

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



**INFORME FINAL DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN  
CURRICULAR, MODALIDAD PRESENCIAL**

**TEMA:**

**UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL ALIMENTADOR  
OTAVALO NO.4 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL  
NORTE S.A. PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

**Línea de investigación:** Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

**AUTOR:**

Héctor Daniel Barberán Muñoz

**DIRECTOR:**

MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas

Ibarra, julio 2024



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



**DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA**

**1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

En el 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			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	0804158731		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Barberán Muñoz Héctor Daniel		
<b>DIRECCIÓN:</b>	Ibarra		
<b>EMAIL:</b>	hdbarberanm@utn.edu.ec		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	062713818	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0990627921

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL ALIMENTADOR OTAVALO NO.4 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
<b>AUTOR (ES):</b>	Barberán Muñoz Héctor Daniel
<b>FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA</b>	23/07/2024
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	<b>Ingeniero Eléctrico</b>
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	MSc. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas

**2. CONSTANCIAS**

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

Ibarra, a los 23 días del mes de julio del 2024

**AUTOR:**

(Firma) *Héctor Daniel Barberán Muñoz*

Héctor Daniel Barberán Muñoz



## UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



### CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Olger Gilberto Arellano Bastidas, en calidad de director del señor estudiante Barberán Muñoz Héctor Daniel certifico que, ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL ALIMENTADOR OTAVALO NO.4 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA".

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

MSc. Olger Gilberto Arellano Bastidas  
DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



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



### **3. DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mi madre, cuya incondicional confianza y apoyo me han permitido llegar hasta aquí. Gracias por ser mi inspiración y mi fortaleza.

A mis hermanos, por su constante ánimo y compañía en los momentos difíciles. Su apoyo ha sido fundamental en este camino.

A mis amigos, por estar siempre presentes y por los momentos compartidos que hicieron de este viaje una experiencia inolvidable.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que de alguna manera contribuyeron a la realización de este trabajo de tesis.



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



#### **4. AGRADECIMIENTO**

En primer lugar, agradezco profundamente a los ingenieros del departamento de estudios eléctricos de la Empresa Eléctrica Regional Norte, en especial a los ingenieros Olger Arellano, Hernán Pérez y Ramiro Vásquez por su inestimable guía, su paciencia y su constante apoyo. Sus consejos y conocimientos han sido esenciales para la culminación de este proyecto.

A mis profesores y mentores de la Universidad Técnica del Norte, por proporcionarme las herramientas académicas necesarias y por su dedicación en la enseñanza. Sus enseñanzas han sido un pilar en mi formación.

A mi familia, por su amor incondicional, su apoyo financiero y emocional, y por ser siempre mi mayor fuente de motivación. A mi madre y a mis hermanos, por su comprensión y por estar siempre ahí para mí.

A mis amigos, por su compañía, su apoyo y sus palabras de ánimo durante todo este proceso.



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



**Tabla de Contenido**

1.	IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	II
2.	CONSTANCIAS.....	II
3.	DEDICATORIA .....	IV
4.	AGRADECIMIENTO .....	V
	Tabla de Contenido.....	VI
	Índice de figuras.....	XII
	Índice de tablas .....	XV
	RESUMEN .....	XVI
	Palabras clave .....	XVI
	ABSTRACT.....	XVII
	Keywords:.....	XVII
	CAPITULO I .....	1
	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	Tema.....	1
1.2.	Problema .....	1
1.2.1.	Planteamiento del problema.....	1



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



1.2.2. Formulación de la pregunta de investigación .....	2
1.3. Objetivo general .....	2
1.4. Objetivos específicos .....	2
1.5. Alcance.....	2
1.6. Justificación.....	3
Capítulo II.....	4
Marco Teórico.....	4
2.1. Antecedentes .....	4
2.2. Bases teóricas .....	6
2.2.1. Sistema eléctrico de potencia .....	6
2.2.1.1. Generación .....	6
2.2.1.2. Transmisión .....	7
2.2.1.3. Distribución .....	7
2.2.1.4. Comercialización.....	7
2.2.2. Sistema de distribución eléctrica.....	7
2.2.2.1. Subestación de distribución.....	8
2.2.2.2. Alimentadores primarios .....	8
2.2.2.3. Transformador de distribución .....	9



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



2.2.2.4. Redes secundarias.....	9
2.2.2.5. Acometidas .....	9
2.2.3. Tipos de subestaciones eléctricas.....	9
2.2.3.1. Subestación de generación .....	9
2.2.3.2. Subestación de transporte .....	9
2.2.3.3. Subestación de distribución.....	10
2.2.3.4. Subestación de transformación.....	10
2.2.3.5. Subestación de maniobra.....	10
2.2.4. Tipos de barras .....	10
2.2.4.1. Subestación de generación .....	10
2.2.4.2. Barra principal y barra de transferencia .....	11
2.2.4.3. Doble barra .....	12
2.2.4.4. Barra doble más seccionador de Bypass .....	12
2.2.4.5. Doble barra más barra de transferencia.....	13
2.2.5. Elementos de una subestación.....	14
2.2.5.1. Pararrayos .....	14
2.2.5.2. Seccionador .....	14
2.2.5.3. Disyuntor .....	15



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



2.2.5.4. Transformador de potencia.....	15
2.2.5.5. Transformador de corriente .....	15
2.2.5.6. Transformador de potencial.....	15
2.2.5.7. Puesta a tierra .....	15
2.2.6. Pérdidas de energía eléctrica.....	16
2.2.6.1. Pérdidas técnicas .....	16
2.2.6.2. Pérdidas no técnicas .....	16
2.2.7. Métodos de compensación de potencia reactiva .....	16
2.2.8. Configuración de capacitores .....	17
2.2.9. Tipos de bancos de capacitores .....	17
2.2.10. Tipos de compensaciones.....	18
2.2.11. Esquema de conexión de banco de capacitores .....	18
2.2.11.1. Conexión en delta.....	19
2.2.11.2. Conexión en estrella aterrizado.....	19
2.2.11.3. Conexión en estrella flotante.....	19
2.2.11.4. Conexión en estrella doble .....	19
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>20</b>
<b>Materiales y Métodos.....</b>	<b>20</b>



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



3.1.	Descripción del lugar de estudio .....	20
3.2.	Métodos de investigación.....	24
3.3.	Procedimiento .....	25
3.4.	Materiales.....	27
3.4.1.	Información proporcionada .....	27
3.4.2.	System Phase Identifier (SPI – III) .....	27
3.4.3.	CYME – CYMDIST .....	29
CAPITULO IV .....		31
Resultados y Análisis.....		31
4.1.	Modelado de la red de distribución de bajo voltaje en CYME–CYMDIST..	31
4.2.	Análisis de la demanda.....	32
4.3.	Estado inicial del alimentador.....	33
4.3.1.	Demanda máxima.....	33
4.3.2.	Demanda mínima .....	34
4.3.3.	Demanda promedio .....	34
4.4.	Estudio de ubicación de capacitor.....	35
4.4.1.	Banco de capacitores de 50 kVAR.....	36
4.4.2.	Banco de capacitores de 20 kVAR.....	38



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



4.4.3. Banco de capacitores de 10 kVAR.....	40
4.4.4. Análisis y comparativa de los resultados de los tres estudios realizados.....	42
Conclusiones .....	44
Recomendaciones .....	45
Referencias.....	46
Anexos .....	53



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



**Índice de figuras**

Fig. 1. Configuración y estructura de un sistema eléctrico de potencia. ....	6
Fig. 2. Barra simple.....	11
Fig. 3. Sistema de barra principal y transferencia. ....	11
Fig. 4. Sistema de doble barra.....	12
Fig. 5. Sistema de doble barra con Bypass. ....	13
Fig. 6. Sistema de doble barra más barra de transferencia. ....	14
Fig. 7. Ubicación de la Subestación Otavalo. ....	21
Fig. 8. Circuito unifilar de la Subestación Otavalo. ....	22
Fig. 9. Topología de la subestación Otavalo.....	23
Fig. 10. Diagrama de flujo de los procesos realizados. ....	25
Fig. 11. Módulo de referencia SPI-III.....	28
Fig. 12. Módulo de campo SPI-III.....	29
Fig. 13. Interfaz de usuario del software CYMDIST. ....	30
Fig. 14. Red de bajo voltaje modelada en CYME-CYMDIST.....	31
Fig. 15. Valores en la cabecera del alimentador en demanda máxima.....	34
Fig. 16. Valores en la cabecera del alimentador en demanda mínima. ....	34
Fig. 17. Valores en la cabecera del alimentador en demanda promedio. ....	34



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



Fig. 18. Módulo de Ubicación de capacitores. .... 35

Fig. 19. Ventana de resultados del módulo de Ubicación de capacitores..... 36

Fig. 20. Datos de cabecera en demanda máxima con banco de capacitor implementado de 50 kVAR..... 37

Fig. 21. Datos de cabecera en demanda promedio con banco de capacitor implementado de 50 kVAR..... 37

Fig. 22. Datos de cabecera en demanda mínima con banco de capacitor implementado de 50 kVAR..... 38

Fig. 23. Datos de cabecera en demanda máxima con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR..... 39

Fig. 24. Datos de cabecera en demanda promedio con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR..... 39

Fig. 25. Datos de cabecera en demanda mínima con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR... .. 40

Fig. 26. Datos de cabecera en demanda máxima con bancos de capacitores implementados de 10 kVAR... .. 41

Fig. 27. Datos de cabecera en demanda promedio con bancos de capacitores implementados de 10 kVAR..... 41



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



Fig. 28. Datos de cabecera en demanda mínima con bancos de capacitores  
implementados de 10 kVAR..... 42



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



## Índice de tablas

TABLA I .....	22
TABLA II .....	32
TABLA III.....	33
TABLA IV.....	33
TABLA V .....	38
TABLA VI.....	40
TABLA VII .....	42
TABLA VIII .....	43
TABLA IX.....	43



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



## RESUMEN

Este trabajo de grado se centra en la ubicación estratégica de capacitores en el alimentador Otavalo No.4 de EMELNORTE para mitigar las crecientes pérdidas de energía eléctrica. Durante el período 2018-2020, EMELNORTE experimentó pérdidas totales de energía del 9.40%, las cuales aumentaron al 12.11% hacia finales de 2022. Este fenómeno se atribuye al aumento de abonados residenciales y a la demanda eléctrica durante la pandemia, desviándose de la meta del 8.98% establecida en el Plan Maestro de Electricidad. Se realizó una investigación bibliográfica para describir y explicar los componentes del sistema de distribución eléctrica y las estrategias para reducir las pérdidas de energía. Se llevaron a cabo reuniones con el personal de EMELNORTE para recibir capacitaciones sobre herramientas y datos necesarios, seguidas de una inspección en sitio del lugar para validar y actualizar la base de datos. Se modelaron las redes de bajo voltaje no existentes en CYME – CYMDIST y se ejecutó un flujo de carga para identificar la condición inicial del alimentador. Posteriormente, se empleó el software CYMDIST para modificar diversas configuraciones y evaluar su eficiencia en términos de pérdidas de energía. Los resultados de la implementación de los módulos de capacitores no fueron muy significativos debido a la topografía del alimentador, por ende se enfatizó en realizar distintos análisis para implementar en la metodología de próximos estudios afines.

### **Palabras clave**

Subestación, Alimentador, Demanda, Pérdidas, Energía, Capacitores.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS****CARRERA DE ELECTRICIDAD****ABSTRACT**

This thesis focuses on the strategic placement of capacitors on feeder Otavalo No. 4 of EMELNORTE to mitigate increasing electrical energy losses. During the period 2018-2020, EMELNORTE experienced total energy losses of 9.40%, which escalated to 12.11% by late 2022. This phenomenon is attributed to the rise in residential subscribers and electrical demand during the pandemic, deviating from the 8.98% target set in the Electricity Master Plan. A literature review was conducted to describe and explain the components of the electrical distribution system and strategies for reducing energy losses. Meetings were held with EMELNORTE staff for training on necessary tools and data, followed by an on-site inspection to validate and update the database. Low-voltage networks not represented in CYME – CYMDIST were modeled, and load flow analysis was performed to assess the feeder's initial condition. Subsequently, CYMDIST software was used to modify various configurations and evaluate their efficiency in terms of energy losses. The results of the capacitor module implementation were not very significant due to the feeder's topography; therefore, emphasis was placed on conducting various analyses to incorporate into the methodology of future related studies.

**Keywords:**

Substation, Feeder, Demand, Losses, Energy, Capacitors.



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



## CAPITULO I INTRODUCCIÓN

### 1.1. Tema

Ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo no.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para la reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

### 1.2. Problema

#### 1.2.1. Planteamiento del problema

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE) ha registrado en el período 2018 - 2020 pérdidas totales de energía alrededor del 9.40%, pero a finales del año 2022 se incrementó el porcentaje de pérdidas totales de energía eléctrica llegando a un 12.11%. Estas pérdidas totales se pueden desglosar en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas se mantuvieron en un promedio del 6.47% hasta el año 2021 pero tuvieron un incremento en el año 2022 llegando al 7.01%; y las pérdidas no técnicas experimentaron un incremento en el año 2021 de 0.8% y en el año 2022 de 1.19% llegando así al 5.1% [1].

Uno de los factores que provocan un aumento en las pérdidas de energía eléctrica es el incremento de abonados residenciales y la demanda de estos durante el período 2019 - 2020, período en el que inició la emergencia sanitaria a nivel mundial, debido a que las pérdidas técnicas son proporcionales al consumo de energía eléctrica. Además, la necesidad de la energía eléctrica en el tiempo de pandemia produjo un evidente aumento de pérdidas no técnicas en los últimos años.

Estos aumentos en las pérdidas de energía eléctrica alejan progresivamente a EMELNORTE S.A. de la meta de pérdidas de distribución planteada en Plan Maestro de Electricidad, en el cual se esperaba un 8.98% de pérdidas para el año 2022, pero obteniendo un 12.11% [2].

Además, en la migración de datos inicial de AutoCAD al ArcGIS no se tuvo presente el orden de las fases a las que estaban conectadas las derivaciones del alimentador primario, y, en conjunto con el aumento de abonados en los últimos años se produjo un desbalance en las cargas el alimentador resultando en un aumento en las pérdidas de energía eléctrica.



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



### 1.2.2. Formulación de la pregunta de investigación

¿Qué parámetros se deben analizar para determinar la ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para la reducción de las pérdidas de energía eléctrica?

### 1.3. Objetivo general

Determinar la ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo No.4 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para la reducción de pérdidas de energía eléctrica mediante el análisis y la modelación de las redes del alimentador.

### 1.4. Objetivos específicos

- Describir la estructura de una subestación y los elementos reactivos que influyen en la reducción de las pérdidas de energía eléctrica.
- Realizar el diagnóstico de las redes del alimentador Otavalo No.4.
- Determinar la ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo No.4.

### 1.5. Alcance

Para determinar la ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo No.4 se debe identificar las fases a las que pertenece cada rama del alimentador con las herramientas adquiridas por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., dado que esta información no se tuvo presente cuando se realizó la migración de información inicial del software AutoCAD al software ArcGIS.

Se realizará el levantamiento de información en sitio de redes secundarias, acometidas y medidores para la actualización de la configuración actual del alimentador. Además, se obtendrán datos históricos del alimentador en cuestión, que serán brindados por EMELNORTE.

Luego la información obtenida será procesada mediante el software Cymdist, donde se evaluará la situación actual, se realizará el modelamiento de cada una de las etapas funcionales para, posteriormente y de acuerdo con el perfil de voltaje y las pérdidas obtenidas, determinar la ubicación de capacitores y así obtener una nueva configuración en el alimentador que permitirá una reducción de las pérdidas de energía eléctrica.



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



Se obtendrán datos de pérdidas de energía eléctrica, mediante el software Cymdist, de la configuración actual y de la nueva configuración para posteriormente compararlos y demostrar la reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

### **1.6. Justificación**

Realizar este trabajo de grado es factible gracias al convenio de cooperación interinstitucional macro que existe entre la Universidad Técnica del Norte y la Empresa Regional Norte S.A. (EMELNORTE), el cual brinda a los estudiantes las facilidades operacionales necesarias para que se puedan realizar actividades concernientes a mantenimiento, configuración y soporte técnico de instalaciones eléctricas. EMELNORTE cuenta también con las herramientas informáticas y el personal técnico de apoyo necesarios para la ejecución del presente trabajo de integración curricular.

