

**UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**Maestría en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención  
en Energía**



**Tesis**

**Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas  
en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la  
minicentral hidroeléctrica Las Canteras**

**para obtener el grado académico de:**

**Maestro en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención  
en Energía**

**Autor:**

**Bach. Elmer Humberto Segura López**

<https://orcid.org/0009-0009-6835-2030>

**Asesor:**

**Mg. Jony Villalobos Cabrera**

<https://orcid.org/0000-0003-3643-5498>

**Lambayeque, Perú**

**2026**

**Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas  
en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la  
minicentral hidroeléctrica Las Canteras**



---

Bach. Elmer Humberto Segura López  
Autor



---

Mg. Jony Villalobos Cabrera  
Asesor

Tesis presentada para optar el grado académico de:

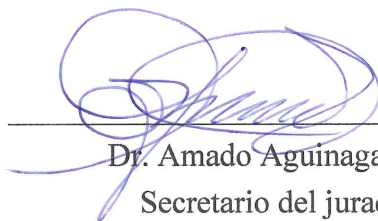
Maestro en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención en Energía

Aprobado por:



---

Dr. Segundo Abelardo Horna Torres  
Presidente del jurado



---

Dr. Amado Aguinaga Paz  
Secretario del jurado



---

Dr. Fredy Dávila Hurtado  
Vocal del jurado

Lambayeque, Perú  
2026

## ACTA DE SUSTENTACIÓN

### ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

074

Siendo las 8:00 horas del día 27 (veintisiete) de marzo del año Dos Mil veintiseis

, en la Sala de Sustentación de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, se reunieron los miembros del Jurado, designados mediante Resolución N° 928-2022-EPG de fecha 12/09/2022, conformado por:

Dr. Segundo Abelardo Horna Torres ..... PRESIDENTE (A)  
Dr. Amado Aguirre Paz ..... SECRETARIO (A)  
Dr. Fredy Davila Hurtado ..... VOCAL  
Mg. Jony Vella lobo Cabrera ..... ASESOR (A)

Con la finalidad de evaluar la tesis titulada Metodologías de participación proporcional por asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Ventanas

presentado por el (la) Tesista Elmer Humberto Segura Lopez, sustentación que es autorizada mediante Resolución N° 144-2026-EPG-J de fecha 20 de marzo de 2026.

El Presidente del jurado autorizó del acto académico y después de la sustentación, los señores miembros del jurado formularon las observaciones y preguntas correspondientes, las mismas que fueron absueltas por el (la) sustentante, quien obtuvo 18 puntos que equivale al calificativo de muy bueno.

En consecuencia el (la) sustentante queda apto (a) para obtener el Grado Académico de:

Maestro en ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención en Energías


Siendo las 8:45 horas del mismo día, se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta.



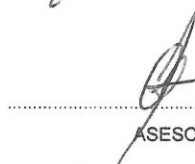
PRESIDENTE



SECRETARIO



VOCAL



ASESOR

**CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD**

Yo, Jony Villalobos Cabrera \_\_\_\_\_, usuario revisor de tesis

Trabajo de suficiencia profesional  y/o Trabajo académico

Titulado Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

Cuyo autor es: Elmer Humberto Segura López; con DNI N° 44046433; declaro que la evaluación por el programa informático, ha arrojado un porcentaje de similitud 8% verificables en el resumen del reporte automatizado de similitudes que se acompaña.

El suscrito analizó el reporte y concluyo que cada una de las coincidencias dentro del porcentaje de similitud no constituyen plagio y que el documento cumple con la integridad científica y con las normas para el uso de citas y referencias establecidas en los protocolos respectivos,

Se cumple con adjuntar el recibo digital a efectos de la trazabilidad respectiva del proceso.

Lambayeque, 26 de noviembre del 2025



\_\_\_\_\_  
Firma

Mg. Jony Villalobos Cabrera

DNI: 16699530

## Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

### INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>8%</b> INDICE DE SIMILITUD	<b>7%</b> FUENTES DE INTERNET	<b>4%</b> PUBLICACIONES	<b>2%</b> TRABAJOS DEL ESTUDIANTE
----------------------------------	----------------------------------	----------------------------	--------------------------------------

### FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>espanol.answers.yahoo.com</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>2</b>	<b>bibdigital.epn.edu.ec</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>3</b>	<b>hdl.handle.net</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>4</b>	<b>repositorio.unprg.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>5</b>	<b>Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo</b> Trabajo del estudiante	<b>&lt;1%</b>
<b>6</b>	<b>repositorio.uni.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>&lt;1%</b>
<b>7</b>	<b>Rodríguez Miranda, Juan Pablo. "Desarrollo de un Modelo de Planificación Ambiental Para la Calidad de Los Recursos Hídricos Superficiales Considerando su Variabilidad Climática Estacional Mediante Implementación Computacional", Universidad</b>	<b>&lt;1%</b>

  
**M. Sc. Ing. JONY VILLALOBOS CABRERA**  
 DNI 16699530  
 Docente Asociado  
 Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
 Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo



## Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Elmer Humberto Segura López
Título del ejercicio:	Quick Submit
Título de la entrega:	Metodología de participación proporcional para asignación de...
Nombre del archivo:	Informe_final-EPG-UNPRG-2025_final.pdf
Tamaño del archivo:	1.14M
Total páginas:	77
Total de palabras:	17,713
Total de caracteres:	87,088
Fecha de entrega:	26-nov-2025 04:18p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	2828479069



**DEDICATORIA**

La presente investigación está dedicada a mi familia que en todo momento me brindó su apoyo incondicional, que sin ellos no hubiera sido posible alcanzar las metas establecidas.

Elmer Humberto Segura López

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por ser siempre quien guía mi camino a diario y me permite ser una gran persona y profesional, a mi familia por ser siempre quien me brindó su apoyo absoluto durante todo el proceso de estudios y a los docentes de la UNPRG que con sus enseñanzas y experiencias compartidas lograron inculcar en cada uno de nosotros conocimientos y valores que serán de gran importancia para nuestro desarrollo profesional.

El Autor

## ÍNDICE GENERAL

ACTA DE SUSTENTACIÓN.....	iii
CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD .....	iv
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO .....	viii
ÍNDICE GENERAL .....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiii
INFORMACIÓN GENERAL .....	xiv
RESUMEN .....	xv
ABSTRACT .....	xvi
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Realidad problemática .....	1
1.2. Planteamiento del problema.....	4
1.2.1. Enunciado del problema .....	4
1.2.2. Preguntas específicas del problema.....	4
1.3. Justificación de la investigación .....	5
1.4. Objetivos de la investigación.....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivos Específicos. ....	6
<b>II. DISEÑO TEÓRICO.....</b>	<b>7</b>
2.1. Estado del arte y bases epistemológicas .....	7
2.2. Antecedentes de la Investigación.....	7
2.3. Base Teórica .....	11
2.4. Bases Conceptuales.....	13
2.5. Operacionalización de Variables .....	15
2.6. Hipótesis .....	16

III. MÉTODOS METODOLÓGICO .....	17
3.1. Diseño de contrastación de hipótesis .....	17
3.2. Población y Muestra .....	17
3.2.1. Población .....	17
3.2.2. Muestra .....	17
3.3. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos.....	18
3.3.1. Técnicas para recolección de datos .....	18
3.3.2. Instrumentos de recolección de datos.....	18
3.3.3. Procesamiento y Análisis de Datos .....	18
IV. RESULTADOS.....	19
4.1 Determinar las pérdidas totales de las sub estaciones en el alimentador TUM-202 de Electronorte SA.....	19
4.2 Realizar una propuesta de método de cálculo de asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución considerada como caso de estudio: Alimentador TUM – 202. ....	24
4.2.1 Sobre la matriz de admitancias.....	25
4.2.2 Sobre el flujo de potencia y las pérdidas eléctricas.....	26
4.2.3 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas.....	28
4.2.4 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas considerando dos fuentes de energía eléctrica y un conjunto de subestaciones eléctricas. ....	29
4.3 Realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas anuales del Alimentador TUM – 202 que son asignados al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red eléctrica de distribución (Electro Norte S.A.).....	37
V. Capítulo V. Discusión .....	45
VI. CONCLUSIONES .....	48
VII. RECOMENDACIONES .....	49
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	50
ANEXOS .....	1

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I. ....	15
OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	15
TABLA II. ....	19
SUB ESTACIONES EN EL ALIMENTADOR TUM-202 .....	19
TABLA III.....	20
SUBESTACIONES QUE NO TIENEN CARGA .....	20
TABLA IV.....	20
SUBESTACIONES CON CARGA POR ENCIMA DE SU POTENCIA.....	20
TENIENDO EN CUENTA ESTAS SUB ESTACIONES QUE TRABAJAN CON REGULARIDAD BAJO LOS PARÁMETROS DE SU FUNCIONAMIENTO SE RECOGIÓ LOS DATOS DE PÉRDIDAS ESTOS INVOLUCRAN PARA CADA UNA DE ELLAS DOS TIPOS DE PÉRDIDAS QUE SON EN EL BOBINADO LOS CUALES SE MUESTRAN TAMBIÉN POR SUB ESTACIÓN EN LA TABLA V.....	21
TABLA V.....	21
PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION.....	21
EL OTRO TIPO DE PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR SON LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO POR LO QUE MUESTRA EN LA TABLA VI LAS PÉRDIDAS EN PROMEDIO Y TOTALES SEGÚN POTENCIA DE TRANSFORMADOR. ....	22
TABLA VI.....	22
PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION.....	22
TABLA VII. ....	22
PÉRDIDAS TOTALES EN SUB ESTACION SEGÚN SU POTENCIA.....	22
TABLA VIII. ....	23
COMPARATIVO ENTRE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS Y CANTIDAD DE SUB ESTACIONES SEGÚN SU POTENCIA .....	23
TABLA IX.....	25
RELACIÓN ENTRE ADMITANCIAS, VOLTAJE Y CORRIENTE .....	25

TABLA X.....	26
RELACIÓN ENTRE FLUJO DE POTENCIA Y POTENCIA ACTIVA EN MT.....	26
TABLA XI.....	33
CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA CH A LAS SUBESTACIONES.....	33
TABLA XII.....	33
CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA LT A LAS SUBESTACIONES.....	33
TABLA XIII.....	38
PÉRDIDAS SEGÚN PROPORCION PARA LT Y CH.....	38

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Electrificación de Lambayeque. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1] .....	2
Figura 2. Máxima demanda mensual periodo 2016-2022, Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1] 3	3
Figura 3. Saidi y Saifi. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1].....	3
Figura 4. Comparación entre potencia de sub estación y carga alimentada .....	21
Figura 5. Pérdidas totales en sub estación según su potencia.....	23
Figura 6. Balance de potencias método de Blalek [b-001].....	28
Figura 7. Esquema de flujo de corrientes desde CH y LT hacia subestación $i$ .....	29
Figura 8. Esquema eléctrico para mostrar las impedancias $Z_{LT} \rightarrow i$ y $Z_{CH} \rightarrow i$ .....	30
Figura 9. Esquema que representa la configuración típica de la red de distribución de media tensión en estudio .....	32

## **INFORMACIÓN GENERAL**

### **Título**

Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

### **Autor**

Bach. Elmer Humberto Segura López

### **Asesor de especialidad**

Mg. Jony Villalobos Cabrera

### **Línea de investigación**

Ingeniería: mecánica, eléctrica e informática

### **Lugar**

Ámbito de la región Lambayeque

## RESUMEN

Se proyecta la construcción de la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras (0,5 MW) en Pátapo, con conexión a la red de distribución TUM-202 de ElectroNorte S.A., lo que implica su operación como generación distribuida. Esta incorporación modifica los parámetros operativos de la red, particularmente en la variación de pérdidas eléctricas. Actualmente, no existe un modelo matemático que permita asignar de manera justa estas pérdidas entre los agentes involucrados, es decir, generadores y distribuidores, garantizando además la calidad del servicio eléctrico según la normativa vigente. Ante esta problemática, la investigación propone y desarrolla un método de cálculo de participación proporcional para la asignación de pérdidas eléctricas en sistemas de generación distribuida. Se tomó como caso de estudio el alimentador TUM-202, donde ElectroNorte S.A. reporta pérdidas anuales de 22067,18 kWh en 120 subestaciones. La aplicación del método permitió determinar que 8462,282 kWh corresponden a la minicentral y 15840,163 kWh al distribuidor. Los resultados evidencian que el método propuesto permite una asignación proporcional y equitativa de pérdidas eléctricas en redes de media tensión con generación distribuida, contribuyendo a una operación más eficiente y transparente del sistema eléctrico

**Palabras claves:** Generación distribuida, pérdidas eléctricas, asignación proporcional, redes de media tensión, minicentral hidroeléctrica.

## ABSTRACT

The construction of the Las Canteras Small Hydropower Plant (0.5 MW) is projected in Pátapo, with connection to the TUM-202 distribution network of ElectroNorte S.A., implying its operation as distributed generation. This integration modifies the operational parameters of the network, particularly in the variation of electrical losses. Currently, there is no mathematical model that allows a fair allocation of these losses among the involved agents, namely generators and distributors, while also ensuring the quality of electrical service in accordance with current regulations. In response to this issue, this research proposes and develops a proportional participation calculation method for the allocation of electrical losses in distributed generation systems. The TUM-202 feeder was selected as a case study, where ElectroNorte S.A. reports annual losses of 22,067.18 kWh across 120 substations. The application of the proposed method determined that 8,462.282 kWh correspond to the small hydropower plant and 15,840.163 kWh to the distributor. The results demonstrate that the proposed method enables a proportional and equitable allocation of electrical losses in medium-voltage networks with distributed generation, contributing to a more efficient and transparent operation of the electrical system.

**Keywords:** Distributed generation, electrical losses, proportional allocation, medium-voltage networks, small hydropower plant.

## I. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Realidad problemática

Analizar la problemática de la asignación de pérdidas en redes de distribución con generación distribuida es de suma importancia, ya que contribuye a mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico en áreas de concesión como las gestionadas por Electronorte S.A. Esta empresa, que forma parte de Distriluz, se beneficia de la colaboración estratégica entre compañías del grupo, optimizando su gestión operativa y comercial. Sin embargo, la distribución de pérdidas en redes con generación distribuida sigue siendo un reto que necesita de enfoques innovadores respaldados por teorías y aportes de especialistas [1].

A nivel internacional, diversos países han promovido la adopción de generación distribuida para facilitar el acceso a fuentes limpias de energía, lo cual permite una transición hacia sistemas energéticos menos centralizados. Este cambio, aunque beneficioso, introduce desafíos, ya que se requiere un modelo de asignación justo que permita distribuir las pérdidas eléctricas entre los diferentes actores de la red [2].

En el contexto nacional, el Perú ha impulsado la implementación de generación distribuida, con el objetivo de satisfacer la creciente demanda de energía en el país. Sin embargo, la normativa vigente aún carece de directrices claras que asignen los costos de las pérdidas eléctricas en redes de distribución con generación distribuida. Esto implica que tanto los generadores como los consumidores de energía pueden enfrentar una distribución de costos ineficiente [3].

Localmente, la región de Lambayeque, donde opera Electronorte S.A., representa un caso relevante para el estudio de esta problemática. La empresa no solo enfrenta el reto de gestionar las pérdidas en la red, sino también de asegurar que el servicio sea eficiente y sostenible. La minicentral hidroeléctrica Las Canteras, ubicada en el distrito de Pátapo, es un ejemplo de generación distribuida que demanda una mejor planificación en la asignación de pérdidas eléctricas [4].

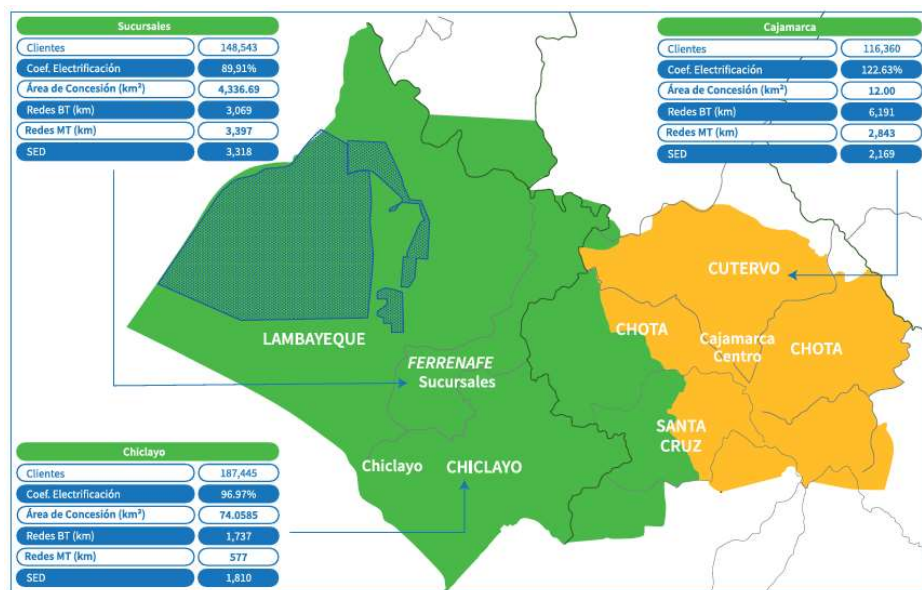


Figura 1. Electrificación de Lambayeque. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

El lugar de estudio se centró en el área de influencia de Electronorte S.A., con especial atención a la región de Lambayeque y la minicentral hidroeléctrica Las Canteras. Este espacio ofrece condiciones favorables para el aprovechamiento de recursos hídricos, aunque también presenta desafíos específicos en términos de gestión de pérdidas y optimización de la distribución de energía en redes descentralizadas [1].

La problemática tiene su origen en la ausencia de un modelo normativo que permita asignar las pérdidas de manera equitativa. Adicionalmente, el crecimiento de la generación distribuida en áreas rurales y la expansión de redes eléctricas en zonas de baja densidad de carga incrementan las pérdidas, generando una situación compleja para las empresas distribuidoras como Electronorte S.A. [2].

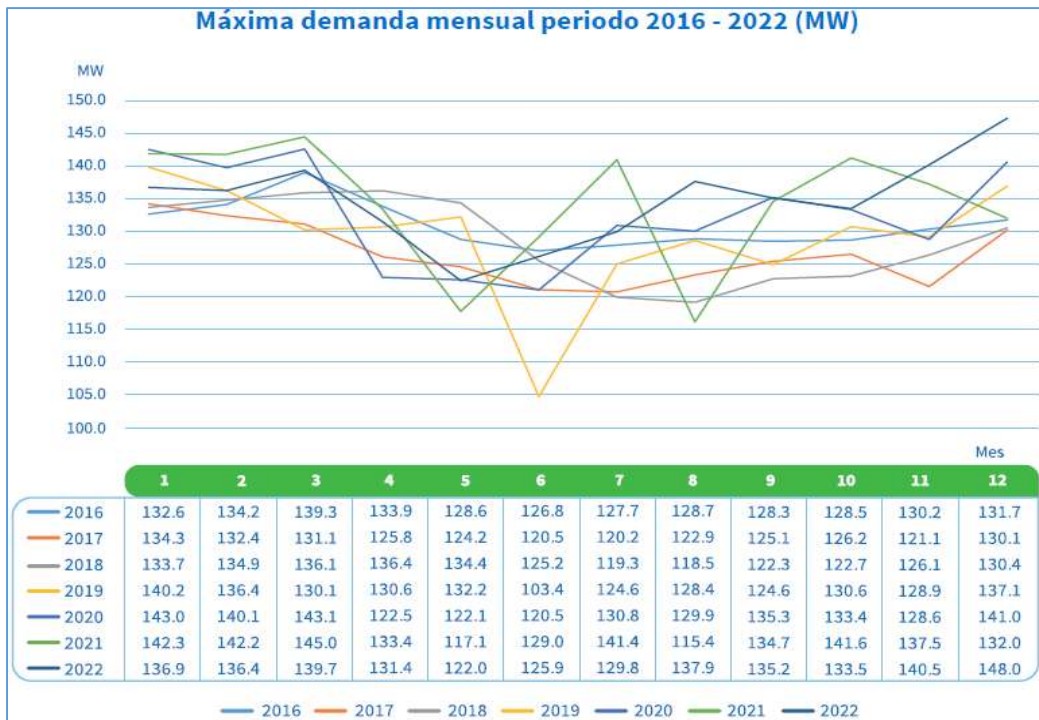


Figura 2. Máxima demanda mensual periodo 2016-2022, Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

Las consecuencias de no abordar esta problemática son preocupantes, ya que se espera un aumento en las pérdidas de la red, lo cual impactará directamente en la rentabilidad y sostenibilidad del servicio eléctrico en la región. Además, la distribución inequitativa de los costos de las pérdidas entre los actores de la red afectará la confiabilidad y calidad del suministro de energía, lo que ocasionará descontento entre los usuarios y una mayor carga económica para la empresa distribuidora [4].

MOTIVO	SAIFI	%	SAIDI	%
Falla	1.90	51.28%	2.45	38.26%
Interrupción por expansión y reforzamiento	0.20	5.40%	0.48	7.43%
Mantenimiento preventivo	0.18	4.94%	0.96	15.00%
Otros y/o terceros	0.96	25.95%	2.27	35.45%
Por maniobra sin aviso, corta	0.46	12.43%	0.25	3.86%
<b>Total general</b>	<b>3.70</b>	<b>100%</b>	<b>6.40</b>	<b>100%</b>

Figura 3. Saidi y Saifi. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

Este estudio se enfocó en investigar variables relacionadas con la asignación de pérdidas en sistemas de distribución con generación distribuida. Entre las variables principales se incluyen los modelos de participación proporcional y los factores técnicos y económicos

que influyen en la distribución de pérdidas, evaluando su impacto en la eficiencia del sistema [3].

En conclusión, la investigación buscó desarrollar una propuesta de asignación de pérdidas que optimice la distribución de los costos en redes con generación distribuida. Esto no solo contribuye a mejorar la sostenibilidad de la red, sino también a brindar un servicio eléctrico de mayor calidad para la región de Lambayeque, apoyando así los objetivos de desarrollo sostenible y la promoción de energías limpias [1].

## **1.2. Planteamiento del problema**

### **1.2.1. Enunciado del problema**

El problema surge de la necesidad de cómo distribuir el costo de las pérdidas eléctricas entre los actores (generadores) de un sistema eléctrico de distribución con generación distribuida.

¿Cómo asignar las pérdidas eléctricas de la red de distribución TUM-202 con generación distribuida aplicada a la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras?

### **1.2.2. Preguntas específicas del problema**

- a. ¿Cuáles son las pérdidas totales de energía en las subestaciones del alimentador TUM-202 de la red de distribución de Electronorte S.A.?
- b. ¿Qué método de cálculo matemático es adecuado para asignar las pérdidas de energía en la red de distribución del alimentador TUM-202, y cómo puede aplicarse?
- c. ¿Cuál es la participación porcentual de las pérdidas eléctricas asignadas tanto al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red (Electronorte S.A.) en el alimentador TUM-202, según el modelo matemático aplicado?

### **1.3. Justificación de la investigación**

#### **a. Justificación económica**

La correcta asignación de pérdidas permite asumir éstas de manera correcta tanto al generador distribuido como al concesionario de la red eléctrica de distribución, lo cual se verá reflejado en la economía de ambos y de manera implícita en el usuario final del servicio eléctrico.

La implementación de la generación distribuida permite autoabastecerse de energía para uso doméstico e industrial, y el excedente poder ser inyectado a la red lo que genera un ingreso económico para el generador.

#### **b. Justificación metodológica.**

La presente investigación propone un método teórico de asignación de pérdidas, que ayuda a que éstas no sean tomadas como carga adicional y sean asignadas entre los involucrados directos (el generador distribuido y al concesionario de la red eléctrica de distribución).

#### **c. Justificación social**

Mejora el servicio, con ello la calidad de vida ya que con la introducción de generación distribuida la interrupción de energía se vuelve intrascendente, se cumple con la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) vigente.

### **1.4. Objetivos de la investigación**

#### **1.4.1. Objetivo General**

Aplicar la metodología de participación proporcional para asignar las pérdidas entre el generador distribuido como al concesionario de la red eléctrica de distribución de una red de distribución con generación distribuida, caso alimentador TUM – 202 de Electronorte S.A. y que posee la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos.**

- a) Determinar las pérdidas totales en las subestaciones del alimentador TUM-202 de la red de distribución de Electronorte S.A., mediante el análisis de datos operacionales.
- b) Proponer y aplicar un método de cálculo matemático para la asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución, utilizando el alimentador TUM-202 como caso de estudio.
- c) Realizar el cálculo de la participación porcentual de las pérdidas eléctricas del alimentador TUM-202, tanto para el generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como para el concesionario de la red (Electronorte S.A.), empleando un modelo matemático.

## II. DISEÑO TEÓRICO

### 2.1. Estado del arte y bases epistemológicas

### 2.2. Antecedentes de la Investigación

Los modelos de asignación de pérdidas que existen hoy solo son para sistemas eléctricos de potencia. No hay estudios de asignación de pérdidas para redes eléctricas de distribución ni del aprovechamiento de registros históricos realizados por los operadores de las redes eléctricas de distribución como son los estudios de análisis de pérdidas eléctricas.

En [1], plantea un método de asignación de pérdidas basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activa, indica que la estrategia de asignación de pérdidas debe ser tal que beneficie a los propietarios de DG que realmente han contribuido a la reducción de pérdidas. Se presenta un nuevo método de asignación de pérdidas basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activos. El método primero emplea un enfoque orientado a ramas para los cruces de pérdida de potencia entre los puntos de carga contribuyentes. Posteriormente, las corrientes contribuyentes de las DG se determinan utilizando el principio de superposición para asignar su remuneración / penalización. El método propuesto se aplica al sistema de distribución de prueba de 33 buses. Las características más destacadas del método propuesto son su originalidad, simplicidad y capacidad de asignar juiciosamente las pérdidas y la remuneración entre los usuarios de la red sobre la base de su contribución neta a las pérdidas de energía del alimentador.

En [2], el método de suma de energía para la asignación de pérdidas en redes de distribución radial con generación distribuida, este método usa el algoritmo de suma de energía. Se basa en el enfoque orientado a ramas y utiliza la representación estadística de las curvas de carga diaria y generación (DLC y DGC). La asignación de pérdida de energía se realiza en un solo paso, resolviendo solo un flujo de energía para el cálculo de los voltajes de nodo promedio que se consideran constantes para un período de cálculo analizado. El modelado de DG en el algoritmo de suma de energía se presenta dependiendo de su estado de control y DGC. El método se denomina ESMLA, porque su algoritmo se deriva de la metodología de suma de energía. ESMLA se basa completamente en un enfoque orientado a sucursales que

es más eficiente y adecuado para resolver problemas en DN. La optimización de la futura ubicación de DG se puede resolver con ESMLA mediante el uso de algoritmos genéticos.

