

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,**  
**ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**“EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DEL SUB  
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN MAZUKO- MADRE DE  
DIOS PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELECTRO SUR ESTE S.A.A.”**

**TESIS**

**PRESENTADA POR:**

**ALEX YASMANI YUJRA FLORES**

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**PUNO – PERÚ**

**2019**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,**  
**ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA**  
**ELÉCTRICA**

**EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DEL**  
**SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN MAZUKO-**  
**MADRE DE DIOS PERTENECIENTE A LA EMPRESA ELECTRO SUR**  
**ESTE S.A.A.**

TESIS PRESENTADA POR:

**ALEX YASMANI YUJRA FLORES**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**



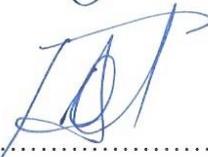
APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

**PRESIDENTE** : 

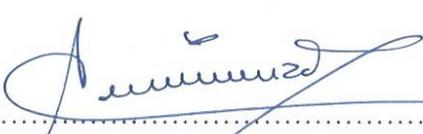
M.Sc. MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO

**PRIMER MIEMBRO** : 

Ing. FELIPE CONDORI CHAMBILLA

**SEGUNDO MIEMBRO** : 

M.Sc. JHIMMY ALBERTH QUISOCALA HERRERA

**ASESOR** : 

M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

TEMA: Perdidas  
 AREA: Eléctrica

FECHA DE SUSTENTACIÓN 14 DE NOVIEMBRE DE 2019

## DEDICATORIA

Tu afecto y tu cariño son los detonantes de mi felicidad, de mi esfuerzo, de mis ganas de buscar lo mejor para ti. Aun a tu corta edad me has enseñado y me sigues enseñando muchas cosas de esta vida.

Gracias, Lu.

## AGRADECIMIENTOS

A dios, el que me ha dado fortaleza, sabiduría y unos padres que con su apoyo y amor incondicional guiaron mi vida cada día durante este largo camino.

A mi hija porque es mi orgullo y mi gran motivación, quien libra mi mente de todas las adversidades que se presentan, no habría logrado tantas cosas, tal vez mi vida sería un desastre sin ella.

De igual manera mi más sincero agradecimiento a mis compañeros de Electro Sur Este S.A.A. Gerencia Regional Madre de Dios, quienes me permitieron formar parte de tan prestigiosa empresa de distribución de energía eléctrica.

A mis padres y hermanos, especialmente a mi madre quien en todo momento me brindó su apoyo incondicional.

## ÍNDICE

ÍNDICE.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS .....	8
ÍNDICE DE TABLAS .....	9
RESUMEN .....	11
ABSTRACT.....	12

### CAPITULO I

#### GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN .....	13
1.2. Hipótesis general.....	14
1.2.1    Hipótesis específicas .....	14
1.3. OBJETIVOS .....	14
1.3.1    OBJETIVO GENERAL .....	14
1.3.2    OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15

### CAPITULO II

#### REVISIÓN DE LITERATURA

2.1    ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	16
2.2    LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION .....	18
2.3    La distribución eléctrica.....	19
2.3.1    Topología de redes de distribución eléctrica .....	19
2.3.1.1    Sistemas radiales.....	20
2.3.1.2    Sistemas en anillo .....	21
2.3.1.3    Sistemas enmallados .....	22
2.4    Tipos de distribución eléctrica en el Perú .....	23
2.4.1    Subsistema de distribución primaria .....	24
2.4.2    Subsistema de distribución secundaria.....	24
2.4.2.1    La acometida.....	25
2.4.2.2    Partes de la acometida y tipos de conexiones .....	26
2.5    Marco regulatorio.....	27

2.5.1	Ley de concesiones eléctricas.....	28
2.5.2	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía .....	29
2.5.3	Ley 29179 .....	29
2.5.4	Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI.....	30
2.5.5	Normas para la promoción a la inversión privada.....	30
2.6	<b>PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....</b>	<b>30</b>
2.6.1	Clasificación de pérdidas en el sistema eléctrico .....	30
2.6.2	Pérdidas técnicas .....	31
2.6.3	Pérdidas no técnicas .....	32
2.6.3.1	Clasificación de pérdidas no técnicas .....	33
2.6.4	Pérdidas fijas y pérdidas variables .....	37
2.7	<b>Descripción de la carga .....</b>	<b>37</b>
2.7.1	Demanda.....	37
2.7.2	Factor de demanda.....	38
2.7.3	Factor de carga .....	38
2.7.4	Pérdidas de potencia y energía .....	38
2.7.5	Horas equivalentes de pérdidas .....	41
2.7.6	Factor de pérdidas.....	41
2.8	<b>METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>42</b>
2.8.1	TIPO METODOLÓGICO .....	42
2.8.2	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	43
2.8.3	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	43

### **CAPITULO III**

#### **MATERIALES Y MÉTODOS**

3.1	<b>MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>45</b>
3.1.1.	Tipo de investigación .....	45
3.1.2.	Técnicas de recolección de datos.....	46
3.1.3.	Técnicas de análisis de datos .....	46
3.2	Valores de energía neta entregada y energía facturada.....	47
3.2.1.	Energía neta entregada.....	47

3.2.2.	Energía Facturada .....	48
3.3	Discriminación de Perdidas de Energía .....	49
3.3.1	Selección de la Muestra .....	50
3.3.3	Pérdidas en el transformador .....	53
3.3.4	Pérdidas en alumbrado público.....	54
3.4	Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas .....	55

## CAPITULO IV

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.	Descripción del sub sistema de distribución secundaria.....	57
4.2.	Valores de energía neta entregada y energía facturada.....	58
4.2.1.	Energía neta entregada.....	60
4.2.2.	Energía Facturada .....	61
4.2.3.	Discriminación de Perdidas de Energía .....	63
4.3.	Perdidas en las redes de baja tensión .....	66
4.3.1.	Selección de la Muestra .....	66
4.3.2.	Pérdidas en el circuito secundario .....	68
4.3.3.	Pérdidas en el transformador .....	79
4.3.4.	Pérdidas en alumbrado público.....	80
4.4.	Estimación de pérdidas técnicas y no técnicas .....	82
	CONCLUSIONES .....	84
	RECOMENDACIONES.....	85
	ANEXOS .....	88
	Anexo 1. Registro fotográfico de detección de hurto de energía.....	88
	Anexo 2. Diagrama unifilar sector eléctrico Mazuko.....	89
	Anexo 3. Planos. ....	90

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4. 1. Cantidad de usuarios SEI .....	59
Figura 4. 2. Evolución de compra de energía .....	61
Figura 4. 3. Evolución de la Energía Facturada.....	62
Figura 4. 4. Diagrama de pérdidas de energía .....	64
Figura 4. 5. Representación de las pérdidas de energía .....	65
Figura 4. 6. Diagrama unifilar de la SED 2000305 .....	67
Figura 4. 7. SED 2000305 .....	68
Figura 4. 8. Máxima Demanda .....	70
Figura 4. 9. Demanda Promedio .....	72
Figura 4. 10. Porcentaje de Duración .....	74