El presente trabajo de integración curricular de ubicación de capacitores en el alimentador Otavalo No.4 tiene una gran importancia dado que tiene como finalidad la reducción de pérdidas de energía eléctrica, lo que conlleva a obtener una mayor eficiencia de la red de distribución y a su vez reduce las pérdidas financieras que estas producen.

Además, mediante este trabajo de grado, la Empresa Regional Norte S.A. se beneficia con la actualización la base de datos del alimentador Otavalo No.4 con datos reales obtenidos del levantamiento de información en el sitio.



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



## Capítulo II

### Marco Teórico

#### 2.1. Antecedentes

Las pérdidas de energía eléctrica, existentes tanto en los sistemas de transmisión como en los sistemas de distribución, es uno de los principales desafíos a los que se enfrenta el sector eléctrico a nivel mundial debido a que altos porcentajes de pérdidas se traduce en un sistema ineficiente y producen repercusiones económicas [3].

En el 2012 las pérdidas rodeaban los 290 TWh a nivel mundial. En América Latina y el Caribe (ALC) se consume aproximadamente un tercio de la electricidad generada a nivel mundial y cada año se tiene pérdidas cerca del 17% de la electricidad generada en ALC; lo que se estima un costo de entre 11 y 17 miles de millones de dólares en pérdidas de energía, que en el año 2012 equivalía a entre el 0.19% y el 0.3% del PIB de América Latina [4].

En el Ecuador las pérdidas totales en los sistemas de distribución han ido en aumento a partir del año 2018, cuando se obtuvieron 2705.29 GWh, llegado a 3662.6 GWh en el año 2022. La diferencia de las pérdidas de energía eléctrica comparadas entre el 2018 y el 2022 es de 957.31 GWh, pero este aumento va de la mano con el aumento de la energía eléctrica disponible en el sistema que tuvo un incremento de 23745.74 en el 2018 a 27638.49 en el 2022. Los datos que se debe comparar son los porcentajes con relación a la energía eléctrica disponible y la consumida, teniendo así un 11.39% en el 2018 y un 13.25% de pérdidas de energía eléctrica en el 2022 [5].

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en:

- Pérdidas técnicas.
- Pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son causadas por el paso de la electricidad en los elementos y equipos del sistema, como subestaciones, transformadores, redes de medio voltaje, redes secundarias, etc., y varían según las características de las distintas redes de distribución [5].



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



Las pérdidas no técnicas son aquellas que son consumidas por algún usuario con la retribución parcial o nula hacia la empresa distribuidora. Por lo general son causadas por conexiones clandestinas (hurto), modificaciones de los equipos de medición (fraude), errores de medición, falta de registro adecuado, obsolescencia de medidores, errores en los procesos administrativos, entre otros [6].

Mientras que las pérdidas totales de energía se obtienen de la diferencia entre la energía que el sistema requiere y la energía que se factura en EMELNORTE [7].

Según EMELNORTE S.A., 2020, en su plan de expansión y mejora del sistema de distribución señala que:

Para las pérdidas técnicas en energía se utiliza el método para calcular las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica del MSEE Mentor Poveda, basado en la naturaleza de las pérdidas, las pérdidas resistivas obtenidas de la relación cuadrática entre la demanda horaria y la demanda máxima, en cada subsistema; las pérdidas en el núcleo del transformador no relacionadas con las variaciones de la demandad de la carga y por último las pérdidas no técnicas con un perfil de demanda similar a la de la carga ya que presenta carga no registrada el método utiliza los perfiles de carga registrados en los medidores modernos. (p.8)

EMELNORTE ha propuesto, dentro del Plan Estratégico 2022-2025, proyectos para disminuir las pérdidas de energía eléctrica en su sistema como: cambio de conductores, cambio de luminarias, el uso de redes compactas, cambio de medidores electromecánicos a electrónicos y la revisión de consumos cero en el área de concesión [1].



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



**2.2. Bases teóricas**

En este apartado se plasmó la teoría previa necesaria para la realización de este trabajo de integración curricular.

**2.2.1. Sistema eléctrico de potencia**

Se entiende por sistema eléctrico de potencia al conjunto de instalaciones encargadas de producir, transportar y entregar energía eléctrica a los abonados, de manera eficiente, continua y segura en cuanto a niveles de voltaje y frecuencia se refiere [8].

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por etapas, las cuales son: generación, transmisión, distribución y comercialización; como se indica en la Fig. 1.

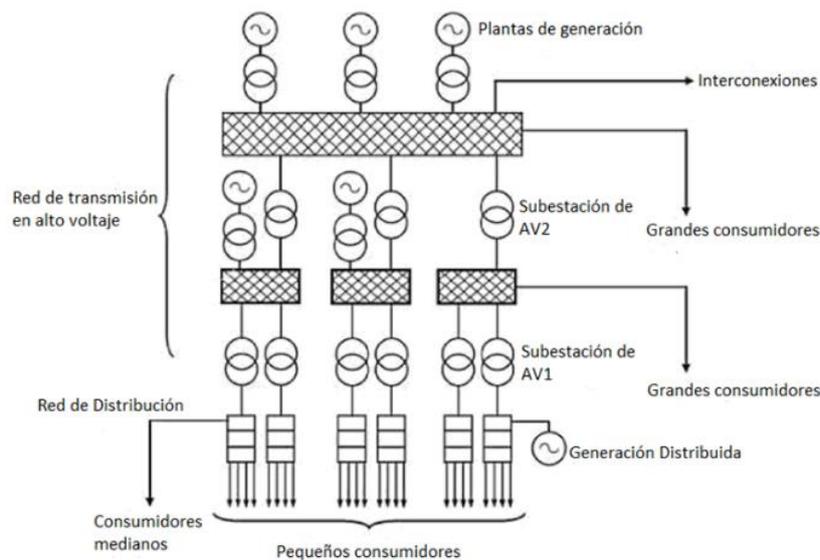


Fig. 1. Configuración y estructura de un sistema eléctrico de potencia. [9]

**2.2.1.1. Generación**

La generación es el proceso en el cual se obtiene la energía eléctrica a partir de fuentes de energías primarias como son: solar, eólica, hidráulica, etc.; con la ayuda de tecnologías para transformar la energía primaria en eléctrica en las centrales generadoras [10].



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



### **2.2.1.2. Transmisión**

La función de esta etapa es conectar a los grandes centros de producción de energía eléctrica con los centros de demanda que se encuentran cerca de las ciudades o áreas industriales, para lograr mantener al sistema de energía eléctrica interconectado y operando de manera síncrona [9].

La energía eléctrica debe ser transportada hacia el sistema de subtransmisión a niveles de 500, 230 y 138 kV, según las normas del Ecuador, y se realiza en el mismo instante en que se genera la misma [11].

### **2.2.1.3. Distribución**

La etapa de distribución recepta los niveles de voltajes que llegan desde las líneas de transmisión hacia a la subestación y los reduce mediante un transformador de potencia a niveles de entre 20, 15, o 6.6 kV dependiendo del país, para así suministrar la energía eléctrica al consumidor final; en la subestación se encuentran disyuntores que protegen a los alimentadores, estos últimos son líneas que se dirigen a otros puntos de transformación para volver a reducir el nivel de voltaje y suministrar energía en bajo voltaje [9].

### **2.2.1.4. Comercialización**

La comercialización en un sistema eléctrico de potencia hace referencia a la compra, venta y distribución de la energía eléctrica, donde se basan en la normativa existente para determinar precios e intervienen puntos como tarifas, contratos de suministros, facturación, entre otros.

## **2.2.2. Sistema de distribución eléctrica**

El sistema de distribución eléctrica es la parte del sistema eléctrico de potencia que se encarga de tomar la energía eléctrica de los circuitos de transmisión para luego, transformar los niveles de voltaje de 35 a 230 kV (Alto voltaje) a niveles de voltajes de distribución comprendidos entre los 600 V a 35 kV (Medio voltaje), entregarla a los consumidores [12].

La estructura del sistema de distribución debe estar diseñada para soportar el crecimiento progresivo que existe de la carga, los efectos de la intemperie, el efecto del campo eléctrico; y así poder brindar un servicio ininterrumpido y de calidad al usuario [13].



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



El sistema de distribución está comprendido por:

- Subestaciones de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Acometidas

#### **2.2.2.1. Subestación de distribución**

Una subestación de distribución es conformada por alimentadores y transformadores con sus respectivos equipos de protección y control, el cual se encarga de reducir el voltaje de 69 kV al apropiado para el sistema de distribución, en este caso es 13.8 kV, para poder suministrar la energía eléctrica a los abonados conectados a los alimentadores [14].

#### **2.2.2.2. Alimentadores primarios**

Los alimentadores primarios, o también llamadas líneas primarias de distribución, son aquellos destinados a transportar la energía eléctrica de las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución [13]. Se encuentra estructurada por:

- **Troncal**

Es el tramo que soporta mayor capacidad para transportar la energía eléctrica del alimentador; por lo general se usan conductores de calibre 2/0, 3/0 y hasta 795 MCM en aluminio con alma de acero (ASCR), dependiendo de la magnitud de la carga [6].

- **Ramal**

Es una derivación de la troncal, donde usualmente se conectan los transformadores de distribución y suministros de medio voltaje; son de menor calibre en comparación con el de los troncales [13].



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



### **2.2.2.3. Transformador de distribución**

Es el encargado de reducir los niveles de medio voltaje a bajo voltaje para el uso de los usuarios comerciales y residenciales. Los niveles de voltaje dependen del tipo de sistema, siendo 120/240 V en monofásicos y 127/220 V en sistemas trifásicos [15].

### **2.2.2.4. Redes secundarias**

Las redes secundarias son las que se encargan de conectar a los transformadores de distribución con las acometidas de los abonados, y transporta la energía eléctrica en niveles de bajo voltaje [16].

### **2.2.2.5. Acometidas**

Las acometidas son aquellas que unen al sistema eléctrico, sea en niveles de medio o en bajo voltaje, con las instalaciones del abonado; la medición debe ir acorde al tipo de acometida que se instale al usuario [13].

## **2.2.3. Tipos de subestaciones eléctricas**

Existen varios criterios por los cuales se clasifican las subestaciones eléctricas, tales como: según la función que desempeña, según su emplazamiento, según la movilidad, según el tipo de aislamiento, según su ubicación, según el nivel de voltaje, según la transformación [11].

### **2.2.3.1. Subestación de generación**

La subestación de generación es la primera subestación en el proceso y se encarga de elevar el nivel de voltaje de la generadora para proceder a transportar la energía eléctrica reduciendo las pérdidas eléctricas que ocurren en esta etapa de transmisión [17].

### **2.2.3.2. Subestación de transporte**

Se les conoce como nodos y son subestaciones que tienen como función intercomunicar varias subestaciones en el transporte de energía [17].



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



### **2.2.3.3. Subestación de distribución**

Una subestación de distribución tiene como objetivo reducir el nivel de voltaje de llegada a niveles de distribución, usualmente 22 y 13.8 kV, para lograr una distribución de la energía eléctrica a los consumidores industriales y residenciales; donde los transformadores de distribución se encargarán de transformar la energía eléctrica a niveles de bajo voltaje [18].

### **2.2.3.4. Subestación de transformación**

Estas subestaciones son aquellas que modifican, haciendo uso de uno o varios transformadores, los niveles de voltaje de entrada dando un nivel distinto a la salida de la subestación; estas pueden ser subestaciones elevadoras o reductoras, dependiendo de los niveles de transformación del voltaje en el proceso [11].

### **2.2.3.5. Subestación de maniobra**

Una subestación de maniobra funciona como un nodo y su función es la de conectar varios circuitos creando una configuración en malla, para realizar maniobras; en este tipo de subestación, los niveles de voltaje deben ser iguales tanto a la entrada como a la salida de la subestación [19].

## **2.2.4. Tipos de barras**

Existen distintos tipos de barras según requiera el circuito a implementarse.

### **2.2.4.1. Subestación de generación**

En esta configuración, los transformadores y líneas se conectan únicamente a una barra como se observa en la Fig. 2; es el esquema más sencillo y de bajo costo, pero cuando es necesario hacer alguna maniobra, todos los abonados resultarán en un corte del servicio eléctrico [8].



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

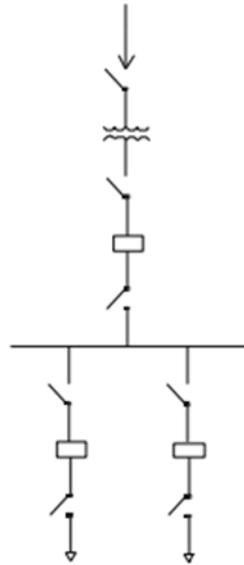


Fig. 2. Barra simple. [8]

**2.2.4.2. Barra principal y barra de transferencia**

En la Fig. 3 se muestra esta configuración que consta de dos barras, la principal y la de transferencia, que proporcionan mayor confiabilidad a la red de la subestación, dado que la barra de transferencia puede conectarse a cualquier rama en caso de maniobras o de falla en otra rama [19].

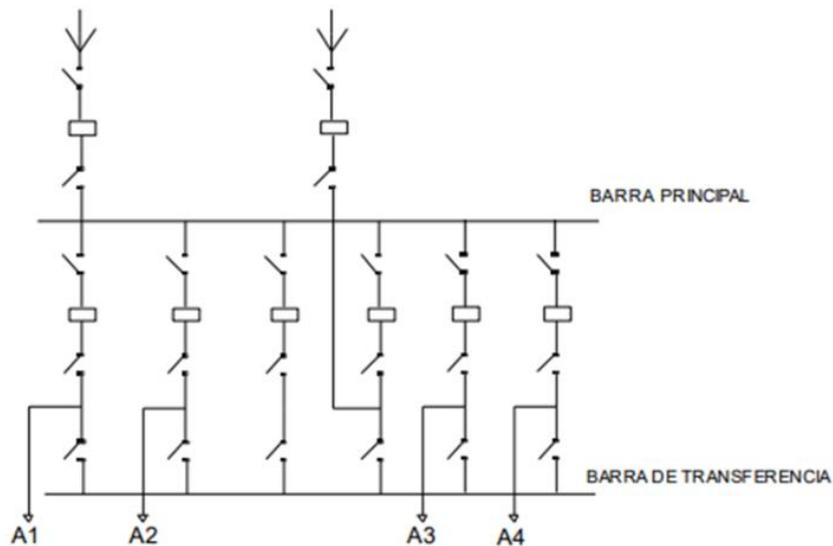


Fig. 3. Sistema de barra principal y transferencia. [8]



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



**2.2.4.3. Doble barra**

En la Fig. 4 se denota una configuración confiable y flexible dado que se separan los circuitos en ambas barras, con esto se pueden realizar maniobras sin necesidad de suspender el servicio eléctrico de los abonados; su desventaja es que presenta problemas cuando existe una falla en las barras e interruptores [11].

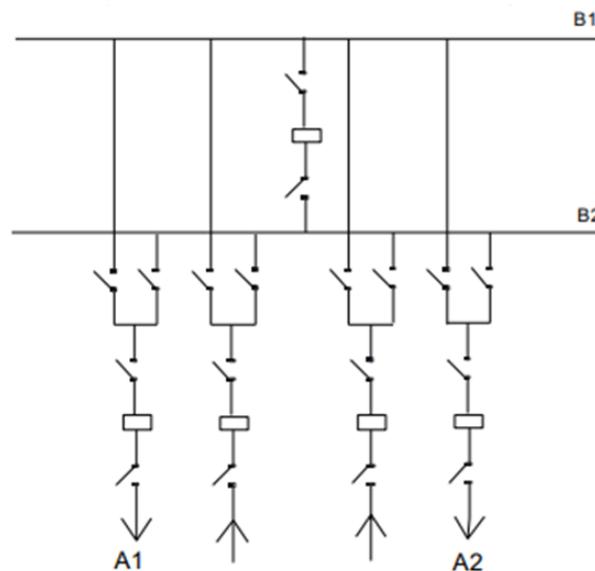


Fig. 4. Sistema de doble barra. [8]

**2.2.4.4. Barra doble más seccionador de Bypass**

La configuración de barra doble más seccionador de bypass cuenta con las ventajas de otras configuraciones como las de barra principal, barra de transferencia y doble barra; pero evitando que sean simultáneas a causa de la existencia de seccionadores de bypass en los interruptores de salida [19].