En [3], la desregulación y la reestructuración del sistema eléctrico y la introducción de la generación distribuida (DG) aumentaron la importancia de la asignación de pérdidas para determinar la tarifa de manera eficiente, este nuevo método está basado en el intercambio proporcional; consistente con el flujo de potencia mientras se considera la estructura del sistema radial. El método compuesto de dos pasos. En el primer paso, la pérdida se asigna a diferentes cargas calculando la contribución de estas cargas en la pérdida total de la red a partir de cualquier nodo. En el segundo paso, las pérdidas asignadas a las DG se obtienen formando una matriz de contribución seguida de una matriz de poder compartido. Una de sus propiedades es que es consistente con el resultado de la reducción de potencia; la pérdida asignada a las cargas/DG depende de la cantidad de energía que consumen/producen y la ubicación de cada carga y DG es un factor clave en la cantidad de pérdida asignada a ellos.

En [4] un enfoque basado en la suma actual para la asignación de pérdidas con generación distribuida. La generación de energía activa y sus costos relacionados se ven considerablemente afectados por las pérdidas de la red de distribución y, por lo tanto, el mercado de la electricidad requiere una estrategia adecuada para la distribución justa de las pérdidas entre los participantes de la red. Por lo tanto, para una asignación equitativa de las pérdidas activas en la red de distribución radial (RDN), se ha propuesto un nuevo método que se basa en el algoritmo de suma actual y adoptó un enfoque orientado a ramas. También desarrolla una relación entre la corriente inyectada en un nodo y la pérdida de energía del alimentador. La asignación de los términos cruzados de la corriente del consumidor / generador se calcula utilizando una relación cuadrática entre los flujos de energía y las pérdidas. La ventaja del método propuesto es que no considera suposiciones y aproximaciones adicionales para asignar las pérdidas. El método conserva la función matemática natural entre las corrientes de nodo inyectado y las pérdidas de red.

En [5] se describe un procedimiento para la asignación de pérdidas tanto en redes de distribución radial como en malla con generación distribuida que podría regularse de varias maneras. El método se desarrolla analíticamente en base a la teoría de los circuitos eléctricos combinada con la teoría de juegos basada en Aumann-Shapley, que garantiza tanto los principios eléctricos como los justos axiomas de la teoría de juegos. El método propuesto obtiene coeficientes de participación unitarios para cada usuario de la red en función de las corrientes demandadas / inyectadas por cada usuario y la topología de la red. El método de asignación propuesto basado en AumannShapley se ha comparado con otros métodos de asignación tradicionales, es adaptable a las redes de distribución y muestra un gran potencial y facilidad de implementación. Además, se puede aplicar a cualquier tipo de red de distribución (radial o en malla) con recursos energéticos distribuidos.

En [6] un sistema de distribución de energía desregulado con generación distribuida, a los usuarios finales se les debe asignar el costo apropiado de las transacciones de energía para una operación justa y efectiva. Una de las prácticas comunes es asignar el costo de las pérdidas de energía a los generadores distribuidos (DG) y a los consumidores en función de su participación efectiva. Según la configuración de la red, las DG y los consumidores podrían tener impactos positivos o negativos en la pérdida general de un sistema. Aquí se aborda el efecto de la reconfiguración del sistema de distribución de energía en la parte de pérdida de cada usuario. La pérdida general del sistema y la pérdida máxima asignada se consideran minimizadas en los dos objetivos en competencia. El método de descomposición de corriente de rama se utiliza para calcular las pérdidas asignadas a cada bus. El optimizador de búsqueda de grupo (GSO), un método de optimización de inteligencia de enjambre, se utiliza para encontrar la mejor solución. Utilizando factores ponderados, las prioridades de los tomadores de decisiones se aplican al problema de optimización. Se utiliza un sistema de distribución de 33 buses para el cual se encuentra la mejor configuración posible. Se ha demostrado que minimizar las pérdidas no es el único objetivo de la reconfiguración. La pérdida asignada a cada carga o generador se puede controlar para que se controle la participación de cada participante de la red.

En [7] el costo de la generación de energía real se ve afectado por las pérdidas de distribución que deben asignarse de manera justa entre los generadores y los consumidores para obtener la eficiencia económica del mercado de la electricidad. Esta nueva metodología presentada para la asignación de pérdidas a los participantes de redes de distribución radial (RDN) en el mercado liberalizado de la electricidad. El método propuesto se basa en el algoritmo de suma de potencia. Al utilizar un enfoque orientado a la ramificación basado en circuitos, desarrolla una relación adecuada entre las pérdidas de ramificación y la potencia real y reactiva inyectada en los nodos. Este método propuesto desarrolla un nuevo esquema para distribuir términos cruzados multiplicando el generador y la potencia de carga que se oponen a las técnicas de asignación. La aplicación del método propuesto para la asignación de pérdidas se ilustra en RDN de 33 nodos que incorporan tres generaciones distribuidas. El método es consistente con los resultados del flujo de energía que ayuda a lograr resultados más aplicables. Tiene la capacidad de identificar la ubicación de cada DG y carga, y su contribución para obtener recompensa / penalización con diferentes niveles de carga de la red. Además, el método propuesto ha mantenido la consistencia en sus resultados de asignación de pérdidas para lograr subsidios cruzados espaciales mínimos en varios niveles de carga.

En [8], la solución a los conocidos problemas de asignación de pérdidas en las redes de energía interconectadas generalmente ha sido a través del análisis del flujo de energía. Este enfoque basado en el flujo de potencia es computacionalmente intensivo y los resultados pueden no converger para grandes sistemas de potencia prácticos. Este documento, por lo tanto, explora un enfoque alternativo para resolver este problema utilizando la Teoría de las Características Estructurales Inherentes (ISCT). Se determina la pérdida de transmisión total dentro de la red eléctrica basada tanto en el ISCT como en el enfoque basado en el flujo de energía, y luego se utiliza para asignar pérdidas a las cargas en la red. Se comparan los resultados obtenidos de los dos enfoques. El enfoque ISCT, además de ser más rápido, asigna la pérdida total dentro de la red a las cargas de una manera más justa, equitativa y transparente. Matlab 2013a se emplea como herramienta de simulación. Se explora la escasez inherente a las redes de energía para reducir la intensidad

computacional y la memoria de la computadora requerida. Este nuevo enfoque se prueba en un sistema estándar IEEE de 14 buses y en un sistema práctico de la red nigeriana de 40 buses. Los resultados obtenidos de MATLAB 2013a como herramienta de simulación muestran que las propiedades estructurales inherentes de las redes de energía podrían utilizarse para asignar la pérdida de transmisión a todos los participantes dentro de las redes de una manera mucho más justa y transparente.

En [9] emplean datos de investigación de carga y método de factor de carga para calcular las pérdidas de carga en el sistema de distribución. Los conjuntos de datos durante 2008-2012 se obtienen de la Autoridad Provincial de Electricidad de Tailandia. Se encuentra que el factor de pérdida es proporcional al factor de carga. Pero, en un factor de carga dado, el coeficiente de pérdida constante puede variar dependiendo del patrón de carga diaria. Por lo tanto, las pérdidas de carga varían significativamente con la ubicación y la clase de carga. Por lo tanto, se propone asignar pérdidas de carga para cada programa de tarifas y para cada área de servicio utilizando la carga máxima o el consumo de energía como criterio de ponderación.

En la región Lambayeque es el caso de la minicentral hidroeléctrica Las Canteras ubicada en el distrito de Pátapo con capacidad de generación de 0,5 MW que tendrá a conectarse al alimentador en media tensión TUM-202 de concesión de Electronorte S.A., la presente investigación plantea implementar un método de asignación de pérdidas eléctricas en redes de distribución con generación distribuida denominado “Método de Participación Proporcional” que está basado en la persecución del flujo de potencia entre los puntos de introducción de potencia y los puntos de recepción en los consumidores y viceversa.

### **2.3. Base Teórica**

Método de participación proporcional [10], desarrollado a través de dos algoritmos que están basados en la persecución del flujo de potencia (del inglés tracing the electricity flow) entre los puntos de introducción de potencia y los puntos de recepción en los consumidores y viceversa. Esta persecución se realiza utilizando valores de potencia brutos, es decir los valores de potencia que son introducidos realmente por los generadores en la red. En consecuencia, los valores nodales deben

ser ligeramente modificados con el fin de cumplir con las ecuaciones de balance de potencia. Sin embargo, es imposible asignar pérdidas simultáneamente a generadores y demandas al mismo tiempo, por lo que se asignan 50% de las pérdidas totales a los a las demandas utilizando un algoritmo de persecución desde las demandas hacia los generadores y el 50 % de las pérdidas totales son asignadas a los generadores utilizando un algoritmo de persecución desde los generadores hacia las demandas.

Para el algoritmo de persecución desde los generadores hacia las demandas (persecución hacia abajo) la potencia en bruto puede ser expresado es decir la sumatoria de todos los flujos que salen del nodo  $i$  se pueden expresar con las ecuaciones (1) y (2).

$$P_i^{bruto} = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^{abajo}} \delta_{ji} P_j^{bruto} = 1, \dots, n \quad (1)$$

$$\delta_{ji} = \frac{P_{ji}^{bruto}}{P_j^{bruto}} \approx \frac{P_{ji}}{P_j} \quad (2)$$

Donde:

$\sum_{j \in \alpha_i^{abajo}} \delta_{ji} P_j^{bruto}$  : Flujos de potencia que salen del nodo  $i$ .

$\alpha_i^{abajo}$  : Conjunto de nodos que reciben potencia desde el nodo  $i$ .

La ecuación (1) constituye un sistema de ecuaciones lineales que puede ser escrito como se muestra en la ecuación (3)

$$A_{abajo} P^{bruto} = P_G \quad (3)$$

Entonces, la demanda bruta en el nodo  $i$ , puede ser expresada como función de los flujos  $P_{ij}$  e inyecciones reales  $P_i$  tomadas de la solución de un flujo de carga como se muestra en la educación (4).

$$P_{Gi}^{bruto} = \frac{P_{Gi}}{P_i} \sum_{j=1}^n [A_{abajo}^{-1}]_{ij} P_{Dj} \quad i = 1, \dots, n \quad (4)$$

Por lo que las pérdidas asignadas a los generadores son expresadas como se muestra en la ecuación (5).

$$L_{Gi} = P_{Gi}^{bruto} - P_{Gi} \quad i = 1, \dots, n \quad (5)$$

Para el algoritmo de persecución desde las demandas hacia los generadores (persecución hacia arriba) el flujo de potencia bruto  $P_i^{bruto}$  puede ser expresado como lo muestra la ecuación 6.

$$P_i^{bruto} = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^{arriba}} \delta_{ji} P_j^{bruto} \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

Donde;

$\sum_{j \in \alpha_i^{arriba}} \delta_{ji} P_j^{bruto}$  : Flujos de potencia que salen del nodo  $i$ .

$\alpha_i^{abajo}$  : Conjunto de nodos que envían potencia hacia el nodo  $i$ .

La ecuación (6) también constituye un sistema de ecuaciones lineales que puede ser escrito como se muestra en la ecuación (7).

$$A_{abajo} P^{bruto} = P_G \quad (7)$$

Entonces, la demanda bruta en el nodo  $i$  es obtenida según la ecuación (8).

$$P_{Di}^{bruto} = \frac{P_{Di}}{P_i} \sum_{j=1}^n [A_{arriba}^{-1}]_{ij} P_{Gj} \quad i = 1, \dots, n \quad (8)$$

Por lo que las pérdidas asignadas a las demandas son expresadas por la ecuación (9).

$$L_{Di} = P_{Di}^{bruto} - P_{Di} \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

## 2.4. Bases Conceptuales

**Generación distribuida**, [11] no hay una definición exacta sobre lo que es la generación distribuida, ya que dicha definición puede realizarse en función de la potencia, lugar donde se conecta la red, tecnología empleada, etc. Pero está claro que la generación distribuida debe ser aquella que está más cerca del consumidor, ya que en mucho de los casos es el propio consumidor que la genera, adoptando el papel de “prosumidor” (productor-consumidor), y que va a estar conectado a la red

de baja o media tensión (distribución) e incluso a la red de transporte si es que en esos puntos existen grandes consumos, aunque en menos casos. También podrá utilizarse este concepto cuando se hable de generaciones con consumos aislados de la red eléctrica.

**Asignación de pérdidas**, procedimiento que toma las pérdidas del sistema de distribución y las divide para que su costo sea responsabilidad de los agentes involucrados que para nuestro caso es el propietario del sistema en media tensión y el propietario del generador (Minicentral Hidroeléctrica).

**Sistemas de distribución**, [12] es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y los medidores.

**Autobuses (bus)**, en términos de generación distribuida, smart grid, etc. es una matriz, una vía principal, red principal, o similar que se encarga de transportar la energía eléctrica entre todos los involucrados. Es algo como sistema interconectado nacional, eso es lo que es un bus digámoslo a gran escala, sino que, en microrredes o generación distribuida, a ese mismo principio de la red nacional se aplica al conjunto de conductores que la hace de sistema principal de distribución de electricidad.

**Pérdidas eléctricas**, cociente entre la energía que se pierde en el sistema eléctrico durante el periodo de facturación por causa de un consumidor, y la que se perdería en el caso que se considera óptimo.

**Algoritmo**, conjunto ordenado de operaciones sistemáticas que permite hacer un cálculo y hallar la solución de un tipo de problema.

**Consumidor**, más conocido como usuario final. Le da el uso final a la energía transportada por un determinado sistema eléctrico, está medido en kW-h.

**Generador**, es quien haciendo uso de los diferentes recursos que nos ofrece la naturaleza genera energía.

**Energías renovables**, son aquellas energías que proviene de fuentes naturales ilimitadas, éstas no tienen un impacto en el medio ambiente ya que no generan residuos contaminantes.

## 2.5. Operacionalización de Variables

### A. Variable dependiente

- Asignación de pérdidas.

### B. Variable independiente

- Generación distribuida

TABLA I.

OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de Medición
Variable independiente: Generación distribuida	Producción de energía eléctrica mediante plantas conectadas a la red de distribución, cercanas a los puntos de consumo, como minicentrales hidroeléctricas.	Cantidad de energía generada por la minicentral hidroeléctrica Las Canteras conectada a la red de distribución, medida en kWh.	Capacidad instalada	Energía generada	Razón (kWh)
			Producción efectiva	Capacidad instalada	Razón (MW)

Variable dependiente Asignación de pérdidas	Distribución proporcional de las pérdidas de energía en la red de distribución entre los participantes según su contribución o consumo.	Proceso de distribución proporcional de las pérdidas de energía entre generadores y consumidor es en función de su participación.	Métodos de asignación	Proporción de pérdidas asignada	Porcentaje (%)
			Participación proporcional	Pérdidas energéticas asignadas	Razón (kWh).

## 2.6. Hipótesis

La aplicación de una metodología de participación proporcional para la asignación de pérdidas en la red de distribución, basada en la generación distribuida de la minicentral hidroeléctrica Las Canteras, permite una distribución más equitativa y eficiente de las pérdidas energéticas entre los generadores y consumidores conectados a la red.

### **III. MÉTODOS METODOLÓGICO**

#### **3.1. Diseño de contrastación de hipótesis**

El nivel fue exploratorio ya que el presente estudio se encargó de investigar y proponer un nuevo método de cálculo de asignación de pérdidas bajo el concepto de participación proporcional entre actores de la red eléctrica de distribución y que rescate la información de campo existente en el concesionario que opera la red eléctrica de distribución.

La Modalidad básica de investigación fueron las modalidades bibliográficas y modelamiento matemático, la presente tesis fue de tipo análisis matemático y modelamiento. El modelo matemático es un método de cálculo que permitió determinar la participación porcentual en las pérdidas eléctricas y la asignación de pérdidas eléctricas anual a cada uno de los actores que suplen de energía eléctrica al alimentador TUM-202: ElectroNorte S.A. y Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras.

Para el procesamiento y análisis de resultados, el plan es el siguiente: primero se organizó la información obtenida de manera que sea más fácil su interpretación, después se procesó los datos usando las diferentes técnicas gráficas y estadísticas, se continuo con relacionar los datos con los objetivos y la hipótesis, luego se comprobó la hipótesis y por último se establecieron las conclusiones y recomendaciones.

#### **3.2. Población y Muestra**

##### **3.2.1. Población**

Como población se consideró el alimentador TUM-202, compuesto por 128 subestaciones

##### **3.2.2. Muestra**

No se considera por que se tomó toda la población para el estudio.

### **3.3. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos**

#### **3.3.1. Técnicas para recolección de datos**

- **Análisis de datos**, se analizaron los datos de pérdidas del sistema de distribución en media tensión del alimentador TUM-202 en estudio que fueron proporcionados por el concesionario.
- **Informe de reporte de pérdidas**, se hizo un estudio del reporte emitido por el consultor encargado de cuantificar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución de ElectroNorte S.A.
- **Análisis de documentos**, son de publicaciones en revistas indexadas, artículos, tesinas, libros y cualquier información confiable que de manera fehaciente proporcione una información que aporte a la presente investigación.

#### **3.3.2. Instrumentos de recolección de datos**

- Ficha de análisis de dato.
- Informe de reporte de pérdidas.
- Ficha de análisis de documentos.

#### **3.3.3. Procesamiento y Análisis de Datos**

El análisis de datos se realizó por medio de estadística descriptiva y se desarrolló una metodología que propone la participación proporcional en cuanto a la asignación de las pérdidas en la red de distribución.

#### IV. RESULTADOS

##### 4.1 Determinar las pérdidas totales de las sub estaciones en el alimentador TUM-202 de Electronorte SA.

El alimentador TUM – 202 es un alimentador que pertenece a la concesionaria Electronorte SA este consta de 128 sub estaciones con potencias entre 5 a 225 kVA en la tabla II se muestra el resumen de estas.

TABLA II.  
SUB ESTACIONES EN EL ALIMENTADOR TUM-202

Potencia KVA	Cantidad
5	6
10	8
15	2
25	47
37.5	19
40	12
50	15
75	11
100	4
160	2
200	1
225	1
Total	128

En el anexo 01 se aprecia la toma de datos en su detalle, de las 128 sub estaciones analizadas se encontró la carga que alimentan es así que se encontraron dos sub estaciones que no están en funcionamiento ya que, aunque existen físicamente la carga que alimentan es de 0, en la tabla III se muestran estas dos sub estaciones con su código respectivo dentro del alimentador.

TABLA III.  
SUBESTACIONES QUE NO TIENEN CARGA

Código SED	Propiedad	Potencia KVA	Carga KW
<b>EN1579</b>	D	50	0
<b>EN1854</b>	D	75	0

Dentro del alimentador no solo existen estas dos sub estaciones sin carga, sino que también se encontraron un conjunto de estas que según los registros de la concesionaria tienen una carga por encima de la potencia en la sub estación estas se muestran en la tabla IV.

TABLA IV.  
SUBESTACIONES CON CARGA POR ENCIMA DE SU POTENCIA

Código SED	Propiedad	Potencia KVA	Carga KW
<b>EN1375</b>	D	25	31.41
<b>EN1416</b>	D	25	31.22
<b>EN1525</b>	D	5	5.34
<b>EN1529</b>	D	37.5	37.82
<b>EN1433</b>	D	50	50.12
<b>EN1435</b>	D	50	50.12

Descartando estas 8 sub estaciones por la irregularidad de su funcionamiento se muestra en la Figura 12 las potencias de las 120 sub estaciones restantes en comparación con la carga alimentada.



225	18.21	18.21
Total		4935.86

El otro tipo de pérdidas en el transformador son las pérdidas en el núcleo por lo que muestra en la tabla VI las pérdidas en promedio y totales según potencia de transformador.

TABLA VI.

## PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION

Potencias de transformador KVA	Pérdidas en Núcleo kWh	
	Promedio	Total
5	29.52	147.60
10	51.30	410.40
15	60.48	120.96
25	89.00	4005.00
37.5	144.30	2597.40
40	138.96	1667.52
50	187.20	2246.40
75	259.20	2592.00
100	316.80	1267.20
160	472.32	944.64
200	532.80	532.80
225	599.40	599.40
Total		17131.32

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en las tablas V y VI se determinan las pérdidas totales de cada sub estación considerando sus potencias, en la tabla VII y figura 13 se muestra esta comparación.

TABLA VII.

## PÉRDIDAS TOTALES EN SUB ESTACION SEGÚN SU POTENCIA

Potencias de transformador KVA	Pérdidas en Bobinado kWh	Pérdidas en Núcleo kWh	Pérdidas Totales kWh
5	58.28	147.60	205.88
10	61.93	410.40	472.33
15	7.28	120.96	128.24
25	1650.15	4005.00	5655.15
37.5	1092.78	2597.40	3690.18

40	382.49	1667.52	2050.01
50	604.70	2246.40	2851.10
75	670.27	2592.00	3262.27
100	276.84	1267.20	1544.04
160	105.64	944.64	1050.28
200	7.29	532.80	540.09
225	18.21	599.40	617.61
Total	4935.86	17131.32	22067.18

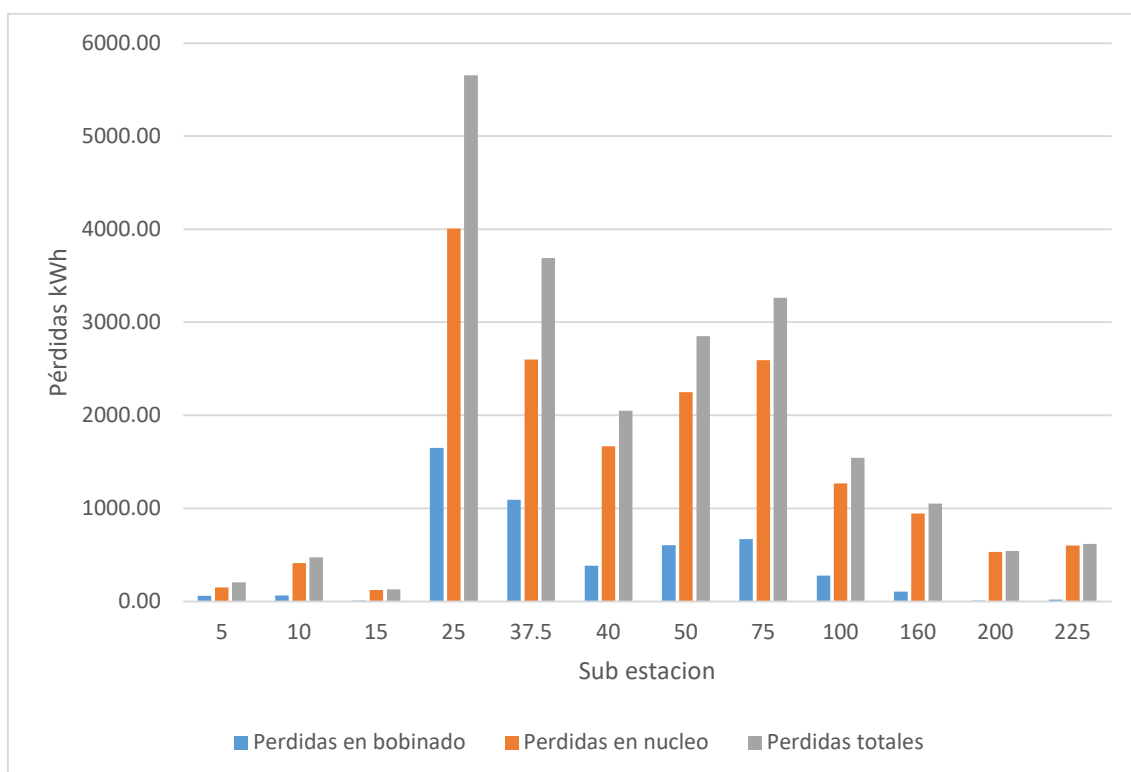


Figura 5. Pérdidas totales en sub estación según su potencia

Las pérdidas más prominentes se ven en las sub estaciones de 25 kVA esto está entendido por que estas son la sub estaciones más numerosas en el alimentador, por lo que se muestra la tabla VIII que es un comparativo entre las pérdidas a nivel porcentual y la cantidad de sub estaciones también a nivel porcentual.

TABLA VIII.

COMPARATIVO ENTRE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS Y CANTIDAD DE SUB ESTACIONES SEGÚN SU POTENCIA

Potencias de transformador kVA	Pérdidas Totales kWh		Cantidad	
5	205.88	1%	6	5%
10	472.33	2%	8	6%
15	128.24	1%	2	2%
25	5655.15	26%	47	37%
37.5	3690.18	17%	19	15%
40	2050.01	9%	12	9%
50	2851.1	13%	15	12%
75	3262.27	15%	11	9%
100	1544.04	7%	4	3%
160	1050.28	5%	2	2%
200	540.09	2%	1	1%
225	617.61	3%	1	1%
Total	22067.18	100%	128	100%

En la tabla VIII se muestra los porcentajes de pérdidas en relación al total de las mismas por el tipo de sub estación considerando su potencia, en cuanto a la cantidad de sub estaciones también se muestra el porcentaje que tiene cada uno de los tipos de sub estación según su potencia de manera porcentual con lo que se puede apreciar que las pérdidas de energía se relacionan directamente a la cantidad de sub estaciones en el alimentador.

#### **4.2 Realizar una propuesta de método de cálculo de asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución considerada como caso de estudio: Alimentador TUM – 202.**

El modelo matemático se inicia con lo que es la matriz de admitancia tanto por la definición como el colocarla como caso de estudio en el cual contenga una minicentral hidroeléctrica. A continuación, se analizó lo que es el flujo de potencia asumiendo el escenario del caso de estudio del alimentador TUM-202 de ElectroNorte S.A. Luego, se aplicó el concepto de reparto proporcional en su definición (teoría). Todo lo descrito anteriormente, aplico al caso de estudio bajo diferentes escenarios.

#### 4.2.1 Sobre la matriz de admitancias.

Si se tiene las matrices de admitancias, voltaje y corriente, así como su relación según lo mostrado en la tabla IX con las ecuaciones (10), (11), (12) y (13).

TABLA IX.  
RELACIÓN ENTRE ADMITANCIAS, VOLTAJE Y CORRIENTE

Descripción	Ecuación	Relación
Admitancia	$[Y] = Y_{ij}$ (10)	
Voltaje	$[V] = V_{ij}$ (11)	$Y_{ij}V_{ij} = I_{ij}$ (13)
Corriente	$[I] = I_{ij}$ (12)	

Teniendo la relación entre la admitancia  $Y$  y la impedancia  $Z$ , y siendo la impedancia un número complejo cuya parte real es la resistencia eléctrica  $R$  y la componente imaginaria la resta de las reactancias inductiva  $X_L$  y reactancia capacitiva  $X_C$ , las cuales se expresan con la ecuación (14) y (15)

$$Y = \frac{1}{Z} \quad (14)$$

$$Z = r + j(X_L - X_C) \quad (15)$$

Entonces obtenemos una relación para la impedancia basada en los números complejos de resistencia y reactancias tanto inductiva como capacitiva esta relación se expresa en la ecuación (15).

$$Y = \frac{1}{Z} = \frac{1}{R + j(X_L - X_C)} = \frac{1}{R + j(X_L - X_C)} \frac{R - j(X_L - X_C)}{R - j(X_L - X_C)} \quad (15)$$

$$Y = \frac{R}{R^2 + (X_L - X_C)^2} - j \frac{X_L - X_C}{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

Cuando se tiene un sistema de tres barras el conjunto de ecuaciones varía para cada intensidad, los cuales se relacionan en un conjunto matricial de ecuaciones para las corrientes, admitancias y voltajes.

$$I_{11} = Y_{11}V_{11} + Y_{12}V_{21} + Y_{13}V_{31}$$

$$I_{12} = Y_{11}V_{12} + Y_{12}V_{22} + Y_{13}V_{32}$$

...

$$I_{33} = Y_{31}V_{13} + Y_{32}V_{23} + Y_{33}V_{33}$$

#### 4.2.2 Sobre el flujo de potencia y las pérdidas eléctricas.

Teniendo en consideración la relación del flujo de potencia  $I$  y que la red de distribución de media tensión solo considera potencia activa surge la relación mostrada en la tabla X en las ecuaciones (16), (17) y (18).