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 3. 1. Energía Neta Entregada .....	48
Tabla 3. 2. Hoja de información .....	49
Tabla 4. 1. Sub estaciones de distribución Mazuko.....	59
Tabla 4. 2. Registro de compra de energía .....	60
Tabla 4. 3. Energía Facturada .....	62
Tabla 4. 4. Pérdidas Totales de Energía.....	63
Tabla 4. 5. Porcentaje de Perdidas de Energia.....	65
Tabla 4. 6. Registro de Demandas de Energía .....	69
Tabla 4. 7. Duración de la Carga .....	73
Tabla 4. 8. Perdidas Máxima de Energía .....	77
Tabla 4. 9. Pérdidas en el Transformador .....	79
Tabla 4. 10. Tabla 4. 9. Pérdidas en el Transformador.....	81
Tabla 4. 11. Resumen de Pérdidas .....	82

## ACRÓNIMOS

A	Amperio
BT	Baja Tensión
Cu	Cobre
f	Frecuencia
FC	Factor de Carga
Fpér	Factor de Pérdidas
fp	Factor de Potencia
N	Conductor de Neutro
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
R	Resistencia
S	Potencia Aparente
V	Voltios
VA	Volt-Ampere
W	Watt

## RESUMEN

Una adecuada gestión en los Sistemas de Distribución se busca desarrollar un análisis de pérdidas de energía de las redes de baja tensión del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios. Como objetivo principal del proyecto se realiza una evaluación del comportamiento o evolución de las pérdidas de energía del sub sistema de distribución secundaria de acuerdo a esto, se realizó un análisis de la máxima demanda en la muestra que se seleccionó y de esta manera se aplicó el método referido a la relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas que permite determinar el porcentaje de las pérdidas técnicas, con el registro de la energía comprada y la energía facturada se pudo determinar el porcentaje de pérdidas totales, para determinar las pérdidas se realizó un análisis mediante el uso de la máxima demanda. Se analizó parámetros de pérdidas de energía técnicas como es el factor de carga y el factor de pérdidas, dadas por la máxima demanda en la hora pico de un día típico, utilizando la fórmula aproximada de Buller y Woodrow se determinó las pérdidas tanto en los circuitos secundarios, el transformador y el alumbrado público, las pérdidas no técnicas se determinó discriminando el porcentaje de pérdidas técnicas. Cabe mencionar que la localidad de Mazuko es una localidad que está ubicada en la región Madre de Dios, provincia de Tambopata, distrito de Inambari, se encuentra a una altitud de 359 msnm. Coordenadas UTM 351669 E, 8551683 N del cuadrante 19 L.

**Palabras clave:** Pérdidas técnicas; pérdidas no técnicas; caída de tensión; medidores; electromecánicos; electrónicos; alumbrado público.

## ABSTRACT

An adequate management in the Distribution Systems seeks to develop an analysis of energy losses of the low voltage networks of the low voltage distribution sub system Mazuko-Mother of God low voltage sub-distribution system is developed. As the main objective of the project, an evaluation of the behaviour or evolution of the energy losses of the secondary distribution system was carried out accordingly, an analysis of the maximum demand was carried out in the sample that was selected and in this way the method referred to the relationship between the load factor and the loss factor was applied to determine the percentage of the technical losses, with the record of the energy purchased and the billed energy, the percentage of total losses could be determined , to determine the losses an analysis was performed using the maximum demand. Technical energy loss parameters such as load factor and loss factor were analyzed, given by the maximum demand in the peak hour of a typical day, using Buller approximate formula and Woodrow determined the losses in both the second circuits transformer and street lighting, non-technical losses were determined by discriminating against the percentage of technical losses. It is worth mentioning that the town of Mazuko is a town that is located in the Madre de Dios region, Tambopata province, Inambari district. It is located at an altitude of 359 meters above sea level. Coordinates UTM 351669 E, 8551683 N of quadrant 19 L.

**Keywords:** Technical losses; non-technical losses; voltage drop; meters; electromechanical; electronics; street lighting.

## CAPITULO I

### 1.1 INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de distribución se presentan dos tipos de pérdidas de energía, las pérdidas técnicas debidas a todos los fenómenos físicos que se dan en la red, y las pérdidas no técnicas debido a la energía que no es facturada y por la cual la empresa distribuidora no recibe ninguna retribución económica, surge la necesidad de determinar una metodología que permita realizar las estimaciones de las pérdidas técnicas y no técnicas en estos sectores de la red del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko.

Con este objetivo se investiga sobre las metodologías utilizadas para la estimación de las pérdidas técnicas en baja tensión.

En ese sentido el presente proyecto de tesis se justifica en cuanto es necesario realizar la evaluación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.A.

Sobre el desarrollo en el primer capítulo se presenta las generalidades del proyecto puntualizándose la hipótesis y los objetivos de estudio. En el segundo capítulo se presenta el marco referencia iniciándose con los antecedentes y presentando la parte de desarrollo teórico del estudio. En el tercer capítulo se desarrolla la taxonomía y diseño metodológico para el presente informe. En el cuarto capítulo se presenta los resultados y discusiones obtenidos del estudio. Finalmente se presenta la conclusiones y recomendaciones además de los anexos que sustentan el informe.

## **1.2 Hipótesis general**

La evaluación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.”, permite formular una metodología para reducir los porcentajes de pérdidas en las redes de baja tensión.

### **1.2.1 Hipótesis específicas**

- ✓ Los valores de energía neta entregada y energía facturada de los circuitos del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios, permite identificar los valores porcentuales de pérdidas.
- ✓ Con los cálculos respectivos para la discriminación de pérdidas técnicas por componente de red, determinamos los valores de pérdidas técnicas y la evaluación del proceso.
- ✓ El método de discriminación permite estimar las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas de los circuitos de la subestación Mazuko.

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar la “Evaluación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios perteneciente a la empresa Electro Sur Este S.A.A.”.

### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Obtener los valores de energía neta entregada y energía facturada de los circuitos del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios.
- ✓ Realizar los cálculos respectivos para la discriminación de pérdidas técnicas por componente de red, encontrar los porcentajes de pérdidas y evaluación del proceso.
- ✓ Implementar una metodología de discriminación, para la estimación de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas de los circuitos de la subestación Mazuko.

## CAPITULO II

### REVISIÓN DE LITERATURA

#### 2.1 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

- “Estimación de Pérdidas Técnicas en Baja Tensión” Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico presentado por: Susana Ugarte Moreira Universidad de Costa Rica Facultad De Ingenierías Eléctrica Escuela de Ingeniería Eléctrica (2012); la misma que tiene como conclusiones más importantes las siguientes: La estimación de las pérdidas técnicas debidas a los conductores, es sencilla cuando se conocen las tensiones en todos los puntos del circuito, para lo cual es necesario realizar el modelado del circuito, siendo el modelado de las líneas el que presenta la mayor complejidad. Se logró realizar el modelado de las líneas de configuración trifilar, de los circuitos de baja tensión de la red de distribución, los valores obtenidos fueron comprobados a partir de los valores dados por dos fabricantes. La simulación de los circuitos modelados se realizó en el software TINA, pero se pueden utilizar otras herramientas computacionales, ya que lo que se necesita es resolver el sistema de ecuaciones definido por las mallas que se establecen en los circuitos, para tener los valores de las tensiones en todos los puntos y por lo tanto de las corrientes.
- “Metodología para la Estimación de Pérdidas Técnicas en una Red de Distribución de Energía Eléctrica”, tesis para optar el título profesional de ingeniero electricista