En esta configuración, que se muestra en la Fig. 5, permite el mantenimiento de los interruptores manteniendo el servicio eléctrico de los abonados, pero tiene un alto costo además de que carece de flexibilidad y confiabilidad en conjunto [11].

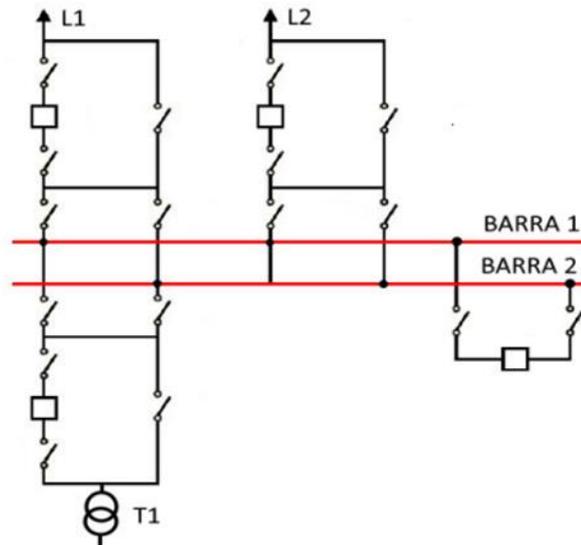


Fig. 5. Sistema de doble barra con Bypass. [20]

En este sistema existe una mayor cantidad de equipos por campo, por lo cual aumentan las posibilidades de que haya una mala operación mientras se realizan las maniobras en esta configuración [19].

**2.2.4.5. Doble barra más barra de transferencia**

La configuración de doble barra más barra de transferencia, que se detalla en la Fig. 6, al igual que en la configuración anterior consta de las propiedades de la barra principal y de transferencia y la de doble barra, con la diferencia de que en este caso las propiedades de ambas existen simultáneamente; de esta manera se tiene confiabilidad y flexibilidad al mismo tiempo [11].



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

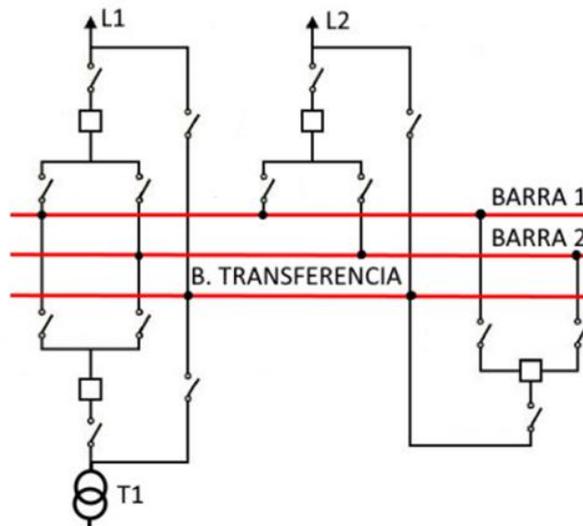


Fig. 6. Sistema de doble barra más barra de transferencia. [20]

### 2.2.5. Elementos de una subestación

Entre los principales elementos que conforman una subestación podemos encontrar los siguientes:

#### 2.2.5.1. Pararrayos

Compuesto por metal resistente a la corrosión en su núcleo y forrado por un material aislante (vidrio, cerámica, porcelana, polímero) es el elemento encargado proteger al sistema de potencia desviando los sobrevoltajes, ya sean por descargas atmosféricas o por fallas en el sistema, hacia tierra [19].

#### 2.2.5.2. Seccionador

Dispositivo mecánico de apertura encargado de: cortar el suministro eléctrico y aterrizar a ciertos elementos del sistema para su respectivo mantenimiento, realizar la función de bypass en el caso de que exista una falla en la línea o en algún equipo para mantener el suministro constante del servicio, y abrir o cerrar circuitos de ser necesario [21].



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



### **2.2.5.3. Disyuntor**

Elemento de maniobra dispuesto para interrumpir o reestablecer el suministro de energía eléctrica en un circuito que se halle bajo ciertos parámetros de operación; el disyuntor es el primordial elemento de protección [17], [22].

### **2.2.5.4. Transformador de potencia**

El transformador de potencia tiene por función elevar o reducir los niveles de voltaje y de corriente a través de dos devanados (primario y secundario) en base al principio de inducción electromagnética donde se mantiene constante la frecuencia y la potencia [11].

### **2.2.5.5. Transformador de corriente**

Elemento cuya función es la de reducir los valores de corriente del circuito que se va a monitorear, a niveles proporcionales a los valores del circuito primario y aptos para los equipos de medición y de protección; los niveles que se obtienen a la salida del transformador comúnmente están entre 1 a 5 amperios [19].

### **2.2.5.6. Transformador de potencial**

Dispositivo encargado de bajar el nivel de voltaje primario a valores menores y proporcionales al primario, para otorgarles los niveles adecuados de voltaje a los elementos de medición y protección [19].

### **2.2.5.7. Puesta a tierra**

La puesta a tierra es una parte fundamental del sistema eléctrico que se encarga de dirigir los flujos de corrientes anormales a los de operación normal hacia tierra para proteger a los equipos y a las personas que se encuentren dentro del rango de efecto de las descargas eléctricas o sobrevoltajes de una subestación [11].



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



### **2.2.6. Pérdidas de energía eléctrica**

Las pérdidas de energía eléctrica están presentes en todas las etapas de un sistema eléctrico de potencia, y estas se deben a fenómenos físicos que ocurren en el proceso normal de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia [16].

En los sistemas de distribución eléctrica se entiende por pérdidas de energía eléctrica a la energía que no se ha consumido, pero no se ha podido facturar y se dividen en dos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas [23].

#### **2.2.6.1. Pérdidas técnicas**

Las pérdidas técnicas son aquellas que son causadas, en su mayoría, por el efecto Joule, el deterioro de los elementos que componen el sistema de distribución como: red de alimentación, transformadores, elementos de medición, etc. [24].

#### **2.2.6.2. Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas no representan una pérdida real de energía como tal, dado que esta energía está siendo consumida por algún abonado que se encuentre o no asociado a la empresa de distribución; sin embargo, la empresa recibe solo una fracción o ninguna compensación por brindar este servicio [25].

### **2.2.7. Métodos de compensación de potencia reactiva**

En los últimos años se ha empleado la compensación de potencia reactiva para mejorar los perfiles de voltajes, mejorar la estabilidad y la confiabilidad, y reducir las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución [26].

Existen varias formas para realizar la compensación de potencia reactiva como:

- **Máquinas síncronas**

Este método entrega potencia activa y reactiva simultáneamente operando con un factor de potencia capacitivo, lo que provoca un aumento en el voltaje y en la corriente de campo; lo cual impide la inyección de solo reactivos y limita el funcionamiento de la máquina [27].



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



- **Banco de capacitores**

La compensación de potencia reactiva en un sistema de distribución se puede lograr mediante la correcta ubicación de bancos de capacitores. La capacidad de estos bancos se determinará según la carga que se alimente, y pueden estar conectados en serie o en paralelo. Este enfoque se utiliza cuando se desea aumentar el bajo porcentaje de potencia reactiva que fluye a través de una línea de distribución, logrando así una compensación efectiva de esta potencia. Además, los bancos de capacitores en serie ofrecen la ventaja adicional de estabilizar el sistema y mejorar su funcionamiento [27].

### **2.2.8. Configuración de capacitores**

Existen dos configuraciones de conexión para los bancos de capacitores, las cuales son en serie y en paralelo.

- **Capacitores en serie**

Los capacitores en serie tienen la función de reducir o neutralizar la componente inductiva de la impedancia que se origina en las líneas y puntos de carga. Estos capacitores en serie se utilizan principalmente en los niveles de voltaje más elevados, especialmente en los niveles de transmisión, debido a que en estos niveles se presentan valores significativamente altos de reactancia por unidad de longitud [28].

- **Capacitores en paralelo**

Esta configuración de capacitores en paralelo compensa la potencia reactiva en el punto de conexión con el propósito de mejorar el factor de potencia del sistema de distribución; de esta manera se obtienen ventajas en el sistema como la disminución de pérdidas técnicas de energía eléctrica, un perfil de voltaje más estable, y la liberación de capacidad en transformadores y conductores [29].

### **2.2.9. Tipos de bancos de capacitores**

Los bancos de capacitores pueden ser fijos o desconectables, se diferencian en grandes rasgos por su capacidad de carga y por su modalidad de funcionamiento [30].



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



### **Banco de capacitores fijos**

Este tipo de banco de capacitores no es la más apta para aplicar en las redes de distribución debido a variación que existe de energía reactiva a lo largo del periodo de funcionamiento de la red; estos funcionan a tiempo completo y están dimensionado para condiciones de carga mínima con valores en el rango de 0 kVAR a 600 kVAR [30], [31].

- **Banco de capacitores desconectables**

A diferencia de los bancos de capacitores fijos, los desconectables están diseñados para condiciones de carga que sobrepasan la carga mínima con valores desde 600 kVAR a 2000 kVAR; además, cuentan con un regulador programable basado en un algoritmo de interrupción con variables eléctricas que permite el control para la conexión y desconexión [30], [31].

Según Enríquez Criollo, 2021 los criterios de control automático con los que cuentan los bancos de capacitores desconectables son: tiempo, temperatura, voltaje, factor de potencia, corriente, y VAR's.

#### **2.2.10. Tipos de compensaciones**

De acuerdo con Enríquez Criollo, 2021, para lograr una compensación que satisfaga los requerimientos del sistema existen varios métodos de conexión de capacitores para corregir el factor de potencia los cuales son: compensación individual, compensación en grupos, y compensación central.

#### **2.2.11. Esquema de conexión de banco de capacitores**

El arreglo de los capacitores en el banco puede constar de múltiples unidades de alta potencia, con capacidades individuales que oscilan entre 50 y 20 kVAR, conectadas entre sí para alcanzar la capacidad total requerida por el banco. El voltaje nominal al que se expondrán los capacitores durante su funcionamiento determinará la cantidad de grupos conectados en serie que se ubicarán en cada fase del banco. [27].



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



#### **2.2.11.1. Conexión en delta**

Configuración utilizada cuando el voltaje de línea a línea del sistema de distribución se encuentra contemplado en bajo voltaje [27].

#### **2.2.11.2. Conexión en estrella aterrizado**

Esta configuración es apta para instalarse en rangos de medio y alto voltaje, permite controlar altas corrientes de cortocircuito y estabiliza el sistema [27].

#### **2.2.11.3. Conexión en estrella flotante**

Esta configuración está diseñada para sistemas que experimentan fallas concurrentes; la conexión de los capacitores puede provocar un desequilibrio que afectaría al neutro, generando altos niveles de potencial en mismo y limitando directamente la impedancia de las corrientes presentes en las otras fases del sistema [27].

#### **2.2.11.4. Conexión en estrella doble**

Se utilizan cuando la configuración en paralelo de los capacitores supera los 3100 kVAR o cuando la cantidad de dispositivos por grupo en paralelo se encuentra dentro de ciertos límites; por lo que, se sugiere dividir el grupo de capacitores en dos etapas conectadas en estrella. Esta división crea dos secciones que deben igualar su potencial o llevarlo a cero [27].



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



**CAPITULO III**  
**Materiales y Métodos**

En esta sección se procederá a describir de manera detallada elementos como el lugar de estudio donde tuvo lugar este trabajo de integración curricular, así como los métodos y los materiales utilizados en su ejecución.

### **3.1. Descripción del lugar de estudio**

La empresa eléctrica regional norte “EMELNORTE S.A.” brinda el servicio de energía eléctrica en un área que, hasta mayo del año 2023, cuenta con un total de 273.048 abonados en varios cantones de las provincias de Imbabura, Carchi, Pichincha, Esmeraldas y Sucumbíos, con una extensión de 11.979 km<sup>2</sup> [33].

En EMELNORTE actualmente existen 17 subestaciones de distribución con un total de 202.5 MVA de capacidad instalada, las cuales funcionan a un voltaje nominal de 69/13.8 kV; además de contar con 23 líneas de subtransmisión, de las cuales 21 son a nivel de 69 kV con una longitud de 247.06 km, y 2 a un nivel de 34.5 kV a través de 17.59 km [34].

De estas subestaciones se seleccionó la subestación Otavalo. La cual está ubicada en las calles Isaac Barrera y Luis Benítez, en la parroquia San Luis, cantón Otavalo, provincia de Imbabura, ubicación que se muestra en la Fig. 7.

La subestación Otavalo es alimentada por una línea de 69 kV desde la subestación San Vicente mediante un conductor de tipo ASCR, calibre 477 MCM, con una longitud de 3.318 km. Además, consta de una línea de salida hacia la subestación Cayambe constituida por un conductor de tipo ACSR, calibre 267 MCM, y cubriendo una distancia de 26.51 km.



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

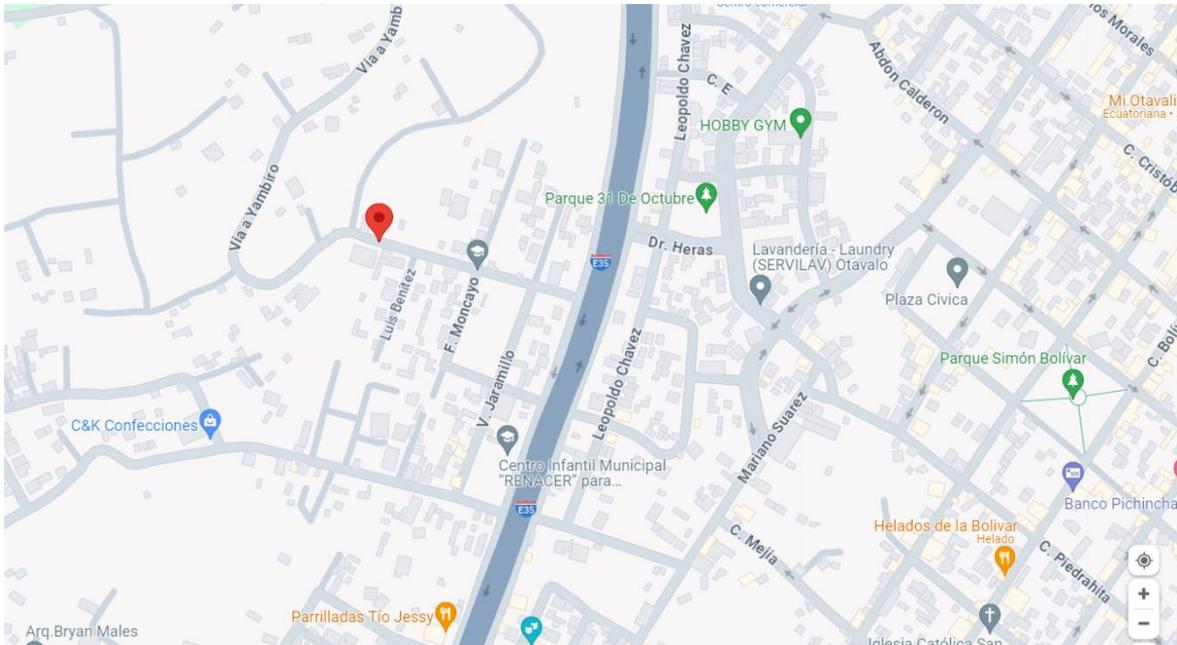


Fig. 7. Ubicación de la Subestación Otavalo. [35]

Esta subestación trabaja a niveles de voltaje de 69 kV/13.8 kV y cuenta con un transformador de potencia marca Mitsubishi de 10 MVA (OA) / 12.5 MVA (FA).