TABLA X.

RELACIÓN ENTRE FLUJO DE POTENCIA Y POTENCIA ACTIVA EN MT

Descripción	Ecuación	Relación
Flujo de potencia	$I = YV$ (16)	$VI = YV^2$ (18)
Potencia activa (MT)	$P = YV^2$ (17)	

En una red de distribución de media tensión es usual que haya más de una subestación eléctrica, entonces, si se considera para una determinada subestación eléctrica  $i$  la potencia instantánea  $P_i$  se puede identificar con la ecuación (19).

$$P_i = V_i I_i = Y_i V_i^2 \quad (19)$$

Pero la medición de potencias instantáneas no se da debido a que implica algo no práctico de tomar datos distanciados una infinitesimal diferencia de tiempo entre dato y dato. Lo que se hace es que para cada subestación  $i$ , el registro de un dato de potencia eléctrica  $P_{ij}$  es válido para un período de tiempo  $\Delta t_j$  y, por lo tanto, la energía eléctrica que fluye a través de la subestación eléctrica  $E_A$  durante un período de observación  $N \Delta t$  se determina con las ecuaciones (20) y (21).

$$E_A = \sum_j^N P_{ij} \Delta t_{ij} \quad (20)$$

$$E_A = \sum_j^N (Y_i V_i^2) \Delta t_j \quad (21)$$

Sin embargo, para cada subestación  $i$  en el tiempo  $j$  existen las pérdidas eléctricas  $Pe_{ij}$  las cuales pueden ser (a) calculadas mediante lecturas de campo con instrumentos especializados, y/o (b) ser determinadas como parte proporcional  $\alpha$  al flujo de potencia a través de la subestación según la ecuación (22).

$$Pe_{ij} \cong \alpha P_{ij} \quad (22)$$

Las pérdidas de potencia eléctrica  $E_{Pe}$  durante un período de observación de duración  $N\Delta t$  se determina mediante la ecuación (23).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \quad (23)$$

Siendo esta energía perdida ser representada por una potencia equivalente de pérdidas eléctricas que se presenta constante durante el período de observación  $N\Delta t$  y que se representa según la ecuación (24).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \cong Pe_{eq} \sum_j^N \Delta t_j \quad (24)$$

En la ecuación (24) si se considera que el  $\Delta t_j$  se mide cada hora entonces la ecuación anterior toma de la ecuación (24).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \cong Pe_{eq} N\Delta t_j \quad (24)$$

Teniendo en consideración a la ecuación (24) se puede llevar a la relación mostrada en la ecuación (25).

$$\sum_j^N P_{e_{ij}} = P_{e_{eq}} N \Rightarrow P_{e_{eq}} = \frac{1}{N} \sum_j^N P_{e_{ij}} \quad (25)$$

Por lo que con esto se uniformiza todo a una potencia equivalente y por lo tanto tengo un flujo de potencia equivalente con el cual se puede usar la metodología proporcional.

#### 4.2.3 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas.

Según [14], el método de reparto proporcional se basa en la aplicación de la ley de Kirchhoff para corrientes (la suma de todas las corrientes en un nodo es cero) y en la suposición de que el flujo de potencia activa que sale de un nodo  $k$  de la red por una determinada línea es la suma de las contribuciones de los flujos de potencia que llegan a dicho nodo  $k$  en forma proporcional al valor de las potencias entrantes. En el esquema de la Figura 14 se muestra el nodo  $k$  con el ingreso de potencias.

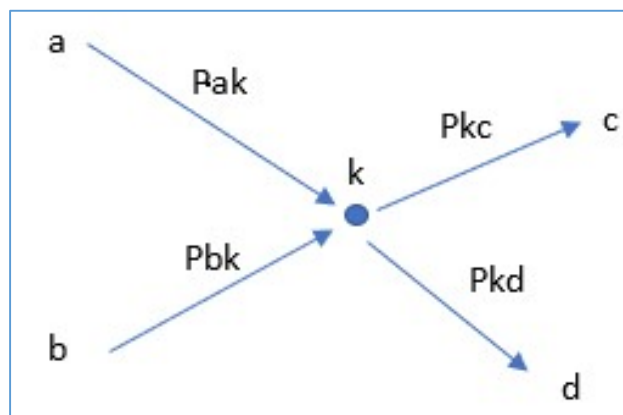


Figura 6. Balance de potencias método de Blalek [b-001]

Según se ve en la figura 14 para el nodo  $k$ , se cumple el balance de potencias como se muestra en la ecuación (26).

$$P_{ak} + P_{bk} = P_{kc} + P_{kd} \quad (26)$$

La suposición realizada por el método de reparto proporcional es que el flujo de la línea  $P_{kd}$  está compuesto de una fracción proveniente del flujo  $P_{ak}$  y por una fracción proveniente de  $P_{bk}$ , mediante la ecuación (27).

$$P_{kd} = \frac{P_{ak}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd} + \frac{P_{bk}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd} \quad (27)$$

Sin embargo, en la red de distribución de media tensión, no se tiene barras sino puntos de empalme algunos de ellos se realizaron en algún poste o desde una subestación, como se puede apreciar de manera ilustrativa en la Figura 15 que viene a ser una representación del caso de estudio que se aborda en la presente tesis, en que la Red de Media Tensión (L.T.), y; la Central Hidroeléctrica (C.H.) Entre L.T. y C.H. existe una red física de conductores eléctricos que permiten el transporte de la energía hasta las subestaciones eléctricas, que son a la vez las que suplen de energía eléctrica a las cargas eléctricas (usuarios del servicio de electricidad – clientes).

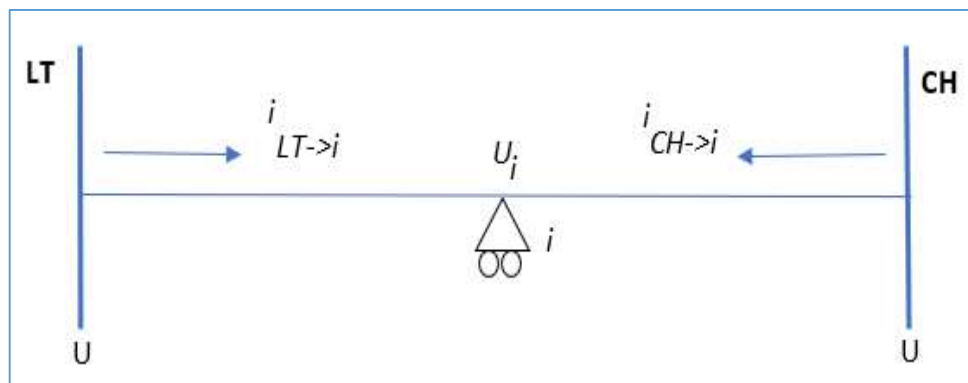


Figura 7. Esquema de flujo de corrientes desde CH y LT hacia subestación  $i$

#### 4.2.4 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas considerando dos fuentes de energía eléctrica y un conjunto de subestaciones eléctricas.

Considerando los puntos de empalme de LT y CH al mismo nivel de tensión, en este caso 22,9 kV. Esto se asumió debido a que se puede regular la excitación del generador eléctrico y los taps del transformador elevador de la CH. Bajo este criterio, el voltaje del primario de todas las subestaciones eléctricas es menor que el voltaje de LT y CH.

Se considero que, debido a la diferencia de tensión entre CH, LT y las subestaciones eléctricas; tanto CH y LT alimentan a las subestaciones, aunque pueda ser mínimo a una de ellas por la distancia cercana que puede haber entre alguna subestación y CH y/o LT. En la Figura se muestra la corriente  $i_{LT \rightarrow i}$  que es la corriente que va desde LT hasta la subestación  $i$ , y;  $i_{CH \rightarrow i}$  que es la corriente eléctrica que va desde CH hasta la subestación  $i$ . Este supuesto permite que la subestación  $i$  reciba energía eléctrica tanto de LT como de CH.

Los datos de los parámetros  $U$  y  $U_i$  se conocen, dado que son reportados o se tienen registrados. Entonces hubo impedancias y/o admitancias que nos permitió calcular la corriente eléctrica que proviene de LT y CH hacia una subestación determinada, la denominaremos  $i_{eq_i}$  y se calculó para cada subestación  $i$  que está siendo alimentada por CH y LT. La Figura muestra tanto la impedancia  $Z_{LT \rightarrow i}$  que se presenta entre LT y la subestación  $i$ , y; la impedancia  $Z_{CH \rightarrow i}$  que se presenta entre CH y la subestación  $i$ , en la figura

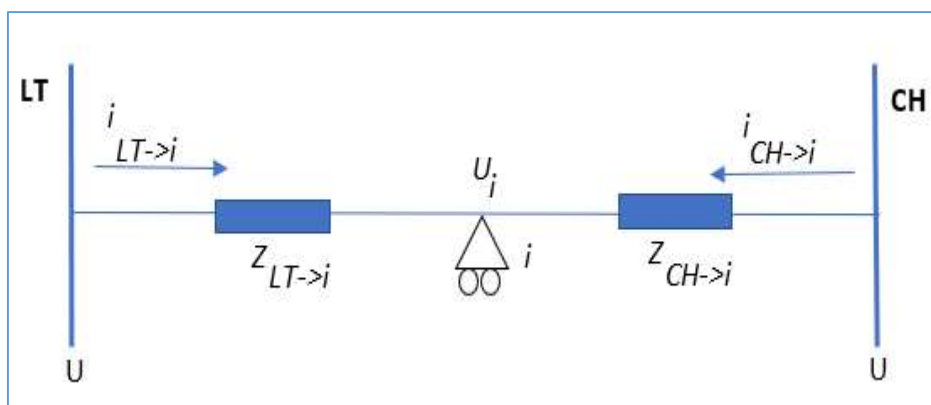


Figura 8. Esquema eléctrico para mostrar las impedancias  $Z_{LT \rightarrow i}$  y  $Z_{CH \rightarrow i}$ .

Luego se realizó el análisis de la proporcionalidad en función de las impedancias entre LT y la subestación  $i$ , y entre la CH y la subestación  $i$ , el cual se muestra en la ecuación (28).

$$i_{eq_i} = i_{LT \rightarrow i} + i_{CH \rightarrow i} = \frac{U_{LT} - U_i}{Z_{LT \rightarrow i}} + \frac{U_{CH} - U_i}{Z_{CH \rightarrow i}} \quad (28)$$

Si se considera que hemos asumido que  $U_{LT}$  es igual a  $U_{CH}$  entonces  $i_{eq_i}$  se puede expresar con la ecuación (29).

$$(U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{1}{Z_{LT \rightarrow i}} + \frac{1}{Z_{CH \rightarrow i}} \right\} = (U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\} \quad (29)$$

$$i_{eq_i} = (U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\}$$

Luego multiplicando la ecuación (29) por  $(U_{LT} - U_i)$  para obtener  $P_{eq_i}$  se obtiene la ecuación (30) al final.

$$i_{eq_i}(U_{LT} - U_i) = \left\{ \frac{(U_{LT} - U_i) Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i) Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\} (U_{LT} - U_i) \quad (30)$$

$$P_{eq_i} = \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} = P_{CH \rightarrow i} + P_{LT \rightarrow i}$$

En donde  $P_{CH \rightarrow i}$  es la potencia eléctrica que fluye desde CH hasta la subestación  $i$ ;  $P_{LT \rightarrow i}$  es la potencia eléctrica que fluye desde LT hasta la subestación  $i$ , y;  $P_{eq_i}$  es la potencia equivalente de la subestación  $i$ . Entonces se determinó el porcentaje de la potencia eléctrica que alimenta la subestación  $i$  y que proviene de la CH:  $\%P_{CH \rightarrow i}$  esto se modela hasta llegar a la ecuación (31).

$$\%P_{CH \rightarrow i} = \frac{P_{CH \rightarrow i}}{P_{eqi}} \times 100 \% = \frac{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}}{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}} \quad (31)$$

$$\%P_{CH \rightarrow i} = \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \times 100 \%$$

También se determinó, el porcentaje de la potencia eléctrica que alimentación la subestación  $i$  y que proviene de la LT:  $\%P_{LT \rightarrow i}$ , esta se modela hasta llegar a la ecuación (32).

$$\%P_{LT \rightarrow i} = \frac{P_{LT \rightarrow i}}{P_{eqi}} \times 100 \% = \frac{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}}{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}} \times 100 \% \quad (32)$$

$$\%P_{LT \rightarrow i} = \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \times 100 \%$$

De manera general, las ecuaciones desarrolladas hasta el momento se pueden aplicar a una topología como se muestra en la Figura.

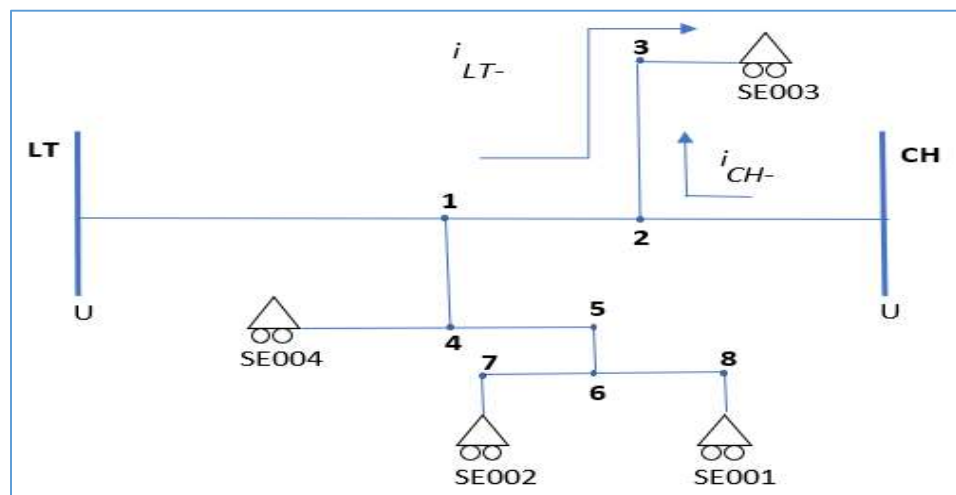


Figura 9. Esquema que representa la configuración típica de la red de distribución de media tensión en estudio

En la figura 17 las subestaciones  $i$  serían  $SE001$ ,  $SE002$ ,  $SE003$  y  $SE004$ , y; son alimentadas por LT y CH. Entonces, la participación porcentual de potencia eléctrica que alimenta a la subestación  $i$  y proviene de CH ( $\%P_{CH \rightarrow i}$ ) y de LT ( $\%P_{LT \rightarrow i}$ ) en las Tablas XI y XII se observa que el valor de las impedancias es fundamental para el cálculo.

TABLA XI.

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA  
CH A LAS SUBESTACIONES

$i$	$\%P_{CH \rightarrow i}$
$SE001$	$\%P_{CH \rightarrow SE001} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE001}}{Z_{CH \rightarrow SE001} + Z_{LT \rightarrow SE001}} \times 100 \%$
$SE002$	$\%P_{CH \rightarrow SE002} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE002}}{Z_{CH \rightarrow SE002} + Z_{LT \rightarrow SE002}} \times 100 \%$
$SE003$	$\%P_{CH \rightarrow SE003} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE003}}{Z_{CH \rightarrow SE003} + Z_{LT \rightarrow SE003}} \times 100 \%$
$SE004$	$\%P_{CH \rightarrow SE004} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE004}}{Z_{CH \rightarrow SE004} + Z_{LT \rightarrow SE004}} \times 100 \%$

TABLA XII.

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA LT A  
LAS SUBESTACIONES

$i$	$\%P_{LT \rightarrow i}$
$SE001$	$\%P_{LT \rightarrow SE001} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE001}}{Z_{CH \rightarrow SE001} + Z_{LT \rightarrow SE001}} \times 100 \%$
$SE002$	$\%P_{LT \rightarrow SE002} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE002}}{Z_{CH \rightarrow SE002} + Z_{LT \rightarrow SE002}} \times 100 \%$
$SE003$	$\%P_{LT \rightarrow SE003} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE003}}{Z_{CH \rightarrow SE003} + Z_{LT \rightarrow SE003}} \times 100 \%$

<i>SE004</i>	$\%P_{LT \rightarrow SE003} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE004}}{Z_{CH \rightarrow SE004} + Z_{LT \rightarrow SE004}} \times 100 \%$
--------------	---

Teniendo en cuenta la subestación *SE003* se tiene las ecuaciones (33) y (34).

$$Z_{CH \rightarrow SE003} = Z_{CH \rightarrow 2} + Z_{2 \rightarrow 3} + Z_{3 \rightarrow SE003} \quad (33)$$

$$Z_{LT \rightarrow SE003} = Z_{LT \rightarrow 1} + Z_{1 \rightarrow 2} + Z_{2 \rightarrow 3} + Z_{3 \rightarrow SE003} \quad (34)$$

Entonces, en cada subestación se tiene pérdidas asignadas a LT y a CH según la relación de impedancias desde LT y CH hasta la subestación. Por lo tanto, esta asignación de pérdidas por cada subestación se sumó para obtener las pérdidas totales asignadas a LT y a CH.

Usando las Tablas XI y XII, sea  $Pe_i$  las pérdidas eléctricas registradas en la subestación  $i$  se expresa por la ecuación (35).

$$Pe_i = Pl_i + Pa_i + Pm_i + Pn_i + Pb_i \quad (35)$$

Donde:

$Pl_i$  : Pérdidas en las líneas asignadas a la subestación  $i$

$Pa_i$  : Pérdidas en las acometidas asignadas a la subestación  $i$

$Pm_i$  : Pérdidas en los medidores asignados a la subestación  $i$

$Pn_i$  : Pérdidas en el núcleo asignadas a la subestación  $i$

$Pb_i$  : Pérdidas en las bobinas asignadas a la subestación  $i$ .

Por lo tanto, las pérdidas de potencia asignadas a la CH  $Pe_{CH \rightarrow i}$  y a la LT  $Pe_{LT \rightarrow i}$  es el resultado de multiplicar los respectivos porcentajes de suministro de potencia de CH y LT ( $\%P_{CH \rightarrow i}$  y  $\%P_{LT \rightarrow i}$ ) por  $Pe_i$  como se muestra en las ecuaciones.

$$Pe_{CH \rightarrow i} = \frac{\%P_{CH \rightarrow i}}{100} Pe_i \quad (36)$$

$$Pe_{LT \rightarrow i} = \frac{\%P_{LT \rightarrow i}}{100} Pe_i \quad (37)$$

Con lo cual se determinó la energía perdida asignada a la CH  $Ee_{CH \rightarrow i}$  y a la LT  $Ee_{LT \rightarrow i}$  durante un período de tiempo (que puede ser un mes, un año, etc.) según las ecuaciones (38) y (39).

$$Ee_{CH \rightarrow i} = \frac{\%P_{CH \rightarrow i}}{100} Ee_i \quad (38)$$

$$Ee_{LT \rightarrow i} = \frac{\%P_{LT \rightarrow i}}{100} Ee_i \quad (39)$$

En las ecuaciones (38) y (39)  $Ee_i$  es la energía que fluye por la subestación  $i$  durante un período determinado a evaluar sus pérdidas eléctricas y que considerando las respectivas impedancias se escriben como las ecuaciones (40) y (41).

$$Ee_{CH \rightarrow i} = \left[ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (40)$$

$$Ee_{LT \rightarrow i} = \left[ \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (41)$$

Entonces teniendo  $N$  subestaciones involucradas se tiene que,  $Ee_{LT}$  son las pérdidas de energía eléctrica total asignada a LT y  $Ee_{CH}$  son las pérdidas de energía total asignada a CH que se determina mediante las ecuaciones (42) y (43).

$$Ee_{CH} = \sum_{i=1}^N Ee_{CH \rightarrow i} \quad (42)$$

$$Ee_{LT} = \sum_{i=1}^N Ee_{LT \rightarrow i} \quad (43)$$

Las cuales se puede escribir según las ecuaciones (44) y (45) donde  $i$  es el identificador de subestación y  $N$  es la cantidad de subestaciones.

$$Ee_{CH} = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (44)$$

$$Ee_{LT} = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (45)$$

La sumatoria va de subestación en subestación calculando la asignación de pérdidas en cada subestación y luego sumar todas las subestaciones. Con esto se puede calcular las pérdidas totales  $Ee$  según la ecuación (46).

$$Ee = Ee_{CH} + Ee_{LT} \quad (46)$$

Y los respectivos porcentajes de asignación a LT  $\%Ee_{LT}$  y CH  $\%Ee_{CH}$  que vienen a ser según las ecuaciones (47) y (48) y que viene ser la parte comercial monetaria en que se distribuyan los costos asociados a las pérdidas eléctricas.

$$\%Ee_{CH} = \frac{Ee_{CH}}{Ee} 100 \% \quad (47)$$

$$\%Ee_{LT} = \frac{Ee_{LT}}{Ee} 100 \% \quad (48)$$

**4.3 Realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas anuales del Alimentador TUM – 202 que son asignados al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red eléctrica de distribución (Electro Norte S.A.)**

Para el caso comparativo, lo realizado se puede simplificar considerando la no existencia de CH y se calcula las pérdidas para la existencia de LT, para lo cual ya se tiene registros de campo recolectados. Con el ingreso de CH, LT va a tener que reducir las pérdidas eléctricas asignadas debido al flujo de potencia desde CH a cada subestación  $i$ .

En el caso de que se tuviera lecturas horarias del sistema (subestaciones, LT y CH), se puede tener cálculos más finos como el porcentaje de infiltración de CH en el sistema en estudio, lo descrito líneas arriba es considerando que la data que se tiene son pérdidas anualizadas. Para determinar la impedancia existente entre LT y CH con cada subestación  $i$ , es posible realizarlo mediante matrices que tengan la información suficiente entre nodo y nodo y bajo los siguientes criterios:

1. Una matriz [C] que contenga 0's y 1's que sean indicadores de que existe (1) o no (0) una conexión física entre nodos y entre nodos límites y LT y CH.
2. Una matriz [L] que contenga las longitudes L que existe entre nodo y nodo, y entre nodos límites y LT y CH.

3. Una matriz que contenga las secciones de conductor en  $\text{mm}^2$  que existe entre nodo y nodo y entre los nodos límites y LT y CH.
4. Considerando que  $Z = Z_u L$  donde  $Z_u$  es la impedancia por unidad de longitud  $[Z_u] = [R_u + j(X_{L_u} + X_{C_u})]$ , entonces  $Z_u$  se puede obtener de catálogo de fabricante y, por lo tanto, junto con la matriz de conexión  $[C]$ , la de longitudes  $[L]$  y el de impedancias unitarias se puede determinar la matriz de impedancias entre nodo y nodo, y; entre nodos límites y LT y CH, bajo la siguiente ecuación (49).

$$[Z] = [C][Z_u][L] \quad (49)$$

Teniendo en cuenta la metodología propuesta se recogieron las impedancias de LT y CH proporcionadas por la concesionaria y aplicando las ecuaciones (47) y (48) se determinar la proporción de pérdidas para LT y CH, esto se muestra en la tabla XIII.

