones críticas como caídas de voltaje o fallas en un alimentador, transfieren la carga de forma inmediata y sin necesidad de intervención manual. Este sistema aumenta notablemente la fiabilidad de la red al reducir el tiempo de interrupción, siendo comúnmente implementado en redes modernas y de alta demanda [15].

- **Transferencia Semi-Automática**

Emplea características de los métodos manual y automático. En este enfoque, la transferencia de la carga puede comenzar de forma automática, pero se necesita la confirmación o acción de los operadores para completar el proceso; este esquema equilibra la rapidez de la respuesta automática con la intervención de personal capacitado, brindando flexibilidad y control [15].



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Introducción

En este capítulo se presenta la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte), correspondiente a los alimentadores primarios de las subestaciones de la ciudad de Ibarra; posteriormente, se describe la metodología que se aplicó en el presente trabajo de integración curricular. Además, se detalla el procedimiento, materiales y herramientas utilizados, entre los que se incluyen el software CYME para la obtención de datos, y EXCEL para la organización, procesamiento y tabulación de los datos obtenidos.

3.2 Descripción del lugar de estudio

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte) es la entidad encargada de la distribución de energía eléctrica en la zona norte del país. Su área de concesión abarca los cantones Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, las provincias de Imbabura y Carchi, una parte del cantón Sucumbíos; además de los sectores de Alto Tambo y Durango ubicados en la provincia de Esmeraldas.

3.2.1 Ubicación

El presente trabajo de titulación se desarrolló en la ciudad de Ibarra, perteneciente a la provincia de Imbabura, dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte). El estudio se enfoca en los alimentadores primarios de las subestaciones de distribución que operan con un voltaje nominal de 69/13,8 kV. A continuación, se describen las subestaciones correspondientes a la ciudad de Ibarra:

- **Subestación Alpachaca:** se encuentra ubicada en la Av. Monseñor Leónidas Proaño y calle 15 de Diciembre; esta cuenta con una potencia nominal de 20 MVA.
- **Subestación Ajaví:** se encuentra ubicada en la Av. 13 de Abril y Benjamín Carrión; esta cuenta con una potencia nominal de 20 MVA.



- **Subestación San Agustín:** se encuentra ubicada en la Av. Ricardo Sánchez y Eugenio Espejo; esta cuenta con una potencia nominal de 20 MVA.
- **Subestación El Retorno:** se encuentra ubicada en la Av. Atahualpa; esta cuenta con una potencia nominal de 10 MVA.

3.3 Materiales

3.3.1 CYME

El software CYME es una herramienta computacional especializada en el análisis y modelado de sistemas eléctricos de potencia. Permite realizar estudios de flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones, confiabilidad y simulación de contingencias en redes de distribución. Su principal utilidad radica en la capacidad de representar de manera precisa el comportamiento eléctrico de los sistemas de distribución, facilitando la evaluación de su desempeño ante diferentes condiciones operativas [16].

3.3.2 EXCEL

Microsoft Excel es una herramienta de hoja de cálculo que permite organizar, procesar y analizar datos numéricos mediante el uso de fórmulas, funciones estadísticas y herramientas gráficas. Su aplicación en el ámbito de la ingeniería eléctrica facilita la gestión de grandes volúmenes de información, tales como la elaboración de tablas de resultados y la representación de tendencias o comportamientos de variables eléctricas [17].

3.4 Metodología

Posterior a una detallada revisión bibliográfica basada en trabajos de titulación y artículos científicos, es necesario describir y delimitar el lugar de estudio, enfocando el análisis en los alimentadores primarios que brindan servicio eléctrico a la ciudad de Ibarra. A continuación, se procede a realizar el análisis de la información obtenida mediante las mediciones ION de las cabeceras de los alimentadores primarios brindadas por Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte). Estas mediciones permiten conocer el estado operativo actual de los circuitos eléctricos y los transformadores de



potencia, lo que facilita la identificación de los puntos de interconexión entre alimentadores primarios de las distintas subestaciones. De esta manera, es posible determinar los esquemas de transferencia de carga. Finalmente, una vez localizados los puntos de interconexión, se ejecutan las transferencias correspondientes.

Por lo antes mencionado, la metodología implementada en el desarrollo del presente trabajo de integración curricular se detalla en la Fig. 8

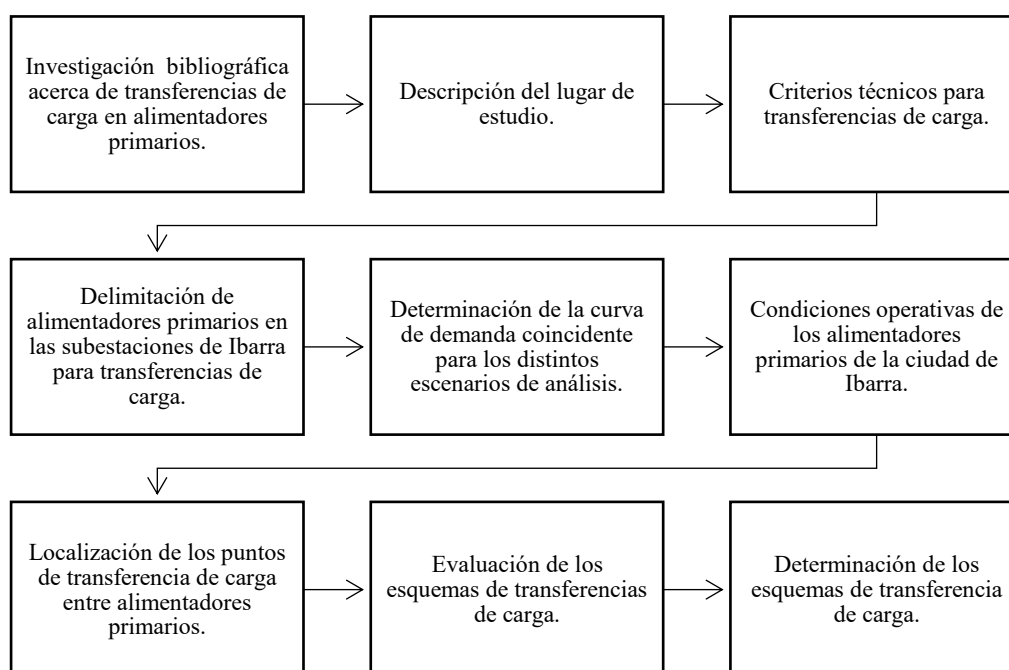


Fig. 8 Metodología

3.4.1 Criterios técnicos para transferencias de carga.

Para la ejecución de transferencias de carga en los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra, es indispensable determinar y verificar una serie de criterios técnicos que deben cumplirse para mantener los niveles operativos de los alimentadores primarios. Estos criterios permiten evaluar previamente las condiciones operativas de los circuitos involucrados, asegurando que las maniobras de transferencia no comprometan los niveles



de voltaje y la continuidad del servicio eléctrico. A continuación, se detallan los criterios técnicos considerados para la evaluación de las transferencias de carga:

- Los niveles de voltaje entre los alimentadores primarios deben estar dentro de los límites establecidos por la regulación ARCONEL 009/2024
- Los puntos de interconexión entre distintos alimentadores primarios deben tener la misma secuencia de fases y el mismo nivel de voltaje.
- Los alimentadores primarios interconectados según su topología deben contar con la infraestructura que permita la conexión entre redes trifásicas
- Se debe garantizar la disponibilidad del servicio. Los alimentadores primarios y subestaciones no deben presentar sobrecargas luego de las transferencias de carga.
- La transferencia de carga no debe superar los límites de capacidad de los conductores, ni los ajustes de las protecciones.
- Considerar horarios de demanda para realizar las transferencias de carga.
- Para este estudio se consideraron únicamente alimentadores urbanos en la ciudad de Ibarra.

3.4.2 Delimitación de alimentadores primarios en las subestaciones de Ibarra para transferencias de carga

Las subestaciones de distribución de la ciudad de Ibarra cuentan con varios alimentadores primarios; por lo cual, para este estudio solo se consideraron aquellos que cumplen con los criterios técnicos previamente establecidos. Los alimentadores primarios seleccionados se presentan en la TABLA 3 a continuación:

TABLA 3

ALIMENTADORES PRIMARIOS POR SUBESTACIÓN

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR
San Agustín	S1
	S2
	S3
	S4
	S5



	S6
	S7
El Retorno	R4
	R5
Alpachaca	M1
	M2
	M6
	M8
Ajaví	J1
	J3
	J4

3.4.3 Determinación de la curva de demanda coincidente para los distintos escenarios de análisis

La determinación de los escenarios de análisis para la demanda mínima, media y máxima se llevó a cabo mediante la evaluación de la curva de demanda coincidente de los alimentadores primarios y transformadores de potencia de las subestaciones de la ciudad de Ibarra. Esta curva se elaboró a partir de las mediciones ION otorgadas por la empresa eléctrica EMELNORTE SA. De esta manera, se lograron establecer los horarios correspondientes a la demanda mínima, media y máxima coincidente del sistema de distribución, tal como se observa en la TABLA 4.

TABLA 4

HORARIO DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA, MEDIA

HORARIO DE DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Martes 29	Abril	2025	19:15
El Retorno				
Alpachaca				
Ajaví				
HORARIO DE DEMANDA MEDIA (06:00 A 18:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Lunes 17	Marzo	2025	6:10
El Retorno				
Alpachaca				
Ajaví				
HORARIO DE DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Miércoles 1	Enero	2025	6:45



El Retorno

Alpachaca

Ajaví

TABLA 5

HORARIO DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y MEDIA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA CIUDAD DE IBARRA

HORARIO DE DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Martes 29	Abril	2025	19:20
El Retorno				
Alpachaca				
Ajaví				
HORARIO DE DEMANDA MEDIA (06:00 A 18:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Jueves 3	Abril	2025	23:10
El Retorno				
Alpachaca				
Ajaví				
HORARIO DE DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)				
SUBESTACIÓN	DÍA	MES	AÑO	HORARIO
San Agustín	Miércoles 1	Enero	2025	6:45
El Retorno				
Alpachaca				
Ajaví				

3.4.4 Condiciones operativas de los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra.

Para definir las condiciones operativas de los alimentadores primarios, se emplearon los registros de las mediciones ION en los horarios de demanda mínima, media y máxima. A partir de estos horarios, se extrajeron los parámetros específicos para cada alimentador primario y su subestación correspondiente, tales como: potencia activa, reactiva y aparente; corrientes de fase y frecuencia del sistema.



3.4.4.1 Subestación San Agustín

A partir de los escenarios de análisis del sistema, se identificó que los alimentadores primarios involucrados en las transferencias de carga presentan las condiciones operativas que se detallan en la TABLA 6.

TABLA 6

CONDICIONES INICIALES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN

DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
ALIMENTADOR	LOCAL TIME	kVA tot	kW tot	kVAR tot	I a	I b	I c
S1	29/4/2025 19:15	3577,08	3463,56	894,04	143,84	163,45	141,52
S2	29/4/2025 19:15	1214,02	1190,63	237,14	49,75	67,29	36,87
S3	29/4/2025 19:15	1132,32	1116,20	190,38	51,63	46,02	45,87
S4	29/4/2025 19:15	2940,34	2890,18	540,79	105,92	121,75	138,59
S5	29/4/2025 19:15	501,68	501,63	-6,55	17,11	23,57	21,86
S6	29/4/2025 19:15	2367,14	2314,96	494,29	106,48	93,30	99,14
S7	29/4/2025 19:15	1599,40	1539,95	432,00	54,72	77,46	67,48
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
S1	3/4/2025 22:40	2725,18	2624,70	733,19	110,72	124,10	102,98
S2	3/4/2025 22:40	1043,87	1016,81	236,12	43,92	54,14	33,66
S3	3/4/2025 22:40	776,07	754,33	182,38	34,14	30,47	32,20
S4	3/4/2025 22:40	1517,37	1452,54	438,81	56,37	59,62	71,29
S5	3/4/2025 22:40	328,36	327,92	-16,93	11,07	15,22	14,48
S6	3/4/2025 22:40	1779,75	1700,29	525,87	82,39	64,37	75,01
S7	3/4/2025 22:40	1102,87	1004,82	454,60	39,73	53,17	42,91
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
S1	1/1/2025 6:45	1390,25	1271,09	563,14	56,99	61,97	50,65
S2	1/1/2025 6:45	833,08	800,11	232,05	35,62	40,52	29,01
S3	1/1/2025 6:45	425,28	384,90	180,87	18,02	16,99	17,24
S4	1/1/2025 6:45	998,59	891,13	450,64	36,97	39,59	44,60



S5	1/1/2025 6:45	151,39	149,53	-23,65	4,87	6,80	7,15
S6	1/1/2025 6:45	1009,63	875,90	502,15	47,54	35,33	41,70
S7	1/1/2025 6:45	859,45	701,50	496,54	30,69	39,37	34,13

Además, se identificó que el transformador de la subestación San Agustín presenta los siguientes parámetros operativos como se observa en la TABLA 7, a continuación:

TABLA 7

PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN

SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN							
Local Time	kVA tot	kW tot	kVAR tot	Vll avg	I a	I b	I c
DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
29/4/2025 19:20	13273,44	12988,08	2737,48	13986,90	527,73	588,39	540,61
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
3/4/2025 23:10	8769,22	8337,39	2717,92	14211,96	348,40	373,99	353,51
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
1/1/2025 6:45	5612,91	5072,40	2403,24	14325,59	225,73	237,32	220,65

3.4.4.2 Subestación El Retorno

En la subestación el Retorno, se identificó que los alimentadores primarios involucrados en las transferencias de carga presentan las siguientes condiciones operativas detalladas en la TABLA 8.