En la Fig. 8 se observa el circuito unifilar de la subestación de Otavalo, donde se observa la línea de alimentación proveniente de la subestación San Vicente y una línea de salida hacia la subestación Cayambe, con una configuración de barra simple. De igual manera se aprecia el transformador de potencia, el cual se encuentra en una configuración Dyn1, 5 alimentadores primarios y de un banco de capacitores de 1.2 MVAR conectado a la barra de 13.8 kV.



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

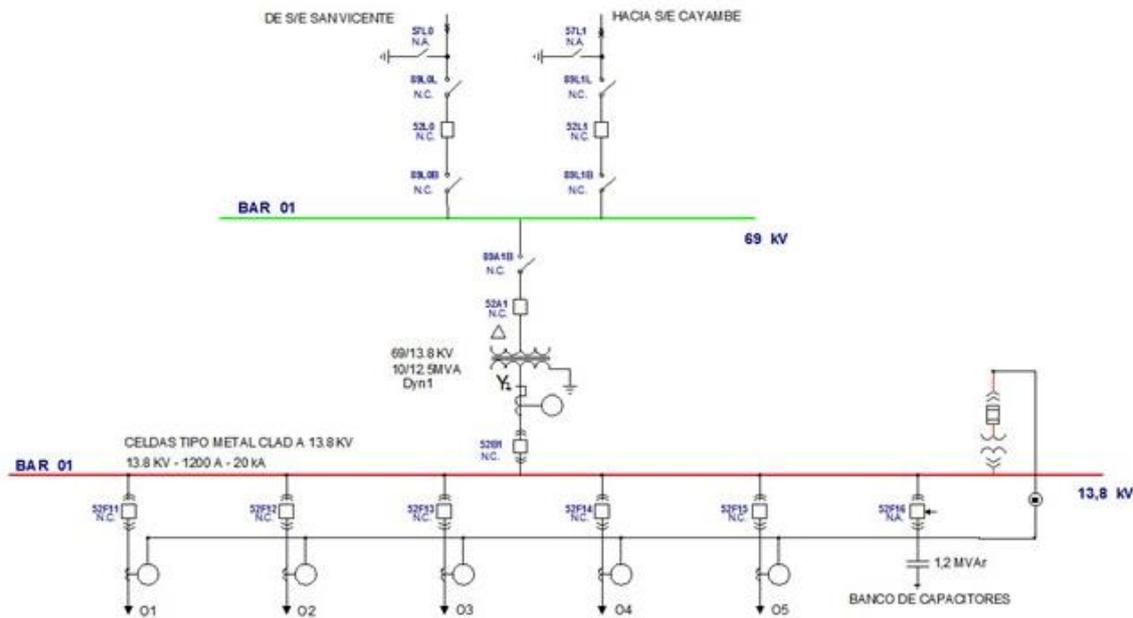


Fig. 8. Circuito unifilar de la Subestación Otavalo.

De igual manera, en la Tabla 1, se detalla la nomenclatura y códigos correspondientes a cada alimentador primario de la subestación de Otavalo usada en el software especializado CYME – CYMDIST.

TABLA I

**ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN OTAVALO**

Alimentadores	Nomenclatura	Codificación
Alimentador 1	ALIM-OTAVALO 1	1300030T01
Alimentador 2	ALIM-OTAVALO 2	1300030T02
Alimentador 3	ALIM-OTAVALO 3	1300030T03
Alimentador 4	ALIM-OTAVALO 4	1300030T04
Alimentador 5	ALIM-OTAVALO 5	1300030T05

Nota: Se detallan los alimentadores de la subestación con sus respectivos códigos.



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



De entre estos alimentadores, el presente trabajo de integración curricular se enfocó en el alimentador 4.

De los datos obtenidos mediante el software ArcGIS, el alimentador Otavalo 4 consta de 2961 abonados distribuidos en 2322 puntos de carga, además de que cuenta con 131 transformadores de distribución, los cuales se distribuyen en 28 transformadores trifásicos, de los cuales 27 son en poste y 1 es del tipo padmounted en exterior, con potencias nominales que van desde los 30 kVA hasta 225 kVA sumando un total de potencia instalada de 1727.5 kVA ;y 103 transformadores monofásicos en poste que van desde los 10 kVA hasta los 75 kVA de potencia nominal, adquiriendo un total de 2857.5 kVA de potencia instalada.

El área de distribución del alimentador Otavalo 4 abarca una distancia de 16.41 km en medio voltaje y de 62.88 km en bajo voltaje; en la Fig. 9 se observa el área que el alimentador se encarga de energizar.

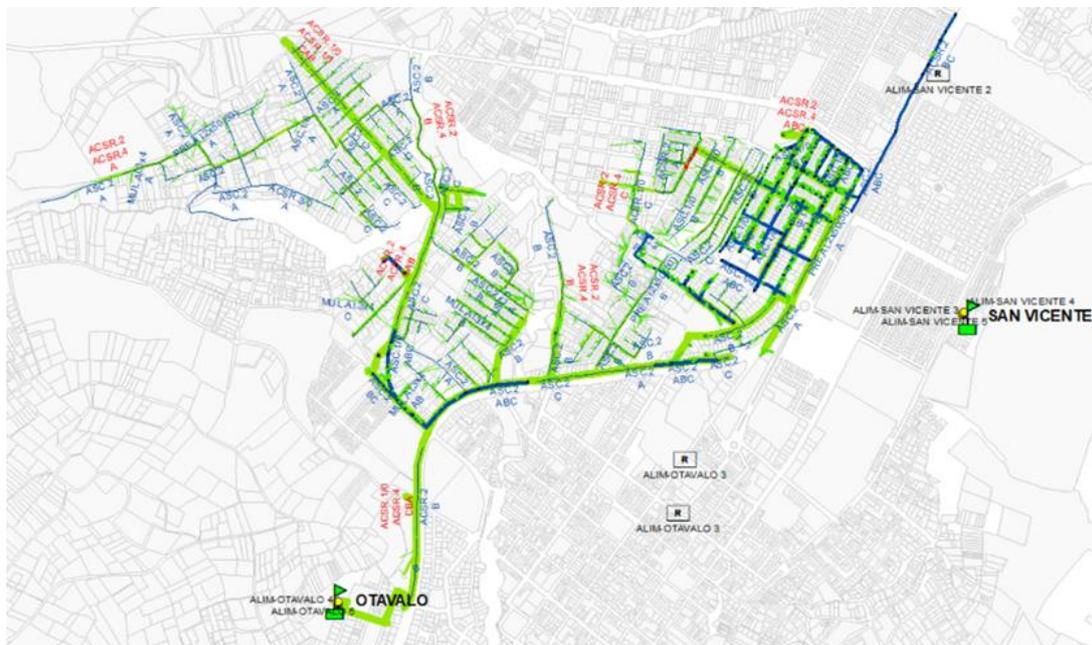


Fig. 9. Topología de la subestación Otavalo.



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



### 3.2. Métodos de investigación

Se implementó el tipo de investigación documental en la realización del marco teórico, en el cual se consultaron una diversidad de documentos como libros, tesis, revistas, entre otros, los cuales fueron revisados y escogidos tomando en cuenta que los datos obtenidos detallan de manera concreta temas como la estructura del sistema eléctrico de potencia, los componentes de una subestación eléctrica, las distintas configuraciones posibles de las barras en una subestación, entre otros.

De igual manera se procedió a utilizar el método descriptivo en el desarrollo del marco teórico para detallar las características de los alimentadores principales, así como las pérdidas eléctricas y la clasificación de estas, describir los elementos de una subestación, y demás elementos que se involucran en el presente estudio.

Para la realización del presente capítulo, se hizo uso de una investigación de campo para la verificación de los datos que mantiene el departamento GIS de la Empresa Eléctrica Regional Norte sobre el alimentador Otavalo 4.

Para el procesamiento de los datos de consumo de los abonados registrados en el alimentador se aplicó el método cuantitativo, con el cual se analizaron estos datos para obtener información sobre la demanda máxima, demanda mínima, demanda promedio, separando entre días laborales, fines de semana y feriados.

Se hizo uso del método comparativo en la selección del banco de capacitores, tanto en capacidad como en lugar a ser implementado, según los resultados obtenidos de analizar los datos obtenidos del método cuantitativo mediante el software CYME-CYMDIST.



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



**3.3. Procedimiento**

En este apartado se describirá de manera detallada los procesos realizados en este trabajo de integración curricular.

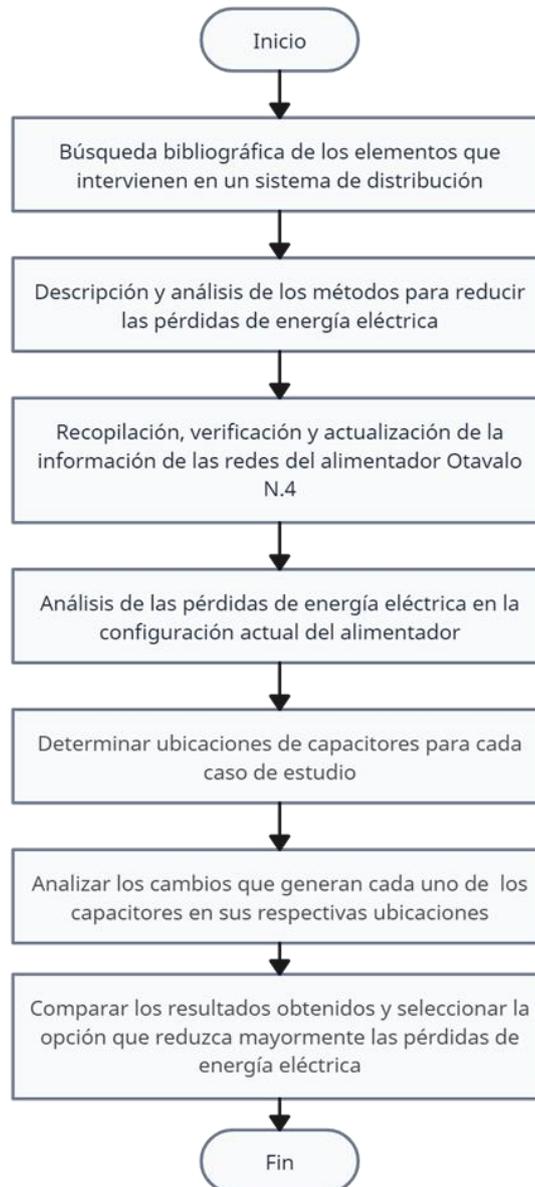


Fig. 6. Diagrama de flujo de los procesos realizados.



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



Para la realización de este trabajo de integración curricular se realizó una investigación bibliográfica exhaustiva y crítica de documentos como libros, artículos académicos, entre otros, con la finalidad de describir y explicar los componentes de un sistema de distribución eléctrica, las pérdidas de energía eléctrica existentes en los mismos, y las maneras de reducir estas pérdidas.

Se procedió a tener reuniones con el personal de EMELNORTE, para recibir capacitaciones sobre el manejo de varias de las herramientas a utilizarse, charlas informativas acerca de los datos necesarios para realizar este estudio, así como para la instalación de los programas especializados requeridos.

Una vez se adquirieron los programas necesarios con sus respectivas bases de datos, se realizó una inspección en sitio de la red de distribución del alimentador Otavalo 4 con la finalidad de validar los datos existentes en las bases de datos con lo que existe en el campo. De esta inspección se realizan los respectivos reportes para actualizar las bases de datos del alimentador, y así brindar una información consistente para los análisis posteriores.

En el programa especializado CYME – CYMDIST existe representada la red de medio voltaje de los alimentadores, pero no se encuentra la red de bajo voltaje, por lo que se procedió a graficar estas redes para plasmar una información totalmente real en el análisis.

Luego se llevó a cabo un flujo de carga, mediante el software CYME – CYMDIST, para obtener los parámetros iniciales del alimentador, identificar los nodos donde existan altas pérdidas de energía eléctrica y caídas de voltaje.

Como siguiente paso, se adquirieron los datos de demandas máximas, mínimas y promedios de energía del alimentador y las características de la carga, para posteriormente analizar las curvas de carga y las pérdidas de energía eléctrica en cada segmento.

Se realizan los flujos de carga pertinentes en cada configuración establecida y de hace uso del módulo de “Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador” para obtener los parámetros y ubicaciones óptimas de los bancos de capacitores que mejores resultados brinden en cada caso.



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



Luego se realiza una selección de ubicación y capacidad del banco de capacitores, evaluando que este tenga la mayor eficiencia en la reducción de pérdidas de energía eléctrica en las diversas situaciones estudiadas. Con esto se logró cumplir con el procedimiento detallado en el diagrama de flujo mostrado en la Fig. 10.

### **3.4. Materiales**

A continuación, se detallan las herramientas principales que se utilizaron en el desarrollo de este trabajo de integración curricular.

#### **3.4.1. Información proporcionada**

Información adquirida de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para analizar el punto de partida y sobre los cuales se realiza el presente proyecto de investigación curricular, tales como base de datos de ArcGIS, base de datos de CYME – CYMDIST, datos de los registros de consumos del alimentador.

#### **3.4.2. System Phase Identifier (SPI – III)**

Es un instrumento destinado a identificar las fases mediante un equipo de campo y un módulo de referencia.

De manera general, se instala de manera permanente un módulo de referencia fijo en la zona a cubrir, el cual efectúa mediciones de fase y transmite los resultados a un servidor central. En el campo, se utiliza un módulo de medición para medir ángulos de fase, y la pantalla del módulo muestra los resultados, los registra en la memoria interna y compensa posibles desfasamientos. La comunicación entre el módulo de medición y la pantalla se realiza mediante Bluetooth. Para la identificación de fases en línea, la pantalla debe conectarse al servidor central a través de Internet. Después de comparar los datos adquiridos con los del servidor central, la pantalla muestra los resultados de la identificación en cuestión de segundos [36].



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



Fig. 7. Módulo de referencia SPI-III. [36]

En la Fig. 11 se describe el funcionamiento del módulo de referencia SPI-III, el cual se encarga de la medición y registro del ángulo de fase de la referencia. Además, transfiere los registros obtenidos al servidor mediante el protocolo de comunicación estándar IP/Ethernet [36].

La unidad de campo consta de los módulos SPI-III de despliegue y medición. El módulo de medición está fabricado con materiales compuestos y aluminio robusto, siendo resistente al agua y adecuado para entornos tanto fríos como cálidos. Utiliza baterías AA estándar, se comunica a través de Bluetooth y cuenta con autonomía suficiente para un día completo de trabajo. Además, incorpora la antena GPS necesaria para asegurar operaciones con marcas de tiempo precisas [36].

Se conecta al conductor energizado mediante sondas de baja voltaje, admitiendo hasta 1000 V, o utilizando un accesorio distinto que es la sonda tipo gancho para voltajes de hasta 72 kV. Se pueden llevar a cabo mediciones con contacto, o sin contacto para voltajes más elevadas y, el caso de instalaciones aéreas se dispone de un adaptador para montar el módulo en una pértiga estándar [36].



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

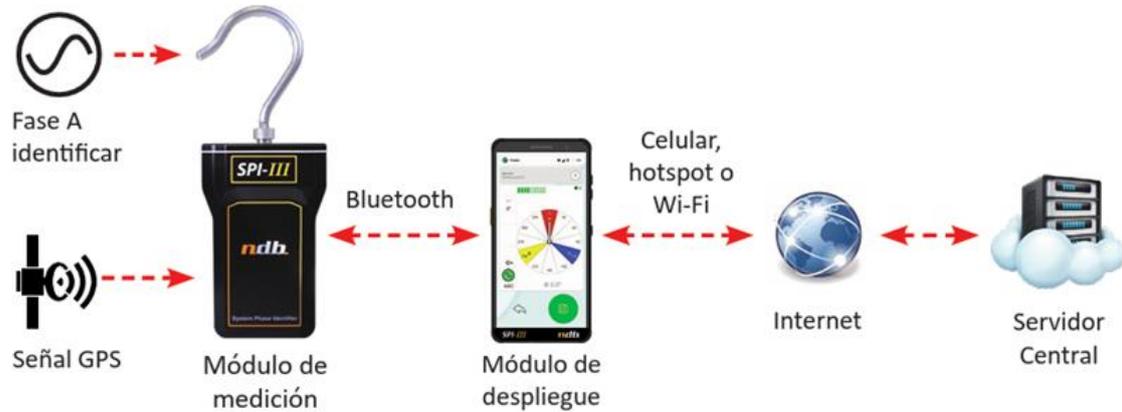


Fig. 8. Módulo de campo SPI-III. [36]

La Fig. 12 muestra el esquema de funcionamiento del módulo de campo SPI-III, el cual se encarga de obtener un voltaje, la cual se requiere identificar, para asignarle una estampa mediante el sistema GPS, enviándola al módulo de despliegue. Este lo transmite al servidor central mediante una conexión de internet para, posteriormente, comparar los datos con los existentes en el servidor y retornando los resultados al módulo de despliegue [36].