TABLA XIII.  
PÉRDIDAS SEGÚN PROPORCION PARA LT Y CH

Subestación	Impedancia [ $\Omega$ ]		Proporción [%]		Pérdidas [kWh]		
	LT	CH	LT	CH	Totales	LT	CH
EN1470	0.216	14.163	1.503	98.497		0.000	0.000
EN1854	2.078	12.331	14.424	85.576	259.200	37.388	221.812
EN1563	4.550	11.878	27.694	72.306		0.000	0.000
EN1516	8.275	15.604	34.654	65.346	113.528	39.342	74.186
EN1519	13.718	21.047	39.459	60.541	164.525	64.920	99.604
EN1518	9.215	16.544	35.775	64.225	347.475	124.308	223.168
EN1517	9.587	16.915	36.173	63.827	278.266	100.657	177.608
EN1520	10.842	18.171	37.370	62.630	212.698	79.485	133.214
EN1559	12.556	19.885	38.704	61.296		0.000	0.000

EN1521	12.487	19.816	38.656	61.344	234.554	90.670	143.885
EN1535	7.718	6.732	53.414	46.586	200.439	107.062	93.377
EN1536	8.714	7.727	53.000	47.000	109.885	58.240	51.646
EN1537	10.294	9.307	52.517	47.483	109.885	57.708	52.177
EN1853	8.816	5.364	62.171	37.829	273.770	170.206	103.564
EN1428	8.830	5.232	62.796	37.204		0.000	0.000
EN1375	8.988	5.389	62.515	37.485	328.656	205.461	123.195
EN1376	9.348	5.749	61.918	38.082	161.095	99.747	61.348
EN1366	9.256	5.657	62.065	37.935	175.666	109.026	66.639
EN1371	9.518	5.919	61.656	38.344	95.528	58.898	36.629
EN1364	9.402	5.803	61.834	38.166		0.000	0.000
EN1377	9.551	5.952	61.606	38.394	121.026	74.560	46.466
EN1378	9.941	6.338	61.065	38.935	106.456	65.007	41.448
EN1369	9.799	6.200	61.247	38.753	117.384	71.893	45.490
EN1379	9.907	6.308	61.096	38.904	99.170	60.590	38.581
EN1380	9.979	6.381	60.998	39.002	128.311	78.267	50.044
EN1382	10.249	6.651	60.647	39.353	99.170	60.144	39.027
EN1381	10.270	6.671	60.621	39.379	110.098	66.742	43.356
EN1429	9.024	5.082	63.972	36.028		0.000	0.000
EN1555	9.126	4.968	64.752	35.248		0.000	0.000
EN1351	9.230	4.907	65.291	34.709	324.085	211.598	112.488
EN1352	9.742	5.419	64.258	35.742	168.380	108.198	60.182
EN1353	10.024	5.701	63.745	36.255	317.003	202.074	114.929
EN1385	10.339	6.722	60.601	39.399		0.000	0.000
EN1354	10.325	6.002	63.239	36.761	483.248	305.600	177.647
EN1374	10.971	6.648	62.268	37.732		0.000	0.000
EN1365	10.587	6.263	62.828	37.172	139.239	87.482	51.758
EN1363	10.688	6.365	62.676	37.324	185.869	116.495	69.374

EN1384	10.755	6.439	62.549	37.451	110.098	68.865	41.233
EN1368	10.976	6.653	62.261	37.739	146.525	91.228	55.297
EN1385	11.045	6.722	62.166	37.834	124.669	77.502	47.167
EN1386	11.366	7.043	61.742	38.258	131.954	81.471	50.483
EN1389	11.184	6.861	61.978	38.022	233.734	144.864	88.870
EN1319	11.381	7.058	61.723	38.277	209.056	129.035	80.021
EN1387	11.494	7.171	61.581	38.419	113.741	70.043	43.698
EN1388	11.645	7.322	61.397	38.603	102.813	63.124	39.689
EN1390	11.612	7.093	62.082	37.918	131.954	81.920	50.034
EN1370	12.642	8.032	61.148	38.852	106.456	65.096	41.360
EN1391	12.445	7.836	61.364	38.636	99.170	60.855	38.315
EN1392	12.940	8.330	60.836	39.164	95.528	58.115	37.413
EN1355	9.434	4.911	65.765	34.235	335.013	220.322	114.691
EN1356	9.855	5.332	64.890	35.110	353.226	229.209	124.017
EN1383	9.999	6.016	62.435	37.565	193.879	121.048	72.831
EN1394	10.375	5.852	63.936	36.064	110.098	70.392	39.706
EN1357	10.638	6.116	63.498	36.502	131.741	83.652	48.089
EN1358	10.937	6.415	63.033	36.967	617.613	389.298	228.315
EN1359	10.765	6.243	63.296	36.704	204.082	129.176	74.906
EN1360	10.555	6.032	63.633	36.367	281.056	178.845	102.211
EN1393	10.911	6.878	61.336	38.664	121.026	74.232	46.794
EN1361	10.785	6.262	63.266	36.734	110.098	69.655	40.443
EN1362	10.976	6.453	62.976	37.024	335.695	211.406	124.289
EN1396	11.308	6.785	62.499	37.501	99.170	61.980	37.190
EN1395	11.401	6.878	62.372	37.628	113.741	70.942	42.799
EN1571	12.135	7.612	61.452	38.548		0.000	0.000
EN1397	10.237	4.876	67.735	32.265	106.456	72.108	34.348
EN1435	10.555	3.605	74.544	25.456	529.607	394.787	134.819

EN1401	15.332	7.497	67.161	32.839	262.364	176.206	86.158
EN1408	15.520	7.799	66.556	33.444	393.977	262.214	131.763
EN1409	15.972	8.067	66.444	33.556	328.410	218.208	110.202
EN1413	16.352	8.631	65.452	34.548	281.056	183.958	97.098
EN1414	16.508	8.787	65.262	34.738	178.584	116.547	62.037
EN1411	16.323	8.602	65.489	34.511	161.095	105.499	55.596
EN1412	16.465	8.744	65.314	34.686	335.695	219.255	116.440
EN1404	15.730	8.009	66.262	33.738	324.767	215.198	109.570
EN1405	15.904	8.183	66.027	33.973	215.010	141.965	73.045
EN1406	16.383	8.662	65.414	34.586	324.289	212.130	112.159
EN1565	16.435	8.714	65.350	34.650	145.800	95.281	50.519
EN1407	16.921	9.200	64.779	35.221	273.770	177.346	96.424
EN1550	19.464	12.082	61.701	38.299	59.125	36.481	22.645
EN1551	20.363	12.981	61.069	38.931	109.885	67.106	42.779
EN1402	15.683	7.962	66.326	33.674	139.239	92.352	46.887
EN1403	15.802	8.081	66.164	33.836	150.167	99.357	50.810
EN1430	16.008	8.289	65.884	34.116		0.000	0.000
EN1431	16.106	8.390	65.749	34.251		0.000	0.000
EN1552	16.643	8.927	65.088	34.912		0.000	0.000
EN1436	17.121	9.400	64.557	35.443	95.528	61.670	33.858
EN1556	19.171	11.450	62.607	37.393	113.528	71.077	42.451
EN1417	19.507	11.786	62.337	37.663	121.130	75.509	45.622
EN1418	20.291	12.570	61.748	38.252	117.488	72.546	44.942
EN1447	20.321	12.600	61.727	38.273	540.085	333.378	206.708
EN1859	20.434	12.715	61.643	38.357		0.000	0.000
EN1415	20.626	12.905	61.513	38.487	132.058	81.233	50.825
EN1416	21.035	13.314	61.239	38.761	325.013	199.036	125.978
EN1522	25.428	17.707	58.950	41.050	33.163	19.549	13.613

EN1539	27.807	20.086	58.061	41.939		0.000	0.000
EN1523	27.991	20.271	57.999	42.001	36.805	21.347	15.459
EN1547	28.942	20.950	58.010	41.990	64.123	37.197	26.925
EN1548	29.704	21.494	58.018	41.982	58.405	33.885	24.520
EN1524	26.983	19.262	58.348	41.652	33.163	19.350	13.813
EN1525	29.142	21.421	57.635	42.365	87.802	50.605	37.197
EN1439	19.447	11.726	62.384	37.616		0.000	0.000
EN1419	19.447	15.939	54.957	45.043	269.967	148.366	121.601
EN1420	19.599	16.091	54.915	45.085	182.544	100.244	82.300
EN1423	20.002	16.493	54.806	45.194	160.688	88.067	72.621
EN1421	19.785	16.277	54.864	45.136	171.616	94.156	77.460
EN1422	20.121	16.613	54.775	45.225	175.258	95.998	79.260
EN1538	20.210	16.702	54.752	45.248		0.000	0.000
EN1373	20.354	16.826	54.744	45.256		0.000	0.000
EN1424	20.026	16.518	54.800	45.200	153.403	84.065	69.338
EN1425	20.185	16.677	54.759	45.241	244.468	133.867	110.601
EN1427	20.367	16.859	54.712	45.288	160.688	87.916	72.772
EN1426	20.451	16.943	54.691	45.309	160.688	87.882	72.806
EN1437	20.896	17.388	54.582	45.418	160.370	87.533	72.837
EN1398	15.282	7.216	67.927	32.073		0.000	0.000
EN1433	11.194	2.954	79.123	20.877	529.607	419.042	110.565
EN1434	11.453	2.638	81.281	18.719	531.715	432.185	99.530
EN1540	11.636	2.504	82.291	17.709	149.443	122.978	26.464
EN1529	11.702	2.352	83.264	16.736	411.712	342.806	68.906
EN1541	11.910	2.115	84.918	15.082	209.056	177.527	31.529
EN1542	12.143	2.317	83.978	16.022	178.584	149.971	28.613
EN1543	12.429	2.621	82.587	17.413	236.866	195.621	41.244
EN1544	12.947	3.171	80.328	19.672	260.052	208.894	51.159

EN1531	13.041	3.271	79.948	20.052	128.098	102.412	25.686
EN1545	13.243	3.485	79.168	20.832	113.528	89.877	23.651
EN1530	13.573	3.836	77.965	22.035	269.649	210.233	59.416
EN1546	14.764	5.101	74.321	25.679	149.954	111.447	38.507
EN1446	14.862	5.205	74.062	25.938	33.163	24.561	8.602
EN1553	16.952	7.362	69.722	30.278		0.000	0.000
EN1554	19.180	9.590	66.667	33.333	51.840	34.560	17.280
EN1546	17.753	8.276	68.204	31.796		0.000	0.000
EN1432	17.935	8.470	67.922	32.078	434.046	294.815	139.231
EN1438	18.083	8.627	67.701	32.299	256.410	173.592	82.817
EN1440	18.114	8.660	67.655	32.345	216.341	146.365	69.976
EN1441	18.323	8.882	67.351	32.649	215.010	144.811	70.198
EN1442	19.907	10.564	65.330	34.670	91.885	60.028	31.857
EN1568	19.821	10.384	65.622	34.378		0.000	0.000
EN1527	21.171	11.734	64.340	35.660	64.123	41.256	22.866
EN1528	21.551	12.114	64.016	35.984	80.261	51.380	28.881
EN1569	23.020	13.143	63.657	36.343		0.000	0.000
EN1372	13.500	2.429	84.753	15.247	567.028	480.576	86.452
EN1579	12.935	1.458	89.870	10.130	133.200	119.706	13.494
EN1443	13.031	1.618	88.955	11.045	54.763	48.714	6.049
EN1580	13.241	1.784	88.129	11.871	209.056	184.239	24.817
EN1566	13.502	0.490	96.497	3.503	209.056	201.732	7.324
EN1444	13.872	0.048	99.658	0.342	69.589	69.351	0.238
EN1567	14.792	0.968	93.858	6.142		0.000	0.000
EN1445	14.597	0.773	94.970	5.030	126.085	119.743	6.342
EN1582	13.897	0.073	99.477	0.523	160.370	159.531	0.839
EN1578	13.976	2.125	86.801	13.199		0.000	0.000
EN1572	13.530	1.680	88.957	11.043		0.000	0.000

EN1570	15.215	3.365	81.891	18.109		0.000	0.000
EN1532	14.971	3.121	82.751	17.249	62.048	51.345	10.703
EN1533	15.296	3.446	81.615	18.385	51.120	41.721	9.399
EN1534	15.333	3.483	81.490	18.510	54.763	44.626	10.137
EN1573	16.526	4.675	77.948	22.052		0.000	0.000
EN1574	16.855	5.004	77.106	22.894		0.000	0.000
EN1575	15.814	3.964	79.959	20.041		0.000	0.000
EN1576	16.211	4.360	78.804	21.196		0.000	0.000
EN1577	16.426	4.576	78.213	21.787		0.000	0.000
						<b>15840.163</b>	<b>8462.282</b>

## V. DISCUSIÓN

La presente investigación propone una metodología de asignación de pérdidas por participación proporcional en el alimentador TUM-202, este alimentador cuenta con 128 sub estaciones entre la red de media tensión y la central hidroeléctrica Las Canteras, la asignación de pérdidas por esta metodología proporcional se establece considerando las impedancias de las sub estaciones en el alimentador para generar mediante dos ecuaciones modeladas en este informe el porcentaje de pérdidas para la red de media tensión y el porcentaje de pérdidas asignadas a la central hidráulica.

Durante la investigación se recogieron los datos de potencia de cada sub estación así como la carga que alimenta cada una de ellas por lo que se tuvo en consideración descartar 8 sub estaciones del estudio debido a que 2 de ellas están trabajando en vacío y las otras 6 están en sobrecarga ya que alimentan una carga mayor a su capacidad, el concesionario proporciono la información sobre pérdidas tanto en núcleo como en bobinado de las sub estaciones teniendo así 17131.32 y 4935.86 kWh respectivamente en el periodo de un año dando esto un total de 22067.18 kWh de pérdidas.

Con diferencia a lo mencionado por [1] que enfoca la asignación de pérdidas en sistemas de distribución activos en un nuevo método basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activa, este un enfoque orientado a las sucursales para asignar los términos cruzados de pérdida de energía entre los usuarios contribuyentes de la red respaldado por un tratamiento analítico y emplea el principio de superposición para remunerar/penalizar a los propietarios de generación distribuida, en cuanto a la diferencia con la metodología de la presente tesis es que el antecedente remunera/penaliza al propietario de la generación distribuida por la misma cantidad con la que esta generación contribuye a la reducción/mejora de las pérdidas.

En referencia a lo mencionado en [2] y [3] proponen métodos de asignación de pérdidas basados en el flujo de energía para el primero el método propuesto para la asignación de pérdidas en distribución radial con generación lo denomina ESMLA (método de suma de energía para la asignación de pérdidas) porque su algoritmo se deriva de la metodología de suma de energía. ESMLA se basa completamente en un enfoque orientado a sucursales que es más eficiente y adecuado para resolver problemas en distribución radial, proporciona una asignación de pérdidas de energía rápida, sencilla y eficiente, utilizando

datos y cálculos medidos mínimos, con un valor aceptable, el segundo propone un método consistente con el resultado del flujo de energía, las pérdidas asignadas a los 10ads/DG depende de la cantidad de energía que consumen/producen y de la ubicación de cada carga y GD el cual es un factor clave en el monto de la pérdida que se les asigna siendo el método es fácil de entender y que no se requiere normalización.

En cuanto a [4] mezcla los enfoques de los antecedentes antes mencionados ya que propone una nueva metodología para la asignación de pérdidas de redes radiales con generaciones distribuidas basado en circuitos y considera el flujo de energía de la red para la asignación de pérdidas de la red. Este artículo adopta el enfoque más eficiente y adecuado, es decir, un enfoque orientado a ramas para resolver problemas en RDN, contrario al enfoque matricial. Establece una relación directa entre las pérdidas en cada rama y nodo inyectado, componentes reales e imaginarias de las corrientes. La ventaja del método propuesto es que no considera supuestos ni aproximaciones adicionales para asignar las pérdidas. También se derivó del algoritmo de suma actual. El método conserva la función matemática natural entre las corrientes inyectadas en los nodos y las pérdidas de la red. Los términos cruzados actuales del nodo se asignan correctamente mediante forma cuadrática. Este método se prueba en un RDN modificado de 33 nodos. Los resultados obtenidos para la asignación de pérdidas se comparan con los de los métodos PR y BCDLA. Se concluyó que el método propuesto funciona mejor en lo que respecta a los subsidios cruzados espaciales en comparación con el método PR y BCDLA. A diferencia de [1] [2] [3] y [4] de estos métodos en esta tesis se referencian las pérdidas de acuerdo a la proporción correspondiente a la generación y distribución concretamente basada en las impedancias que son las generadoras de las pérdidas.

Para los resultados obtenidos de [5] sobre una metodología basada en la metodología de la teoría de juegos de Aumann-Shapley para asignar pérdidas entre los usuarios de la red, se consideró que los resultados de la asignación de pérdidas activas negativas no implican un subsidio cruzado entre los participantes porque los resultados de Aumann-Shapley reflejan la participación de agentes que reducen las pérdidas totales de la red con beneficios para todos los usuarios de la red. El método se aplicó directamente para redes radiales y malladas con o sin DG, ofreciendo una gama completa de aplicaciones para redes de distribución otra ventaja es la simplicidad de la formulación final del método

propuesto, ya que permite su implementación en redes de distribución donde es necesario asignar las pérdidas en tiempo real y también la flexibilidad para obtener los coeficientes de pérdidas de diferentes clientes a efectos tarifarios en Smart Grids. Además, se puede aplicar a situaciones de Respuesta a la Demanda ofreciendo la posibilidad de seleccionar usuarios que muestren un mayor potencial para reducir pérdidas. Con este conocimiento, las acciones locales se pueden enfocar a clientes clave para aumentar la eficiencia de la red, haciendo que no sea necesario implementar acciones de control central en los centros DSO. Esto muestra la disposición de la metodología a la aplicación general de cualquier red con o sin generación distribuida lo que difiere en gran medida del método proporcional propuesto en esta investigación ya que este solamente se enfoca en redes con participación de generación distribuida y es un sistema puntal que simplifica la proporcionalidad de las pérdidas a la participación de la red y la generadora.

En (7) se investigó el impacto de la reconfiguración en la asignación de pérdidas demostrando que minimizar las pérdidas no es el único objetivo de la reconfiguración. Las pérdidas asignadas a cada carga o generador se pueden controlar para monitorear la participación de cada participante de la red. Se empleó un optimizador de búsqueda grupal para encontrar soluciones óptimas. El algoritmo de optimización implementado parece ser un algoritmo rápido y de alta precisión para el problema de optimización. Se utilizaron factores ponderados basados en la preferencia de quien toma las decisiones para crear una única función objetivo. Se realizaron varios estudios de caso para mostrar el impacto de la reconfiguración en la pérdida asignada a cada usuario. Como trabajo futuro, los autores están intentando encontrar los mejores lugares para los generadores distribuidos a lo largo de la red. Según el método proporcional las pérdidas por reconfiguración no se toman así que establece una diferencia más aceptable el método propuesto en esta tesis que la mostrada en el antecedente debido a que no se ponderan los valores ni se trata de controlar los usuarios, sino que proporciona las pérdidas de acuerdo a sus condiciones de funcionamiento y físicas de la red y de la central.

## VI. CONCLUSIONES

- a. Se determinaron las pérdidas de 120 subestaciones de las 128 que conforman al alimentador TUM-202, estas pérdidas se determinaron según la información de la concesionaria Electronorte SA en consideración al núcleo y bobinados siendo teniendo 17131.32 y 4935.86 kWh respectivamente en el periodo de un año dando esto un total de 22067.18 kWh.
- b. Se propuso el método proporcional para generar dos ecuaciones que permitan determinar el porcentaje de pérdidas asignadas a la red de distribución (LT)  $\%Ee_{LT} = \frac{Ee_{LT}}{Ee} 100 \%$  y a la central hidroeléctrica (CH).  $\%Ee_{CH} = \frac{Ee_{CH}}{Ee} 100 \%$
- c. Se aplicó las ecuaciones formuladas a las sub estaciones que contiene el alimentador TUM-202 teniendo en cuenta que para aplicar este método se tomó las impedancias de la red de distribución (LT) y la central hidroeléctrica (CH) para cada sub estación, encontrando con estas la proporción de pérdidas que pertenece tanto a LT y CH de las pérdidas totales que ascienden a 24302.445 kWh al año, al aplicar el método se determinó que LT tuvo una total de 15840.163 kWh y que CH tuvo un total de 8462.282 kWh del total.

## VII. RECOMENDACIONES

- a. Dado que un monitoreo real de uno y/o varios sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida reporta mucha información en tiempo real, se debe implementar progresivamente un sistema de cómputo de alto nivel con la capacidad computacional necesaria para desarrollar modelos cada vez más complejos para el desarrollo de ésta temática y afines, y cuya capacidad computacional vaya incrementándose a medida de la implementación de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida y sus equipos de medida, registro y envío de datos.
- b. Los interesados pueden continuar la investigación realizando cálculos más detallados que contemplen las reactancias inductivas y capacitivas, así como la asignación de pérdidas en caso de cortocircuito (fallas no técnicas).
- c. Dado lo novel de la temática se recomienda se aplique la metodología de asignación de pérdidas bajo el concepto de participación proporcional en otras redes de distribución que tengan fuentes de suministro eléctrico diferentes a lo estudiado en la presente tesis, esto va a contribuir a generalizar la metodología propuesta de asignación de pérdidas, cada vez que en el Perú se apruebe el reglamento de generación distribuida.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] P. Kumar, N. Gupta, K. R. Niazi y A. Swarnkar, «A circuit theory-based loss allocation method for active distribution systems,» vol. 10, pp. 1005-1012, 2019.
- [2] M. Atanasovski y R. Taleski., «Energy summation method for loss allocation in radial distribution networks with dg.,» vol. 27, pp. 1433-1440, 2012.
- [3] S. S. Kashyap y M. De, «A novel loss allocation method for radial distribution system with distributed generations.,» *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, p. 1–6, July 2016.
- [4] K. M. Jagtap y D. K. Khatod., «Current summation based approach for loss allocation with distributed generation,» *International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*,, p. 1–5, Jan 2018.
- [5] H. Amaris, Y. P. Molina, M. Alonso y J. E. Luyo, «Loss allocation in distribution networks based on aumann^ashapley,» vol. 33, pp. 6655-6666, Nov 2018.
- [6] K. M. Jagtap y D. K. Khatod, «Distribution loss allocation technique with distributed generations,» *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 1-5, 2016.
- [7] A. S. Alayande, A. A. Jimoh y A. A. Yusuff., « Inherent structural characteristics approach for solving loss allocation problems,» *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp. 1-6, Nov 2016.
- [8] A. Nuchprayoon, «Calculation and allocation of load losses in distribution system using load research data and load factor method,» *2016 6th IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering (ICCSCE)*, pp. 85-90, Nov 2016.

- [9] M. Heidari-Kapourchali y V. Aravinthan., «Loss allocation control in power distribution system reconfiguration in the presence of distributed generators,» *2014 IEEE PES General Meeting — Conference Exposition*, pp. 1-5, July 2014.
- [10] P. M. D. O.-D. Jesus y M. T. P. d. Leao, «Comparative analysis of different cost loss allocation methodologies in distribution networks with distributed generation,» vol. 3, pp. 290-295, July 2005.
- [11] B. D. D. ., C. F. E. ., C. G. M. A. Colmenar Santos Antonio, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, Editorial UNED, 2015, p. 871 .
- [12] J. A. Y. Morón, Reverte, Ed., 2021, p. 340.
- [13] L. E. Armas Vargas, «Métodos de asignación de las pérdidas de energía del sistema de transmisión en el mercado eléctrico mayorista del Ecuador. Tesis para Título de Ingeniero en Sistemas de Potencia,» 2005.

## **ANEXOS**

**Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas  
en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la  
minicentral hidroeléctrica Las Canteras**



Bach. Elmer Humberto Segura López  
Autor



Mg. Jony Villalobos Cabrera  
Asesor

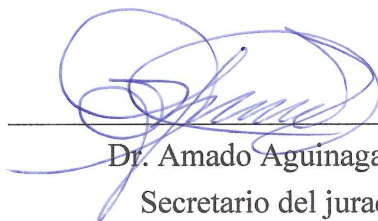
Tesis presentada para optar el grado académico de:

Maestro en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con Mención en Energía

Aprobado por:



Dr. Segundo Abelardo Horna Torres  
Presidente del jurado



Dr. Amado Aguinaga Paz  
Secretario del jurado



Dr. Fredy Dávila Hurtado  
Vocal del jurado

Lambayeque, Perú  
2026

## ACTA DE SUSTENTACIÓN

### ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

074

Siendo las 8:00 horas del día 27 (veintisiete) de marzo del año Dos Mil veintiseis

en la Sala de Sustentación de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, se reunieron los miembros del Jurado, designados mediante Resolución N° 928-2022-EPG de fecha 12/09/2022, conformado por:

Dr. Segundo Abelardo Horna Torres ..... PRESIDENTE (A)  
Dr. Amado Aguirre Paz ..... SECRETARIO (A)  
Dr. Fredy Davila Hurtado ..... VOCAL  
Mg. Jony Vella Lobo Cabrera ..... ASESOR (A)

Con la finalidad de evaluar la tesis titulada Metodología de participación corporativa para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Ventanas

presentado por el (la) Tesista Elmer Humberto Segura Lopez, sustentación que es autorizada mediante Resolución N° 144-2026-EPG-J de fecha 20 de marzo de 2026.

El Presidente del jurado autorizó del acto académico y después de la sustentación, los señores miembros del jurado formularon las observaciones y preguntas correspondientes, las mismas que fueron absueltas por el (la) sustentante, quien obtuvo 1.8 puntos que equivale al calificativo de muy bueno.

En consecuencia el (la) sustentante queda apto (a) para obtener el Grado Académico de:

Maestría en ciencias de la Ingeniería Mecánica y Eléctrica con mención En Energías

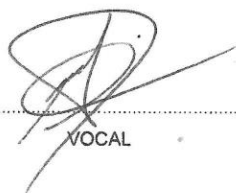
Siendo las 8:45 horas del mismo día, se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta.



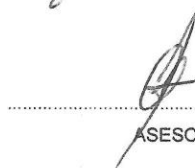
PRESIDENTE



SECRETARIO



VOCAL



ASESOR

**CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD**

Yo, Jony Villalobos Cabrera \_\_\_\_\_, usuario revisor de tesis

Trabajo de suficiencia profesional  y/o Trabajo académico

Titulado Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

Cuyo autor es: Elmer Humberto Segura López; con DNI N° 44046433; declaro que la evaluación por el programa informático, ha arrojado un porcentaje de similitud 8% verificables en el resumen del reporte automatizado de similitudes que se acompaña.

El suscrito analizó el reporte y concluyo que cada una de las coincidencias dentro del porcentaje de similitud no constituyen plagio y que el documento cumple con la integridad científica y con las normas para el uso de citas y referencias establecidas en los protocolos respectivos,

Se cumple con adjuntar el recibo digital a efectos de la trazabilidad respectiva del proceso.

Lambayeque, 26 de noviembre del 2025



\_\_\_\_\_  
Firma

Mg. Jony Villalobos Cabrera

DNI: 16699530

## Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

### INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>8%</b>	<b>7%</b>	<b>4%</b>	<b>2%</b>
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

### FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>espanol.answers.yahoo.com</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>2</b>	<b>bibdigital.epn.edu.ec</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>
<b>3</b>	<b>hdl.handle.net</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>4</b>	<b>repositorio.unprg.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>1%</b>
<b>5</b>	<b>Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo</b> Trabajo del estudiante	<b>&lt;1%</b>
<b>6</b>	<b>repositorio.uni.edu.pe</b> Fuente de Internet	<b>&lt;1%</b>
<b>7</b>	<b>Rodríguez Miranda, Juan Pablo. "Desarrollo de un Modelo de Planificación Ambiental Para la Calidad de Los Recursos Hídricos Superficiales Considerando su Variabilidad Climática Estacional Mediante Implementación Computacional", Universidad</b>	<b>&lt;1%</b>

  
**M. Sc. Ing. JONY VILLALOBOS CABRERA**  
 DNI 16689530  
 Docente Asociado  
 Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
 Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo



## Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Elmer Humberto Segura López
Título del ejercicio:	Quick Submit
Título de la entrega:	Metodología de participación proporcional para asignación de...
Nombre del archivo:	Informe_final-EPG-UNPRG-2025_final.pdf
Tamaño del archivo:	1.14M
Total páginas:	77
Total de palabras:	17,713
Total de caracteres:	87,088
Fecha de entrega:	26-nov-2025 04:18p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	2828479069



**DEDICATORIA**

La presente investigación está dedicada a mi familia que en todo momento me brindó su apoyo incondicional, que sin ellos no hubiera sido posible alcanzar las metas establecidas.

Elmer Humberto Segura López

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por ser siempre quien guía mi camino a diario y me permite ser una gran persona y profesional, a mi familia por ser siempre quien me brindó su apoyo absoluto durante todo el proceso de estudios y a los docentes de la UNPRG que con sus enseñanzas y experiencias compartidas lograron inculcar en cada uno de nosotros conocimientos y valores que serán de gran importancia para nuestro desarrollo profesional.