elaborado por: Saadi Joel Jimenez Romero Universidad Nacional De Ingeniería Facultad de Ingeniería Eléctrica Lima Perú 2005. La misma que tiene como conclusiones más importantes las siguientes: Una vez determinado el valor de las pérdidas técnicas se procedió a calcular el valor de las pérdidas no técnicas por diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas. El valor de las pérdidas no técnicas, constituye un indicador importante en la toma de decisiones con el objetivo de reducir este indicador y realizar acciones previo estudio técnico-económico y proceder a ejecutar proyectos o continuar con los que están en plena ejecución. La metodología seguida asegura un alto grado de certeza al momento de estimar las pérdidas técnicas de una red de distribución de energía eléctrica. La separación del sistema por niveles de tensión nos permitió un mejor manejo de la información y obtener las pérdidas disgregadas por cada nivel, donde el mayor porcentaje de pérdidas se localiza en el nivel de BT y el menor porcentaje en el nivel de AT. .

- “Cálculo detallado de Perdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución aplicado al alimentador “Universidad” perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”. Tesis de grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico Realizada por: Santiago Patricio Cañar Olmedo. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito 2007. Concluye lo siguiente: La ingeniería de distribución en una empresa distribuidora es de suma importancia para la optimización del sistema eléctrico, al tener una optimización de

la operación, diseño y planificación de las redes, mejora la eficiencia e incrementa sus ingresos. Los análisis que se realicen con fines de mejorar la operación de la red, permitirán además generar los índices de pérdidas para el diagnóstico y discriminación de pérdidas técnicas en cada componente de la red, por lo que es posible plantear planes de reducción para cada subsistema, como se ha demostrado con el estudio presentado. - Como soporte se debe mantener actualizada la base de datos de la red, con su topología, características de los elementos, con los registros de carga en diferentes partes de la red, lo cual permite conocer al sistema de distribución y el comportamiento de su carga, para de esta manera aplicar la Ingeniería de Distribución necesaria. Los análisis realizados a cada componente del sistema de manera directa mediante la Ingeniería de Distribución permite conocer las pérdidas individualmente o sectorizada, y realizar un balance más preciso para las propuesta de mejora.

## **2.2 LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

Los sistemas de distribución incluyen todos los elementos de transporte de energía eléctrica comprendidos entre las subestaciones primarias, donde la transmisión de potencia se reduce a niveles de distribución, y las reducciones de voltaje en los clientes.

Un sistema de distribución normal consta de: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, que transforman la energía a una tensión más baja, adecuada para la distribución local, alimentadores, los cuales alimentan un área bien definida; estaciones de transformación

de distribución, montada en postes o cámaras subterráneas, para de esta manera transformar la energía a la tensión de los usuarios finales.

Luego se tienen las redes de distribución de baja tensión que transportan la energía a lo largo de las calles y por acometidas desde las redes de baja tensión a los empalmes de los usuarios. (CAÑAR, 2007).

### **2.2.1 La distribución eléctrica.**

La actividad de distribución eléctrica tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse de tal forma que exista un equilibrio entre la seguridad del suministro, en el sentido de tener la capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas o desperfectos en algunas instalaciones, y la eficiencia, en el sentido de la minimización de costos. Como resultado de lo anterior, el diseño de las redes de distribución toma gran importancia. (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011).

### **2.2.2 Topología de redes de distribución eléctrica**

La topología de redes hace referencia a la estructura o forma en la que se organizan las redes de distribución eléctrica. Entre las configuraciones más comunes se tienen los sistemas radiales, los sistemas en anillo y los sistemas enmallados.

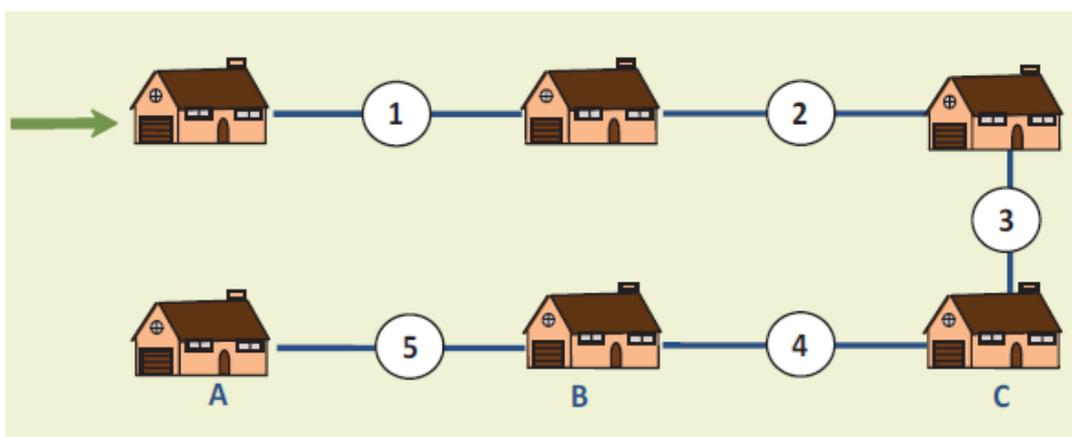
## Sistemas radiales

Este tipo de sistema tiene como principal característica que el suministro eléctrico hacia cada unidad de consumo proviene de un solo punto, buscándose la forma más económica de unir a todos los usuarios en la red de distribución.

En la Figura N° 1, la flecha de color verde indica por dónde ingresa el suministro eléctrico al sistema, en este caso, para conectar a seis usuarios, se debe invertir por lo menos en cinco conexiones, las cuales han sido enumeradas.

Para analizar la confiabilidad del sistema radial, se supondrá que la línea número tres sufre un desperfecto que la retira de operatividad, es fácil notar que los tres usuarios que se encuentran al final de la red se quedarían sin suministro eléctrico, pues dicho cable es su única FUENTE de energía. Este sistema tiene como ventaja el ser de menor costo; sin embargo, se presenta una disyuntiva entre la minimización de los costos y la confiabilidad del sistema. (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011)

**Figura 2. 1. Sistema de distribución radial**



FUENTE: (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011)

### Sistemas en anillo

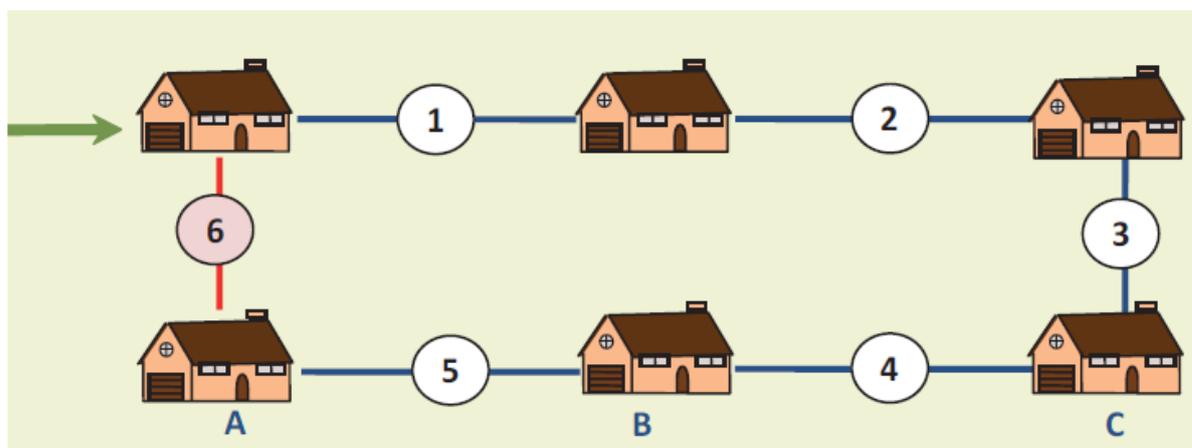
Este tipo de configuración de red mejora la confiabilidad del sistema de distribución

“cerrando el circuito”; es decir, agregando a la configuración mostrada en el gráfico anterior, la conexión entre el primer y el último punto o usuario.