TABLA 8

DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO

DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
Alimentador	Local Time	kVA tot	kW tot	kVAR tot	I a	I b	I c
R4	29/4/2025 19:15:00	2219,20	2135,85	602,04	95,04	112,21	67,46
R5	29/4/2025 19:15:00	1868,65	1820,73	474,38	97,65	55,77	79,71



DATOS EN DEMANDA MEDIA							
R4	3/4/2025 22:40:00	1787,53	1696,57	514,78	77,15	84,62	54,77
R5	3/4/2025 22:40:00	1440,94	1375,96	427,33	73,55	44,33	58,88

DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
R4	1/1/2025 6:45:00	886,99	784,89	393,98	32,95	45,32	27,45
R5	1/1/2025 6:45:00	812,15	735,50	343,59	39,76	24,73	32,37

Además, se identificó que el transformador de la subestación el Retorno presenta los siguientes parámetros operativos que se observan en la TABLA 9, detallada a continuación:

TABLA 9
PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO

SUBESTACIÓN EL RETORNO							
Local Time	kVA tot	kW tot	kVAR tot	Vll avg	I a	I b	I c
DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
29/4/2025 19:20	5752,46	5522,33	1559,42	14000,00	259,43	210,05	241,20
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
3/4/2025 23:10:00	4128,43	3837,71	1314,62	14200,00	184,08	143,08	165,81
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
1/1/2025 6:45	2456,36	2211,16	1083,72	14346,67	104,11	97,22	95,69

3.4.4.3 Subestación Alpachaca

Se identificó que los alimentadores primarios involucrados en las transferencias de carga en esta subestación presentan las siguientes condiciones operativas que se detallan en la TABLA 10.



TABLA 10

DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO DE LOS ALIMENTADORES
DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
ALIMENTADOR	LOCAL TIME	kVA tot	kW tot	kVAR tot	I a	I b	I c
M1	29/4/2025 19:15	2640,33	2595,56	484,14	117,51	105,16	113,52
M2	29/4/2025 19:15	4415,58	4281,61	1079,42	190,83	198,64	172,03
M6	29/4/2025 19:15	3214,61	3109,02	817,12	150,91	120,28	138,36
M8	29/4/2025 19:15	588,53	562,76	172,24	22,43	30,64	21,71
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
M1	3/4/2025 22:40	1751,18	1682,31	486,28	79,31	67,88	72,52
M2	3/4/2025 22:40	3188,03	3061,17	890,40	129,81	142,18	128,17
M6	3/4/2025 22:40	2437,08	2316,68	756,54	109,58	91,13	105,87
M8	3/4/2025 22:40	1174,75	1146,00	258,33	51,50	55,05	40,66
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
M1	1/1/2025 6:45	924,68	811,99	442,39	41,62	36,03	35,97
M2	1/1/2025 6:45	1850,98	1645,25	848,11	73,23	78,13	76,32
M6	1/1/2025 6:45	1349,59	1199,32	618,88	61,43	49,57	54,98
M8	1/1/2025 6:45	892,67	886,81	102,11	36,14	42,06	31,58

Además, se identificó que el transformador de la subestación Alpachaca presenta los siguientes parámetros operativos que se detalla en la TABLA 11.

TABLA 11

PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

SUBESTACIÓN ALPACHACA							
Local Time	kVA tot	kW tot	kVAR tot	Vll avg	I a	I b	I c
DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
29/4/2025 19:20	15629,80	15310,51	3143,03	13732,10	657,43	662,46	664,91
DATOS EN DEMANDA MEDIA							



3/4/2025 23:10	12088,86	11690,44	3078,04	13981,74	502,99	510,79	493,23
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
1/1/2025 6:45	6858,55	6370,60	2540,71	14207,18	279,37	283,30	279,33

3.4.4.4 Subestación Ajaví

Se identificó que los alimentadores primarios involucrados en las transferencias de carga en esta subestación presentan las siguientes condiciones operativas detalladas en la TABLA 12, que se presenta a continuación:

TABLA 12

DATOS DE DEMANDA COINCIDENTE MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ

DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
ALIMENTADOR	LOCAL TIME	kVA tot	kW tot	kVAR tot	I a	I b	I c
J1	29/4/2025 19:15	3034,03	2952,41	699,00	130,83	122,55	123,12
J3	29/4/2025 19:15	626,76	619,63	94,28	21,73	31,34	24,61
J4	29/4/2025 19:15	913,68	895,54	181,19	45,87	34,77	33,86
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
J1	3/4/2025 22:40	1257,29	1193,51	395,36	51,29	46,85	56,00
J3	3/4/2025 22:40	467,73	450,23	126,75	17,06	21,30	18,91
J4	3/4/2025 22:40	664,10	638,13	183,93	30,39	26,66	24,89
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
J1	1/1/2025 6:45	849,24	742,39	412,39	33,18	32,33	37,40
J3	1/1/2025 6:45	316,98	294,25	117,87	11,20	14,34	12,80
J4	1/1/2025 6:45	438,14	379,04	219,76	20,36	17,22	15,51

Además, se identificó que el transformador de la subestación Ajaví presenta los siguientes parámetros operativos que se observan en la TABLA 13.



TABLA 13

PARÁMETROS DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ

SUBESTACIÓN AJAVÍ							
Local Time	kVA tot	kW tot	kVAR tot	Vll avg	I a	I b	I c
DATOS EN DEMANDA MÁXIMA							
29/4/2025 19:20	4494,04	4381,82	998,02	14023,50	195,41	182,74	180,02
DATOS EN DEMANDA MEDIA							
3/4/2025 23:10	2297,49	2172,79	746,63	14240,11	96,05	90,47	94,00
DATOS EN DEMANDA MÍNIMA							
1/1/2025 6:45	1771,04	1565,15	828,78	14373,84	70,11	70,16	73,77

3.4.5 Localización de los puntos de transferencia de carga entre alimentadores primarios.

A continuación, se presentan los puntos de interconexión entre los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra. Estos puntos fueron identificados y ubicados en los softwares CYME y ArcGIS, respectivamente, a partir de la base de datos suministrada por la empresa eléctrica Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte); esto permitió obtener las coordenadas geográficas (x,y) y el número de poste correspondiente, como se observa en la TABLA 14. Esta información permite identificar con claridad los sitios donde es posible efectuar maniobras de transferencia de carga, así como reconocer la topología de los alimentadores primarios de las distintas subestaciones.