### 3.4.3. CYME – CYMDIST

CYMDIST es un paquete básico para analizar los sistemas de distribución del programa CYME, el cual cuenta con herramientas destinadas al modelamiento y análisis de simulaciones necesarias para la planificación de un sistema de distribución [37].

Los motores de cálculo tienen la capacidad de procesar modelos de distribución, ya sean equilibrados o no, que pueden ser construidos utilizando diversas combinaciones de fases. Además, estos motores pueden operar en configuraciones de tipo radial, anillado o mallado [37].



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

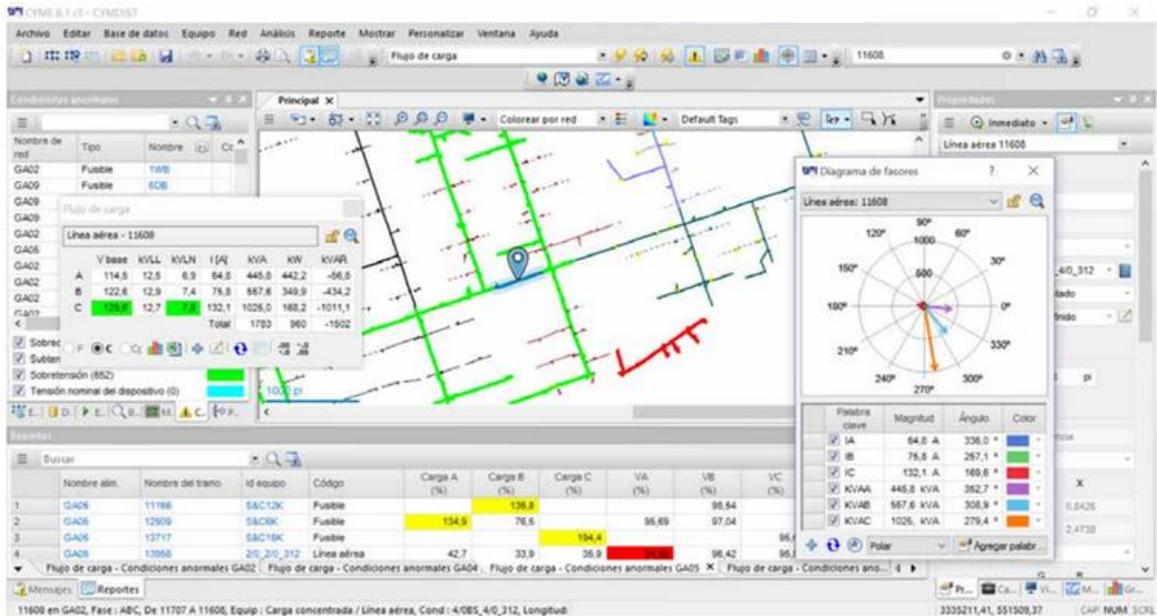


Fig. 9. Interfaz de usuario del software CYMDIST. [37]

En la Fig. 13 se muestra la interfaz del software, el cual cuenta con varios módulos de análisis como:

- Flujo de carga desbalanceado
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas
- Balance de carga
- Dimensionamiento y ubicación óptima del condensador
- Arranque de motor
- Análisis por lotes



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



**CAPITULO IV**  
**Resultados y Análisis**

Este capítulo presenta los análisis y resultados de la ubicación estratégica de capacitores como medida para mitigar las pérdidas de energía eléctrica en sistemas de distribución. Se examinan los resultados obtenidos a partir de simulaciones y estudios de campo, evaluando el impacto de diferentes configuraciones de colocación de capacitores en la reducción de pérdidas de energía y la mejora de la eficiencia del sistema.

**4.1. Modelado de la red de distribución de bajo voltaje en CYME–CYMDIST**

Se procedió a modelar la red de bajo voltaje de cada uno de los transformadores del alimentador Otavalo N.4 en el programa CYME – CYMDIST, usando la información recopilada durante la identificación de fases en el lugar, así como también las bases de datos existentes de los programas ArcGIS y CYME – CYMDIST brindadas por EMELNORTE, con la finalidad de actualizar las bases y obtener datos más detallados de la situación inicial del alimentador.

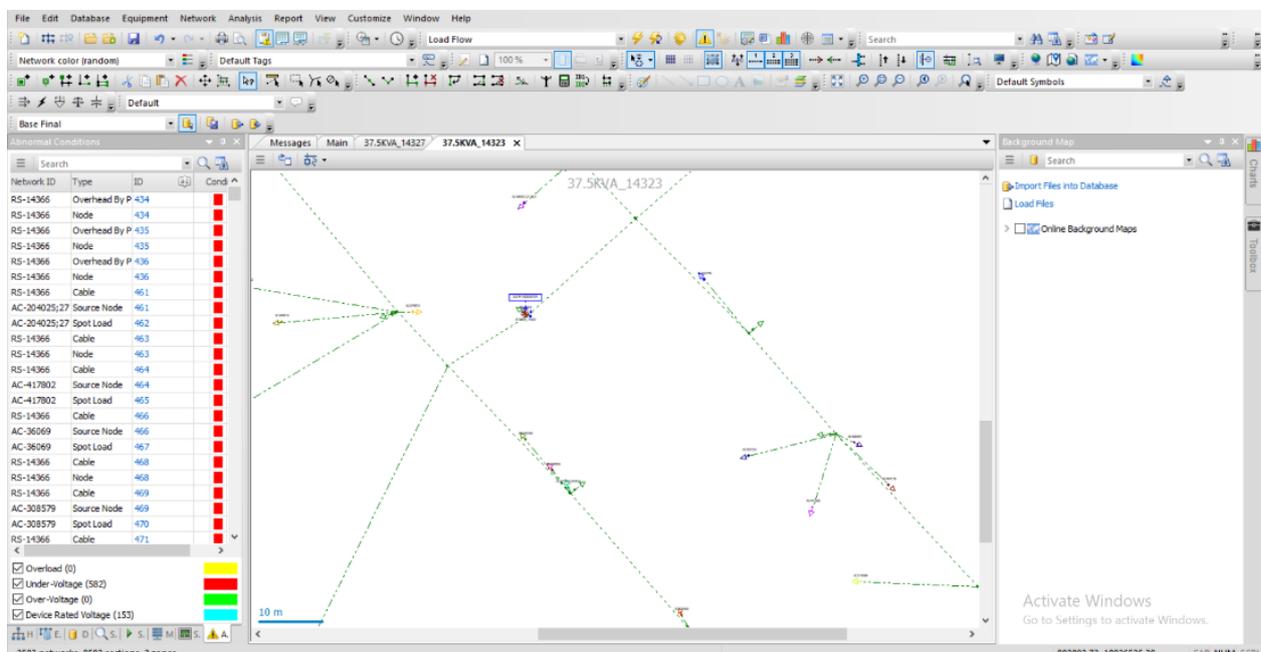


Fig. 10. Red de bajo voltaje modelada en CYME-CYMDIST.



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



**4.2. Análisis de la demanda**

EMELNORTE brindó información del consumo del último año del alimentador Otavalo No.4, de manera mensual y en mediciones periódicas en lapsos de 5 minutos. Con esta información se procedió a identificar demanda máxima, mínima y promedio de cada mes usando como base los kW totales consumidos en ese periodo de tiempo, En la tabla II se visualizan cada una de las demandas mencionadas por mes.

TABLA II

**DEMANDA MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO DE POTENCIA POR MES**

MES	Demanda máxima (kW)	Demanda mínima (kW)	Demanda promedio (kW)
Enero	1079.01	374.49	670.23
Febrero	1077.11	385.99	672.25
Marzo	1090.76	404.70	688.44
Abril	1069.35	404.68	680.20
Mayo	1070.81	386.02	673.42
Junio	1067.21	324.06	671.34
Julio	1054.79	399.75	674.59
Agosto	1059.69	400.86	674.86
Septiembre	1082.52	391.03	682.08
Octubre	1095.92	416.12	684.80
Noviembre	1138.80	374.97	656.86
Diciembre	1049.98	379.68	671.22

Luego de tener las distintas demandas localizadas, se selecciona a la mayor dentro de cada una de ellas para obtener valores de voltajes por unidad, corriente y factor de potencia en los intervalos donde tuvieron lugar, para ingresar estos valores en la cabecera del alimentador en el programa CYME-CYMDIST y proceder con los análisis respectivos. En la tabla III se observan los valores de corrientes y factores de potencia por fases ingresados en cabecera del alimentador.



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



TABLA III

VALORES DE CORRIENTES Y FACTORES DE POTENCIA POR DEMANDA

DEMANDA	IA (A)	IB (A)	IC (A)	FP A (%)	FP B (%)	FP C (%)
MÁXIMA	42.63	59.90	58.51	95.00	94.00	95.00
MÍNIMA	17.81	5.57	22.95	93.00	94.00	93.00
PROMEDIO	27.11	35.28	32.41	93.99	92.10	93.96

Además, en la tabla IV se representan los datos de voltajes de cada una de las fases en valores por unidad.

TABLA IV

VALORES DE VOLTAJE POR UNIDAD EN CADA DEMANDA

DEMANDA	Vpu A	Vpu B	Vpu C
MÁXIMA	0.9159	0.9427	0.9195
MÍNIMA	0.9579	0.9789	0.9616
PROMEDIO	0.9676	0.9886	0.9712

### 4.3. Estado inicial del alimentador

Una vez obtenidos e ingresados los datos de consumo en las demandas máxima, mínima y promedio se procedió a utilizar el módulo de distribución de carga y a realizar los flujos de carga pertinentes para obtener los valores de pérdidas de energía eléctrica en cada caso base de estudio.

#### 4.3.1. Demanda máxima

Entre los resultados obtenidos del flujo de carga con los datos ingresados de la demanda máxima, se encuentran los valores de cabecera tal cual se reflejan en la Fig. 15. Los valores denotados en color rojo expresan que existe un bajo voltaje.



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



Load Flow Box

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.916	12.8	7.3	42.7	311.3	295.7	97.2	95.00
B	0.943	12.9	7.5	59.9	449.9	423.0	153.2	94.03
C	0.920	12.7	7.3	58.5	428.3	406.7	134.1	94.97
Total:					1189	1125	385	

Fig. 11. Valores en la cabecera del alimentador en demanda máxima.

**4.3.2. Demanda mínima**

De la misma forma en la Fig. 16 se encuentran los valores de cabecera obtenidos del flujo de carga con los datos ingresados de demanda mínima.

Load Flow Box

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.958	13.4	7.6	17.8	135.9	126.3	50.0	92.97
B	0.979	13.4	7.8	5.6	43.6	41.0	14.8	94.04
C	0.962	13.2	7.7	22.9	175.8	163.5	64.6	93.01
Total:					355	331	129	

Fig. 12. Valores en la cabecera del alimentador en demanda mínima.

**4.3.3. Demanda promedio**

En la Fig. 17 se observan los datos de cabecera de demanda promedio en el estado inicial.

Load Flow Box

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.968	13.5	7.7	27.1	209.2	196.5	71.5	93.97
B	0.989	13.5	7.9	35.3	277.8	256.0	108.0	92.13
C	0.971	13.4	7.7	32.4	250.6	235.4	86.0	93.93
Total:					737	688	266	

Fig. 13. Valores en la cabecera del alimentador en demanda promedio.



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



#### 4.4. Estudio de ubicación de capacitor

Con el estado inicial obtenido en las diferentes demandas se procede a utilizar el módulo de ubicación de capacitor. En la Fig. 18 se muestra la ventana de dicho módulo, en donde se eligió la ubicación donde se buscó aplicar los capacitores, se seleccionó la búsqueda iterativa, se colocó la capacidad del capacitor a usarse en el estudio, el número de instalaciones y la distancia entre ellos.

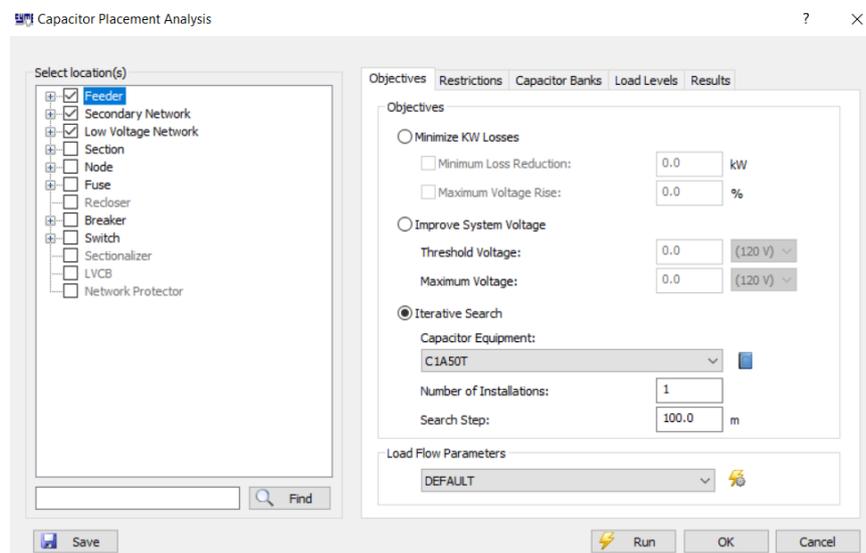


Fig. 14. Módulo de Ubicación de capacitores.

Luego el módulo de ubicación de condensador nos da como resultado una lista de posibles bancos de capacitores y su influencia en la reducción de pérdidas de potencia como se indica en la Fig. 19. Los resultados de aplicar el banco de capacitores en las demandas mínima, promedio y máxima se analizan de manera conjunta para seleccionar aquel banco de capacitor que, aplicado en los tres casos, reduzca en mayor proporción las pérdidas de energía eléctrica.



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

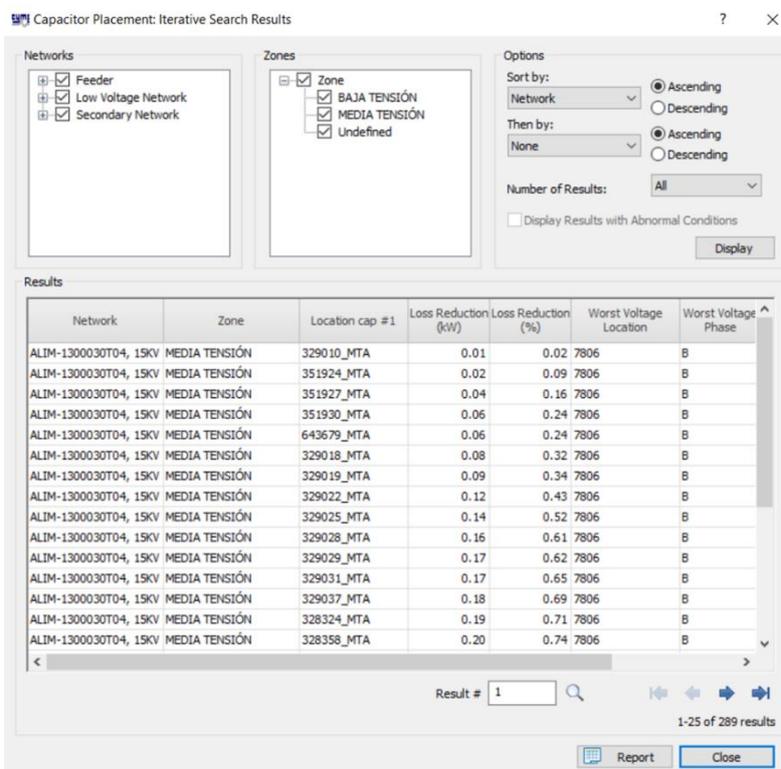


Fig. 15. Ventana de resultados del módulo de Ubicación de capacitores.