En la Figura N° 2, se puede advertir que a la configuración radial se le agrega la conexión número seis (en color rojo), obteniendo una configuración distinta, en anillo, la cual eleva la confiabilidad del sistema, pero también incrementa los costos del servicio.

Nótese que en este caso si ocurriera una falla en el sistema, por ejemplo si la línea número tres saliera de operación por algún desperfecto, el suministro eléctrico no se interrumpiría, pues la línea seis asegura el servicio a los usuarios que se encuentran en los puntos A, B y C de la red de distribución.

Solo en el caso que ocurrieran dos fallas en el sistema a la vez, por ejemplo, si existe una falla en la línea número tres y otra falla en la línea número seis, entonces nuevamente se sufriría una falla en la parte final de la red de distribución (A, B y C).

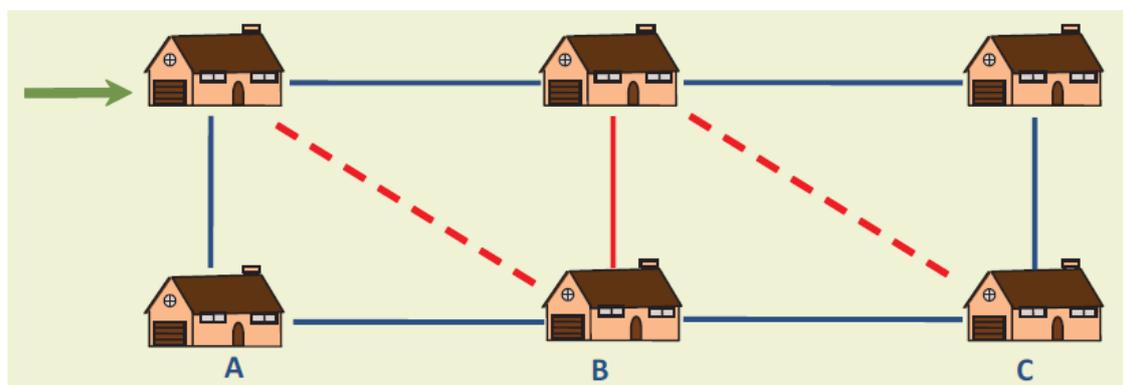
**Figura 2. 2. Sistema de distribución en anillo**

FUENTE: (Dammert, Molinelli, &amp; Carbajal, 2011)

**Sistemas enmallados**

Este tipo de configuración de red presenta la característica de tener una mayor interconexión y, por ello, un elevado nivel de confiabilidad en el sistema, pero a un mayor costo.

El siguiente gráfico muestra que todas las líneas (continuas) forman anillos; incluso se pueden incluir las líneas discontinuas, formándose así una estructura similar a una red o malla, de ahí el nombre de este tipo de sistema.

**Figura 2. 3. Sistema de distribución en anillo**

FUENTE: (Dammert, Molinelli, &amp; Carbajal, 2011)

### 2.3 TIPOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ

El límite entre las actividades de transmisión y distribución eléctrica, así como la forma en que se subdividen, varía dependiendo del país que se analice. En el caso de nuestro país, las instalaciones del sistema de distribución pueden ser de media tensión o de baja tensión llegando a un máximo de hasta 30 kV.

Según la normativa peruana (Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica<sup>50</sup>), un sistema de distribución se define como “*el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios*”. Éste se divide en el subsistema de distribución primaria y el subsistema de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público, las conexiones y los puntos de entrega.

### **2.3.1 Subsistema de distribución primaria**

Este sistema transporta la energía eléctrica a media tensión desde el sistema de transmisión, hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011). La distribución es el transporte de energía desde las subestaciones, o barras base, a los consumidores finales, vía líneas de transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final se transforma a baja tensión (380 o 220 voltios). Las distribuidoras reciben la energía de las generadoras o las transmisoras y se encargan de entregarla a la industria, el comercio, la población y los gobiernos locales para el servicio público. (Mendiola, y otros, 2012).

### **2.3.2 Subsistema de distribución secundaria**

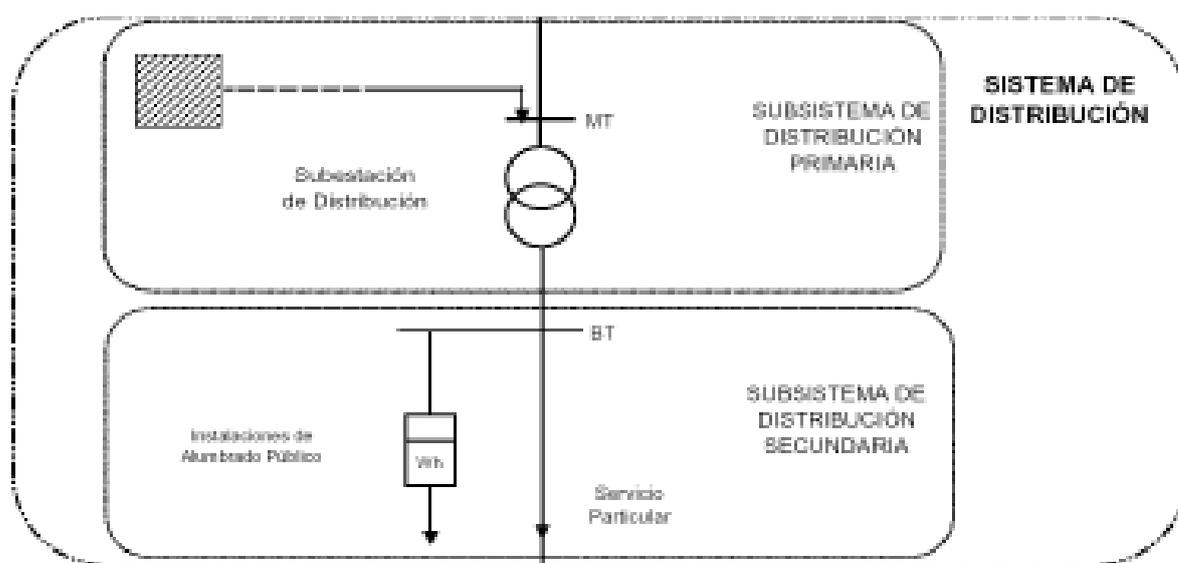
Según la Norma Técnica E.C. 010, es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente a baja tensión, desde un subsistema de distribución primaria, a las conexiones.