El Autor

## ÍNDICE GENERAL

ACTA DE SUSTENTACIÓN.....	iii
CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD .....	iv
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO .....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiii
INFORMACIÓN GENERAL .....	xiv
RESUMEN .....	xv
ABSTRACT .....	xvi
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Realidad problemática .....	1
1.2. Planteamiento del problema.....	4
1.2.1. Enunciado del problema .....	4
1.2.2. Preguntas específicas del problema.....	4
1.3. Justificación de la investigación .....	5
1.4. Objetivos de la investigación.....	5
1.4.1. Objetivo General.....	5
1.4.2. Objetivos Específicos. ....	6
<b>II. DISEÑO TEÓRICO.....</b>	<b>7</b>
2.1. Estado del arte y bases epistemológicas .....	7
2.2. Antecedentes de la Investigación.....	7
2.3. Base Teórica .....	11
2.4. Bases Conceptuales.....	13
2.5. Operacionalización de Variables .....	15
2.6. Hipótesis .....	16

III. MÉTODOS METODOLÓGICO .....	17
3.1. Diseño de contrastación de hipótesis .....	17
3.2. Población y Muestra .....	17
3.2.1. Población .....	17
3.2.2. Muestra .....	17
3.3. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos.....	18
3.3.1. Técnicas para recolección de datos .....	18
3.3.2. Instrumentos de recolección de datos .....	18
3.3.3. Procesamiento y Análisis de Datos .....	18
IV. RESULTADOS .....	19
4.1 Determinar las pérdidas totales de las sub estaciones en el alimentador TUM-202 de Electronorte SA.....	19
4.2 Realizar una propuesta de método de cálculo de asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución considerada como caso de estudio: Alimentador TUM – 202. ....	24
4.2.1 Sobre la matriz de admitancias.....	25
4.2.2 Sobre el flujo de potencia y las pérdidas eléctricas.....	26
4.2.3 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas.....	28
4.2.4 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas considerando dos fuentes de energía eléctrica y un conjunto de subestaciones eléctricas. ....	29
4.3 Realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas anuales del Alimentador TUM – 202 que son asignados al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red eléctrica de distribución (Electro Norte S.A.).....	37
V. Capítulo V. Discusión .....	45
VI. CONCLUSIONES .....	48
VII. RECOMENDACIONES .....	49
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	50
ANEXOS .....	1

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I. ....	15
OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	15
TABLA II. ....	19
SUB ESTACIONES EN EL ALIMENTADOR TUM-202 .....	19
TABLA III.....	20
SUBESTACIONES QUE NO TIENEN CARGA .....	20
TABLA IV.....	20
SUBESTACIONES CON CARGA POR ENCIMA DE SU POTENCIA.....	20
TENIENDO EN CUENTA ESTAS SUB ESTACIONES QUE TRABAJAN CON REGULARIDAD BAJO LOS PARÁMETROS DE SU FUNCIONAMIENTO SE RECOGIÓ LOS DATOS DE PÉRDIDAS ESTOS INVOLUCRAN PARA CADA UNA DE ELLAS DOS TIPOS DE PÉRDIDAS QUE SON EN EL BOBINADO LOS CUALES SE MUESTRAN TAMBIÉN POR SUB ESTACIÓN EN LA TABLA V.....	21
TABLA V.....	21
PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION.....	21
EL OTRO TIPO DE PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR SON LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO POR LO QUE MUESTRA EN LA TABLA VI LAS PÉRDIDAS EN PROMEDIO Y TOTALES SEGÚN POTENCIA DE TRANSFORMADOR. ....	22
TABLA VI.....	22
PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION.....	22
TABLA VII. ....	22
PÉRDIDAS TOTALES EN SUB ESTACION SEGÚN SU POTENCIA.....	22
TABLA VIII. ....	23
COMPARATIVO ENTRE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS Y CANTIDAD DE SUB ESTACIONES SEGÚN SU POTENCIA .....	23
TABLA IX.....	25
RELACIÓN ENTRE ADMITANCIAS, VOLTAJE Y CORRIENTE .....	25

TABLA X.....	26
RELACIÓN ENTRE FLUJO DE POTENCIA Y POTENCIA ACTIVA EN MT.....	26
TABLA XI.....	33
CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA CH A LAS SUBESTACIONES.....	33
TABLA XII.....	33
CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA LT A LAS SUBESTACIONES.....	33
TABLA XIII.....	38
PÉRDIDAS SEGÚN PROPORCION PARA LT Y CH.....	38

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Electrificación de Lambayeque. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1] .....	2
Figura 2. Máxima demanda mensual periodo 2016-2022, Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1] 3	3
Figura 3. Saidi y Saifi. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1].....	3
Figura 4. Comparación entre potencia de sub estación y carga alimentada .....	21
Figura 5. Pérdidas totales en sub estación según su potencia.....	23
Figura 6. Balance de potencias método de Blalek [b-001].....	28
Figura 7. Esquema de flujo de corrientes desde CH y LT hacia subestación $i$ .....	29
Figura 8. Esquema eléctrico para mostrar las impedancias $Z_{LT} \rightarrow i$ y $Z_{CH} \rightarrow i$ .....	30
Figura 9. Esquema que representa la configuración típica de la red de distribución de media tensión en estudio .....	32

## **INFORMACIÓN GENERAL**

### **Título**

Metodología de participación proporcional para asignación de pérdidas en la red de distribución con generación distribuida aplicada a la minicentral hidroeléctrica Las Canteras

### **Autor**

Bach. Elmer Humberto Segura López

### **Asesor de especialidad**

Mg. Jony Villalobos Cabrera

### **Línea de investigación**

Ingeniería: mecánica, eléctrica e informática

### **Lugar**

Ámbito de la región Lambayeque

## RESUMEN

Se proyecta la construcción de la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras (0,5 MW) en Pátapo, con conexión a la red de distribución TUM-202 de ElectroNorte S.A., lo que implica su operación como generación distribuida. Esta incorporación modifica los parámetros operativos de la red, particularmente en la variación de pérdidas eléctricas. Actualmente, no existe un modelo matemático que permita asignar de manera justa estas pérdidas entre los agentes involucrados, es decir, generadores y distribuidores, garantizando además la calidad del servicio eléctrico según la normativa vigente. Ante esta problemática, la investigación propone y desarrolla un método de cálculo de participación proporcional para la asignación de pérdidas eléctricas en sistemas de generación distribuida. Se tomó como caso de estudio el alimentador TUM-202, donde ElectroNorte S.A. reporta pérdidas anuales de 22067,18 kWh en 120 subestaciones. La aplicación del método permitió determinar que 8462,282 kWh corresponden a la minicentral y 15840,163 kWh al distribuidor. Los resultados evidencian que el método propuesto permite una asignación proporcional y equitativa de pérdidas eléctricas en redes de media tensión con generación distribuida, contribuyendo a una operación más eficiente y transparente del sistema eléctrico

**Palabras claves:** Generación distribuida, pérdidas eléctricas, asignación proporcional, redes de media tensión, minicentral hidroeléctrica.

## ABSTRACT

The construction of the Las Canteras Small Hydropower Plant (0.5 MW) is projected in Pátapo, with connection to the TUM-202 distribution network of ElectroNorte S.A., implying its operation as distributed generation. This integration modifies the operational parameters of the network, particularly in the variation of electrical losses. Currently, there is no mathematical model that allows a fair allocation of these losses among the involved agents, namely generators and distributors, while also ensuring the quality of electrical service in accordance with current regulations. In response to this issue, this research proposes and develops a proportional participation calculation method for the allocation of electrical losses in distributed generation systems. The TUM-202 feeder was selected as a case study, where ElectroNorte S.A. reports annual losses of 22,067.18 kWh across 120 substations. The application of the proposed method determined that 8,462.282 kWh correspond to the small hydropower plant and 15,840.163 kWh to the distributor. The results demonstrate that the proposed method enables a proportional and equitable allocation of electrical losses in medium-voltage networks with distributed generation, contributing to a more efficient and transparent operation of the electrical system.

**Keywords:** Distributed generation, electrical losses, proportional allocation, medium-voltage networks, small hydropower plant.

## I. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Realidad problemática

Analizar la problemática de la asignación de pérdidas en redes de distribución con generación distribuida es de suma importancia, ya que contribuye a mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico en áreas de concesión como las gestionadas por Electronorte S.A. Esta empresa, que forma parte de Distriluz, se beneficia de la colaboración estratégica entre compañías del grupo, optimizando su gestión operativa y comercial. Sin embargo, la distribución de pérdidas en redes con generación distribuida sigue siendo un reto que necesita de enfoques innovadores respaldados por teorías y aportes de especialistas [1].

A nivel internacional, diversos países han promovido la adopción de generación distribuida para facilitar el acceso a fuentes limpias de energía, lo cual permite una transición hacia sistemas energéticos menos centralizados. Este cambio, aunque beneficioso, introduce desafíos, ya que se requiere un modelo de asignación justo que permita distribuir las pérdidas eléctricas entre los diferentes actores de la red [2].

En el contexto nacional, el Perú ha impulsado la implementación de generación distribuida, con el objetivo de satisfacer la creciente demanda de energía en el país. Sin embargo, la normativa vigente aún carece de directrices claras que asignen los costos de las pérdidas eléctricas en redes de distribución con generación distribuida. Esto implica que tanto los generadores como los consumidores de energía pueden enfrentar una distribución de costos ineficiente [3].

Localmente, la región de Lambayeque, donde opera Electronorte S.A., representa un caso relevante para el estudio de esta problemática. La empresa no solo enfrenta el reto de gestionar las pérdidas en la red, sino también de asegurar que el servicio sea eficiente y sostenible. La minicentral hidroeléctrica Las Canteras, ubicada en el distrito de Pátapo, es un ejemplo de generación distribuida que demanda una mejor planificación en la asignación de pérdidas eléctricas [4].

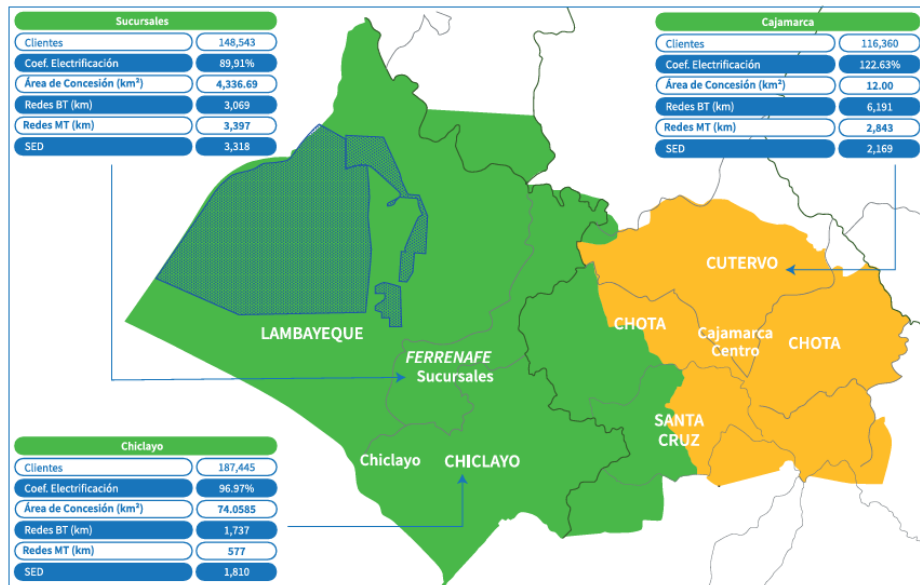


Figura 1. Electrificación de Lambayeque. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

El lugar de estudio se centró en el área de influencia de Electronorte S.A., con especial atención a la región de Lambayeque y la minicentral hidroeléctrica Las Canteras. Este espacio ofrece condiciones favorables para el aprovechamiento de recursos hídricos, aunque también presenta desafíos específicos en términos de gestión de pérdidas y optimización de la distribución de energía en redes descentralizadas [1].

La problemática tiene su origen en la ausencia de un modelo normativo que permita asignar las pérdidas de manera equitativa. Adicionalmente, el crecimiento de la generación distribuida en áreas rurales y la expansión de redes eléctricas en zonas de baja densidad de carga incrementan las pérdidas, generando una situación compleja para las empresas distribuidoras como Electronorte S.A. [2].

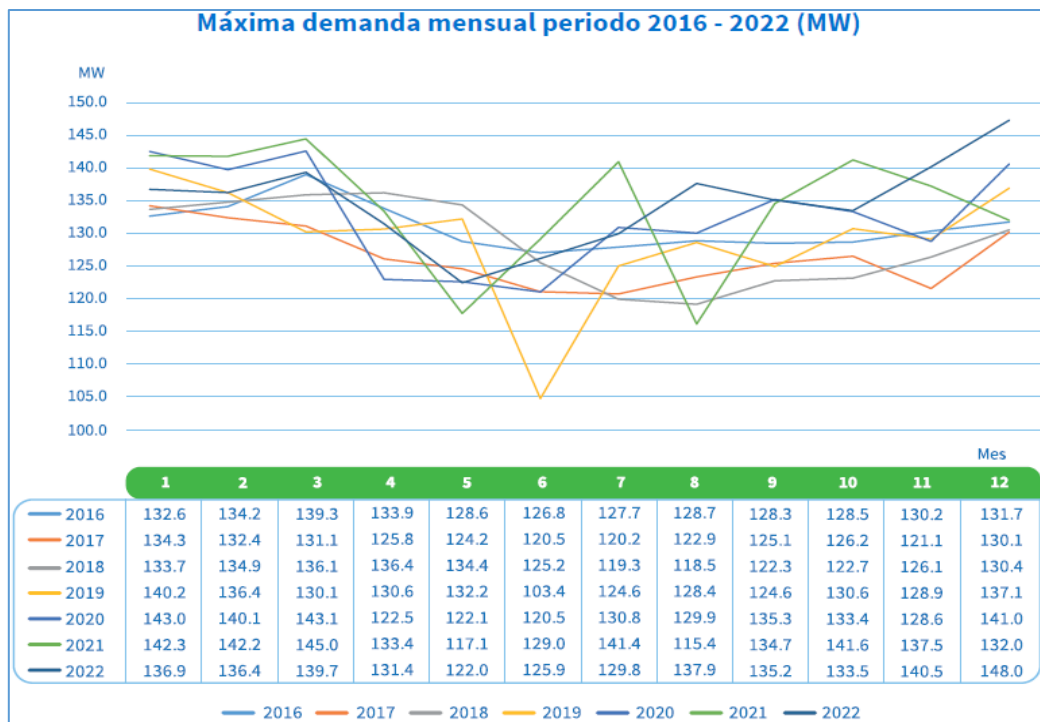


Figura 2. Máxima demanda mensual periodo 2016-2022, Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

Las consecuencias de no abordar esta problemática son preocupantes, ya que se espera un aumento en las pérdidas de la red, lo cual impactará directamente en la rentabilidad y sostenibilidad del servicio eléctrico en la región. Además, la distribución inequitativa de los costos de las pérdidas entre los actores de la red afectará la confiabilidad y calidad del suministro de energía, lo que ocasionará descontento entre los usuarios y una mayor carga económica para la empresa distribuidora [4].

MOTIVO	SAIFI	%	SAIDI	%
Falla	1.90	51.28%	2.45	38.26%
Interrupción por expansión y reforzamiento	0.20	5.40%	0.48	7.43%
Mantenimiento preventivo	0.18	4.94%	0.96	15.00%
Otros y/o terceros	0.96	25.95%	2.27	35.45%
Por maniobra sin aviso, corta	0.46	12.43%	0.25	3.86%
<b>Total general</b>	<b>3.70</b>	<b>100%</b>	<b>6.40</b>	<b>100%</b>

Figura 3. Saidi y Saifi. Fuente: Memoria-ENSA-2022 [1]

Este estudio se enfocó en investigar variables relacionadas con la asignación de pérdidas en sistemas de distribución con generación distribuida. Entre las variables principales se incluyen los modelos de participación proporcional y los factores técnicos y económicos

que influyen en la distribución de pérdidas, evaluando su impacto en la eficiencia del sistema [3].

En conclusión, la investigación buscó desarrollar una propuesta de asignación de pérdidas que optimice la distribución de los costos en redes con generación distribuida. Esto no solo contribuye a mejorar la sostenibilidad de la red, sino también a brindar un servicio eléctrico de mayor calidad para la región de Lambayeque, apoyando así los objetivos de desarrollo sostenible y la promoción de energías limpias [1].

## **1.2. Planteamiento del problema**

### **1.2.1. Enunciado del problema**

El problema surge de la necesidad de cómo distribuir el costo de las pérdidas eléctricas entre los actores (generadores) de un sistema eléctrico de distribución con generación distribuida.

¿Cómo asignar las pérdidas eléctricas de la red de distribución TUM-202 con generación distribuida aplicada a la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras?

### **1.2.2. Preguntas específicas del problema**

- a. ¿Cuáles son las pérdidas totales de energía en las subestaciones del alimentador TUM-202 de la red de distribución de Electronorte S.A.?
- b. ¿Qué método de cálculo matemático es adecuado para asignar las pérdidas de energía en la red de distribución del alimentador TUM-202, y cómo puede aplicarse?
- c. ¿Cuál es la participación porcentual de las pérdidas eléctricas asignadas tanto al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red (Electronorte S.A.) en el alimentador TUM-202, según el modelo matemático aplicado?

### **1.3. Justificación de la investigación**

#### **a. Justificación económica**

La correcta asignación de pérdidas permite asumir éstas de manera correcta tanto al generador distribuido como al concesionario de la red eléctrica de distribución, lo cual se verá reflejado en la economía de ambos y de manera implícita en el usuario final del servicio eléctrico.

La implementación de la generación distribuida permite autoabastecerse de energía para uso doméstico e industrial, y el excedente poder ser inyectado a la red lo que genera un ingreso económico para el generador.

#### **b. Justificación metodológica.**

La presente investigación propone un método teórico de asignación de pérdidas, que ayuda a que éstas no sean tomadas como carga adicional y sean asignadas entre los involucrados directos (el generador distribuido y al concesionario de la red eléctrica de distribución).

#### **c. Justificación social**

Mejora el servicio, con ello la calidad de vida ya que con la introducción de generación distribuida la interrupción de energía se vuelve intrascendente, se cumple con la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) vigente.

### **1.4. Objetivos de la investigación**

#### **1.4.1. Objetivo General**

Aplicar la metodología de participación proporcional para asignar las pérdidas entre el generador distribuido como al concesionario de la red eléctrica de distribución de una red de distribución con generación distribuida, caso alimentador TUM – 202 de Electronorte S.A. y que posee la Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos.**

- a) Determinar las pérdidas totales en las subestaciones del alimentador TUM-202 de la red de distribución de Electronorte S.A., mediante el análisis de datos operacionales.
- b) Proponer y aplicar un método de cálculo matemático para la asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución, utilizando el alimentador TUM-202 como caso de estudio.
- c) Realizar el cálculo de la participación porcentual de las pérdidas eléctricas del alimentador TUM-202, tanto para el generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como para el concesionario de la red (Electronorte S.A.), empleando un modelo matemático.

## II. DISEÑO TEÓRICO

### 2.1. Estado del arte y bases epistemológicas

### 2.2. Antecedentes de la Investigación

Los modelos de asignación de pérdidas que existen hoy solo son para sistemas eléctricos de potencia. No hay estudios de asignación de pérdidas para redes eléctricas de distribución ni del aprovechamiento de registros históricos realizados por los operadores de las redes eléctricas de distribución como son los estudios de análisis de pérdidas eléctricas.

En [1], plantea un método de asignación de pérdidas basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activa, indica que la estrategia de asignación de pérdidas debe ser tal que beneficie a los propietarios de DG que realmente han contribuido a la reducción de pérdidas. Se presenta un nuevo método de asignación de pérdidas basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activos. El método primero emplea un enfoque orientado a ramas para los cruces de pérdida de potencia entre los puntos de carga contribuyentes. Posteriormente, las corrientes contribuyentes de las DG se determinan utilizando el principio de superposición para asignar su remuneración / penalización. El método propuesto se aplica al sistema de distribución de prueba de 33 buses. Las características más destacadas del método propuesto son su originalidad, simplicidad y capacidad de asignar juiciosamente las pérdidas y la remuneración entre los usuarios de la red sobre la base de su contribución neta a las pérdidas de energía del alimentador.

En [2], el método de suma de energía para la asignación de pérdidas en redes de distribución radial con generación distribuida, este método usa el algoritmo de suma de energía. Se basa en el enfoque orientado a ramas y utiliza la representación estadística de las curvas de carga diaria y generación (DLC y DGC). La asignación de pérdida de energía se realiza en un solo paso, resolviendo solo un flujo de energía para el cálculo de los voltajes de nodo promedio que se consideran constantes para un período de cálculo analizado. El modelado de DG en el algoritmo de suma de energía se presenta dependiendo de su estado de control y DGC. El método se denomina ESMLA, porque su algoritmo se deriva de la metodología de suma de energía. ESMLA se basa completamente en un enfoque orientado a sucursales que

es más eficiente y adecuado para resolver problemas en DN. La optimización de la futura ubicación de DG se puede resolver con ESMLA mediante el uso de algoritmos genéticos.

En [3], la desregulación y la reestructuración del sistema eléctrico y la introducción de la generación distribuida (DG) aumentaron la importancia de la asignación de pérdidas para determinar la tarifa de manera eficiente, este nuevo método está basado en el intercambio proporcional; consistente con el flujo de potencia mientras se considera la estructura del sistema radial. El método compuesto de dos pasos. En el primer paso, la pérdida se asigna a diferentes cargas calculando la contribución de estas cargas en la pérdida total de la red a partir de cualquier nodo. En el segundo paso, las pérdidas asignadas a las DG se obtienen formando una matriz de contribución seguida de una matriz de poder compartido. Una de sus propiedades es que es consistente con el resultado de la reducción de potencia; la pérdida asignada a las cargas/DG depende de la cantidad de energía que consumen/producen y la ubicación de cada carga y DG es un factor clave en la cantidad de pérdida asignada a ellos.

En [4] un enfoque basado en la suma actual para la asignación de pérdidas con generación distribuida. La generación de energía activa y sus costos relacionados se ven considerablemente afectados por las pérdidas de la red de distribución y, por lo tanto, el mercado de la electricidad requiere una estrategia adecuada para la distribución justa de las pérdidas entre los participantes de la red. Por lo tanto, para una asignación equitativa de las pérdidas activas en la red de distribución radial (RDN), se ha propuesto un nuevo método que se basa en el algoritmo de suma actual y adoptó un enfoque orientado a ramas. También desarrolla una relación entre la corriente inyectada en un nodo y la pérdida de energía del alimentador. La asignación de los términos cruzados de la corriente del consumidor / generador se calcula utilizando una relación cuadrática entre los flujos de energía y las pérdidas. La ventaja del método propuesto es que no considera suposiciones y aproximaciones adicionales para asignar las pérdidas. El método conserva la función matemática natural entre las corrientes de nodo inyectado y las pérdidas de red.

En [5] se describe un procedimiento para la asignación de pérdidas tanto en redes de distribución radial como en malla con generación distribuida que podría regularse de varias maneras. El método se desarrolla analíticamente en base a la teoría de los circuitos eléctricos combinada con la teoría de juegos basada en Aumann-Shapley, que garantiza tanto los principios eléctricos como los justos axiomas de la teoría de juegos. El método propuesto obtiene coeficientes de participación unitarios para cada usuario de la red en función de las corrientes demandadas / inyectadas por cada usuario y la topología de la red. El método de asignación propuesto basado en AumannShapley se ha comparado con otros métodos de asignación tradicionales, es adaptable a las redes de distribución y muestra un gran potencial y facilidad de implementación. Además, se puede aplicar a cualquier tipo de red de distribución (radial o en malla) con recursos energéticos distribuidos.

En [6] un sistema de distribución de energía desregulado con generación distribuida, a los usuarios finales se les debe asignar el costo apropiado de las transacciones de energía para una operación justa y efectiva. Una de las prácticas comunes es asignar el costo de las pérdidas de energía a los generadores distribuidos (DG) y a los consumidores en función de su participación efectiva. Según la configuración de la red, las DG y los consumidores podrían tener impactos positivos o negativos en la pérdida general de un sistema. Aquí se aborda el efecto de la reconfiguración del sistema de distribución de energía en la parte de pérdida de cada usuario. La pérdida general del sistema y la pérdida máxima asignada se consideran minimizadas en los dos objetivos en competencia. El método de descomposición de corriente de rama se utiliza para calcular las pérdidas asignadas a cada bus. El optimizador de búsqueda de grupo (GSO), un método de optimización de inteligencia de enjambre, se utiliza para encontrar la mejor solución. Utilizando factores ponderados, las prioridades de los tomadores de decisiones se aplican al problema de optimización. Se utiliza un sistema de distribución de 33 buses para el cual se encuentra la mejor configuración posible. Se ha demostrado que minimizar las pérdidas no es el único objetivo de la reconfiguración. La pérdida asignada a cada carga o generador se puede controlar para que se controle la participación de cada participante de la red.

En [7] el costo de la generación de energía real se ve afectado por las pérdidas de distribución que deben asignarse de manera justa entre los generadores y los consumidores para obtener la eficiencia económica del mercado de la electricidad. Esta nueva metodología presentada para la asignación de pérdidas a los participantes de redes de distribución radial (RDN) en el mercado liberalizado de la electricidad. El método propuesto se basa en el algoritmo de suma de potencia. Al utilizar un enfoque orientado a la ramificación basado en circuitos, desarrolla una relación adecuada entre las pérdidas de ramificación y la potencia real y reactiva inyectada en los nodos. Este método propuesto desarrolla un nuevo esquema para distribuir términos cruzados multiplicando el generador y la potencia de carga que se oponen a las técnicas de asignación. La aplicación del método propuesto para la asignación de pérdidas se ilustra en RDN de 33 nodos que incorporan tres generaciones distribuidas. El método es consistente con los resultados del flujo de energía que ayuda a lograr resultados más aplicables. Tiene la capacidad de identificar la ubicación de cada DG y carga, y su contribución para obtener recompensa / penalización con diferentes niveles de carga de la red. Además, el método propuesto ha mantenido la consistencia en sus resultados de asignación de pérdidas para lograr subsidios cruzados espaciales mínimos en varios niveles de carga.

En [8], la solución a los conocidos problemas de asignación de pérdidas en las redes de energía interconectadas generalmente ha sido a través del análisis del flujo de energía. Este enfoque basado en el flujo de potencia es computacionalmente intensivo y los resultados pueden no converger para grandes sistemas de potencia prácticos. Este documento, por lo tanto, explora un enfoque alternativo para resolver este problema utilizando la Teoría de las Características Estructurales Inherentes (ISCT). Se determina la pérdida de transmisión total dentro de la red eléctrica basada tanto en el ISCT como en el enfoque basado en el flujo de energía, y luego se utiliza para asignar pérdidas a las cargas en la red. Se comparan los resultados obtenidos de los dos enfoques. El enfoque ISCT, además de ser más rápido, asigna la pérdida total dentro de la red a las cargas de una manera más justa, equitativa y transparente. Matlab 2013a se emplea como herramienta de simulación. Se explora la escasez inherente a las redes de energía para reducir la intensidad

computacional y la memoria de la computadora requerida. Este nuevo enfoque se prueba en un sistema estándar IEEE de 14 buses y en un sistema práctico de la red nigeriana de 40 buses. Los resultados obtenidos de MATLAB 2013a como herramienta de simulación muestran que las propiedades estructurales inherentes de las redes de energía podrían utilizarse para asignar la pérdida de transmisión a todos los participantes dentro de las redes de una manera mucho más justa y transparente.

En [9] emplean datos de investigación de carga y método de factor de carga para calcular las pérdidas de carga en el sistema de distribución. Los conjuntos de datos durante 2008-2012 se obtienen de la Autoridad Provincial de Electricidad de Tailandia. Se encuentra que el factor de pérdida es proporcional al factor de carga. Pero, en un factor de carga dado, el coeficiente de pérdida constante puede variar dependiendo del patrón de carga diaria. Por lo tanto, las pérdidas de carga varían significativamente con la ubicación y la clase de carga. Por lo tanto, se propone asignar pérdidas de carga para cada programa de tarifas y para cada área de servicio utilizando la carga máxima o el consumo de energía como criterio de ponderación.

En la región Lambayeque es el caso de la minicentral hidroeléctrica Las Canteras ubicada en el distrito de Pátapo con capacidad de generación de 0,5 MW que tendrá a conectarse al alimentador en media tensión TUM-202 de concesión de Electronorte S.A., la presente investigación plantea implementar un método de asignación de pérdidas eléctricas en redes de distribución con generación distribuida denominado “Método de Participación Proporcional” que está basado en la persecución del flujo de potencia entre los puntos de introducción de potencia y los puntos de recepción en los consumidores y viceversa.