**4.4.1. Banco de capacitores de 50 kVAR**

Se realizó el primer estudio implementando un banco de capacitores de 50kVAR.

Luego de utilizar el módulo de ubicación de capacitor colocado para una búsqueda iterativa con banco de capacitores de 50 kVAR, se analizaron las posibles localizaciones para la implementación, y se realizó una comparativa de cuál sería la opción que mejor rendimiento tenga en las diferentes demandas.

- **Demanda máxima**

En la Fig. 20, se observan los datos de cabecera obtenidos luego de implementar el banco de capacitores.



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



Load Flow Box

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.916	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	0.943	12.9	7.5	58.2	436.8	422.9	109.4	96.81
C	0.920	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.3	97.52
Total:					1154	1125	258	

Fig. 16. Datos de cabecera en demanda máxima con banco de capacitor implementado de 50 kVAR.

En este caso existe una variación en los kVAR totales de 385 iniciales a 258 finales, lo que se traduce en una reducción de 127 kVAR, en consecuencia reduciendo también a 1154 kVA la potencia aparente total en cabecera (35 menos a comparación del estado inicial).

- **Demanda promedio**

Los datos de cabecera obtenidos del análisis se observan en la Fig. 21.

Load Flow Box

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.968	13.5	7.7	25.7	198.0	196.5	24.9	99.20
B	0.989	13.5	7.9	33.3	262.7	255.9	59.5	97.40
C	0.971	13.4	7.7	30.8	238.6	235.4	39.2	98.64
Total:					699	688	124	

Fig. 17. Datos de cabecera en demanda promedio con banco de capacitor implementado de 50 kVAR.

Aquí hay una disminución en los kVAR totales, de 266 de una primera instancia a 124 finales, lo que implica una reducción de 142 kVAR. Como resultado, la potencia aparente en cabecera también disminuye a 699 kVA, 38 kVA menos en comparación con el estado inicial.

- **Demanda mínima**

En el análisis de la implementación de un banco de capacitores de 50 kVAR con datos ingresados de demanda mínima se obtuvieron los datos de la Fig. 22.



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



Source - NODOFUENTE-1300030T04								
	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.958	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.2	99.94
B	0.979	13.4	7.8	6.8	52.7	41.0	-33.1	-77.79
C	0.962	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.6	99.36
Total:					331	331	-10	

Fig. 18. Datos de cabecera en demanda mínima con banco de capacitor implementado de 50 kVAR.

En este caso los reactivos iniciales en la fase B eran de 14.8 kVAR, pasando a ser -33.1 kVAR, lo que resulta en una variación del factor de potencia negativa. En lo que respecta a valores totales, existe una reducción de 25 kVA, y 139 kVAR en comparación con el estado inicial.

En este caso de estudio las pérdidas de potencia en líneas y cables tienen una pequeña reducción, tal como se muestra en la tabla V.

TABLA V

**COMPARATIVA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA CON CAPACITOR DE 50 kVAR**

<b>Demanda</b>	<b>Pérdidas de potencia</b>	<b>Pérdidas iniciales (kW)</b>	<b>Pérdidas finales (kW)</b>
Máxima	Líneas	18.32	17.86
	Cables	7.61	7.64
Mínima	Líneas	2.13	2.09
	Cables	1.01	1.00
Promedio	Líneas	6.28	6.03
	Cables	2.64	2.63

**4.4.2. Banco de capacitores de 20 kVAR**

El segundo estudio se realizó implementando dos bancos de capacitores de 20kVAR y uno de 10 kVAR para igualar y comparar los resultados con el primer estudio.

De igual manera que en el primer estudio, se realizaron dos búsquedas iterativas para implementar los bancos de capacitores de 20 kVAR y posteriormente una búsqueda para colocar



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



un banco de capacitores de 10 kVAR, donde se analizó y se eligieron las opciones que más reducían pérdidas eléctricas en los tres casos de demandas.

Al igualar los kVAR insertados en el alimentador de bancos de capacitores a los del estudio previo, veremos que en los resultados visualizados en la cabecera del alimentador existe una variación no significativa de máximo 0.1 en ciertos valores. A continuación se muestran los resultados.

- **Demanda máxima**

Se puede observar en la Fig. 23 los datos de cabecera que se obtuvieron como resultado de implementar los 3 bancos de capacitores en el alimentador.

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.916	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	0.943	12.9	7.5	58.2	436.8	422.9	109.4	96.81
C	0.920	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.4	97.52
Total:					1154	1125	258	

Fig. 19. Datos de cabecera en demanda máxima con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR.

- **Demanda promedio**

Los datos de cabecera resultantes del análisis se pueden ver en la Fig. 24.

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.968	13.5	7.7	25.7	198.0	196.4	25.0	99.20
B	0.989	13.5	7.9	33.3	262.7	255.8	59.5	97.40
C	0.971	13.4	7.7	30.8	238.6	235.3	39.2	98.64
Total:					699	688	124	

Fig. 20. Datos de cabecera en demanda promedio con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR.



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



- **Demanda mínima**

En el caso de demanda mínima en este estudio, los resultados se reflejan en la Fig. 25.

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.958	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.3	99.94
B	0.979	13.4	7.8	6.7	52.6	40.9	-33.1	-77.81
C	0.962	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.7	99.35
<b>Total:</b>					<b>331</b>	<b>331</b>	<b>-10</b>	

Fig. 21. Datos de cabecera en demanda mínima con bancos de capacitores implementados de 20 kVAR.

En la tabla VI se plasman los valores de pérdidas obtenidos del segundo estudio realizado.

TABLA VI

COMPARATIVA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA CON CAPACITORES DE 20 y 10 kVAR

<b>Demanda</b>	<b>Pérdidas de potencia</b>	<b>Pérdidas iniciales (kW)</b>	<b>Pérdidas primer capacitor 20 kVAR (kW)</b>	<b>Pérdidas segundo capacitor 20 kVAR (kW)</b>	<b>Pérdidas tercer capacitor 10 kVAR (kW)</b>
Máxima	Líneas	18.32	18.07	17.91	17.85
	Cables	7.61	7.65	7.65	7.65
Mínima	Líneas	2.13	2.07	2.06	2.06
	Cables	1.01	1.00	1.00	1.00
Promedio	Líneas	6.28	6.13	6.04	6.01
	Cables	2.64	2.64	2.63	2.63

#### 4.4.3. Banco de capacitores de 10 kVAR

Se realizó un tercer estudio implementando cinco bancos de capacitores de 10kVAR para igualar la potencia reactiva de los estudios anteriores y realizar una comparativa posteriormente.

El método se repite de igual forma, usando el módulo de ubicación de banco de capacitor realizando la búsqueda iterativa para bancos de 10 kVAR, y analizando las ubicaciones posibles para encontrar el banco que ofrezca una mayor reducción en todos los casos de demanda.



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



- **Demanda máxima**

La Fig. 26 refleja los valores de cabecera resultantes en demanda máxima para el tercer estudio.

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.916	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	0.943	12.9	7.5	58.1	436.8	422.9	109.4	96.81
C	0.920	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.4	97.52
Total:					1154	1125	258	

Fig. 22. Datos de cabecera en demanda máxima con bancos de capacitores implementados de 10 kVAR.

- **Demanda promedio**

Los datos de cabecera obtenidos se observan en la Fig. 27.

	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.968	13.5	7.7	25.7	198.0	196.4	25.0	99.20
B	0.989	13.5	7.9	33.3	262.7	255.8	59.5	97.40
C	0.971	13.4	7.7	30.8	238.6	235.3	39.2	98.64
Total:					699	688	124	

Fig. 23. Datos de cabecera en demanda promedio con bancos de capacitores implementados de 10 kVAR.

- **Demanda mínima**

Después de encontrar y colocar los 5 bancos de capacitores de 10 kVAR con datos de demanda mínima, se obtuvieron los datos de la Fig. 28.



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



Load Flow Box								
Source - NODOFUENTE-1300030T04								
	V p.u.	kVLL	kVLN	i(A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	0.958	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.3	99.94
B	0.979	13.4	7.8	6.7	52.6	40.9	-33.1	-77.81
C	0.962	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.7	99.36
Total:					331	331	-10	

Fig. 24. Datos de cabecera en demanda mínima con bancos de capacitores implementados de 10 kVAR.

Los valores de potencia de pérdidas eléctricas de este tercer estudio están contenidos en la tabla VII.

TABLA VII

COMPARATIVA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA CON CAPACITORES DE 10 kVAR

Demanda	Pérdidas de potencia	Pérdidas iniciales (kW)	Pérdidas primer capacitor 10 kVAR (kW)	Pérdidas segundo capacitor 10 kVAR (kW)	Pérdidas tercer capacitor 10 kVAR (kW)	Pérdidas cuarto capacitor 10 kVAR (kW)	Pérdidas quinto capacitor 10 kVAR (kW)
Máxima	Líneas	18.32	18.19	18.07	17.99	17.92	17.87
	Cables	7.61	7.63	7.65	7.65	7.65	7.65
Mínima	Líneas	2.13	2.09	2.07	2.06	2.05	2.05
	Cables	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00
Promedio	Líneas	6.28	6.19	6.13	6.08	6.04	6.01
	Cables	2.64	2.64	2.64	2.63	2.63	2.63

#### 4.4.4. Análisis y comparativa de los resultados de los tres estudios realizados

Uno de los factores que influyen en la selección de la implementación de uno o varios bancos de capacitores es el factor de potencia en el alimentador.

En la sección anterior se mostraron los valores de pérdidas y como varían estos con cada banco de capacitores implementados. Aunque se observa que con cada banco de capacitor las pérdidas en las líneas se reducen, hay que tomar en cuenta las variaciones del factor de potencia de la misma manera. Como se ve en la tabla VIII, a partir del segundo banco de capacitores de 10 kVAR, el factor de potencia en la fase B del estudio en demanda mínima varía en forma negativa; lo cual implica que el estudio no es factible para este caso de estudio.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



TABLA VIII

FACTORES DE POTENCIA POR FASES RESULTANTES DEL TERCER ESTUDIO

Demanda	Fase	Factor de potencia inicial (%)	Factor de potencia primer capacitor 10 kVAR (%)	Factor de potencia segundo capacitor 10 kVAR (%)	Factor de potencia tercer capacitor 10 kVAR (%)	Factor de potencia cuarto capacitor 10 kVAR (%)	Factor de potencia quinto capacitor 10 kVAR (%)
Máxima	A	95.00	95.75	96.46	97.12	97.73	98.26
	B	94.03	94.63	95.22	95.78	96.31	96.81
	C	94.97	95.54	96.08	96.59	97.07	97.52
Mínima	A	92.97	95.14	96.98	98.44	99.44	99.94
	B	94.04	99.19	-99.45	-94.70	-86.75	-77.81
	C	93.01	94.71	96.22	97.53	98.58	99.36
Promedio	A	93.97	95.33	96.56	97.62	98.51	99.20
	B	92.13	93.35	94.49	95.55	96.53	97.40
	C	93.93	95.08	96.14	97.10	97.94	98.64

En el primer y segundo estudio, de igual manera el factor de potencia de la fase B en demanda mínima incumple con lo requerido por lo que se omiten los factores de potencia de ellos.

Analizando los requerimientos y los resultados obtenidos, se eligió la aplicación de 1 solo banco de capacitores de 10 kVAR como mejor opción en el alimentador Otavalo N. 4. Esto se debe a que el alimentador seleccionado tiene una baja demanda de reactivos.

En la tabla IX se denota la reducción de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador Otavalo N.4 con la implementación de un banco de capacitores en el tramo 335125\_MTA.

TABLA IX

COMPARATIVA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS CON CAPACITOR DE 10 kVAR

Demanda	Pérdidas iniciales (kWh/mes)	Pérdidas finales (kWh/mes)	Reducción de pérdidas energía (%)
Máxima	4959.19	4924.00	0.71
Mínima	576.58	565.76	1.43
Promedio	1699.98	1675.62	1.88



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



## Conclusiones

- La descripción detallada de la estructura de una subestación y de los elementos reactivos que influyen en esta son primordiales para entender cómo mejorar el sistema eléctrico y reducir las pérdidas de energía eléctrica. Para la simulación, se seleccionó la opción de bancos de capacitores en la red debido a que, su implementación en puntos estratégicos permite mejorar el factor de potencia y minimizar las pérdidas de energía eléctrica.
- El diagnóstico del alimentador Otavalo No. 4 ha permitido identificar puntos en la red donde se producen las mayores pérdidas de energía eléctrica, y fue fundamental para dar una referencia al punto de partida. Además, debido a la topología de la red y los registros históricos de consumo, se observó que las pérdidas de energía eléctrica existentes en el alimentador son bajas.
- El estudio determinó que la mejor opción para mejorar el factor de potencia y reducir las pérdidas de energía en el alimentador Otavalo N.4 es la implementación de un banco de capacitores. Este tamaño del banco de capacitor se definió principalmente por la baja demanda de potencia reactiva de la red, logrando una reducción mínima en las pérdidas de energía eléctrica.



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



### Recomendaciones

- En el caso de alimentadores pequeños con baja demanda de energía, la implementación de bancos de capacitores puede no ser la solución más eficiente ni económicamente viable. En lugar de esta estrategia, se recomienda considerar otras alternativas que pueden ofrecer mejores resultados en términos de eficiencia y costos. Dos de las alternativas más efectivas son el balance de cargas y el aumento del calibre del conductor.



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



### Referencias

- [1] EMELNORTE S.A., “Indicadores comerciales e indicadores de calidad del servicio eléctrico”, 2022.
- [2] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad”, *MERNNR Ministerio de Energía y Recursos No Renovables* Ministerio de Energía y Recursos No Renovables, p. 390, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [3] J. D. Trujillo Jaramillo, “Estudio del factor de pérdidas técnicas en redes de distribución de bajo voltaje, para la empresa Eléctrica Regional Norte S.A.”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9600>
- [4] J. C. Barrera Piscocya, “Plan de reducción de pérdidas de energía y mantenimiento de conexiones eléctricas en baja tensión para la concesionaria Electronoroeste S.A. departamento de Piura.”, bachelorThesis, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/20.500.12893/7897>
- [5] ARCONEL, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2022”, 2023.
- [6] F. A. Freire Reasco, “Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la subestación San Gabriel de la empresa Eléctrica Regional Norte S. A.”,



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



- bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en:  
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9563>
- [7] EMELNORTE S.A., “Plan de expansión y mejora del sistema de distribución de EmelNorte S.A.”, 2020.
- [8] A. M. Enríquez De La Torre, “Modelación del sistema de subtransmisión e integración con el sistema de distribución en media tensión de EMELNORTE”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en:  
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/8984>
- [9] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, y C. Canizares, Eds., *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, 2a ed. CRC Press, 2018. [En línea]. Disponible en:  
<https://books.google.com.ec/books?id=OFpgDwAAQBAJ>
- [10] J. F. Suárez Peralta, “Monitoreo del estado actual de un sistema eléctrico de potencia de laboratorio”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13811>
- [11] A. B. Farinango Gramal, “Estudio de confiabilidad de la subestación el chota en base a procesos estocásticos para la empresa eléctrica regional Norte S.A.”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en:  
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9964>
- [12] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 2a ed. CRC Press, 2018. [En línea]. Disponible en: [https://books.google.com.ec/books?id=qW\\_OBQAAQBAJ](https://books.google.com.ec/books?id=qW_OBQAAQBAJ)



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



- [13] J. A. Yebra Morón, *Sistemas eléctricos de distribución*. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.com.ec/books?id=miQuEAAAQBAJ>
- [14] K. M. Mullo Tarco y K. W. Herrera Moreno, “Ubicación de capacitores para mejorar los perfiles de voltaje en el alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.”, bachelorThesis, Universidad Técnica de Cotopaxi, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/4561>
- [15] D. S. Rosero Valarezo, “Análisis de la distribución de carga y estudios eléctricos de los alimentadores de la nueva subestación El Rosal de Emelnorte S.A.”, bachelorThesis, Escuela Politécnica Nacional, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20224>
- [16] J. I. Paredes Acosta, “Reconfiguración de redes de distribución eléctrica para la minimización de pérdidas de potencia activa”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11241>
- [17] J. G. Chamorro Erazo, “Implementación de un sistema de automatización de subestaciones redundante mediante el software Intouch® para monitoreo y control de la subestación ‘Ajaví’ desde el centro de control de la empresa eléctrica regional norte”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/12433>



## UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

### FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

#### CARRERA DE ELECTRICIDAD



- [18] M. V. Narváez Velastegui, “Implementación de un módulo didáctico para la simulación de maniobras de una subestación eléctrica”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9602>
- [19] A. D. Masabanda Santana, “Diseño de un plan de mantenimiento programado para equipos primarios de las subestaciones eléctricas pertenecientes a la concesión de Emelnorte S.A.”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2023. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13904>
- [20] F. D. Naranjo Pilalo, “Diseño de una subestación eléctrica AIS de 69/13,8kv a 16/24mva mediante el Software SAP 2000”, bachelorThesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22817>
- [21] E. A. M. Cordova Saavedra, “Diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel”, bachelorThesis, Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/20.500.12423/1208>
- [22] F. R. Perugachi Vásquez, “Estudio de la coordinación de protecciones de los alimentadores de la subestación Alpachaca de la empresa eléctrica regional norte S.A. Emelnorte”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/9598>



## UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

### FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

#### CARRERA DE ELECTRICIDAD



- [23] K. V. Carrión Claudio y C. A. Andaluz Naranjo, “Análisis de tendencias de pérdidas eléctricas en los alimentadores de la Subestación Batán de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. EEASA mediante la utilización de una hoja de cálculo en el período 2019-2020.”, bachelorThesis, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE. Extensión Latacunga., 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/26034>
- [24] M. A. Valero Carrera, “Identificación de posibles casos de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en clientes residenciales de la ciudad de guayaquil, mediante el análisis de detección de celdas desviadas.”, masterThesis, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/47369>
- [25] J. Ninantay Torres, “Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución del sistema eléctrico SE0032 QUENCORO – CUSCO – ELECTRO SUR ESTE S.A.A.”, masterThesis, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/10788>
- [26] L. F. Chillán Sacancela, “Óptima ubicación de SVC en sistemas de distribución mediante búsqueda exhaustiva para mejora de perfiles de voltaje”, bachelorThesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19125>



## UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

### FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

#### CARRERA DE ELECTRICIDAD



- [27] N. J. Preciado Yépez, “Análisis de la regulación de tensión mediante banco de capacitores en serie, en alimentador de distribución de larga distancia de la subestación de 69 KV Fortín de la ciudad de Guayaquil”, bachelorThesis, Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/12749>
- [28] B. A. Pérez Ayala, “Análisis de la aplicación de capacitores a nivel de alimentadores primarios pertenecientes a CNEL EP Unidad de Negocio El Oro”, bachelorThesis, Universidad de Cuenca, 2018. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/30276>
- [29] J. F. Huera Rodríguez, “Estudio de ubicación óptima de capacitores para los alimentadores de la subestación Cayambe de la Empresa Eléctrica Regional Norte”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11250>
- [30] L. F. Amaguaña Paredes, “Estudio para el mejoramiento del factor de potencia en los puntos de interconexión”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/10843>
- [31] D. S. Chasi Alcoser, “Análisis de estrategias de control de bancos de capacitores para el mejoramiento del factor de potencia”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2020. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/10114>



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



- [32] J. C. Enríquez Criollo, “Estudio de ubicación óptima de banco de capacitores, en los alimentadores de la subestación la esperanza de la empresa eléctrica regional norte”, bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, 2021. doi: 10.1088/1751-8113/44/8/085201.
- [33] EMELNORTE S.A., “Plan de expansión y mejora del sistema de subtransmisión de EmelNorte S.A.”, pp. 1–13, 2023.
- [34] EMELNORTE S.A., “RENDICION CUENTAS EMELNORTE 2022”, p. 12, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://www.emelnorte.com/emelnorte/index.php/category/412-rendicion-de-cuentas-2022?download=3406:rendicion-de-cuentas-2022>
- [35] “0°13’38.5"N 78°16’14.3"W - Google Maps”. Consultado: el 4 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/0%C2%B013'38.5%22N+78%C2%B016'14.3%22W/@0.2267208,-78.2703536,17z/data=!4m4!3m3!8m2!3d0.2273611!4d-78.2706389?entry=ttu>
- [36] ndb technologies, “SPI-III Manual De Usuario”, 2022.
- [37] EATON, “CYME Soluciones y software para sistemas eléctricos de potencia”, 2018.



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



**Anexos**

**Anexo 1. Ajuste del dispositivo identificador de fase SPI-III.**

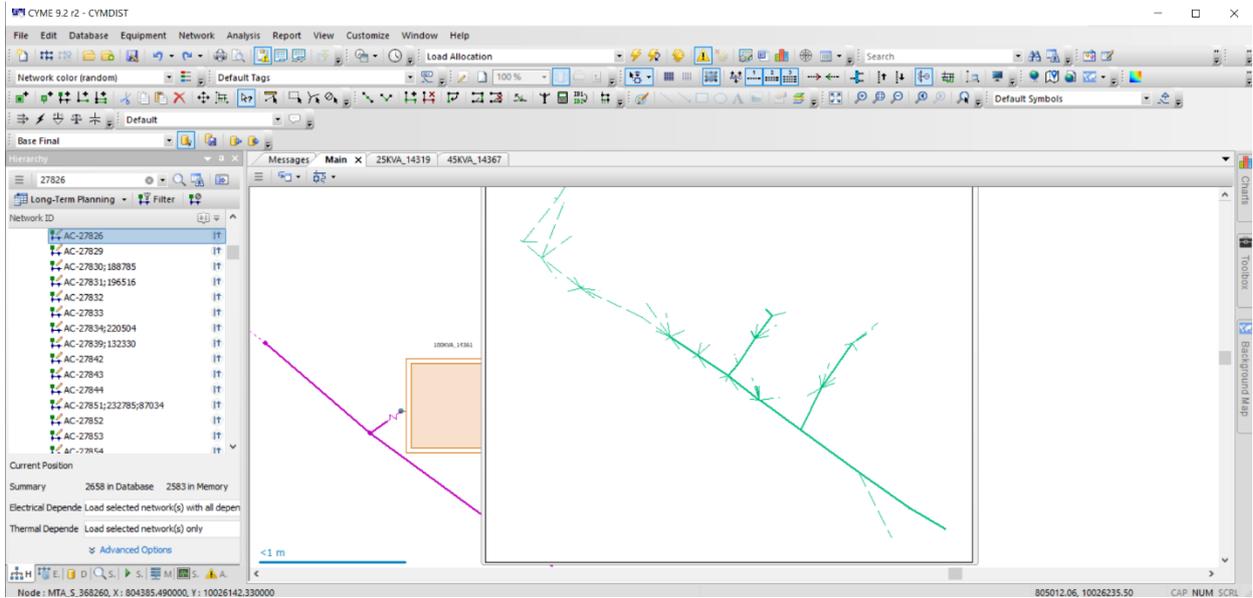


**Anexo 1. Pruebas en sitio del identificador de fase SPI-III.**

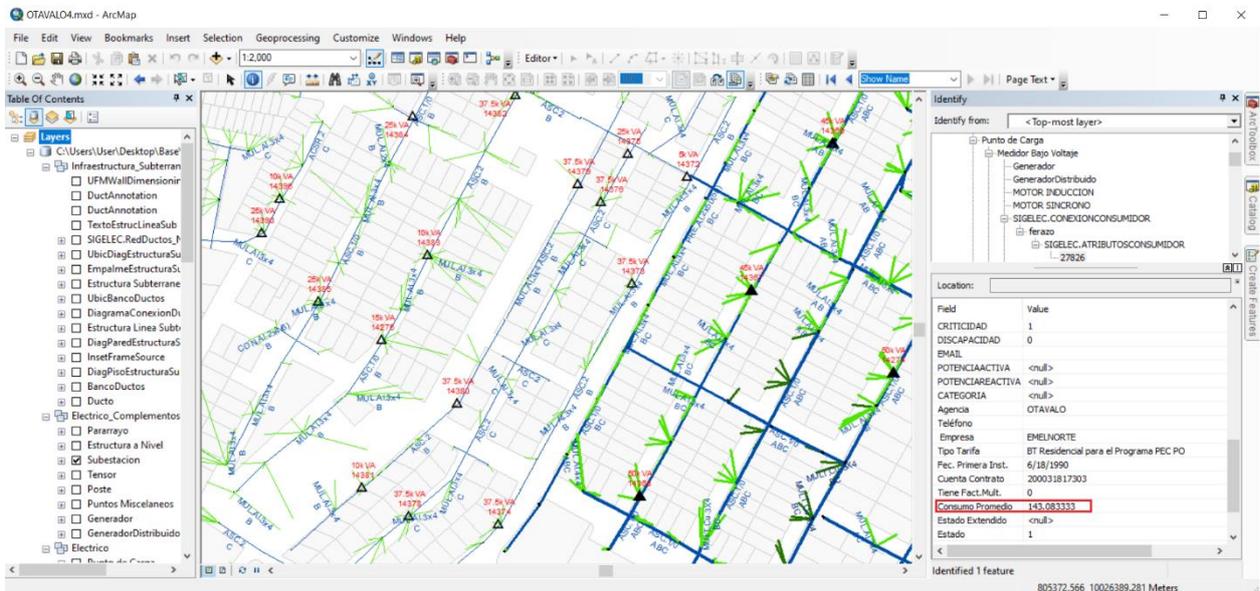




**Anexo 3.** Vista imbricada modelada por transformador en CYME-CYMDIST.



**Anexo 4.** Dato de consumo sacado de ArcGIS para uso en CYME-CYMDIST.





# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

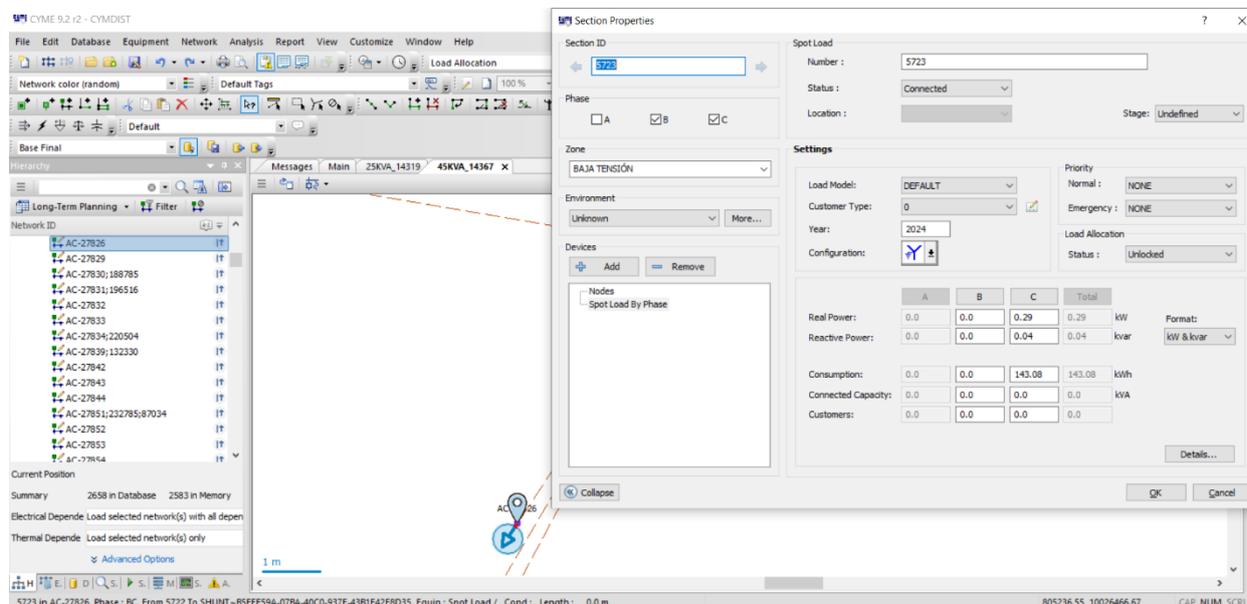
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

## FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

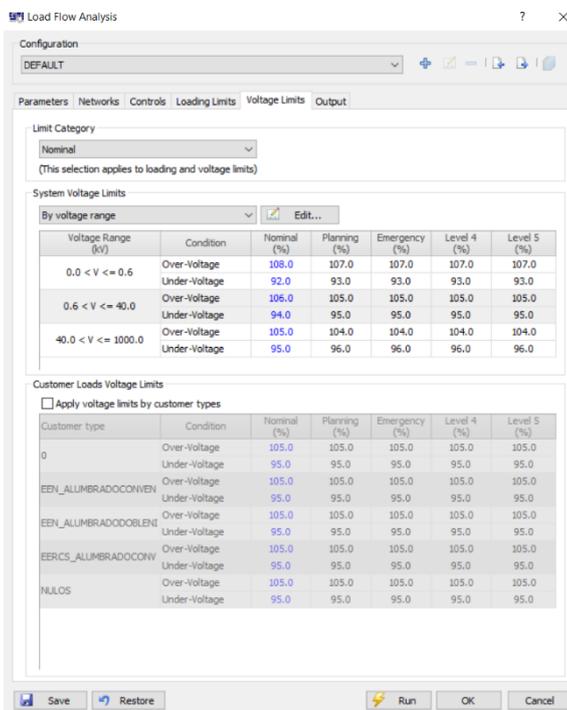
### CARRERA DE ELECTRICIDAD



#### Anexo 5. Modificación del punto de carga modelado en CYME-CYMDIST.



#### Anexo 6. Configuración de límites de voltajes para flujos de carga.

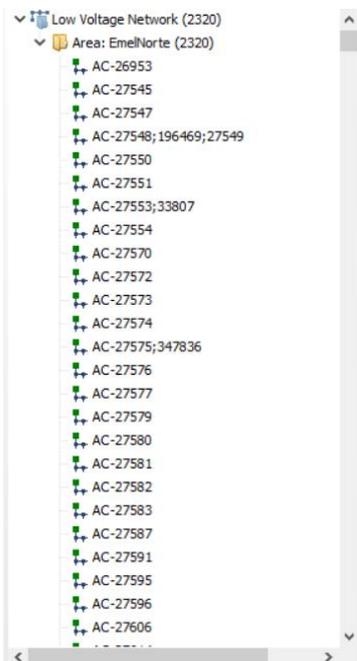




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**Anexo 7.** Acometidas modeladas en CYME-CYMDIST.