Los proyectos y la ejecución de obras en subsistemas de distribución secundaria deben sujetarse a las Normas DGE de Procedimientos para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de distribución y sistemas de utilización.

Mediante este sistema se transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión.

La Figura 2.4 muestra el sistema de distribución, resaltando el subsistema de distribución primaria, que se encuentra en Media Tensión (MT), y el subsistema de distribución secundaria, que se encuentra en Baja Tensión (BT).

**Figura 2. 4. Sistema de distribución primaria y secundaria**



FUENTE: Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

### 2.3.3 La acometida

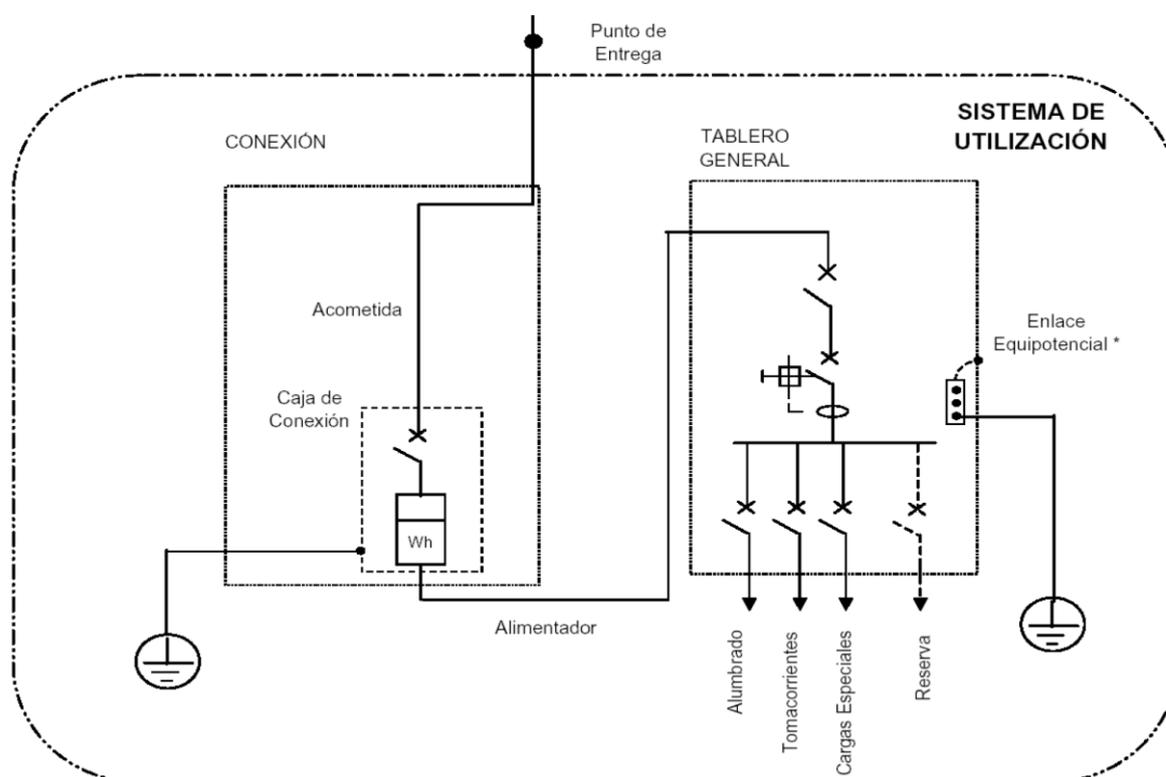
Según Norma Técnica E.C. 010, La acometida (del usuario o del consumidor) es la derivación que parte de la red de distribución eléctrica para suministrar energía a la instalación del usuario. El Código Nacional de Electricidad amplía esta definición y considera a la acometida como parte de una instalación eléctrica comprendida entre la red de distribución (incluye el empalme) y la caja de conexión y medición o la caja de toma.

La red de distribución termina en la distribución secundaria, entre ésta y las conexiones internas domiciliarias se encuentra la acometida. Según la R.D. N° 080-78-EM/ DGE Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 kW, una acometida es la *“parte de la conexión, comprendida por los conductores instalados desde el empalme con la red de distribución secundaria hasta los bornes de entrada del medidor de energía”*. Es decir, comprende la sección entre la red de distribución secundaria con los límites del medidor eléctrico. Por ello, con el objetivo de estudiar integralmente el servicio eléctrico es conveniente describir dicha conexión. (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011).

### **Partes de la acometida y tipos de conexiones**

Las partes principales de la acometida son:

- El punto de alimentación o conexión,
- Los conductores o cables,
- Los dispositivos de protección,
- La caja de medidores y
- La caja de toma.

**Figura 2. 5. Sistema de distribución secundaria**

FUENTE: Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica

## 2.4 MARCO REGULATORIO

En 1992 también se aprobó la Ley 25962 (Ley Orgánica del Sector Energía y Minas), en la que se estableció el ámbito de dicho sector, las funciones y la estructura del ministerio que lo regula y sus dependencias, entre otros.

Durante la década de 1990 la nueva Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844) y el proceso de privatización transformaron al mercado eléctrico de un monopolio estatal a un sector dinámico con alta participación del sector privado. Desde entonces, varias iniciativas legales han ayudado a que el sector sea más eficiente. (Mendiola, y otros, 2012)

A inicio de los noventa, el gobierno inició una intensa promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos en el marco de una serie de reformas estructurales. Dentro del sector eléctrico, las reformas se centraron en reemplazar el monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas por un nuevo esquema con operadores privados; así, se promovió la competencia mediante la creación de un mercado de clientes libres. Adicionalmente, se crearon mecanismos específicos de regulación en cada segmento como costos auditados en la generación y combinaciones de tasa de retorno en la transmisión y distribución. Producto de la reestructuración iniciada por el gobierno en el sector eléctrico, el estado promulgó una serie de leyes y reglamentos con la finalidad de asegurar la eficiencia, que a continuación se detallan. (Luera, 2016).

#### **2.4.1 Ley de concesiones eléctricas**

Ley 25844, y D.S. 009-93-EM; Vigente a partir de 1992, establece como principio general la división de las actividades que conforman el sector eléctrico en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. Esta ley establece un régimen de libertad de precios para aquellos suministros que pueden desarrollarse de forma competitiva y un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran. En diciembre 2004, el congreso aprobó las modificaciones a la LCE, entre las que destacan la periodicidad - anual, antes semestral-, y el horizonte temporal utilizados en la fijación de las tarifas - proyección de 2 años para la oferta y demanda, antes 4 años. (Luera, 2016).

#### **2.4.2 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía**

Mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad.

A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse OSINERGMIN. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus actividades de manera segura y saludable.

OSINERGMIN tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera.

Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población. (Luera, 2016).