### **2.3. Base Teórica**

Método de participación proporcional [10], desarrollado a través de dos algoritmos que están basados en la persecución del flujo de potencia (del inglés tracing the electricity flow) entre los puntos de introducción de potencia y los puntos de recepción en los consumidores y viceversa. Esta persecución se realiza utilizando valores de potencia brutos, es decir los valores de potencia que son introducidos realmente por los generadores en la red. En consecuencia, los valores nodales deben

ser ligeramente modificados con el fin de cumplir con las ecuaciones de balance de potencia. Sin embargo, es imposible asignar pérdidas simultáneamente a generadores y demandas al mismo tiempo, por lo que se asignan 50% de las pérdidas totales a los a las demandas utilizando un algoritmo de persecución desde las demandas hacia los generadores y el 50 % de las pérdidas totales son asignadas a los generadores utilizando un algoritmo de persecución desde los generadores hacia las demandas.

Para el algoritmo de persecución desde los generadores hacia las demandas (persecución hacia abajo) la potencia en bruto puede ser expresado es decir la sumatoria de todos los flujos que salen del nodo  $i$  se pueden expresar con las ecuaciones (1) y (2).

$$P_i^{bruto} = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^{abajo}} \delta_{ji} P_j^{bruto} = 1, \dots, n \quad (1)$$

$$\delta_{ji} = \frac{P_{ji}^{bruto}}{P_j^{bruto}} \approx \frac{P_{ji}}{P_j} \quad (2)$$

Donde:

$\sum_{j \in \alpha_i^{abajo}} \delta_{ji} P_j^{bruto}$  : Flujos de potencia que salen del nodo  $i$ .

$\alpha_i^{abajo}$  : Conjunto de nodos que reciben potencia desde el nodo  $i$ .

La ecuación (1) constituye un sistema de ecuaciones lineales que puede ser escrito como se muestra en la ecuación (3)

$$A_{abajo} P^{bruto} = P_G \quad (3)$$

Entonces, la demanda bruta en el nodo  $i$ , puede ser expresada como función de los flujos  $P_{ij}$  e inyecciones reales  $P_i$  tomadas de la solución de un flujo de carga como se muestra en la ecuación (4).

$$P_{Gi}^{bruto} = \frac{P_{Gi}}{P_i} \sum_{j=1}^n [A_{abajo}^{-1}]_{ij} P_{Dj} \quad i = 1, \dots, n \quad (4)$$

Por lo que las pérdidas asignadas a los generadores son expresadas como se muestra en la ecuación (5).

$$L_{Gi} = P_{Gi}^{bruto} - P_{Gi} \quad i = 1, \dots, n \quad (5)$$

Para el algoritmo de persecución desde las demandas hacia los generadores (persecución hacia arriba) el flujo de potencia bruto  $P_i^{bruto}$  puede ser expresado como lo muestra la ecuación 6.

$$P_i^{bruto} = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i^{arriba}} \delta_{ji} P_j^{bruto} \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

Donde;

$\sum_{j \in \alpha_i^{arriba}} \delta_{ji} P_j^{bruto}$  : Flujos de potencia que salen del nodo  $i$ .

$\alpha_i^{abajo}$  : Conjunto de nodos que envían potencia hacia el nodo  $i$ .

La ecuación (6) también constituye un sistema de ecuaciones lineales que puede ser escrito como se muestra en la ecuación (7).

$$A_{abajo} P^{bruto} = P_G \quad (7)$$

Entonces, la demanda bruta en el nodo  $i$  es obtenida según la ecuación (8).

$$P_{Di}^{bruto} = \frac{P_{Di}}{P_i} \sum_{j=1}^n [A_{arriba}^{-1}]_{ij} P_{Gj} \quad i = 1, \dots, n \quad (8)$$

Por lo que las pérdidas asignadas a las demandas son expresadas por la ecuación (9).

$$L_{Di} = P_{Di}^{bruto} - P_{Di} \quad i = 1, \dots, n \quad (9)$$

## 2.4. Bases Conceptuales

**Generación distribuida**, [11] no hay una definición exacta sobre lo que es la generación distribuida, ya que dicha definición puede realizarse en función de la potencia, lugar donde se conecta la red, tecnología empleada, etc. Pero está claro que la generación distribuida debe ser aquella que está más cerca del consumidor, ya que en mucho de los casos es el propio consumidor que la genera, adoptando el papel de “prosumidor” (productor-consumidor), y que va a estar conectado a la red

de baja o media tensión (distribución) e incluso a la red de transporte si es que en esos puntos existen grandes consumos, aunque en menos casos. También podrá utilizarse este concepto cuando se hable de generaciones con consumos aislados de la red eléctrica.

**Asignación de pérdidas**, procedimiento que toma las pérdidas del sistema de distribución y las divide para que su costo sea responsabilidad de los agentes involucrados que para nuestro caso es el propietario del sistema en media tensión y el propietario del generador (Minicentral Hidroeléctrica).

**Sistemas de distribución**, [12] es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y los medidores.

**Autobuses (bus)**, en términos de generación distribuida, smart grid, etc. es una matriz, una vía principal, red principal, o similar que se encarga de transportar la energía eléctrica entre todos los involucrados. Es algo como sistema interconectado nacional, eso es lo que es un bus digámoslo a gran escala, sino que, en microrredes o generación distribuida, a ese mismo principio de la red nacional se aplica al conjunto de conductores que la hace de sistema principal de distribución de electricidad.

**Pérdidas eléctricas**, cociente entre la energía que se pierde en el sistema eléctrico durante el periodo de facturación por causa de un consumidor, y la que se perdería en el caso que se considera óptimo.

**Algoritmo**, conjunto ordenado de operaciones sistemáticas que permite hacer un cálculo y hallar la solución de un tipo de problema.

**Consumidor**, más conocido como usuario final. Le da el uso final a la energía transportada por un determinado sistema eléctrico, está medido en kW-h.

**Generador**, es quien haciendo uso de los diferentes recursos que nos ofrece la naturaleza genera energía.

**Energías renovables**, son aquellas energías que proviene de fuentes naturales ilimitadas, éstas no tienen un impacto en el medio ambiente ya que no generan residuos contaminantes.

## 2.5. Operacionalización de Variables

### A. Variable dependiente

- Asignación de pérdidas.

### B. Variable independiente

- Generación distribuida

TABLA I.

OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de Medición
Variable independiente: Generación distribuida	Producción de energía eléctrica mediante plantas conectadas a la red de distribución, cercanas a los puntos de consumo, como minicentrales hidroeléctricas.	Cantidad de energía generada por la minicentral hidroeléctrica Las Canteras conectada a la red de distribución, medida en kWh.	Capacidad instalada	Energía generada	Razón (kWh)
			Producción efectiva	Capacidad instalada	Razón (MW)

Variable dependiente Asignación de pérdidas	Distribución proporcional de las pérdidas de energía en la red de distribución entre los participantes según su contribución o consumo.	Proceso de distribución proporcional de las pérdidas de energía entre generadores y consumidores en función de su participación.	Métodos de asignación	Proporción de pérdidas asignada	Porcentaje (%)
			Participación proporcional	Pérdidas energéticas asignadas	Razón (kWh).

## 2.6. Hipótesis

La aplicación de una metodología de participación proporcional para la asignación de pérdidas en la red de distribución, basada en la generación distribuida de la minicentral hidroeléctrica Las Canteras, permite una distribución más equitativa y eficiente de las pérdidas energéticas entre los generadores y consumidores conectados a la red.

### **III. MÉTODOS METODOLÓGICO**

#### **3.1. Diseño de contrastación de hipótesis**

El nivel fue exploratorio ya que el presente estudio se encargó de investigar y proponer un nuevo método de cálculo de asignación de pérdidas bajo el concepto de participación proporcional entre actores de la red eléctrica de distribución y que rescate la información de campo existente en el concesionario que opera la red eléctrica de distribución.

La Modalidad básica de investigación fueron las modalidades bibliográficas y modelamiento matemático, la presente tesis fue de tipo análisis matemático y modelamiento. El modelo matemático es un método de cálculo que permitió determinar la participación porcentual en las pérdidas eléctricas y la asignación de pérdidas eléctricas anual a cada uno de los actores que suplen de energía eléctrica al alimentador TUM-202: ElectroNorte S.A. y Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras.

Para el procesamiento y análisis de resultados, el plan es el siguiente: primero se organizó la información obtenida de manera que sea más fácil su interpretación, después se procesó los datos usando las diferentes técnicas gráficas y estadísticas, se continuo con relacionar los datos con los objetivos y la hipótesis, luego se comprobó la hipótesis y por último se establecieron las conclusiones y recomendaciones.

#### **3.2. Población y Muestra**

##### **3.2.1. Población**

Como población se consideró el alimentador TUM-202, compuesto por 128 subestaciones

##### **3.2.2. Muestra**

No se considera por que se tomó toda la población para el estudio.

### **3.3. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos**

#### **3.3.1. Técnicas para recolección de datos**

- **Análisis de datos**, se analizaron los datos de pérdidas del sistema de distribución en media tensión del alimentador TUM-202 en estudio que fueron proporcionados por el concesionario.
- **Informe de reporte de pérdidas**, se hizo un estudio del reporte emitido por el consultor encargado de cuantificar las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución de ElectroNorte S.A.
- **Análisis de documentos**, son de publicaciones en revistas indexadas, artículos, tesinas, libros y cualquier información confiable que de manera fehaciente proporcione una información que aporte a la presente investigación.

#### **3.3.2. Instrumentos de recolección de datos**

- Ficha de análisis de dato.
- Informe de reporte de pérdidas.
- Ficha de análisis de documentos.

#### **3.3.3. Procesamiento y Análisis de Datos**

El análisis de datos se realizó por medio de estadística descriptiva y se desarrolló una metodología que propone la participación proporcional en cuanto a la asignación de las pérdidas en la red de distribución.

#### IV. RESULTADOS

##### 4.1 Determinar las pérdidas totales de las sub estaciones en el alimentador TUM-202 de Electronorte SA.

El alimentador TUM – 202 es un alimentador que pertenece a la concesionaria Electronorte SA este consta de 128 sub estaciones con potencias entre 5 a 225 kVA en la tabla II se muestra el resumen de estas.

TABLA II.  
SUB ESTACIONES EN EL ALIMENTADOR TUM-202

Potencia KVA	Cantidad
5	6
10	8
15	2
25	47
37.5	19
40	12
50	15
75	11
100	4
160	2
200	1
225	1
Total	128

En el anexo 01 se aprecia la toma de datos en su detalle, de las 128 sub estaciones analizadas se encontró la carga que alimentan es así que se encontraron dos sub estaciones que no están en funcionamiento ya que, aunque existen físicamente la carga que alimentan es de 0, en la tabla III se muestran estas dos sub estaciones con su código respectivo dentro del alimentador.

TABLA III.  
SUBESTACIONES QUE NO TIENEN CARGA

Código SED	Propiedad	Potencia KVA	Carga KW
<b>EN1579</b>	D	50	0
<b>EN1854</b>	D	75	0

Dentro del alimentador no solo existen estas dos sub estaciones sin carga, sino que también se encontraron un conjunto de estas que según los registros de la concesionaria tienen una carga por encima de la potencia en la sub estación estas se muestran en la tabla IV.

TABLA IV.  
SUBESTACIONES CON CARGA POR ENCIMA DE SU POTENCIA

Código SED	Propiedad	Potencia KVA	Carga KW
<b>EN1375</b>	D	25	31.41
<b>EN1416</b>	D	25	31.22
<b>EN1525</b>	D	5	5.34
<b>EN1529</b>	D	37.5	37.82
<b>EN1433</b>	D	50	50.12
<b>EN1435</b>	D	50	50.12

Descartando estas 8 sub estaciones por la irregularidad de su funcionamiento se muestra en la Figura 12 las potencias de las 120 sub estaciones restantes en comparación con la carga alimentada.



225	18.21	18.21
Total		4935.86

El otro tipo de pérdidas en el transformador son las pérdidas en el núcleo por lo que muestra en la tabla VI las pérdidas en promedio y totales según potencia de transformador.

TABLA VI.

## PÉRDIDAS POR BOBINADO SEGÚN POTENCIA DE SUBESTACION

Potencias de transformador KVA	Pérdidas en Núcleo kWh	
	Promedio	Total
5	29.52	147.60
10	51.30	410.40
15	60.48	120.96
25	89.00	4005.00
37.5	144.30	2597.40
40	138.96	1667.52
50	187.20	2246.40
75	259.20	2592.00
100	316.80	1267.20
160	472.32	944.64
200	532.80	532.80
225	599.40	599.40
Total		17131.32

Teniendo en cuenta los resultados mostrados en las tablas V y VI se determinan las pérdidas totales de cada sub estación considerando sus potencias, en la tabla VII y figura 13 se muestra esta comparación.

TABLA VII.

## PÉRDIDAS TOTALES EN SUB ESTACION SEGÚN SU POTENCIA

Potencias de transformador KVA	Pérdidas en Bobinado kWh	Pérdidas en Núcleo kWh	Pérdidas Totales kWh
5	58.28	147.60	205.88
10	61.93	410.40	472.33
15	7.28	120.96	128.24
25	1650.15	4005.00	5655.15
37.5	1092.78	2597.40	3690.18

40	382.49	1667.52	2050.01
50	604.70	2246.40	2851.10
75	670.27	2592.00	3262.27
100	276.84	1267.20	1544.04
160	105.64	944.64	1050.28
200	7.29	532.80	540.09
225	18.21	599.40	617.61
Total	4935.86	17131.32	22067.18

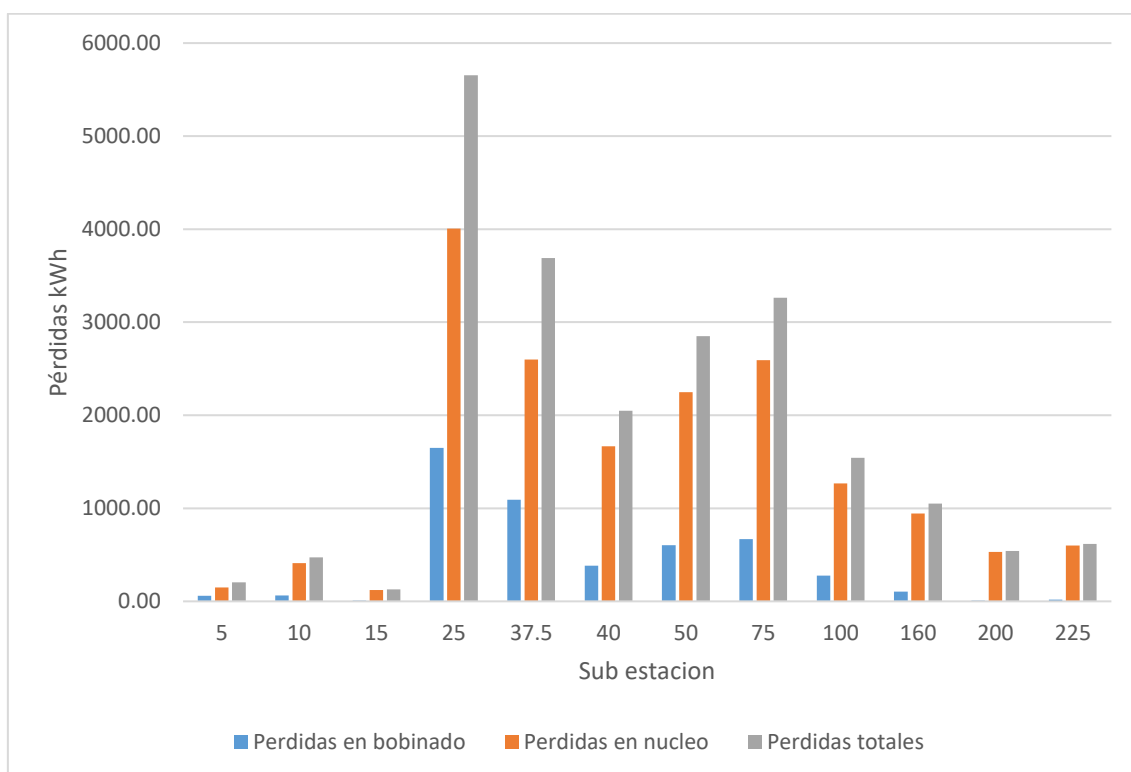


Figura 5. Pérdidas totales en sub estación según su potencia

Las pérdidas más prominentes se ven en las sub estaciones de 25 kVA esto está entendido por que estas son la sub estaciones más numerosas en el alimentador, por lo que se muestra la tabla VIII que es un comparativo entre las pérdidas a nivel porcentual y la cantidad de sub estaciones también a nivel porcentual.

TABLA VIII.

COMPARATIVO ENTRE PORCENTAJES DE PÉRDIDAS Y CANTIDAD DE SUB ESTACIONES SEGÚN SU POTENCIA

Potencias de transformador kVA	Pérdidas Totales kWh		Cantidad	
5	205.88	1%	6	5%
10	472.33	2%	8	6%
15	128.24	1%	2	2%
25	5655.15	26%	47	37%
37.5	3690.18	17%	19	15%
40	2050.01	9%	12	9%
50	2851.1	13%	15	12%
75	3262.27	15%	11	9%
100	1544.04	7%	4	3%
160	1050.28	5%	2	2%
200	540.09	2%	1	1%
225	617.61	3%	1	1%
Total	22067.18	100%	128	100%

En la tabla VIII se muestra los porcentajes de pérdidas en relación al total de las mismas por el tipo de sub estación considerando su potencia, en cuanto a la cantidad de sub estaciones también se muestra el porcentaje que tiene cada uno de los tipos de sub estación según su potencia de manera porcentual con lo que se puede apreciar que las pérdidas de energía se relacionan directamente a la cantidad de sub estaciones en el alimentador.

#### **4.2 Realizar una propuesta de método de cálculo de asignación de pérdidas bajo la configuración de la red eléctrica de distribución considerada como caso de estudio: Alimentador TUM – 202.**

El modelo matemático se inicia con lo que es la matriz de admitancia tanto por la definición como el colocarla como caso de estudio en el cual contenga una minicentral hidroeléctrica. A continuación, se analizó lo que es el flujo de potencia asumiendo el escenario del caso de estudio del alimentador TUM-202 de ElectroNorte S.A. Luego, se aplicó el concepto de reparto proporcional en su definición (teoría). Todo lo descrito anteriormente, aplico al caso de estudio bajo diferentes escenarios.

#### 4.2.1 Sobre la matriz de admitancias.

Si se tiene las matrices de admitancias, voltaje y corriente, así como su relación según lo mostrado en la tabla IX con las ecuaciones (10), (11), (12) y (13).

TABLA IX.  
RELACIÓN ENTRE ADMITANCIAS, VOLTAJE Y CORRIENTE

Descripción	Ecuación	Relación
Admitancia	$[Y] = Y_{ij}$ (10)	
Voltaje	$[V] = V_{ij}$ (11)	$Y_{ij}V_{ij} = I_{ij}$ (13)
Corriente	$[I] = I_{ij}$ (12)	

Teniendo la relación entre la admitancia  $Y$  y la impedancia  $Z$ , y siendo la impedancia un número complejo cuya parte real es la resistencia eléctrica  $R$  y la componente imaginaria la resta de las reactancias inductiva  $X_L$  y reactancia capacitiva  $X_C$ , las cuales se expresan con la ecuación (14) y (15)

$$Y = \frac{1}{Z} \quad (14)$$

$$Z = r + j(X_L - X_C) \quad (15)$$

Entonces obtenemos una relación para la impedancia basada en los números complejos de resistencia y reactancias tanto inductiva como capacitiva esta relación se expresa en la ecuación (15).

$$Y = \frac{1}{Z} = \frac{1}{R + j(X_L - X_C)} = \frac{1}{R + j(X_L - X_C)} \frac{R - j(X_L - X_C)}{R - j(X_L - X_C)} \quad (15)$$

$$Y = \frac{R}{R^2 + (X_L - X_C)^2} - j \frac{X_L - X_C}{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

Cuando se tiene un sistema de tres barras el conjunto de ecuaciones varía para cada intensidad, los cuales se relacionan en un conjunto matricial de ecuaciones para las corrientes, admitancias y voltajes.

$$I_{11} = Y_{11}V_{11} + Y_{12}V_{21} + Y_{13}V_{31}$$

$$I_{12} = Y_{11}V_{12} + Y_{12}V_{22} + Y_{13}V_{32}$$

...

$$I_{33} = Y_{31}V_{13} + Y_{32}V_{23} + Y_{33}V_{33}$$

#### 4.2.2 Sobre el flujo de potencia y las pérdidas eléctricas.

Teniendo en consideración la relación del flujo de potencia  $I$  y que la red de distribución de media tensión solo considera potencia activa surge la relación mostrada en la tabla X en las ecuaciones (16), (17) y (18).

TABLA X.

RELACIÓN ENTRE FLUJO DE POTENCIA Y POTENCIA ACTIVA EN MT

Descripción	Ecuación	Relación
Flujo de potencia	$I = YV$ (16)	$VI = YV^2$ (18)
Potencia activa (MT)	$P = YV^2$ (17)	

En una red de distribución de media tensión es usual que haya más de una subestación eléctrica, entonces, si se considera para una determinada subestación eléctrica  $i$  la potencia instantánea  $P_i$  se puede identificar con la ecuación (19).

$$P_i = V_i I_i = Y_i V_i^2 \quad (19)$$

Pero la medición de potencias instantáneas no se da debido a que implica algo no práctico de tomar datos distanciados una infinitesimal diferencia de tiempo entre dato y dato. Lo que se hace es que para cada subestación  $i$ , el registro de un dato de potencia eléctrica  $P_{ij}$  es válido para un período de tiempo  $\Delta t_j$  y, por lo tanto, la energía eléctrica que fluye a través de la subestación eléctrica  $E_A$  durante un período de observación  $N \Delta t$  se determina con las ecuaciones (20) y (21).

$$E_A = \sum_j^N P_{ij} \Delta t_{ij} \quad (20)$$

$$E_A = \sum_j^N (Y_i V_i^2) \Delta t_j \quad (21)$$

Sin embargo, para cada subestación  $i$  en el tiempo  $j$  existen las pérdidas eléctricas  $Pe_{ij}$  las cuales pueden ser (a) calculadas mediante lecturas de campo con instrumentos especializados, y/o (b) ser determinadas como parte proporcional  $\alpha$  al flujo de potencia a través de la subestación según la ecuación (22).

$$Pe_{ij} \cong \alpha P_{ij} \quad (22)$$

Las pérdidas de potencia eléctrica  $E_{Pe}$  durante un período de observación de duración  $N\Delta t$  se determina mediante la ecuación (23).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \quad (23)$$

Siendo esta energía perdida ser representada por una potencia equivalente de pérdidas eléctricas que se presenta constante durante el período de observación  $N\Delta t$  y que se representa según la ecuación (24).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \cong Pe_{eq} \sum_j^N \Delta t_j \quad (24)$$

En la ecuación (24) si se considera que el  $\Delta t_j$  se mide cada hora entonces la ecuación anterior toma de la ecuación (24).

$$E_{Pe} = \sum_j^N Pe_{ij} \Delta t_j \cong Pe_{eq} N\Delta t_j \quad (24)$$

Teniendo en consideración a la ecuación (24) se puede llevar a la relación mostrada en la ecuación (25).

$$\sum_j^N P_{e_{ij}} = P_{e_{eq}} N \Rightarrow P_{e_{eq}} = \frac{1}{N} \sum_j^N P_{e_{ij}} \quad (25)$$

Por lo que con esto se uniformiza todo a una potencia equivalente y por lo tanto tengo un flujo de potencia equivalente con el cual se puede usar la metodología proporcional.

#### 4.2.3 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas.

Según [14], el método de reparto proporcional se basa en la aplicación de la ley de Kirchhoff para corrientes (la suma de todas las corrientes en un nodo es cero) y en la suposición de que el flujo de potencia activa que sale de un nodo  $k$  de la red por una determinada línea es la suma de las contribuciones de los flujos de potencia que llegan a dicho nodo  $k$  en forma proporcional al valor de las potencias entrantes. En el esquema de la Figura 14 se muestra el nodo  $k$  con el ingreso de potencias.

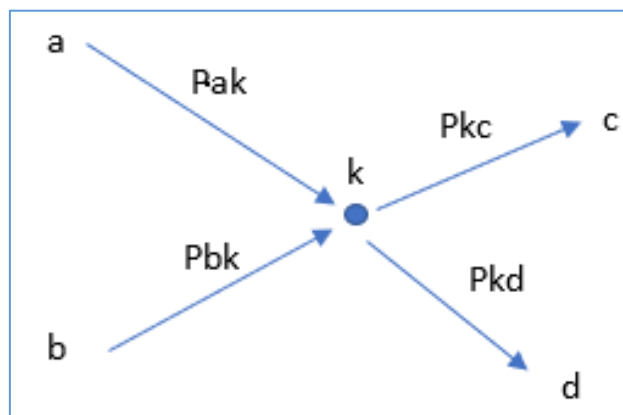


Figura 6. Balance de potencias método de Blalek [b-001]

Según se ve en la figura 14 para el nodo  $k$ , se cumple el balance de potencias como se muestra en la ecuación (26).

$$P_{ak} + P_{bk} = P_{kc} + P_{kd} \quad (26)$$

La suposición realizada por el método de reparto proporcional es que el flujo de la línea  $P_{kd}$  está compuesto de una fracción proveniente del flujo  $P_{ak}$  y por una fracción proveniente de  $P_{bk}$ , mediante la ecuación (27).

$$P_{kd} = \frac{P_{ak}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd} + \frac{P_{bk}}{P_{ak} + P_{bk}} P_{kd} \quad (27)$$

Sin embargo, en la red de distribución de media tensión, no se tiene barras sino puntos de empalme algunos de ellos se realizaron en algún poste o desde una subestación, como se puede apreciar de manera ilustrativa en la Figura 15 que viene a ser una representación del caso de estudio que se aborda en la presente tesis, en que la Red de Media Tensión (L.T.), y; la Central Hidroeléctrica (C.H.) Entre L.T. y C.H. existe una red física de conductores eléctricos que permiten el transporte de la energía hasta las subestaciones eléctricas, que son a la vez las que suplen de energía eléctrica a las cargas eléctricas (usuarios del servicio de electricidad – clientes).

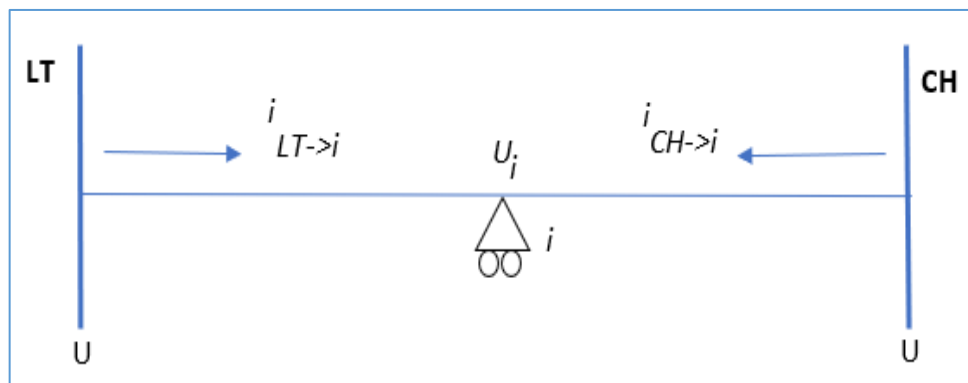


Figura 7. Esquema de flujo de corrientes desde CH y LT hacia subestación  $i$

#### 4.2.4 Método Proporcional de Asignación de Pérdidas considerando dos fuentes de energía eléctrica y un conjunto de subestaciones eléctricas.