**Anexo 8.** Transformadores monofásicos creados en CYME-CYMDIST.

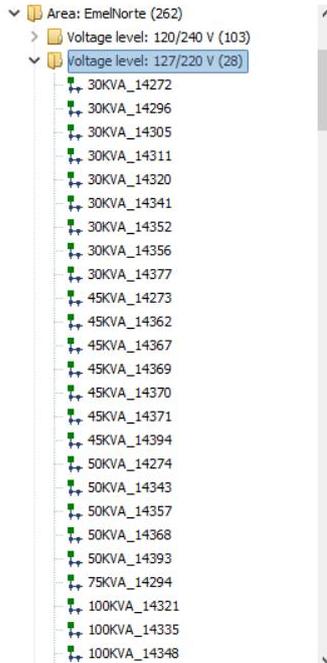




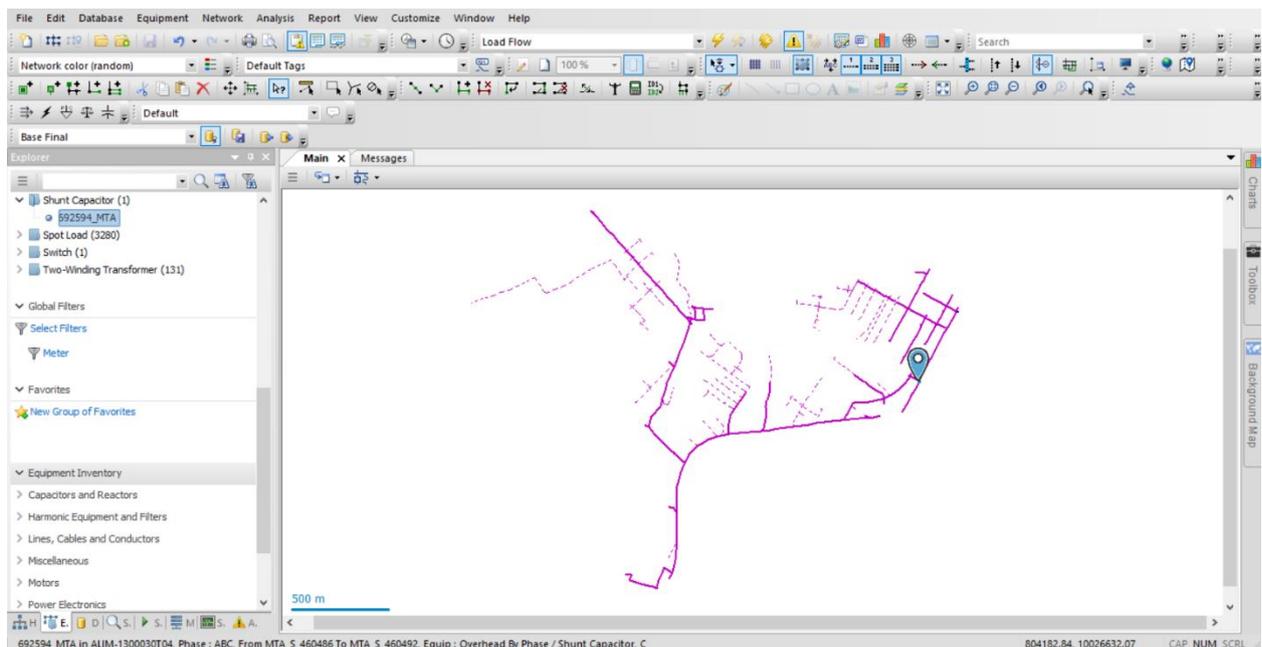
**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**Anexo 9.** Transformadores trifásicos creados en CYME-CYMDIST.



**Anexo 10.** Ubicación de capacitor de 50 kVAR en el alimentador.

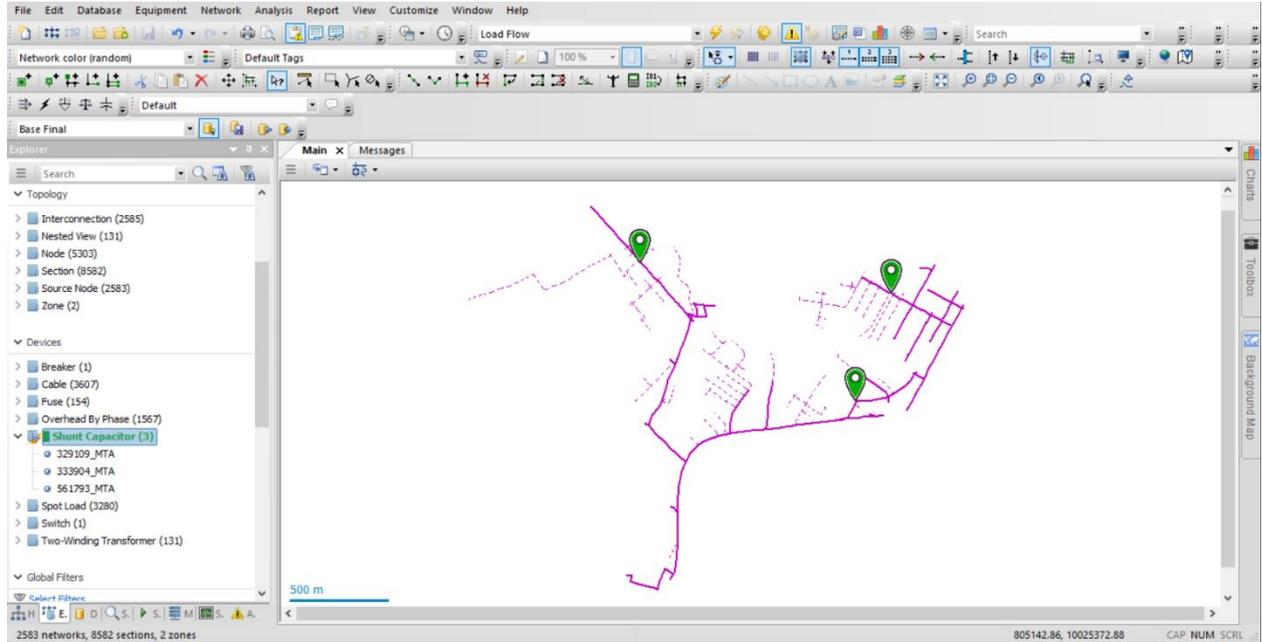




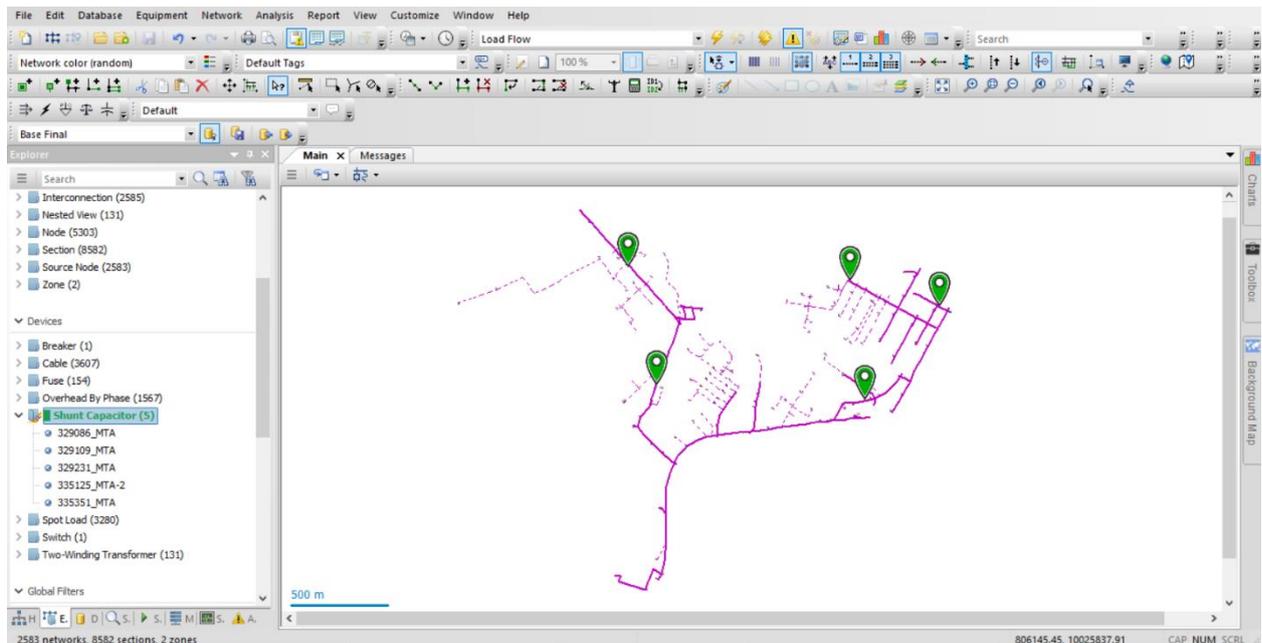
**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**Anexo 11.** Ubicación de capacitores de 20 y 10 kVAR en el alimentador.



**Anexo 12.** Ubicación de capacitores de 10 kVAR en el alimentador.





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



**Anexo 13 al 15.** Resultados obtenidos del primer estudio.

**Anexo 13.** Valores de cabecera en demanda máxima con el banco de 50 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	113.1	12.9	7.5	58.2	436.8	422.9	109.4	96.81
C	110.3	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.3	97.52
Total:					1154	1125	258	

**Anexo 14.** Valores de cabecera en demanda mínima con el banco de 50 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.2	99.94
B	117.5	13.4	7.8	6.8	52.7	41	-33.1	-77.79
C	115.4	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.6	99.36
Total:					331	331	-10	

**Anexo 15.** Valores de cabecera en demanda promedio con el banco de 50 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	25.7	198	196.5	24.9	99.2
B	118.6	13.5	7.9	33.3	262.7	255.9	59.5	97.4
C	116.5	13.4	7.7	30.8	238.6	235.4	39.2	98.64
Total:					699	688	124	



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



**Anexo 16 al 24.** Resultados obtenidos del segundo estudio.

**Anexo 16.** Valores de cabecera en demanda máxima con un banco de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	42	306.6	295.7	80.8	96.46
B	113.1	12.9	7.5	59.1	444.2	422.9	135.8	95.22
C	110.3	12.7	7.3	57.8	423.5	406.9	117.4	96.08
Total:					1174	1126	334	

**Anexo 17.** Valores de cabecera en demanda mínima con un banco de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	17.1	130.2	126.3	31.7	96.98
B	117.5	13.4	7.8	5.3	41.2	41	-4.3	-99.45
C	115.4	13.2	7.7	22.2	169.9	163.5	46.2	96.22
Total:					339	331	74	

**Anexo 18.** Valores de cabecera en demanda promedio con un banco de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	26.4	203.5	196.5	52.9	96.56
B	118.6	13.5	7.9	34.4	270.8	255.9	88.7	94.49
C	116.5	13.4	7.7	31.6	244.8	235.4	67.3	96.14
Total:					719	688	209	



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



**Anexo 19.** Valores de cabecera en demanda máxima con dos bancos de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.5	302.5	295.7	64.2	97.73
B	113.1	12.9	7.5	58.5	439.1	422.9	118.2	96.31
C	110.3	12.7	7.3	57.2	419.1	406.9	100.7	97.07
Total:					1160	1125	283	

**Anexo 20.** Valores de cabecera en demanda mínima con dos bancos de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.6	127	126.3	13.4	99.44
B	117.5	13.4	7.8	6.1	47.2	41	-23.5	-86.76
C	115.4	13.2	7.7	21.6	165.8	163.5	27.9	98.58
Total:					331	331	18	

**Anexo 21.** Valores de cabecera en demanda promedio con dos bancos de 20 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	25.9	199.4	196.5	34.3	98.51
B	118.6	13.5	7.9	33.7	265.1	255.9	69.3	96.53
C	116.5	13.4	7.7	31.1	240.3	235.3	48.6	97.94
Total:					704	688	152	



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



**Anexo 22.** Valores de cabecera en demanda máxima con dos bancos de 20 y uno de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	113.1	12.9	7.5	58.2	436.8	422.9	109.4	96.81
C	110.3	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.4	97.52
Total:					1154	1125	258	

**Anexo 23.** Valores de cabecera en demanda mínima con dos bancos de 20 y uno de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.3	99.94
B	117.5	13.4	7.8	6.7	52.6	40.9	-33.1	-77.81
C	115.4	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.7	99.35
Total:					331	331	-10	

**Anexo 24.** Valores de cabecera en demanda promedio con dos bancos de 20 y uno de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	25.7	198	196.5	24.9	99.2
B	118.6	13.5	7.9	33.3	262.7	255.9	59.5	97.4
C	116.5	13.4	7.7	30.8	238.6	235.4	39.2	98.64
Total:					699	688	124	



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



**Anexo 25 al 39.** Resultados obtenidos del tercer estudio.

**Anexo 25.** Valores de cabecera en demanda máxima con un banco de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	42.3	308.8	295.7	89	95.75
B	113.1	12.9	7.5	59.5	447	423	144.5	94.63
C	110.3	12.7	7.3	58.1	425.8	406.8	125.8	95.54
Total:					1181	1126	359	

**Anexo 26.** Valores de cabecera en demanda mínima con un banco de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	17.4	132.8	126.3	40.9	95.14
B	117.5	13.4	7.8	5.3	41.3	41	5.3	99.19
C	115.4	13.2	7.7	22.5	172.6	163.5	55.4	94.71
Total:					346	331	102	

**Anexo 27.** Valores de cabecera en demanda promedio con un banco de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	26.7	206.1	196.5	62.2	95.33
B	118.6	13.5	7.9	34.8	274.2	255.9	98.3	93.35
C	116.5	13.4	7.7	32	247.6	235.4	76.7	95.08
Total:					728	688	237	



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



**Anexo 28.** Valores de cabecera en demanda máxima con dos bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	42	306.6	295.7	80.8	96.46
B	113.1	12.9	7.5	59.1	444.2	422.9	135.8	95.22
C	110.3	12.7	7.3	57.8	423.5	406.9	117.4	96.08
Total:					1174	1126	334	

**Anexo 29.** Valores de cabecera en demanda mínima con dos bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	17.1	130.2	126.3	31.7	96.98
B	117.5	13.4	7.8	5.3	41.2	41	-4.3	-99.45
C	115.4	13.2	7.7	22.2	169.9	163.5	46.2	96.22
Total:					339	331	74	

**Anexo 30.** Valores de cabecera en demanda promedio con dos bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	26.4	203.5	196.5	52.9	96.56
B	118.6	13.5	7.9	34.4	270.8	255.9	88.7	94.49
C	116.5	13.4	7.7	31.6	244.8	235.4	67.3	96.14
Total:					719	688	209	



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



**Anexo 31.** Valores de cabecera en demanda máxima con tres bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.7	304.4	295.7	72.5	97.12
B	113.1	12.9	7.5	58.8	441.6	422.9	127	95.78
C	110.3	12.7	7.3	57.5	421.2	406.9	109.1	96.59
Total:					1167	1125	309	

**Anexo 32.** Valores de cabecera en demanda mínima con tres bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.8	128.3	126.3	22.6	98.44
B	117.5	13.4	7.8	5.5	43.2	41	-13.9	-94.7
C	115.4	13.2	7.7	21.9	167.6	163.5	37	97.53
Total:					334	331	46	

**Anexo 33.** Valores de cabecera en demanda promedio con tres bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	26.1	201.2	196.5	43.6	97.62
B	118.6	13.5	7.9	34	267.8	255.9	79	95.55
C	116.5	13.4	7.7	31.3	242.4	235.4	57.9	97.1
Total:					711	688	181	



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



**Anexo 34.** Valores de cabecera en demanda máxima con cuatro bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.5	302.5	295.7	64.1	97.73
B	113.1	12.9	7.5	58.5	439.1	422.9	118.2	96.31
C	110.3	12.7	7.3	57.2	419.1	406.9	100.7	97.07
Total:					1160	1125	283	

**Anexo 35.** Valores de cabecera en demanda mínima con cuatro bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.6	127	126.3	13.4	99.44
B	117.5	13.4	7.8	6.1	47.2	40.9	-23.5	-86.75
C	115.4	13.2	7.7	21.6	165.8	163.5	27.9	98.58
Total:					331	331	18	

**Anexo 36.** Valores de cabecera en demanda promedio con cuatro bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked  
 Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	25.9	199.4	196.5	34.3	98.51
B	118.6	13.5	7.9	33.6	265.1	255.9	69.2	96.53
C	116.5	13.4	7.7	31.1	240.3	235.3	48.6	97.94
Total:					704	688	152	



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



**Anexo 37.** Valores de cabecera en demanda máxima con cinco bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	109.9	12.8	7.3	41.2	300.9	295.6	55.8	98.26
B	113.1	12.9	7.5	58.1	436.8	422.9	109.4	96.81
C	110.3	12.7	7.3	56.9	417.2	406.9	92.4	97.52
Total:					1154	1125	258	

**Anexo 38.** Valores de cabecera en demanda mínima con cinco bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	115	13.4	7.6	16.6	126.4	126.3	4.3	99.94
B	117.5	13.4	7.8	6.7	52.6	40.9	-33.1	-77.81
C	115.4	13.2	7.7	21.5	164.5	163.5	18.7	99.36
Total:					331	331	-10	

**Anexo 39.** Valores de cabecera en demanda promedio con cinco bancos de 10 kVAR.

Load Flow Box - Locked

Source - NODOFUENTE-1300030T04

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	PF
A	116.1	13.5	7.7	25.7	198	196.4	25	99.2
B	118.6	13.5	7.9	33.3	262.7	255.8	59.5	97.4
C	116.5	13.4	7.7	30.8	238.6	235.3	39.2	98.64
Total:					699	688	124	