#### **2.4.3 Ley N° 29179, que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado**

Publicada en el año 2008, Establece que la demanda de potencia y energía que esté destinada al servicio público de electricidad y que no cuente con contratos de suministro de energía que la respalde deberá ser asumida por los generadores conforme al procedimiento que sea establecido por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). (Luera, 2016)

#### **2.4.4 Ley 26876, D.S. 017-98-ITINCI**

Establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estarán sujetos a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia. (Luera, 2016)

#### **2.4.5 Normas para la promoción a la inversión privada**

El estado ha promulgado diversos decretos y leyes con el fin de brindar estabilidad jurídica a inversiones extranjeras mediante el reconocimiento de garantías, promover la participación de inversiones en infraestructura de servicios públicos, mejorar la cobertura de los servicios eléctricos, garantizar la libertad de comercio exterior e interior, entre otros. (Luera, 2016)

### **2.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

Las pérdidas de energía se obtienen del balance energético al realizar la diferencia de la energía requerida y la energía facturada.

#### **2.5.1 Clasificación de pérdidas en el sistema eléctrico**

Las pérdidas totales por sistema se estiman restando la energía comprada o generada menos la energía distribuida o vendida a los usuarios. Esta se mide como un porcentaje del total de compras, pudiendo clasificárselas en pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas, pérdidas fijas y pérdidas variables. Las pérdidas técnicas se refieren a las producidas en la transmisión, en las redes primarias de distribución de energía eléctrica, en las redes secundarias y

transformadores. Las pérdidas no técnicas se refieren a las ocasionadas por deficiencias en los medidores o por conexiones arbitrarias y clandestinas (pérdidas comerciales) y por las que se originan más por problemas en la gestión administrativa (pérdidas administrativas). Tales son los casos de equivocaciones en el procesamiento de datos, en los procesos de registro o en la elaboración de las diferentes mediciones que realiza cada Empresa. (Ochoa O. J., 2006).

### **2.5.2 Pérdidas técnicas**

Es el conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos. Estas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina. Además constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. (Ochoa O. J., 2006).

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico son aquellas pérdidas inherentes a la red ya que dependen de las características mecánicas y eléctricas de los conductores por donde se transporta la electricidad así como aquellas que se presenta en los equipos de transformación y medición, pérdidas que vienen a constituir la energía que se disipa al medio ambiente y no puede ser aprovechada de ninguna manera.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez por el tipo del componente y según las causas que la origina.

- a) **Por el Tipo de Componente:** Obedece a la parte y proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:
- **Pérdidas por transporte:** producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primarias y secundarias.
  - **Pérdidas por transformación:** se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.
  - **Pérdidas en las instalaciones de baja tensión:** producidas en las acometidas y en los equipos y aparatos utilizados para realizar las mediciones.
- b) **Por las Causas que la Origina.:** Según el fenómeno físico que la origina las pérdidas técnicas de energía, se pueden agrupar en las siguientes:
- Pérdidas por efecto corona.
  - Pérdidas por efecto joule.
  - Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis. (Luera, 2016)

### 2.5.3 Pérdidas no técnicas

Estas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún

usuario, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de la energía eléctrica. Sin embargo, la Empresa no recibe ninguna retribución por la prestación del servicio.

Es evidente que dentro de las pérdidas no técnicas se encuentra un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, esto hace que se formulen procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales; el resultado es llamado ineficiencia administrativa de una Empresa. También como consecuencia de lo anterior, estas Empresas tienen una cartera morosa elevada. Decreciente. (Ochoa O. J., 2006).

Las pérdidas no técnicas corresponden a energía utilizada por usuarios legales o ilegales que no se factura o que se factura parcialmente, estas pérdidas se originan por errores administrativos, errores de equipos de medición y por el entorno socio-económico bajo, que promueve la cultura de hurto. Generalmente las pérdidas no técnicas se producen en las etapas de suministrar, identificar, medir, facturar y cobrar, las que dan origen a pérdidas comerciales y pérdidas financieras, es decir no obedece a un normal proceso físico de transporte y suministro de energía, más bien debido a errores y deficiencias. (Luera, 2016).

### **Clasificación de pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas se las ha clasificado generalmente en: pérdidas por hurto, fraude, administrativas y accidentales.

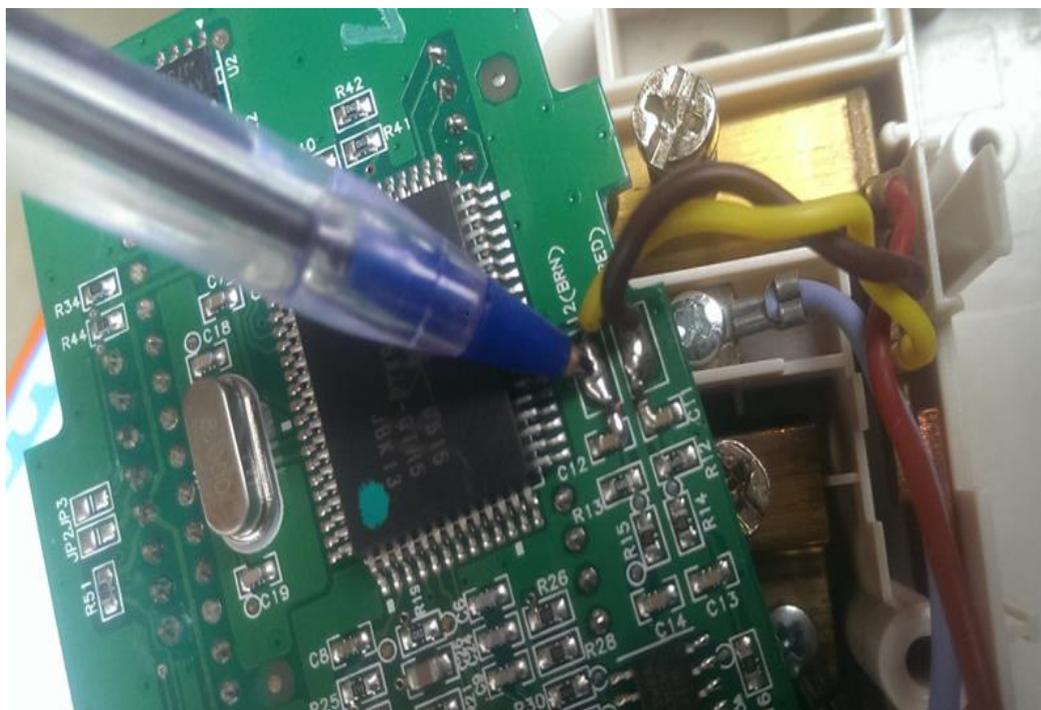
- **Pérdidas por hurto**

En estas pérdidas tenemos las **conexiones clandestinas desde la red** y esto se da en predios que no cuentan con contratos de suministro o ex usuarios, es decir predios sin sistema de medición que demandan energía eléctrica sin autorización del concesionario, en este tipo de pérdida toda la energía consumida no es facturada. (Luera, 2016).

- **Pérdidas por fraude**

En estas pérdidas tenemos **las vulneraciones en las condiciones del suministro** y corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener sistema de medición, los usuarios intervienen o manipulan uno o más componentes de la conexión a fin de modificar la medición o registro normal del consumo, o no permita que dicho consumo sea medido o registrado; en este tipo las pérdidas de energía puede ser parcial o hasta importantes. (Luera, 2016).