TABLA 14

PUNTOS DE INTERCONEXIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CARGA

ALIMENTADOR	PUNTO DE INTERCONEXIÓN	POSTE DE UBICACIÓN	COORDENADAS X	COORDENADAS Y
S1	M2	P_80297	814947,3991	10036573,02
S1	R5	P_289730	820009,5519	10035695,23
S1	S2	P_87888	819605,7884	10036213,64
S2	S3	P_68937	819434,7003	10037300,51
S2	R5	P_87723	819787,2873	10036367,65
S3	R5	P_69603	820469,5664	10037222,67
S3	R5	P_88161	820146,463	10037773,27
S4	S5	P_73297	819186,5938	10037723,27
S4	M2	P_71638	818654,6724	10038258,86


**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
APLICADAS**

S4	M2	P_294196	819063,6228	10038780,02
S4	J4	P_106627	819381,43	10038757,27
S4	J4	P_105780	819943,3281	10038905,95
S4	S5	P_73297	819186,5938	10037723,27
S6	R5	P_87472	820633,7254	10037851,43
S6	J1	P_104741	820642,0891	10037928,11
S6	R4	P_85701	821036,4755	10037084,27
S6	M8	P_103962	821644,213	10038375,75
S7	J1	P_105102	820677,178	10038284,93
S7	J4	P_105617	820093,4004	10039098,43
S7	J4	P_106915	820095,8008	10039361,04
S7	J3	P_105699	820281,6671	10039230,81
M1	M2	P_89518	818911,3241	10039572,36
M1	J4	P_106717	819123,5008	10039329,79
M1	J4	P_106390	819726,0343	10039595,83
M1	M8	P_103105	820608,1691	10040358,36
M2	J4	P_106543	819161,8493	10038927,17
M6	M8	P_102341	820619,4576	10040370,79
M6	M8	P_159600	821477,01	10039851,88
M8	J1	P_103185	820936,1414	10039292,77
M8	J1	P_105242	821103,807	10039315,1
J1	J3	P_105986	820683,2558	10038631,83



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis de los diferentes esquemas de transferencias de carga en escenarios de demanda máxima, mínima y media; estos resultados permiten evaluar el comportamiento de los alimentadores primarios e identificar la cantidad de carga que puede ser transferida entre alimentadores primarios sin que se presenten caídas de voltaje ni sobrecargas, manteniendo el sistema eléctrico de distribución dentro de los parámetros técnicos y de los límites normativos establecidos.

4.1 Análisis de capacidad de transferencia de carga entre alimentadores primarios.

A partir del análisis realizado en los alimentadores primarios, se determinó cuáles poseen capacidad de reserva para ejecutar transferencias de carga en los diferentes escenarios de análisis, se identificó que las transferencias de carga no dependen únicamente de los puntos de interconexión entre redes de medio voltaje, sino también de las condiciones operativas previas de cada uno de ellos.

De los alimentadores primarios existentes en la ciudad de Ibarra, se identificó aquellos que no permiten realizar esquemas de transferencia de carga en los escenarios de demanda máxima y media; dentro de los cuales se pueden identificar los circuitos M2 y M6, los cuales presentan caídas de voltaje, sobrecarga y niveles de operación cercanos a su capacidad nominal en condiciones de operación normal, como se evidencia en la TABLA 15, estos alimentadores primarios se encuentran fuera del límite de operación permitido acorde a la REGULACIÓN Nro. ARCONEL 009/2024, con caídas de voltaje que superan el $\pm 6\%$ ocasionando que el nivel de voltaje sea inferior al 94% ; de esta manera, las redes de distribución con esta condición están impedidas de asumir carga adicional por medio de transferencias de carga para no comprometer la calidad y continuidad del servicio eléctrico.



TABLA 15

ALIMENTADORES M2 Y M6 EN CONDICIONES INICIALES

CONDICIONES INICIALES EN DEMANDA MÁXIMA						
Alimentador	Datos	kVA Total	kW	I(A)	Bajo Voltaje	Sobre voltaje
M2	PROMEDIOS	4444	4272	187,1		
	FASE A	1505,3	1451,3	190,8	89,33 %	99,71 %
	FASE B	1582,6	1527,8	198,6	89,88 %	101,57 %
	FASE C	1356,9	1292,8	172	89,14 %	100,29 %
M6	PROMEDIOS	3238	3097	136,4		
	FASE A	1190,2	1131,3	150,9	89,80 %	100,41 %
	FASE B	957,5	917,5	120,2	96,34 %	100,91 %
	FASE C	1090,9	1048,4	138,3	92,57 %	99,84 %
CONDICIONES INICIALES EN DEMANDA MEDIA						
M2	PROMEDIOS	3219	3062	133,3		
	FASE A	1044,9	995,1	129,8	94,50 %	102,28 %
	FASE B	1143,4	1095,5	142,1	93,56 %	102,83 %
	FASE C	1031,2	971,1	128,1	93,54 %	102,58 %
M6	PROMEDIOS	2455	2309	102,1		
	FASE A	869,7	808,8	109,2	93,26 %	101,83 %
	FASE B	735,2	691,5	91,4	98,05 %	102,41 %
	FASE C	851,3	808,7	105,8	96,12 %	102,18 %

4.2 Demanda Máxima

En los escenarios de demanda máxima, se determinó que la capacidad de transferencia de carga de los alimentadores primarios se ve significativamente reducida y depende directamente de las condiciones iniciales de cada alimentador primario.

4.2.1 Subestación San Agustín

Los alimentadores primarios de la subestación San Agustín disponen de puntos de interconexión técnicamente viables bajo el escenario de demanda máxima, lo que permite realizar transferencias de carga considerables sin que se presenten caídas de voltaje excesivas y manteniéndose dentro de los límites operativos, cómo se muestra en la TABLA 16. Los alimentadores primarios de esta subestación pueden ser transferidos en su totalidad a circuitos aledaños; para lo cual la apertura o la desconexión de la carga previa a las maniobras de transferencia pueden ser fácilmente ejecutadas desde el centro



de control, lo que reduce los tiempos de afectación y mejora la ejecución de las maniobras; en este contexto, los alimentadores S1, S2, S3, S6 y S7 presentan una mayor capacidad de transferencia en vista que la demanda no supera los 1,5 MW en varios casos.

Por otro lado, se identificaron puntos de interconexión que no resultan viables para las transferencias de carga, específicamente con el alimentador primario M2, se debe principalmente a que este alimentador posee una carga elevada cercana a su capacidad nominal lo que impide tener una capacidad de reserva, esta situación pone en evidencia la necesidad de evaluar previamente el estado operativo inicial de cada alimentador primario antes de ejecutar cualquier esquema de transferencia de carga.