Considerando los puntos de empalme de LT y CH al mismo nivel de tensión, en este caso 22,9 kV. Esto se asumió debido a que se puede regular la excitación del generador eléctrico y los taps del transformador elevador de la CH. Bajo este criterio, el voltaje del primario de todas las subestaciones eléctricas es menor que el voltaje de LT y CH.

Se considero que, debido a la diferencia de tensión entre CH, LT y las subestaciones eléctricas; tanto CH y LT alimentan a las subestaciones, aunque pueda ser mínimo a una de ellas por la distancia cercana que puede haber entre alguna subestación y CH y/o LT. En la Figura se muestra la corriente  $i_{LT \rightarrow i}$  que es la corriente que va desde LT hasta la subestación  $i$ , y;  $i_{CH \rightarrow i}$  que es la corriente eléctrica que va desde CH hasta la subestación  $i$ . Este supuesto permite que la subestación  $i$  reciba energía eléctrica tanto de LT como de CH.

Los datos de los parámetros  $U$  y  $U_i$  se conocen, dado que son reportados o se tienen registrados. Entonces hubo impedancias y/o admitancias que nos permitió calcular la corriente eléctrica que proviene de LT y CH hacia una subestación determinada, la denominaremos  $i_{eqi}$  y se calculó para cada subestación  $i$  que está siendo alimentada por CH y LT. La Figura muestra tanto la impedancia  $Z_{LT \rightarrow i}$  que se presenta entre LT y la subestación  $i$ , y; la impedancia  $Z_{CH \rightarrow i}$  que se presenta entre CH y la subestación  $i$ , en la figura

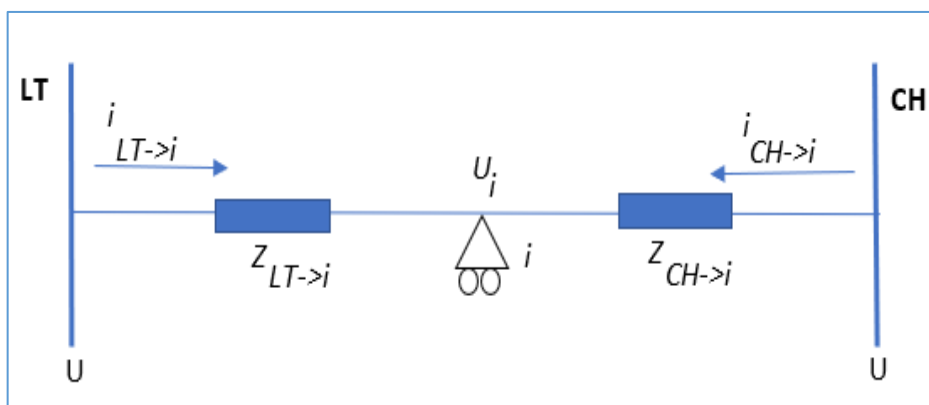


Figura 8. Esquema eléctrico para mostrar las impedancias  $Z_{LT \rightarrow i}$  y  $Z_{CH \rightarrow i}$ .

Luego se realizó el análisis de la proporcionalidad en función de las impedancias entre LT y la subestación  $i$ , y entre la CH y la subestación  $i$ , el cual se muestra en la ecuación (28).

$$i_{eq_i} = i_{LT \rightarrow i} + i_{CH \rightarrow i} = \frac{U_{LT} - U_i}{Z_{LT \rightarrow i}} + \frac{U_{CH} - U_i}{Z_{CH \rightarrow i}} \quad (28)$$

Si se considera que hemos asumido que  $U_{LT}$  es igual a  $U_{CH}$  entonces  $i_{eq_i}$  se puede expresar con la ecuación (29).

$$(U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{1}{Z_{LT \rightarrow i}} + \frac{1}{Z_{CH \rightarrow i}} \right\} = (U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\} \quad (29)$$

$$i_{eq_i} = (U_{LT} - U_i) \left\{ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\}$$

Luego multiplicando la ecuación (29) por  $(U_{LT} - U_i)$  para obtener  $P_{eq_i}$  se obtiene la ecuación (30) al final.

$$i_{eq_i}(U_{LT} - U_i) = \left\{ \frac{(U_{LT} - U_i) Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i) Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} \right\} (U_{LT} - U_i) \quad (30)$$

$$P_{eq_i} = \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} = P_{CH \rightarrow i} + P_{LT \rightarrow i}$$

En donde  $P_{CH \rightarrow i}$  es la potencia eléctrica que fluye desde CH hasta la subestación  $i$ ;  $P_{LT \rightarrow i}$  es la potencia eléctrica que fluye desde LT hasta la subestación  $i$ , y;  $P_{eq_i}$  es la potencia equivalente de la subestación  $i$ . Entonces se determinó el porcentaje de la potencia eléctrica que alimenta la subestación  $i$  y que proviene de la CH:  $\%P_{CH \rightarrow i}$  esto se modela hasta llegar a la ecuación (31).

$$\%P_{CH \rightarrow i} = \frac{P_{CH \rightarrow i}}{P_{eqi}} \times 100 \% = \frac{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}}{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}} \quad (31)$$

$$\%P_{CH \rightarrow i} = \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \times 100 \%$$

También se determinó, el porcentaje de la potencia eléctrica que alimentación la subestación  $i$  y que proviene de la LT:  $\%P_{LT \rightarrow i}$ , esta se modela hasta llegar a la ecuación (32).

$$\%P_{LT \rightarrow i} = \frac{P_{LT \rightarrow i}}{P_{eqi}} \times 100 \% = \frac{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}}{\frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}} + \frac{(U_{LT} - U_i)^2 Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{LT \rightarrow i} Z_{CH \rightarrow i}}} \times 100 \% \quad (32)$$

$$\%P_{LT \rightarrow i} = \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \times 100 \%$$

De manera general, las ecuaciones desarrolladas hasta el momento se pueden aplicar a una topología como se muestra en la Figura.

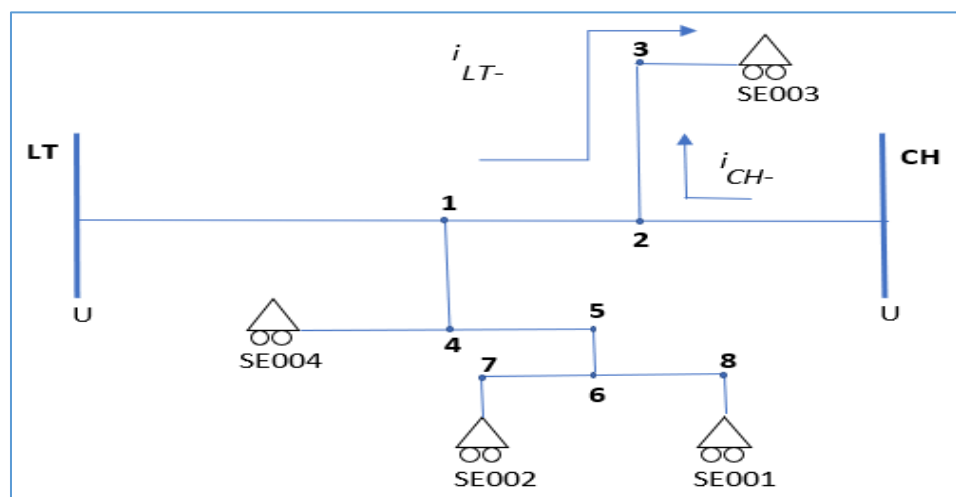


Figura 9. Esquema que representa la configuración típica de la red de distribución de media tensión en estudio

En la figura 17 las subestaciones  $i$  serían  $SE001$ ,  $SE002$ ,  $SE003$  y  $SE004$ , y; son alimentadas por LT y CH. Entonces, la participación porcentual de potencia eléctrica que alimenta a la subestación  $i$  y proviene de CH ( $\%P_{CH \rightarrow i}$ ) y de LT ( $\%P_{LT \rightarrow i}$ ) en las Tablas XI y XII se observa que el valor de las impedancias es fundamental para el cálculo.

TABLA XI.

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA  
CH A LAS SUBESTACIONES

$i$	$\%P_{CH \rightarrow i}$
$SE001$	$\%P_{CH \rightarrow SE001} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE001}}{Z_{CH \rightarrow SE001} + Z_{LT \rightarrow SE001}} \times 100 \%$
$SE002$	$\%P_{CH \rightarrow SE002} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE002}}{Z_{CH \rightarrow SE002} + Z_{LT \rightarrow SE002}} \times 100 \%$
$SE003$	$\%P_{CH \rightarrow SE003} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE003}}{Z_{CH \rightarrow SE003} + Z_{LT \rightarrow SE003}} \times 100 \%$
$SE004$	$\%P_{CH \rightarrow SE004} = \frac{Z_{CH \rightarrow SE004}}{Z_{CH \rightarrow SE004} + Z_{LT \rightarrow SE004}} \times 100 \%$

TABLA XII.

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE POTENCIA CON QUE ALIMENTA LT A  
LAS SUBESTACIONES

$i$	$\%P_{LT \rightarrow i}$
$SE001$	$\%P_{LT \rightarrow SE001} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE001}}{Z_{CH \rightarrow SE001} + Z_{LT \rightarrow SE001}} \times 100 \%$
$SE002$	$\%P_{LT \rightarrow SE002} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE002}}{Z_{CH \rightarrow SE002} + Z_{LT \rightarrow SE002}} \times 100 \%$
$SE003$	$\%P_{LT \rightarrow SE003} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE003}}{Z_{CH \rightarrow SE003} + Z_{LT \rightarrow SE003}} \times 100 \%$

<i>SE004</i>	$\%P_{LT \rightarrow SE003} = \frac{Z_{LT \rightarrow SE004}}{Z_{CH \rightarrow SE004} + Z_{LT \rightarrow SE004}} \times 100 \%$
--------------	---

Teniendo en cuenta la subestación *SE003* se tiene las ecuaciones (33) y (34).

$$Z_{CH \rightarrow SE003} = Z_{CH \rightarrow 2} + Z_{2 \rightarrow 3} + Z_{3 \rightarrow SE003} \quad (33)$$

$$Z_{LT \rightarrow SE003} = Z_{LT \rightarrow 1} + Z_{1 \rightarrow 2} + Z_{2 \rightarrow 3} + Z_{3 \rightarrow SE003} \quad (34)$$

Entonces, en cada subestación se tiene pérdidas asignadas a LT y a CH según la relación de impedancias desde LT y CH hasta la subestación. Por lo tanto, esta asignación de pérdidas por cada subestación se sumó para obtener las pérdidas totales asignadas a LT y a CH.

Usando las Tablas XI y XII, sea  $Pe_i$  las pérdidas eléctricas registradas en la subestación  $i$  se expresa por la ecuación (35).

$$Pe_i = Pl_i + Pa_i + Pm_i + Pn_i + Pb_i \quad (35)$$

Donde:

$Pl_i$  : Pérdidas en las líneas asignadas a la subestación  $i$

$Pa_i$  : Pérdidas en las acometidas asignadas a la subestación  $i$

$Pm_i$  : Pérdidas en los medidores asignados a la subestación  $i$

$Pn_i$  : Pérdidas en el núcleo asignadas a la subestación  $i$

$Pb_i$  : Pérdidas en las bobinas asignadas a la subestación  $i$ .

Por lo tanto, las pérdidas de potencia asignadas a la CH  $Pe_{CH \rightarrow i}$  y a la LT  $Pe_{LT \rightarrow i}$  es el resultado de multiplicar los respectivos porcentajes de suministro de potencia de CH y LT ( $\%P_{CH \rightarrow i}$  y  $\%P_{LT \rightarrow i}$ ) por  $Pe_i$  como se muestra en las ecuaciones.

$$Pe_{CH \rightarrow i} = \frac{\%P_{CH \rightarrow i}}{100} Pe_i \quad (36)$$

$$Pe_{LT \rightarrow i} = \frac{\%P_{LT \rightarrow i}}{100} Pe_i \quad (37)$$

Con lo cual se determinó la energía perdida asignada a la CH  $Ee_{CH \rightarrow i}$  y a la LT  $Ee_{LT \rightarrow i}$  durante un período de tiempo (que puede ser un mes, un año, etc.) según las ecuaciones (38) y (39).

$$Ee_{CH \rightarrow i} = \frac{\%P_{CH \rightarrow i}}{100} Ee_i \quad (38)$$

$$Ee_{LT \rightarrow i} = \frac{\%P_{LT \rightarrow i}}{100} Ee_i \quad (39)$$

En las ecuaciones (38) y (39)  $Ee_i$  es la energía que fluye por la subestación  $i$  durante un período determinado a evaluar sus pérdidas eléctricas y que considerando las respectivas impedancias se escriben como las ecuaciones (40) y (41).

$$Ee_{CH \rightarrow i} = \left[ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (40)$$

$$Ee_{LT \rightarrow i} = \left[ \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (41)$$

Entonces teniendo  $N$  subestaciones involucradas se tiene que,  $Ee_{LT}$  son las pérdidas de energía eléctrica total asignada a LT y  $Ee_{CH}$  son las pérdidas de energía total asignada a CH que se determina mediante las ecuaciones (42) y (43).

$$Ee_{CH} = \sum_{i=1}^N Ee_{CH \rightarrow i} \quad (42)$$

$$Ee_{LT} = \sum_{i=1}^N Ee_{LT \rightarrow i} \quad (43)$$

Las cuales se puede escribir según las ecuaciones (44) y (45) donde  $i$  es el identificador de subestación y  $N$  es la cantidad de subestaciones.

$$Ee_{CH} = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{Z_{CH \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (44)$$

$$Ee_{LT} = \sum_{i=1}^N \left[ \frac{Z_{LT \rightarrow i}}{Z_{CH \rightarrow i} + Z_{LT \rightarrow i}} \right] Ee_i \quad (45)$$

La sumatoria va de subestación en subestación calculando la asignación de pérdidas en cada subestación y luego sumar todas las subestaciones. Con esto se puede calcular las pérdidas totales  $Ee$  según la ecuación (46).

$$Ee = Ee_{CH} + Ee_{LT} \quad (46)$$

Y los respectivos porcentajes de asignación a LT  $\%Ee_{LT}$  y CH  $\%Ee_{CH}$  que vienen a ser según las ecuaciones (47) y (48) y que viene ser la parte comercial monetaria en que se distribuyan los costos asociados a las pérdidas eléctricas.

$$\%Ee_{CH} = \frac{Ee_{CH}}{Ee} 100 \% \quad (47)$$

$$\%Ee_{LT} = \frac{Ee_{LT}}{Ee} 100 \% \quad (48)$$

**4.3 Realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas anuales del Alimentador TUM – 202 que son asignados al generador distribuido (Minicentral Hidroeléctrica Las Canteras) como al concesionario de la red eléctrica de distribución (Electro Norte S.A.)**

Para el caso comparativo, lo realizado se puede simplificar considerando la no existencia de CH y se calcula las pérdidas para la existencia de LT, para lo cual ya se tiene registros de campo recolectados. Con el ingreso de CH, LT va a tener que reducir las pérdidas eléctricas asignadas debido al flujo de potencia desde CH a cada subestación  $i$ .

En el caso de que se tuviera lecturas horarias del sistema (subestaciones, LT y CH), se puede tener cálculos más finos como el porcentaje de infiltración de CH en el sistema en estudio, lo descrito líneas arriba es considerando que la data que se tiene son pérdidas anualizadas. Para determinar la impedancia existente entre LT y CH con cada subestación  $i$ , es posible realizarlo mediante matrices que tengan la información suficiente entre nodo y nodo y bajo los siguientes criterios:

1. Una matriz [C] que contenga 0's y 1's que sean indicadores de que existe (1) o no (0) una conexión física entre nodos y entre nodos límites y LT y CH.
2. Una matriz [L] que contenga las longitudes L que existe entre nodo y nodo, y entre nodos límites y LT y CH.

3. Una matriz que contenga las secciones de conductor en  $\text{mm}^2$  que existe entre nodo y nodo y entre los nodos límites y LT y CH.
4. Considerando que  $Z = Z_u L$  donde  $Z_u$  es la impedancia por unidad de longitud  $[Z_u] = [R_u + j(X_{L_u} + X_{C_u})]$ , entonces  $Z_u$  se puede obtener de catálogo de fabricante y, por lo tanto, junto con la matriz de conexión [C], la de longitudes [L] y el de impedancias unitarias se puede determinar la matriz de impedancias entre nodo y nodo, y; entre nodos límites y LT y CH, bajo la siguiente ecuación (49).

$$[Z] = [C][Z_u][L] \quad (49)$$

Teniendo en cuenta la metodología propuesta se recogieron las impedancias de LT y CH proporcionadas por la concesionaria y aplicando las ecuaciones (47) y (48) se determinar la proporción de pérdidas para LT y CH, esto se muestra en la tabla XIII.

TABLA XIII.

PÉRDIDAS SEGÚN PROPORCION PARA LT Y CH

Subestación	Impedancia [ $\Omega$ ]		Proporción [%]		Pérdidas [kWh]		
	LT	CH	LT	CH	Totales	LT	CH
EN1470	0.216	14.163	1.503	98.497		0.000	0.000
EN1854	2.078	12.331	14.424	85.576	259.200	37.388	221.812
EN1563	4.550	11.878	27.694	72.306		0.000	0.000
EN1516	8.275	15.604	34.654	65.346	113.528	39.342	74.186
EN1519	13.718	21.047	39.459	60.541	164.525	64.920	99.604
EN1518	9.215	16.544	35.775	64.225	347.475	124.308	223.168
EN1517	9.587	16.915	36.173	63.827	278.266	100.657	177.608
EN1520	10.842	18.171	37.370	62.630	212.698	79.485	133.214
EN1559	12.556	19.885	38.704	61.296		0.000	0.000

EN1521	12.487	19.816	38.656	61.344	234.554	90.670	143.885
EN1535	7.718	6.732	53.414	46.586	200.439	107.062	93.377
EN1536	8.714	7.727	53.000	47.000	109.885	58.240	51.646
EN1537	10.294	9.307	52.517	47.483	109.885	57.708	52.177
EN1853	8.816	5.364	62.171	37.829	273.770	170.206	103.564
EN1428	8.830	5.232	62.796	37.204		0.000	0.000
EN1375	8.988	5.389	62.515	37.485	328.656	205.461	123.195
EN1376	9.348	5.749	61.918	38.082	161.095	99.747	61.348
EN1366	9.256	5.657	62.065	37.935	175.666	109.026	66.639
EN1371	9.518	5.919	61.656	38.344	95.528	58.898	36.629
EN1364	9.402	5.803	61.834	38.166		0.000	0.000
EN1377	9.551	5.952	61.606	38.394	121.026	74.560	46.466
EN1378	9.941	6.338	61.065	38.935	106.456	65.007	41.448
EN1369	9.799	6.200	61.247	38.753	117.384	71.893	45.490
EN1379	9.907	6.308	61.096	38.904	99.170	60.590	38.581
EN1380	9.979	6.381	60.998	39.002	128.311	78.267	50.044
EN1382	10.249	6.651	60.647	39.353	99.170	60.144	39.027
EN1381	10.270	6.671	60.621	39.379	110.098	66.742	43.356
EN1429	9.024	5.082	63.972	36.028		0.000	0.000
EN1555	9.126	4.968	64.752	35.248		0.000	0.000
EN1351	9.230	4.907	65.291	34.709	324.085	211.598	112.488
EN1352	9.742	5.419	64.258	35.742	168.380	108.198	60.182
EN1353	10.024	5.701	63.745	36.255	317.003	202.074	114.929
EN1385	10.339	6.722	60.601	39.399		0.000	0.000
EN1354	10.325	6.002	63.239	36.761	483.248	305.600	177.647
EN1374	10.971	6.648	62.268	37.732		0.000	0.000
EN1365	10.587	6.263	62.828	37.172	139.239	87.482	51.758
EN1363	10.688	6.365	62.676	37.324	185.869	116.495	69.374

EN1384	10.755	6.439	62.549	37.451	110.098	68.865	41.233
EN1368	10.976	6.653	62.261	37.739	146.525	91.228	55.297
EN1385	11.045	6.722	62.166	37.834	124.669	77.502	47.167
EN1386	11.366	7.043	61.742	38.258	131.954	81.471	50.483
EN1389	11.184	6.861	61.978	38.022	233.734	144.864	88.870
EN1319	11.381	7.058	61.723	38.277	209.056	129.035	80.021
EN1387	11.494	7.171	61.581	38.419	113.741	70.043	43.698
EN1388	11.645	7.322	61.397	38.603	102.813	63.124	39.689
EN1390	11.612	7.093	62.082	37.918	131.954	81.920	50.034
EN1370	12.642	8.032	61.148	38.852	106.456	65.096	41.360
EN1391	12.445	7.836	61.364	38.636	99.170	60.855	38.315
EN1392	12.940	8.330	60.836	39.164	95.528	58.115	37.413
EN1355	9.434	4.911	65.765	34.235	335.013	220.322	114.691
EN1356	9.855	5.332	64.890	35.110	353.226	229.209	124.017
EN1383	9.999	6.016	62.435	37.565	193.879	121.048	72.831
EN1394	10.375	5.852	63.936	36.064	110.098	70.392	39.706
EN1357	10.638	6.116	63.498	36.502	131.741	83.652	48.089
EN1358	10.937	6.415	63.033	36.967	617.613	389.298	228.315
EN1359	10.765	6.243	63.296	36.704	204.082	129.176	74.906
EN1360	10.555	6.032	63.633	36.367	281.056	178.845	102.211
EN1393	10.911	6.878	61.336	38.664	121.026	74.232	46.794
EN1361	10.785	6.262	63.266	36.734	110.098	69.655	40.443
EN1362	10.976	6.453	62.976	37.024	335.695	211.406	124.289
EN1396	11.308	6.785	62.499	37.501	99.170	61.980	37.190
EN1395	11.401	6.878	62.372	37.628	113.741	70.942	42.799
EN1571	12.135	7.612	61.452	38.548		0.000	0.000
EN1397	10.237	4.876	67.735	32.265	106.456	72.108	34.348
EN1435	10.555	3.605	74.544	25.456	529.607	394.787	134.819

EN1401	15.332	7.497	67.161	32.839	262.364	176.206	86.158
EN1408	15.520	7.799	66.556	33.444	393.977	262.214	131.763
EN1409	15.972	8.067	66.444	33.556	328.410	218.208	110.202
EN1413	16.352	8.631	65.452	34.548	281.056	183.958	97.098
EN1414	16.508	8.787	65.262	34.738	178.584	116.547	62.037
EN1411	16.323	8.602	65.489	34.511	161.095	105.499	55.596
EN1412	16.465	8.744	65.314	34.686	335.695	219.255	116.440
EN1404	15.730	8.009	66.262	33.738	324.767	215.198	109.570
EN1405	15.904	8.183	66.027	33.973	215.010	141.965	73.045
EN1406	16.383	8.662	65.414	34.586	324.289	212.130	112.159
EN1565	16.435	8.714	65.350	34.650	145.800	95.281	50.519
EN1407	16.921	9.200	64.779	35.221	273.770	177.346	96.424
EN1550	19.464	12.082	61.701	38.299	59.125	36.481	22.645
EN1551	20.363	12.981	61.069	38.931	109.885	67.106	42.779
EN1402	15.683	7.962	66.326	33.674	139.239	92.352	46.887
EN1403	15.802	8.081	66.164	33.836	150.167	99.357	50.810
EN1430	16.008	8.289	65.884	34.116		0.000	0.000
EN1431	16.106	8.390	65.749	34.251		0.000	0.000
EN1552	16.643	8.927	65.088	34.912		0.000	0.000
EN1436	17.121	9.400	64.557	35.443	95.528	61.670	33.858
EN1556	19.171	11.450	62.607	37.393	113.528	71.077	42.451
EN1417	19.507	11.786	62.337	37.663	121.130	75.509	45.622
EN1418	20.291	12.570	61.748	38.252	117.488	72.546	44.942
EN1447	20.321	12.600	61.727	38.273	540.085	333.378	206.708
EN1859	20.434	12.715	61.643	38.357		0.000	0.000
EN1415	20.626	12.905	61.513	38.487	132.058	81.233	50.825
EN1416	21.035	13.314	61.239	38.761	325.013	199.036	125.978
EN1522	25.428	17.707	58.950	41.050	33.163	19.549	13.613

EN1539	27.807	20.086	58.061	41.939		0.000	0.000
EN1523	27.991	20.271	57.999	42.001	36.805	21.347	15.459
EN1547	28.942	20.950	58.010	41.990	64.123	37.197	26.925
EN1548	29.704	21.494	58.018	41.982	58.405	33.885	24.520
EN1524	26.983	19.262	58.348	41.652	33.163	19.350	13.813
EN1525	29.142	21.421	57.635	42.365	87.802	50.605	37.197
EN1439	19.447	11.726	62.384	37.616		0.000	0.000
EN1419	19.447	15.939	54.957	45.043	269.967	148.366	121.601
EN1420	19.599	16.091	54.915	45.085	182.544	100.244	82.300
EN1423	20.002	16.493	54.806	45.194	160.688	88.067	72.621
EN1421	19.785	16.277	54.864	45.136	171.616	94.156	77.460
EN1422	20.121	16.613	54.775	45.225	175.258	95.998	79.260
EN1538	20.210	16.702	54.752	45.248		0.000	0.000
EN1373	20.354	16.826	54.744	45.256		0.000	0.000
EN1424	20.026	16.518	54.800	45.200	153.403	84.065	69.338
EN1425	20.185	16.677	54.759	45.241	244.468	133.867	110.601
EN1427	20.367	16.859	54.712	45.288	160.688	87.916	72.772
EN1426	20.451	16.943	54.691	45.309	160.688	87.882	72.806
EN1437	20.896	17.388	54.582	45.418	160.370	87.533	72.837
EN1398	15.282	7.216	67.927	32.073		0.000	0.000
EN1433	11.194	2.954	79.123	20.877	529.607	419.042	110.565
EN1434	11.453	2.638	81.281	18.719	531.715	432.185	99.530
EN1540	11.636	2.504	82.291	17.709	149.443	122.978	26.464
EN1529	11.702	2.352	83.264	16.736	411.712	342.806	68.906
EN1541	11.910	2.115	84.918	15.082	209.056	177.527	31.529
EN1542	12.143	2.317	83.978	16.022	178.584	149.971	28.613
EN1543	12.429	2.621	82.587	17.413	236.866	195.621	41.244
EN1544	12.947	3.171	80.328	19.672	260.052	208.894	51.159

EN1531	13.041	3.271	79.948	20.052	128.098	102.412	25.686
EN1545	13.243	3.485	79.168	20.832	113.528	89.877	23.651
EN1530	13.573	3.836	77.965	22.035	269.649	210.233	59.416
EN1546	14.764	5.101	74.321	25.679	149.954	111.447	38.507
EN1446	14.862	5.205	74.062	25.938	33.163	24.561	8.602
EN1553	16.952	7.362	69.722	30.278		0.000	0.000
EN1554	19.180	9.590	66.667	33.333	51.840	34.560	17.280
EN1546	17.753	8.276	68.204	31.796		0.000	0.000
EN1432	17.935	8.470	67.922	32.078	434.046	294.815	139.231
EN1438	18.083	8.627	67.701	32.299	256.410	173.592	82.817
EN1440	18.114	8.660	67.655	32.345	216.341	146.365	69.976
EN1441	18.323	8.882	67.351	32.649	215.010	144.811	70.198
EN1442	19.907	10.564	65.330	34.670	91.885	60.028	31.857
EN1568	19.821	10.384	65.622	34.378		0.000	0.000
EN1527	21.171	11.734	64.340	35.660	64.123	41.256	22.866
EN1528	21.551	12.114	64.016	35.984	80.261	51.380	28.881
EN1569	23.020	13.143	63.657	36.343		0.000	0.000
EN1372	13.500	2.429	84.753	15.247	567.028	480.576	86.452
EN1579	12.935	1.458	89.870	10.130	133.200	119.706	13.494
EN1443	13.031	1.618	88.955	11.045	54.763	48.714	6.049
EN1580	13.241	1.784	88.129	11.871	209.056	184.239	24.817
EN1566	13.502	0.490	96.497	3.503	209.056	201.732	7.324
EN1444	13.872	0.048	99.658	0.342	69.589	69.351	0.238
EN1567	14.792	0.968	93.858	6.142		0.000	0.000
EN1445	14.597	0.773	94.970	5.030	126.085	119.743	6.342
EN1582	13.897	0.073	99.477	0.523	160.370	159.531	0.839
EN1578	13.976	2.125	86.801	13.199		0.000	0.000
EN1572	13.530	1.680	88.957	11.043		0.000	0.000

EN1570	15.215	3.365	81.891	18.109		0.000	0.000
EN1532	14.971	3.121	82.751	17.249	62.048	51.345	10.703
EN1533	15.296	3.446	81.615	18.385	51.120	41.721	9.399
EN1534	15.333	3.483	81.490	18.510	54.763	44.626	10.137
EN1573	16.526	4.675	77.948	22.052		0.000	0.000
EN1574	16.855	5.004	77.106	22.894		0.000	0.000
EN1575	15.814	3.964	79.959	20.041		0.000	0.000
EN1576	16.211	4.360	78.804	21.196		0.000	0.000
EN1577	16.426	4.576	78.213	21.787		0.000	0.000
						<b>15840.163</b>	<b>8462.282</b>

## V. Capítulo

La presente investigación propone una metodología de asignación de pérdidas por participación proporcional en el alimentador TUM-202, este alimentador cuenta con 128 sub estaciones entre la red de media tensión y la central hidroeléctrica Las Canteras, la asignación de pérdidas por esta metodología proporcional se establece considerando las impedancias de las sub estaciones en el alimentador para generar mediante dos ecuaciones modeladas en este informe el porcentaje de pérdidas para la red de media tensión y el porcentaje de pérdidas asignadas a la central hidráulica.