**Figura 2. 6. Manipulación del medidor de energía**



Elaboración propia

- **Pérdidas administrativas**

Las pérdidas administrativas se pueden dividir en tres clases:

- **En el Proceso de facturación;** estas pérdidas se deben a la información incompleta y errada en la toma de lecturas del contador de los usuarios, si la energía que se entrega al usuario no se mide de forma precisa o si es mal registrada, su valor no será recaudado adecuadamente, la energía que se deja de cobrar o se cobra distinto a lo que efectivamente corresponde, representa una pérdida para la empresa.
- **En la Contabilización de energía;** estas pérdidas se deben a la mala contabilización de la energía producto de la estimación de consumos a ciertos

usuarios, como consecuencia de una mala lectura, que muchas veces no representa el consumo real, esto genera un consumo y cobro diferente a lo que corresponde, causando pérdida a la empresa.

– **En la Deficiencia de los registro de medidores en el Sistema Comercial;**

Si no existe un registro del medidor, es imposible que el lectorador encuentre en su padrón un medidor instalado en campo y lo más seguro es que no se registre el consumo, originando una pérdida muy importante para la empresa. (Luera, 2016).

- **Pérdidas accidentales**

En estas pérdidas podemos mencionar dos tipos de pérdidas accidentales:

Pérdidas por Deficiencia o mal Funcionamiento del Medidor; esto se debe por desperfecto o descalibración del medidor, en este tipo de problemas las pérdidas pueden ser menores hasta importantes.

Pérdidas por el mal Conexionado del Medidor; Este tipo de anomalía se presenta cuando las líneas de alimentación y las líneas de carga no están conectadas correctamente al sistema de medición; es decir, el conexionado en el campo difiere del conexionado de diseño del sistema de medición, lo cual puede generar que se registren consumos menores a los realmente demandados por el suministro.

Ello puede producirse cuando las fases de un medidor, las secuencias de alimentación de la tensión, o la polaridad de los transformadores se encuentren invertidos. El supuesto más común es cuando las fases del medidor electrónico trifásico se encuentran invertidas. (Luera, 2016).

#### **2.5.4 Pérdidas fijas y pérdidas variables**

Las pérdidas fijas se representan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen; este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado, sólo dependen en segundo orden de la demanda.

Dentro de pérdidas fijas está el efecto corona, pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Las pérdidas variables son aquellas que dependen de la demanda. Las pérdidas joule son las que componen la totalidad de las pérdidas variables.

## **2.6 DESCRIPCIÓN DE LA CARGA**

### **2.6.1 Demanda**

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. (RAMIREZ, 2012).

La demanda representa la máxima potencia suministrada a una carga a través de un alimentador o circuito específico, por un tiempo corto y un determinado periodo. La demanda puede ser expresada en las unidades de kW, kVAr, kVA, etc. El periodo donde se registra el valor de demanda, es denominado intervalo de. (UGARTE, 2012).

### 2.6.2 Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo  $t$ , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como: (RAMIREZ, 2012).

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (2.1)$$

### 2.6.3 Factor de carga

El factor de carga “ $F_c$ ” se define como la relación entre la demanda promedio de un intervalo de tiempo específico y la demanda máxima en el mismo intervalo, en la siguiente ecuación se muestra la relación: (UGARTE, 2012).

$$F_C = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2.2)$$

### 2.6.4 Pérdidas de potencia y energía

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios) las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas. (RAMIREZ, 2012).

Estas pérdidas de potencia son calculadas generalmente por:

$$P_l = I^2 \times R \quad (2.3)$$

Donde:

$P_L$  : Pérdidas de potencia en la carga (Watts)

$I$  : Corriente de carga (Amperios)

$R$  : Resistencia del conductor (ohmios)

En los subsistemas de distribución, donde las tensiones son relativamente bajas, las pérdidas de potencia por efecto corona, los valores de susceptancia a tierra de la red de distribución son muy pequeños, razón por la cual se desprecian.

Para los subsistemas de distribución, las pérdidas se pueden evaluar a partir del valor de pérdidas en la demanda máxima del factor de pérdidas del sistema. (Ochoa O. J., 2006).

Por lo general, la potencia que suministra la subestación y el valor de su tensión se conocen, pero a medida que los puntos considerados se alejan de ella el valor de la tensión disminuye.

Se procede de la siguiente manera:

- Obtener un diagrama unifilar del circuito secundario.
- Obtener la máxima demanda en el transformador de distribución secundaria.
- Estimar la máxima demanda de cada punto del circuito secundario asociado al transformador.
- Calcular las tensiones de los diferentes puntos y las pérdidas del circuito mediante:

Sistema monofásico dos hilos

$$P_L = 2 \left( \frac{RP^2}{V^2 \cos^2 f} \right) \quad (2.4)$$

Donde:

$R$  : Resistencia de los conductores ( $\Omega$ )

$P$  : Potencia de la carga (W)

$V$  : Tensión en el extremo de la carga (V)

$\cos f$  : Factor de potencia de la carga

Sistema monofásico tres hilos:

$$P_L = \frac{1}{2} \left( \frac{RP^2}{V^2 \cos^2 f} \right) \quad (2.5)$$

Sistema trifásico cuatro hilos:

$$P_L = \frac{1}{3} \left( \frac{RP^2}{V^2 \cos^2 f} \right) \quad (2.6)$$

Calcular las pérdidas de energía mediante:

$$L = F_L \times P_L^{max} \times T \quad (2.7)$$

En donde:

L : Perdidas de energía

$P_{max}$  : Perdidas en la demanda máxima (watts).

T : Intervalo de tiempo de estudio considerado (h)

$F_L$  : Factor de perdidas

Las pérdidas totales está dado por:

$$P_{perd,t} = \sum_{i=1}^n R x I^2 \quad (2.8)$$

### 2.6.5 Horas equivalentes de pérdidas

Corresponde al número de horas de la demanda pico que producirían las mismas pérdidas totales que producen las cargas reales sobre un periodo especificado de tiempo.

$$\text{Horas Eq. de Perdidas} = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2} = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2} \quad (2.9)$$

### 2.6.6 Factor de pérdidas

El factor de pérdidas permite determinar el porcentaje de tiempo necesario para que la demanda máxima obtenga las mismas pérdidas que la demanda real para un intervalo de tiempo específico.

$$f_{perd.} = \frac{\sum (Demanda\ horaria)^2 \times h}{(Demanda\ pico)^2 \times T} \times 100 = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (2.10)$$

Donde:

$D_i$  = Demanda leída en cada intervalo de tiempo.

$D_M$  = Demanda máxima en el período de tiempo.

$T$  = Número de horas del periodo de tiempo considerado.

También se puede definir como:

$$f_{pérdidas} = \frac{Pérdidas\ promedio}{Pérdidas\ en\ la\ demanda\ máxima} \quad (2.11)$$

## 2.7 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN

### 2.7.1 Tipo Metodológico

Para el presente proyecto de tesis el método de investigación en cada objetivo específico es del tipo no experimental, transversal, descriptivo, que abarca los siguientes niveles:

- **De Campo**, la información de campo es primaria, teniendo como consecuencia conocimientos más reales sobre el problema, porque permite el contacto directo con la realidad, en el estudio de la presente investigación, las técnicas a utilizarse son la encuesta y la observación de campo, ya que en su desarrollo presentan mayor complejidad y por ende los resultados que se obtienen son de fácil interpretación y análisis.
- **Documental**, el propósito de la revisión documental bibliográfica en la presente investigación tiene como finalidad ampliar y profundizar las teorías y enfoques

acerca del tema de investigación basándose en los documentos y publicaciones referentes al presente proyecto, las que permiten hacer un vínculo entre los antecedentes históricos y lo actual.