TABLA 16

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÁXIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
S1	M2	P_80297	No		
S1	R5	P_289730	Si	3469 kW	Cabecera
S1	S2	P_87888	Si	3469 kW	Cabecera
S2	S3	P_68937	Si	1189 kW	Cabecera
S2	R5	P_87723	Si	1189 kW	Cabecera
S3	R5	P_69603	Si	1116 kW	Cabecera
S3	R5	P_88161	Si	1116 kW	Cabecera
S4	S5	P_73297	Si	2895 kW	Cabecera
S4	M2	P_71638	No		
S4	M2	P_294196	No		
S4	J4	P_106627	Si	1278 kW	P_73145
S4	J4	P_105780	Si	1042 kW	P_71415
S6	R5	P_87472	Si	2315 kW	Cabecera
S6	J1	P_104741	Si	2315 kW	Cabecera
S6	R4	P_85701	Si	2315 kW	Cabecera
S6	M8	P_103962	Si	705 kW	P_70016
S7	J1	P_105102	Si	1542 kW	Cabecera
S7	J4	P_105617	Si	1542 kW	Cabecera
S7	J4	P_106915	Si	1542 kW	Cabecera
S7	J3	P_105699	Si	1542 kW	Cabecera



4.2.2 Subestación Ajaví

En la subestación Ajaví, se identificó que los alimentadores primarios J1, J3 y J4, disponen de capacidad para realizar transferencias de carga desde su cabecera hacia los alimentadores J3, S6, S7, M8, J1, S4 y M1, como se detalla en la TABLA 17. Esto los convierte en alimentadores primarios estratégicos para la distribución de carga en escenarios de demanda máxima, al proporcionar una alta capacidad de maniobra. Cabe señalar que la interconexión entre J4 y M2 no es viable, debido a que el alimentador primario M2 por condiciones iniciales no es apto para recibir carga.

En conclusión, estos resultados evidencian que la subestación Ajaví cuenta con una capacidad de transferencia de carga funcional en gran parte de sus alimentadores primarios, permitiendo soportar transferencias de carga relevantes especialmente en condiciones de demanda máxima.

TABLA 17

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÁXIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
J1	J3	P_105986	Si	2951 kW	Cabecera
J1	S6	P_104741	Si	2951 kW	Cabecera
J1	S7	P_105102	Si	2951 kW	Cabecera
J1	M8	P_103185	Si	2836 kW	P_103154
J1	M8	P_105242	Si	2951kW	Cabecera
J3	S7	P_105699	Si	620 kW	Cabecera
J3	J1	P_105986	Si	620 kW	Cabecera
J4	S4	P_106627	Si	896 kW	Cabecera
J4	S4	P_105780	Si	896 kW	Cabecera
J4	S7	P_105617	Si	896 kW	Cabecera
J4	S7	P_106915	Si	896 kW	Cabecera
J4	M1	P_106717	Si	896 kW	Cabecera
J4	M1	P_106390	Si	896 kW	Cabecera
J4	M2	P_106543	No		



4.2.3 Subestación El Retorno

En la subestación El Retorno, se evidencia que los alimentadores primarios analizados son factibles para la ejecución de transferencias de carga desde su cabecera, lo cual representa una alternativa operativa importante durante la ejecución de mantenimientos programados o en situaciones de emergencia; estas transferencias de carga pueden efectuarse en distintos puntos de interconexión con los alimentadores S2, S3 y S6, como se muestra en la TABLA 18, lo que permite distribuir la carga sin comprometer los niveles de voltaje del sistema. En este contexto, se determinó que en la interconexión entre los alimentadores R5 y S1, no es viable realizar la transferencia de carga, pese a existir un punto de enlace físico debido a que se presentan caídas de voltaje que exceden los rangos establecidos por la normativa vigente.

TABLA 18

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÁXIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
R4	S6	P_85701	Si	2138 kW	Cabecera
R5	S1	P_289730	No		
R5	S2	P_87723	Si	1814 kW	Cabecera
R5	S3	P_69603	Si	1814 kW	Cabecera
R5	S3	P_88161	Si	1814 kW	Cabecera
R5	S6	P_87472	Si	1814 kW	Cabecera

4.2.4 Subestación Alpachaca

En la subestación Alpachaca, se determinó que los alimentadores primarios M2 y M6 presentan condiciones de sobrecarga, al registrar valores de demanda de 4 MW y 3 MW respectivamente, debido a estos niveles de carga no es viable recibir transferencias desde alimentadores primarios aledaños, no obstante, se contempla la posibilidad de realizar transferencias de carga desde estos alimentadores primarios hacia otros alimentadores primarios, siempre que dichas transferencias de carga no superen los límites de voltaje permitidos; cabe señalar que la carga de estos alimentadores es grande



e impide salvaguardar la totalidad del alimentador en escenarios de fallas o mantenimientos programados. En contraste, los alimentadores primarios M1 y M8, presentan condiciones favorables para la ejecución de transferencias de carga desde su cabecera como se observa en la TABLA 19.

TABLA 19

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÁXIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÁXIMA (18:00 a 22:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
M1	M2	P_89518	No		
M1	J4	P_106717	Si	2588 kW	Cabecera
M1	J4	P_106390	Si	2588 kW	Cabecera
M1	M8	P_103105	Si	2588 kW	Cabecera
M2	J4	P_106543	No		
M2	S1	P_80297	No		
M2	S4	P_71638	No		
M2	S4	P_294196	No		
M2	M1	P_89518	No		
M6	M8	P_102341	No		
M6	M8	P_159600	No		
M8	J1	P_103185	Si	559 kW	Cabecera
M8	J1	P_105242	Si	559 kW	Cabecera
M8	M1	P_103105	Si	559 kW	Cabecera
M8	M6	P_102341	No		
M8	M6	P_159600	No		
M8	S6	P_103962	Si	559 kW	Cabecera

4.3 Demanda Mínima

El análisis de los esquemas de transferencia de carga en condición de demanda mínima permite evaluar el comportamiento del sistema eléctrico cuando los niveles de carga son mínimos y los alimentadores disponen de mayores márgenes operativos; el escenario de demanda mínima se considera el escenario más favorable para programar mantenimientos, debido a que facilita la distribución de carga sin afectar los límites de voltaje ni generar sobrecargas.



4.3.1 Subestación San Agustín

En la subestación San Agustín, se evidenció un escenario operativo significativamente más flexible en comparación con la condición de demanda máxima. En este contexto, se determinó que la totalidad de los puntos de interconexión evaluados resultan técnicamente viables para la ejecución de transferencias de carga como se observa en la TABLA 20. Los resultados demuestran que, en condiciones de demanda mínima los alimentadores primarios pueden distribuir carga sin generar caídas de voltaje ni sobrevoltaje. Asimismo, se demuestra que las transferencias de carga que no fueron viables en el escenario de demanda máxima pueden ejecutarse adecuadamente en demanda mínima, debido a los bajos niveles de carga presentes en este escenario.