Durante la investigación se recogieron los datos de potencia de cada sub estación así como la carga que alimenta cada una de ellas por lo que se tuvo en consideración descartar 8 sub estaciones del estudio debido a que 2 de ellas están trabajando en vacío y las otras 6 están en sobrecarga ya que alimentan una carga mayor a su capacidad, el concesionario proporciono la información sobre pérdidas tanto en núcleo como en bobinado de las sub estaciones teniendo así 17131.32 y 4935.86 kWh respectivamente en el periodo de un año dando esto un total de 22067.18 kWh de pérdidas.

Con diferencia a lo mencionado por [1] que enfoca la asignación de pérdidas en sistemas de distribución activos en un nuevo método basado en la teoría de circuitos para sistemas de distribución activa, este un enfoque orientado a las sucursales para asignar los términos cruzados de pérdida de energía entre los usuarios contribuyentes de la red respaldado por un tratamiento analítico y emplea el principio de superposición para remunerar/penalizar a los propietarios de generación distribuida, en cuanto a la diferencia con la metodología de la presente tesis es que el antecedente remunera/penaliza al propietario de la generación distribuida por la misma cantidad con la que esta generación contribuye a la reducción/mejora de las pérdidas.

En referencia a lo mencionado en [2] y [3] proponen métodos de asignación de pérdidas basados en el flujo de energía para el primero el método propuesto para la asignación de pérdidas en distribución radial con generación lo denomina ESMLA (método de suma de energía para la asignación de pérdidas) porque su algoritmo se deriva de la metodología de suma de energía. ESMLA se basa completamente en un enfoque orientado a sucursales que es más eficiente y adecuado para resolver problemas en distribución radial, proporciona una asignación de pérdidas de energía rápida, sencilla y eficiente, utilizando

datos y cálculos medidos mínimos, con un valor aceptable, el segundo propone un método consistente con el resultado del flujo de energía, las pérdidas asignadas a los 10ads/DG depende de la cantidad de energía que consumen/producen y de la ubicación de cada carga y GD el cual es un factor clave en el monto de la pérdida que se les asigna siendo el método es fácil de entender y que no se requiere normalización.

En cuanto a [4] mezcla los enfoques de los antecedentes antes mencionados ya que propone una nueva metodología para la asignación de pérdidas de redes radiales con generaciones distribuidas basado en circuitos y considera el flujo de energía de la red para la asignación de pérdidas de la red. Este artículo adopta el enfoque más eficiente y adecuado, es decir, un enfoque orientado a ramas para resolver problemas en RDN, contrario al enfoque matricial. Establece una relación directa entre las pérdidas en cada rama y nodo inyectado, componentes reales e imaginarias de las corrientes. La ventaja del método propuesto es que no considera supuestos ni aproximaciones adicionales para asignar las pérdidas. También se derivó del algoritmo de suma actual. El método conserva la función matemática natural entre las corrientes inyectadas en los nodos y las pérdidas de la red. Los términos cruzados actuales del nodo se asignan correctamente mediante forma cuadrática. Este método se prueba en un RDN modificado de 33 nodos. Los resultados obtenidos para la asignación de pérdidas se comparan con los de los métodos PR y BCDLA. Se concluyó que el método propuesto funciona mejor en lo que respecta a los subsidios cruzados espaciales en comparación con el método PR y BCDLA. A diferencia de [1] [2] [3] y [4] de estos métodos en esta tesis se referencian las pérdidas de acuerdo a la proporción correspondiente a la generación y distribución concretamente basada en las impedancias que son las generadoras de las pérdidas.

Para los resultados obtenidos de [5] sobre una metodología basada en la metodología de la teoría de juegos de Aumann-Shapley para asignar pérdidas entre los usuarios de la red, se consideró que los resultados de la asignación de pérdidas activas negativas no implican un subsidio cruzado entre los participantes porque los resultados de Aumann-Shapley reflejan la participación de agentes que reducen las pérdidas totales de la red con beneficios para todos los usuarios de la red. El método se aplicó directamente para redes radiales y malladas con o sin DG, ofreciendo una gama completa de aplicaciones para redes de distribución otra ventaja es la simplicidad de la formulación final del método

propuesto, ya que permite su implementación en redes de distribución donde es necesario asignar las pérdidas en tiempo real y también la flexibilidad para obtener los coeficientes de pérdidas de diferentes clientes a efectos tarifarios en Smart Grids. Además, se puede aplicar a situaciones de Respuesta a la Demanda ofreciendo la posibilidad de seleccionar usuarios que muestren un mayor potencial para reducir pérdidas. Con este conocimiento, las acciones locales se pueden enfocar a clientes clave para aumentar la eficiencia de la red, haciendo que no sea necesario implementar acciones de control central en los centros DSO. Esto muestra la disposición de la metodología a la aplicación general de cualquier red con o sin generación distribuida lo que difiere en gran medida del método proporcional propuesto en esta investigación ya que este solamente se enfoca en redes con participación de generación distribuida y es un sistema puntal que simplifica la proporcionalidad de las pérdidas a la participación de la red y la generadora.

En (7) se investigó el impacto de la reconfiguración en la asignación de pérdidas demostrando que minimizar las pérdidas no es el único objetivo de la reconfiguración. Las pérdidas asignadas a cada carga o generador se pueden controlar para monitorear la participación de cada participante de la red. Se empleó un optimizador de búsqueda grupal para encontrar soluciones óptimas. El algoritmo de optimización implementado parece ser un algoritmo rápido y de alta precisión para el problema de optimización. Se utilizaron factores ponderados basados en la preferencia de quien toma las decisiones para crear una única función objetivo. Se realizaron varios estudios de caso para mostrar el impacto de la reconfiguración en la pérdida asignada a cada usuario. Como trabajo futuro, los autores están intentando encontrar los mejores lugares para los generadores distribuidos a lo largo de la red. Según el método proporcional las pérdidas por reconfiguración no se toman así que establece una diferencia más aceptable el método propuesto en esta tesis que la mostrada en el antecedente debido a que no se ponderan los valores ni se trata de controlar los usuarios, sino que proporciona las pérdidas de acuerdo a sus condiciones de funcionamiento y físicas de la red y de la central.

## VI. CONCLUSIONES

- a. Se determinaron las pérdidas de 120 subestaciones de las 128 que conforman al alimentador TUM-202, estas pérdidas se determinaron según la información de la concesionaria Electronorte SA en consideración al núcleo y bobinados siendo teniendo 17131.32 y 4935.86 kWh respectivamente en el periodo de un año dando esto un total de 22067.18 kWh.
- b. Se propuso el método proporcional para generar dos ecuaciones que permitan determinar el porcentaje de pérdidas asignadas a la red de distribución (LT)  $\%Ee_{LT} = \frac{Ee_{LT}}{Ee} 100 \%$  y a la central hidroeléctrica (CH).  $\%Ee_{CH} = \frac{Ee_{CH}}{Ee} 100 \%$
- c. Se aplicó las ecuaciones formuladas a las sub estaciones que contiene el alimentador TUM-202 teniendo en cuenta que para aplicar este método se tomó las impedancias de la red de distribución (LT) y la central hidroeléctrica (CH) para cada sub estación, encontrando con estas la proporción de pérdidas que pertenece tanto a LT y CH de las pérdidas totales que ascienden a 24302.445 kWh al año, al aplicar el método se determinó que LT tuvo una total de 15840.163 kWh y que CH tuvo un total de 8462.282 kWh del total.

## VII. RECOMENDACIONES

- a. Dado que un monitoreo real de uno y/o varios sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida reporta mucha información en tiempo real, se debe implementar progresivamente un sistema de cómputo de alto nivel con la capacidad computacional necesaria para desarrollar modelos cada vez más complejos para el desarrollo de ésta temática y afines, y cuya capacidad computacional vaya incrementándose a medida de la implementación de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida y sus equipos de medida, registro y envío de datos.
- b. Los interesados pueden continuar la investigación realizando cálculos más detallados que contemplen las reactancias inductivas y capacitivas, así como la asignación de pérdidas en caso de cortocircuito (fallas no técnicas).
- c. Dado lo novel de la temática se recomienda se aplique la metodología de asignación de pérdidas bajo el concepto de participación proporcional en otras redes de distribución que tengan fuentes de suministro eléctrico diferentes a lo estudiado en la presente tesis, esto va a contribuir a generalizar la metodología propuesta de asignación de pérdidas, cada vez que en el Perú se apruebe el reglamento de generación distribuida.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kumar, N. Gupta, K. R. Niazi y A. Swarnkar, «A circuit theory-based loss allocation method for active distribution systems,» vol. 10, pp. 1005-1012, 2019.
- [2] M. Atanasovski y R. Taleski., «Energy summation method for loss allocation in radial distribution networks with dg.,» vol. 27, pp. 1433-1440, 2012.
- [3] S. S. Kashyap y M. De, «A novel loss allocation method for radial distribution system with distributed generations.,» *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, p. 1–6, July 2016.
- [4] K. M. Jagtap y D. K. Khatod., «Current summation based approach for loss allocation with distributed generation,» *International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*,, p. 1–5, Jan 2018.
- [5] H. Amaris, Y. P. Molina, M. Alonso y J. E. Luyo, «Loss allocation in distribution networks based on aumann^ashapley,» vol. 33, pp. 6655-6666, Nov 2018.
- [6] K. M. Jagtap y D. K. Khatod, «Distribution loss allocation technique with distributed generations,» *2016 National Power Systems Conference (NPSC)*, pp. 1-5, 2016.
- [7] A. S. Alayande, A. A. Jimoh y A. A. Yusuff., « Inherent structural characteristics approach for solving loss allocation problems,» *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp. 1-6, Nov 2016.
- [8] A. Nuchprayoon, «Calculation and allocation of load losses in distribution system using load research data and load factor method,» *2016 6th IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering (ICCSCE)*, pp. 85-90, Nov 2016.

- [9] M. Heidari-Kapourchali y V. Aravinthan., «Loss allocation control in power distribution system reconfiguration in the presence of distributed generators,» *2014 IEEE PES General Meeting — Conference Exposition*, pp. 1-5, July 2014.
- [10] P. M. D. O.-D. Jesus y M. T. P. d. Leao, «Comparative analysis of different cost loss allocation methodologies in distribution networks with distributed generation,» vol. 3, pp. 290-295, July 2005.
- [11] B. D. D. ., C. F. E. ., C. G. M. A. Colmenar Santos Antonio, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, Editorial UNED, 2015, p. 871 .
- [12] J. A. Y. Morón, Reverte, Ed., 2021, p. 340.
- [13] L. E. Armas Vargas, «Métodos de asignación de las pérdidas de energía del sistema de transmisión en el mercado eléctrico mayorista del Ecuador. Tesis para Título de Ingeniero en Sistemas de Potencia,» 2005.

## **ANEXOS**

## **Anexo 1**

### **Datos Básicos del Problema**

<b>Código SED</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Potencia KVA</b>	<b>Carga kW</b>	<b>Pérdidas en Núcleo kWh</b>	<b>Pérdidas en Bobinado kWh</b>	<b>Pérdidas Totales kWh</b>
<b>EN1375</b>	D	25	31.41	84.60	244.06	328.66
<b>EN1416</b>	D	25	31.22	84.60	240.41	325.01
<b>EN1525</b>	D	5	5.34	29.52	58.28	87.80
<b>EN1529</b>	D	37.5	37.82	145.80	265.91	411.71
<b>EN1433</b>	D	50	50.12	187.20	342.41	529.61
<b>EN1435</b>	D	50	50.12	187.20	342.41	529.61
<b>EN1444</b>	D	5	4.58	29.52	40.07	69.59
<b>EN1389</b>	D	25	21.69	102.60	131.13	233.73
<b>EN1383</b>	D	25	20.83	84.60	109.28	193.88
<b>EN1406</b>	D	37.5	30.92	145.80	178.49	324.29
<b>EN1353</b>	D	37.5	30.32	145.80	171.20	317.00
<b>EN1366</b>	D	25	19.24	84.60	91.07	175.67
<b>EN1352</b>	D	25	18.19	84.60	83.78	168.38
<b>EN1411</b>	D	25	17.67	84.60	76.50	161.10
<b>EN1376</b>	D	25	17.37	84.60	76.50	161.10
<b>EN1518</b>	D	50	34.36	187.20	160.28	347.48
<b>EN1530</b>	D	37.5	25.75	145.80	123.85	269.65
<b>EN1401</b>	D	37.5	25.18	145.80	116.56	262.36
<b>EN1419</b>	D	40	26.66	149.76	120.21	269.97
<b>EN1403</b>	D	25	16.27	84.60	65.57	150.17

<b>EN1368</b>	D	25	15.71	84.60	61.92	146.52
<b>EN1528</b>	D	10	6.21	51.12	29.14	80.26
<b>EN1543</b>	D	37.5	22.23	145.80	91.07	236.87
<b>EN1432</b>	D	75	44.32	259.20	174.85	434.05
<b>EN1519</b>	D	25	14.62	102.60	61.92	164.52
<b>EN1402</b>	D	25	14.58	84.60	54.64	139.24
<b>EN1425</b>	D	40	23.28	149.76	94.71	244.47
<b>EN1365</b>	D	25	14.54	84.60	54.64	139.24
<b>EN1434</b>	D	100	58.01	316.80	214.91	531.71
<b>EN1390</b>	D	25	13.63	84.60	47.35	131.95
<b>EN1386</b>	D	25	13.5	84.60	47.35	131.95
<b>EN1546</b>	D	25	13.15	102.60	47.35	149.95
<b>EN1517</b>	D	50	25.95	187.20	91.07	278.27
<b>EN1380</b>	D	25	12.96	84.60	43.71	128.31
<b>EN1405</b>	D	37.5	19.42	145.80	69.21	215.01
<b>EN1408</b>	D	75	38.8	259.20	134.78	393.98
<b>EN1441</b>	D	37.5	19.19	145.80	69.21	215.01
<b>EN1385</b>	D	25	12.42	84.60	40.07	124.67
<b>EN1393</b>	D	25	12.12	84.60	36.43	121.03
<b>EN1377</b>	D	25	12	84.60	36.43	121.03
<b>EN1359</b>	D	37.5	17.76	145.80	58.28	204.08
<b>EN1535</b>	D	37.5	17.27	145.80	54.64	200.44
<b>EN1544</b>	D	50	22.8	187.20	72.85	260.05

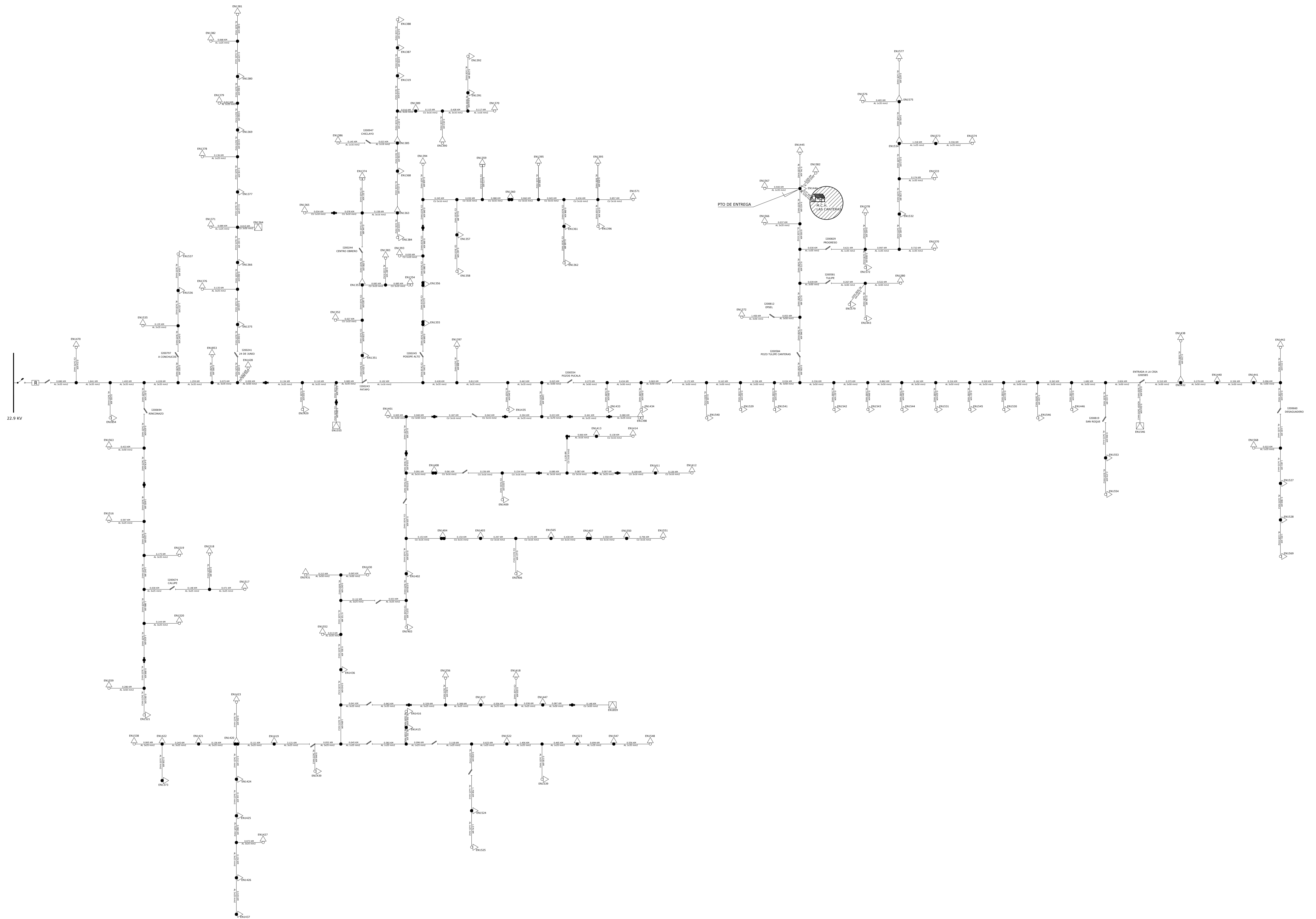
<b>EN1438</b>	D	50	22.4	187.20	69.21	256.41
<b>EN1369</b>	D	25	11.16	84.60	32.78	117.38
<b>EN1395</b>	D	25	10.98	84.60	29.14	113.74
<b>EN1387</b>	D	25	10.64	84.60	29.14	113.74
<b>EN1357</b>	D	25	10.38	102.60	29.14	131.74
<b>EN1523</b>	D	5	2.06	29.52	7.29	36.81
<b>EN1381</b>	D	25	10.29	84.60	25.50	110.10
<b>EN1394</b>	D	25	10.27	84.60	25.50	110.10
<b>EN1363</b>	D	37.5	14.88	145.80	40.07	185.87
<b>EN1361</b>	D	25	9.91	84.60	25.50	110.10
<b>EN1384</b>	D	25	9.83	84.60	25.50	110.10
<b>EN1362</b>	D	75	29.46	259.20	76.50	335.70
<b>EN1412</b>	D	75	29.1	259.20	76.50	335.70
<b>EN1531</b>	D	25	9.65	102.60	25.50	128.10
<b>EN1397</b>	D	25	9.55	84.60	21.86	106.46
<b>EN1378</b>	D	25	9.47	84.60	21.86	106.46
<b>EN1370</b>	D	25	9.4	84.60	21.86	106.46
<b>EN1409</b>	D	75	27.67	259.20	69.21	328.41
<b>EN1521</b>	D	50	18.32	187.20	47.35	234.55
<b>EN1404</b>	D	75	26.95	259.20	65.57	324.77
<b>EN1414</b>	D	37.5	13.47	145.80	32.78	178.58
<b>EN1542</b>	D	37.5	13.36	145.80	32.78	178.58
<b>EN1415</b>	D	40	14.17	106.56	25.50	132.06

<b>EN1420</b>	D	40	14.01	149.76	32.78	182.54
<b>EN1532</b>	D	10	3.47	51.12	10.93	62.05
<b>EN1388</b>	D	25	8.37	84.60	18.21	102.81
<b>EN1548</b>	D	10	3.15	51.12	7.29	58.41
<b>EN1372</b>	D	160	49.6	472.32	94.71	567.03
<b>EN1391</b>	D	25	7.68	84.60	14.57	99.17
<b>EN1379</b>	D	25	7.62	84.60	14.57	99.17
<b>EN1422</b>	D	40	12.19	149.76	25.50	175.26
<b>EN1396</b>	D	25	7.41	84.60	14.57	99.17
<b>EN1382</b>	D	25	7.36	84.60	14.57	99.17
<b>EN1446</b>	D	5	1.47	29.52	3.64	33.16
<b>EN1440</b>	D	50	14.3	187.20	29.14	216.34
<b>EN1421</b>	D	40	10.71	149.76	21.86	171.62
<b>EN1371</b>	D	25	6.68	84.60	10.93	95.53
<b>EN1550</b>	D	10	2.63	51.84	7.29	59.13
<b>EN1520</b>	D	50	13.03	187.20	25.50	212.70
<b>EN1392</b>	D	25	6.41	84.60	10.93	95.53
<b>EN1436</b>	D	25	6.18	84.60	10.93	95.53
<b>EN1319</b>	D	50	12.34	187.20	21.86	209.06
<b>EN1541</b>	D	50	12.34	187.20	21.86	209.06
<b>EN1566</b>	D	50	12.34	187.20	21.86	209.06
<b>EN1580</b>	D	50	12.34	187.20	21.86	209.06
<b>EN1585</b>	D	50	12.34	187.20	21.86	209.06

<b>EN1437</b>	D	37.5	9.25	145.80	14.57	160.37
<b>EN1582</b>	D	37.5	9.25	145.80	14.57	160.37
<b>EN1586</b>	D	37.5	9.25	145.80	14.57	160.37
<b>EN1545</b>	D	25	6.16	102.60	10.93	113.53
<b>EN1556</b>	D	25	6.16	102.60	10.93	113.53
<b>EN1534</b>	D	10	2.45	51.12	3.64	54.76
<b>EN1417</b>	D	40	9.75	106.56	14.57	121.13
<b>EN1356</b>	D	100	24.17	316.80	36.43	353.23
<b>EN1443</b>	D	10	2.41	51.12	3.64	54.76
<b>EN1442</b>	D	25	5.84	84.60	7.29	91.89
<b>EN1516</b>	D	25	5.78	102.60	10.93	113.53
<b>EN1527</b>	D	15	3.35	60.48	3.64	64.12
<b>EN1536</b>	D	25	5.56	102.60	7.29	109.89
<b>EN1551</b>	D	25	5.5	102.60	7.29	109.89
<b>EN1418</b>	D	40	8.71	106.56	10.93	117.49
<b>EN1413</b>	D	75	15.97	259.20	21.86	281.06
<b>EN1524</b>	D	5	1.05	29.52	3.64	33.16
<b>EN1426</b>	D	40	8.38	149.76	10.93	160.69
<b>EN1522</b>	D	5	1.04	29.52	3.64	33.16
<b>EN1360</b>	D	75	15.05	259.20	21.86	281.06
<b>EN1427</b>	D	40	7.82	149.76	10.93	160.69
<b>EN1423</b>	D	40	7.72	149.76	10.93	160.69
<b>EN1445</b>	D	37.5	7.18	118.80	7.29	126.09

<b>EN1537</b>	D	25	4.74	102.60	7.29	109.89
<b>EN1853</b>	D	75	13.13	259.20	14.57	273.77
<b>EN1355</b>	D	100	17.23	316.80	18.21	335.01
<b>EN1407</b>	D	75	12.9	259.20	14.57	273.77
<b>EN1547</b>	D	15	2.42	60.48	3.64	64.12
<b>EN1533</b>	D	10	1.38	51.12	-	51.12
<b>EN1358</b>	D	225	26.34	599.40	18.21	617.61
<b>EN1351</b>	D	100	10.94	316.80	7.29	324.09
<b>EN1554</b>	D	10	1.06	51.84	-	51.84
<b>EN1354</b>	D	160	16.77	472.32	10.93	483.25
<b>EN1424</b>	D	40	3.81	149.76	3.64	153.40
<b>EN1540</b>	D	37.5	3.29	145.80	3.64	149.44
<b>EN1447</b>	D	200	16.87	532.80	7.29	540.09
<b>EN1565</b>	D	37.5	1.23	145.80	-	145.80
<b>EN1579</b>	D	50	-0.06	133.20	-	133.20
<b>EN1854</b>	D	75	-0.18	259.20	-	259.20

**Anexo 2**  
**Diagrama unifilar**



# DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTADOR TUM - 202

EMPRESA ELECTRICA: ELECTRONORTE S.A.

AREA :  
PLANEAMIENTO

D.U. :  
DU - TU - 202