TABLA 20

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÍNIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
S1	M2	P_80297	Si	290 kW	P_76049
S1	R5	P_289730	Si	1266 kW	Cabecera
S1	S2	P_87888	Si	1266 kW	Cabecera
S2	S3	P_68937	Si	797 kW	Cabecera
S2	R5	P_87723	Si	797 kW	Cabecera
S2	S1	P_87888	Si	797 kW	Cabecera
S3	R5	P_69603	Si	383 kW	Cabecera
S3	R5	P_88161	Si	383 kW	Cabecera
S3	S2	P_68937	Si	383 kW	Cabecera
S4	S5	P_73297	Si	889 kW	Cabecera
S4	M2	P_71638	Si	889 kW	Cabecera
S4	M2	P_294196	Si	889 kW	Cabecera
S4	J4	P_106627	Si	889 kW	Cabecera
S4	J4	P_105780	Si	889 kW	Cabecera
S5	S4	P_73297	Si	149 kW	Cabecera
S6	R5	P_87472	Si	873 kW	Cabecera
S6	J1	P_104741	Si	873 kW	Cabecera
S6	R4	P_85701	Si	873 kW	Cabecera
S6	M8	P_103962	Si	873 kW	Cabecera
S7	J1	P_105102	Si	700 kW	Cabecera



S7	J4	P_105617	Si	700 kW	Cabecera
S7	J4	P_106915	Si	700 kW	Cabecera
S7	J3	P_105699	Si	700 kW	Cabecera

4.3.2 Subestación El Retorno

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación El Retorno, se evidenció que todas las transferencias de carga evaluadas resultan factibles para la distribución de carga desde su cabecera, como se presenta en la TABLA 21. Esto demuestra que los alimentadores primarios disponen de una adecuada capacidad de reserva y condiciones operativas favorables para maniobras de transferencia de carga ante fallas o mantenimientos programados.

TABLA 21

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÍNIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
R4	S6	P_85701	Si	788 kW	Cabecera
R5	S1	P_289730	Si	727 kW	Cabecera
R5	S2	P_87723	Si	727 kW	Cabecera
R5	S3	P_69603	Si	727 kW	Cabecera
R5	S3	P_88161	Si	727 kW	Cabecera
R5	S6	P_87472	Si	727 kW	Cabecera

4.3.3 Subestación Ajaví

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación Ajaví, se determinó que es factible realizar transferencias de carga de los alimentadores primarios J1, J3 y J4 desde su cabecera hacia distintos puntos de interconexión con los alimentadores primarios S4, S6, S7, J1, J3, M1, M2 Y M8, debido a que cuentan con la capacidad suficiente para asumir la totalidad de carga de los alimentadores cercanos como se muestra en la TABLA 22, esto evidenció que la topología de la red en esta subestación mejora la capacidad de respuesta del sistema ante fallas y mantenimientos.



TABLA 22

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÍNIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)					
Alimen tador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transfe rencia	Máxima Carga Transferida	PUNTO DE APERTURA
J1	J3	P_105986	Si	743 kW	Cabecera
J1	S7	P_105102	Si	743 kW	Cabecera
J1	S6	P_104741	Si	743 kW	Cabecera
J1	M8	P_103185	Si	743 kW	Cabecera
J1	M8	P_105242	Si	743 kW	Cabecera
J3	S7	P_105699	Si	295 kW	Cabecera
J3	J1	P_105986	Si	295 kW	Cabecera
J4	S4	P_106627	Si	380 kW	Cabecera
J4	S4	P_105780	Si	380 kW	Cabecera
J4	S7	P_105617	Si	380 kW	Cabecera
J4	S7	P_106915	Si	380 kW	Cabecera
J4	M1	P_106717	Si	380 kW	Cabecera
J4	M1	P_106390	Si	380 kW	Cabecera
J4	M2	P_106543	Si	380 kW	Cabecera

4.3.4 Subestación Alpachaca.

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación Alpachaca, se identificó que este escenario es el único en el cual resulta factible realizar transferencias de carga hacia los alimentadores M2 y M6, como se muestra en la TABLA 23. Esta situación se debe a que durante los horarios de demanda mínima los alimentadores primarios disponen de márgenes operativos suficientes para recibir carga adicional sin afectar los límites establecidos por la normativa vigente. En consecuencia, el escenario de demanda mínima es considerado como el más favorable para efectuar maniobras, tanto en mantenimientos programados como en situaciones de emergencias mejorando la capacidad del sistema.

TABLA 23

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÍNIMA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MÍNIMA (22:00 A 07:00)					
---	--	--	--	--	--



Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
M1	M2	P_89518	Si	812 kW	Cabecera
M1	J4	P_106717	Si	812 kW	Cabecera
M1	J4	P_106390	Si	812 kW	Cabecera
M1	M8	P_103105	Si	812 kW	Cabecera
M2	S4	P_71638	Si	1645 kW	Cabecera
M2	S4	P_294196	Si	1645 kW	Cabecera
M2	J4	P_106543	Si	1645 kW	Cabecera
M2	S1	P_80297	Si	808 kW	Cabecera
M2	M1	P_89518	Si	1645 kW	Cabecera
M6	M8	P_102341	Si	1201 kW	Cabecera
M6	M8	P_159600	Si	1201 kW	Cabecera
M8	J1	P_103185	Si	890 kW	Cabecera
M8	J1	P_105242	Si	890 kW	Cabecera
M8	S6	P_103962	Si	890 kW	Cabecera
M8	M1	P_103105	Si	890 kW	Cabecera
M8	M6	P_102341	Si	890 kW	Cabecera
M8	M6	P_159600	Si	890 kW	Cabecera

4.4 Demanda media

El análisis de los esquemas de transferencia de carga en condición de demanda media permitió evaluar el comportamiento operativo del sistema eléctrico, ya que representa una condición intermedia entre los escenarios de demanda máxima y mínima, este escenario refleja el funcionamiento habitual del sistema durante gran parte del día, permitiendo identificar con precisión el comportamiento real del sistema.

4.4.1 Subestación San Agustín

En análisis de la subestación San Agustín, se evidenció un comportamiento distinto al observado en los escenarios de demanda máxima y mínima, en este escenario el sistema presenta una mayor flexibilidad operativa en comparación con la demanda máxima; sin embargo, aún persisten ciertas limitaciones técnicas que restringen la viabilidad de algunos puntos de interconexión evaluados. Esto refleja que, si bien el sistema opera con mejores márgenes de carga y voltaje, existen alimentadores cuya condición inicial limita la transferencia de carga, en particular los casos de S1 hacia M2



y de S4 hacia M2, debido a que las condiciones iniciales del alimentador M2 presentan caídas de voltaje por debajo del 94% del límite establecido, lo que reduce significativamente la flexibilidad operativa del sistema en contraste para el resto de los alimentadores analizados, las condiciones técnicas resultan favorables para transferir carga en totalidad como se muestra en la TABLA 24, a excepción de los alimentadores primarios S6 y M8, donde la transferencia de carga se limita a un valor de 516 kW ya que al superar esta carga se presentan caídas de voltaje.

TABLA 24

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MEDIA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN EN DEMANDA MEDIA (06:00 A 18:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
S1	M2	P_80297	No		
S1	R5	P_289730	SI	2626 kW	Cabecera
S1	S2	P_87888	Si	2626 kW	Cabecera
S2	S3	P_68937	Si	1045 kW	Cabecera
S2	R5	P_87723	Si	1045 kW	Cabecera
S2	S1	P_87888	Si	1045 kW	Cabecera
S3	R5	P_69603	Si	755 kW	Cabecera
S3	R5	P_88161	Si	755 kW	Cabecera
S3	S2	P_68937	Si	755 kW	Cabecera
S4	S5	P_73297	Si	1453 kW	Cabecera
S4	M2	P_71638	No		
S4	M2	P_294196	No		
S4	J4	P_106627	Si	1453 kW	Cabecera
S4	J4	P_105780	Si	1453 kW	Cabecera
S5	S4	P_73297	Si	328 kW	Cabecera
S6	R5	P_87472	Si	1699 kW	Cabecera
S6	J1	P_104741	Si	1699 kW	Cabecera
S6	R4	P_85701	Si	1699 kW	Cabecera
S6	M8	P_103962	Si	516 kW	P_70016
S7	J1	P_105102	Si	1004 kW	Cabecera
S7	J4	P_105617	Si	1004 kW	Cabecera
S7	J4	P_106915	Si	1004 kW	Cabecera
S7	J3	P_105699	Si	1004 kW	Cabecera



4.4.2 Subestación El Retorno.

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación El Retorno, se observó que los esquemas de transferencia de carga evaluados permiten transferir en su totalidad la carga de los alimentadores primarios R4 y R5, conforme se presenta en la TABLA 25, lo que indica que los circuitos receptores S1, S2, S3 y S6 disponen de capacidad de reserva para asumir la carga sin generar condiciones de sobrecarga ni incumplimiento en los niveles de voltaje establecidos por la normativa vigente, garantizando así la estabilidad operativa del sistema.

TABLA 25

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN EL RETORNO EN DEMANDA MEDIA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN EL RETORNO					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
R4	S6	P_85701	Si	1695 kW	Cabecera
R5	S1	P_289730	Si	1369 kW	Cabecera
R5	S2	P_87723	Si	1369 kW	Cabecera
R5	S3	P_69603	Si	1369 kW	Cabecera
R5	S3	P_88161	Si	1369 kW	Cabecera
R5	S6	P_87472	Si	1369 kW	Cabecera

4.4.3 Subestación Ajaví.

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación Ajaví, se observó que estos presentan una adecuada capacidad de recepción de carga desde su cabecera, se evidenció que los alimentadores primarios J1, J3 y J4 tienen múltiples puntos de interconexión con S4, S6, S7, J1, J3, M1, M2 y M8 como se presenta en la TABLA 26, lo que hace que los alimentadores primarios permitan mantener la continuidad de servicio ante la salida de uno de estos. Sin embargo, el punto de interconexión de J4 hacia M2 no resulta viable, lo que indica que el alimentador M2 no presenta condiciones operativas favorables para recibir carga adicional, esto limita parcialmente las alternativas del alimentador J4, aunque no lo compromete debido a que tiene diferentes puntos de interconexión con los alimentadores S4, S7 y M1.



TABLA 26

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MEDIA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ EN DEMANDA MEDIA (06:00 A 18:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
J1	J3	P_105986	Si	1195 kW	Cabecera
J1	S6	P_104741	Si	1195 kW	Cabecera
J1	S7	P_105102	Si	1195 kW	Cabecera
J1	M8	P_103185	Si	1195 kW	Cabecera
J1	M8	P_105242	Si	1195 kW	Cabecera
J3	S7	P_105699	Si	449 kW	Cabecera
J3	J1	P_105986	Si	449 kW	Cabecera
J4	S4	P_106627	Si	638 kW	Cabecera
J4	S4	P_105780	Si	638 kW	Cabecera
J4	S7	P_105617	Si	638 kW	Cabecera
J4	S7	P_106915	Si	638 kW	Cabecera
J4	M1	P_106717	Si	638 kW	Cabecera
J4	M1	P_106390	Si	638 kW	Cabecera
J4	M2	P_106543	No		

4.4.4 Subestación Alpachaca

En el análisis de los alimentadores primarios de la subestación Alpachaca, se evidenció que las transferencias de carga para los alimentadores primarios se ven limitados por las condiciones iniciales de cada uno de ellos, en este escenario no todas las transferencias de carga evaluadas resultan viables como se muestra en la TABLA 27, lo que refleja que la capacidad de estos alimentadores primarios para realizar transferencias de carga se ven reducidas. El alimentador M1 presenta condiciones favorables para transferir carga hacia M8 y J4 desde su cabecera, sin embargo, para las transferencias del alimentador M2 no resultan viables por las condiciones iniciales de este mismo, estas condiciones limitan al alimentador primario para asumir carga adicional bajo escenarios de demanda media.

En conjunto, los resultados para la subestación Alpachaca indican que el sistema presenta una capacidad de transferencia de carga limitada, donde solo determinados



alimentadores y puntos de interconexión permiten maniobras seguras desde cabecera. Estas limitaciones resaltan la importancia de considerar las condiciones iniciales de cada alimentador primario al momento de planificar esquemas de transferencia de carga, especialmente en estos escenarios.

TABLA 27

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA DE CARGA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MEDIA

ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA EN DEMANDA MEDIA (06:00 A 18:00)					
Alimentador	Alimentador Receptor	Poste de interconexión	Transferencia	Máxima Carga Transferida	Punto de apertura
M1	M2	P_89518	No		
M1	J4	P_106717	Si	1680 kW	Cabecera
M1	J4	P_106390	Si	1680 kW	Cabecera
M1	M8	P_103105	Si	1680 kW	Cabecera
M2	S4	P_71638	Si	2238 kW	P_72949
M2	S4	P_294196	Si	2435 kW	P_106541
M2	M1	P_89518	No		
M2	J4	P_106543	Si	2445 kW	P_106538
M2	S1	P_80297	No		
M6	M8	P_102341	Si	2309 kW	Cabecera
M6	M8	P_159600	Si	1061 kW	P_300697
M8	J1	P_103185	Si	1145 kW	Cabecera
M8	J1	P_105242	Si	1145 kW	Cabecera
M8	S6	P_103962	Si	1145 kW	Cabecera
M8	M6	P_102341	No		
M8	M6	P_159600	No		
M8	M1	P_103105	Si	1145 kW	Cabecera

En resumen, una vez presentado los resultados, se concluye que es posible ejecutar transferencias de carga en la mayoría de las subestaciones para los escenarios de demanda media y máxima. No obstante, la subestación Alpachaca no presenta condiciones favorables para dichas maniobras, debido a que sus alimentadores primarios M2 y M6 operan bajo condiciones de sobrecarga. Por otro lado, las transferencias de carga bajo escenarios de demanda mínima son las más favorables debido a que sus niveles de carga



son mínimos y permite ejecutar transferencias en todos sus alimentadores primarios. En definitiva, estos resultados permitieron definir criterios operativos para la planificación de maniobras de transferencia de carga durante mantenimientos programados o situaciones de emergencia, contribuyendo a la mejora de la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.



4.5 CONCLUSIONES

Se describieron los puntos de interconexión física entre los alimentadores primarios de la ciudad de Ibarra, determinando que la red posee una topología que facilita la ejecución de maniobras. Estos esquemas permiten una respuesta ágil para mantener la continuidad del servicio ante mantenimientos programados o fallas, reduciendo los tiempos de afectación al usuario.

El análisis de los alimentadores primarios determinó que, en condiciones de demanda máxima, la capacidad de transferencia está limitada por el estado operativo de cada alimentador primario, se evidenció que subestaciones como Alpachaca especialmente los alimentadores M2 y M6 no poseen margen de reserva en horas pico, lo que restringe la flexibilidad del sistema y pone en riesgo la estabilidad del voltaje en caso de ejecutar transferencias de carga adicionales.

La evaluación de los esquemas de transferencia de carga en demanda máxima, media y mínima permitió validar que el sistema eléctrico de la ciudad de Ibarra cuenta con una topología de la red flexible para realizar transferencias de carga entre los distintos alimentadores primarios de las subestaciones. Es así, como se establece que en demanda mínima la totalidad de las transferencias son factibles, en demanda media y máxima surgen restricciones técnicas con caídas de voltaje inferiores al 94% en los alimentadores primarios M2 y M6 que solo pueden ser gestionadas mediante una planificación operativa basada en los resultados obtenidos en este estudio.



4.6 RECOMENDACIONES

Se recomienda actualizar los parámetros de configuración de la red en el software CYME en periodos de tiempo consecutivos. Esto permitirá ajustar los esquemas de transferencia a los cambios en la topología de la red y a los nuevos perfiles de consumo de los usuarios.

Se recomienda realizar un análisis de proyección para los circuitos en condiciones de sobrecarga, debido a que el crecimiento constante de la demanda reduce los márgenes de maniobra. Esto permitirá mantener los perfiles de voltaje dentro de los límites normativos y garantizar la continuidad del suministro ante contingencias



REFERENCIAS

- [1] E. D. Gaibor y J. S. Berrones, «Ética aplicada a la detección de fallas en líneas de transmisión utilizando la tecnología TDOA y sensado comprimido,» Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana, Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.eumed.net/rev/oel/2019/12/etica-deteccion-fallas.html>.
- [2] N. Ugsha, G. Pesántez, W. Guamán, X. Proaño y G. Casillas, «Rendimiento del sistema primario de distribución por interrupciones,» Revista Técnica Energía, vol. 18, no. 1, pp. 19–28, Julio 2021. [En línea]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec>.
- [3] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Reno, «Capítulo 1: Energía, sociedad y ambiente,» Balance Energético Nacional, Ecuador, 2021. [En línea]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec>.
- [4] S. M. Jami, «Evaluación de la estabilidad del sistema de transmisión eléctrica a partir de estructuras simétricas considerando transferencia de carga,» Revista de I+D Tecnológico, vol. 16, no. 2, pp. 88–94, Julio - Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://revistas.utp.ac.pa>.
- [5] CENACE, «Información operativa,» [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>.
- [6] P. D. Pesántez, «Análisis de transferencias de carga en media tensión del sistema de distribución de la CENTROSUR para contingencias N-1 y N-2,» Tesis de Ingeniería, Universidad de Cuenca, Ecuador, 2023. [En línea]. Available: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>.
- [7] Tecnología Eléctrica IUT, «Sistema eléctrico de potencia: ¿Qué es y cómo funciona,» 2024. [En línea]. Available:



<https://tecnologiaelectricaiut.blogspot.com/2024/05/sistema-electrico-de-potencia-que-es-y.html>.

- [8] L. B. Moreno, «Esquema de transferencia con reconectores entre los alimentadores primarios Alpachaca No.4 y Alpachaca No.5 de EMELNORTE S.A.,» Trabajo de Grado, Universidad Técnica del Norte, Ibarra, Ecuador, 2024. [En línea]. Available: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/16097>.
- [9] Delixi, «Seccionador (interruptor de aislamiento): la guía esencial para los sistemas de energía,» 03 Marzo 2025. [En línea]. Available: <https://www.cn-delixi.com/es/news/disconnector-the-essential-guide-for-power-systems/>.
- [10] M. F. Moreno, «¿Qué son y para qué sirven las subestaciones eléctricas?,» 2 Julio 2024. [En línea]. Available: <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/subestaciones-electricas/>.
- [11] D. D. Lechón, «Estudio para integración de equipos localizadores de fallas y reconectores con el propósito de mejorar la calidad del servicio técnico para los usuarios de la zona II de EMELNORTE,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2020. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20813>.
- [12] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación Nro. ARCONEL 009/2024: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica,» ARCONEL, 15 Noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Regulacion-Nro.-ARCONEL-009-24-signed.pdf>.
- [13] J. E. Suárez, «UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL,» Estudio para el balanceo de la carga del alimentador Anconcito de 13.8 kV ubicado en el cantón Salinas provincia de Santa Elena., 18 Marzo 2019. [En línea]. Available: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12741/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-210.pdf>.



- [14] Sistema Eléctrico Nacional, «Sistema Eléctrico Nacional,» Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), [En línea]. Available: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>.
- [15] G. A. Pimbo, «Diseño y evaluación de costos de un esquema de transferencia de carga para la red eléctrica de distribución del campus de la Escuela Politécnica Nacional,» Trabajo de Integración Curricular, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25810>.
- [16] Esri Ecuador SA, «CYME Power System Analysis Software,» CYME International T&D Inc, 2024. [En línea]. Available: <https://www.esri.com/partners/cyme-international-t-a2T70000000TNOCEA4/cyme-power-system-an-a2d70000000UwFdAAK>.
- [17] Aglaia, «Funciones de ingeniería en Excel: cómo se utiliza Excel en el ámbito técnico,» Blog Aglaia: Excel, 16 Julio 2025. [En línea]. Available: <https://aglaia.es/blog/excel/funciones-ingenieria-excel/>.
- [18] C. J. Oña, «UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI,» Abril 2022. [En línea]. Available: <https://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8477>.