### **2.7.2 Técnicas de Recolección de Datos**

La recolección de datos para la presente Investigación se obtendrá mediante los siguientes instrumentos de recolección de datos:

### **2.7.3 Instrumentos de Recolección de Datos**

#### **a. Análisis documental**

Mediante el cual se recopilará datos e información necesaria para desarrollar y sustentar éste estudio. Básicamente como su nombre lo indica a través del análisis de documentos existentes.

Se utilizara como FUENTE los datos, libros, informes, separatas, páginas de internet, etc., referente a temas relacionados con la investigación.

#### **b. Observación**

La observación científica es aquella observación que se realiza como parte de un proyecto de investigación científica. Se caracteriza porque tiene objetivos definidos y concretos, y porque deliberadamente procura ser objetiva. En este ítem se examinan cuestiones relativas al registro de la observación, los tipos de observación, las precauciones en el empleo de esta técnica de recolección de datos y algunas de sus ventajas y limitaciones. (Cazau, 2006)

#### **c. Internet**

No existe duda sobre las posibilidades que hoy ofrece internet como una técnica

de obtener información; es más, hoy se ha convertido en uno de los principales medios para captar información. Por consiguiente buscaremos temas relacionados con el mantenimiento preventivo.

Una vez obtenida la información esta se analizara e interpretara los relacionándolos con las diferentes partes de la investigación, en especial con los objetivos y la hipótesis.

## CAPITULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1. MÉTODO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

##### 3.1.1. Tipo de investigación

Para la presente investigación se aplicó la técnica de observación documental a través de documentos estadísticos como instrumentos. Se trata de una investigación descriptiva correlacional.

##### **Investigación descriptiva**

En un estudio descriptivo se seleccionan una serie de cuestiones, conceptos o variables y se mide cada una de ellas independientemente de las otras, con el fin, precisamente, de describirlas. Estos estudios buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno.

Los estudios descriptivos (Hernández Sampieri y otros, 1996:71) sirven para analizar como es y se manifiesta un fenómeno y sus componentes. (Cazau, 2006).

##### **Investigación correlacional**

Tiene como finalidad medir el grado de relación que eventualmente pueda existir entre dos o más conceptos o variables, en los mismos sujetos. Más concretamente, buscan establecer si hay o no una correlación, de qué tipo es y cuál es su grado o intensidad (cuán correlacionadas están).

En otros términos, los estudios correlacionales pretenden ver cómo se relacionan o vinculan diversos fenómenos entre sí (o si no se relacionan) (Hernández Sampieri y otros, 1996:71). (Cazau, 2006).

### **3.1.2. Técnicas de recolección de datos**

Los instrumentos de investigación y recolección de datos son los medios utilizados por el investigador, para medir el comportamiento o atributos de las variables. (Chavez, 2004)

La técnica que se utilizó en la presente investigación es documental.

La técnica documental se utiliza para la construcción del marco conceptual, del mismo modo nos ayudó a recolectar datos de archivos y documentos.

Para la recolección de información se utiliza las técnicas:

- ✓ Observaciones directas.
- ✓ Hojas de reporte e inspección.

En la técnica empírica se utilizará para recolectar datos del mismo objeto de estudio a través de la observación y medición. Todos ellos permiten extraer datos de la operación, empleando fichas de registro, reportes. (Guerra, 2017)

### **3.1.3. Técnicas de análisis de datos**

Conforme lo planteado anteriormente las técnicas que se aplicarán son de dos tipos, las de campo; debido a que se requiere acumular información primaria para después analizar

y cuantificarla, y las bibliográficas; para obtener información de documentos y libros referentes al tema. Además se usará información proveniente del Internet para tener conocimiento de los últimos adelantos técnicos en este campo.

Es el presente trabajo de investigación, se tuvo en cuenta la población, muestra y el análisis de variables. El procedimiento consideró también los resultados de la investigación y se realizó el análisis estadístico de dichos resultados considerando los objetivos planteados.

### **3.2. VALORES DE ENERGÍA NETA ENTREGADA Y ENERGÍA FACTURADA**

Para estimar los valores de la energía neta entregada y la energía facturada se procederá con la obtención del registro histórico, el cual lo analizaremos en forma separada conforme a lo siguiente:

#### **3.2.1. Energía neta entregada**

La energía neta entregada es la sumatoria de los valores de demanda registrados en el medidor de la sub estación, ubicados en la subestación a la salida del alimentador, multiplicados por el intervalo de tiempo de registro.

La energía distribuida es determinada para cada mes del año, cuyos valores se especifican en la siguiente Tabla:

**Tabla 3. 1. Energía Neta Entregada**

<b>Mes</b>	<b>Energía Neta Entregada (MW-h)</b>	<b>Max. Demanda (MW)</b>
enero		
febrero		
marzo		
abril		
mayo		
junio		
julio		
agosto		
septiembre		
octubre		
noviembre		
diciembre		
<b>Total</b>		

Elaboración Propia

**3.2.2. Energía Facturada**

La energía facturada es la energía de ventas a los clientes por su consumo, cuyos valores se encuentran asociados a los consumos históricos del total de clientes pertenecientes al alimentador de la subestación.

Tabla 3. 2. Hoja de información

Mes	Energía Facturada (MW-h)	Max. Demanda (MW)
enero		
febrero		
marzo		
abril		
mayo		
junio		
julio		
agosto		
septiembre		
octubre		
noviembre		
diciembre		
<b>Total</b>		

Elaboración propia

### 3.3. DISCRIMINACIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA

Para el presente objetivo se estimara las pérdidas de energía por componente de red en baja tensión del Sistema Eléctrico Mazuko para lo que obtendremos la información de la extensión de las redes en baja tensión, la cantidad de clientes de los alimentadores y el número de luminarias del alumbrado público.

Para el cálculo de las pérdidas totales por circuito se utiliza las siguientes expresiones:

$$Pérdida\ de\ Energía\ total = Energía\ entregada - Energía\ facturada \quad (3.1)$$

Las pérdidas pueden que ser indicadas en porcentaje relacionado a la energía que ingresa al sistema. Resulta que las pérdidas totales son la diferencia entre la energía que ingresa el sistema y la energía registrada por la Empresa Electro Sur Este Mazuco.

$$\%E_{total} = \frac{Energia_{entregada} - Energia_{facturada}}{Energia_{entregada}} \times 100 \quad (3.2)$$

Mediante la expresión se obtienen las pérdidas totales es decir las pérdidas técnicas y las no técnicas. Con el objetivo de desagregar las pérdidas totales, se procede con el cálculo de las pérdidas técnicas para cada etapa funcional del sistema, esto es pérdidas en, redes de baja tensión, luminarias y acometidas.

### 3.3.1. Selección de la Muestra

Para la estimación de pérdidas técnicas en los circuitos secundarios de distribución, se seleccionara una muestra de 01 sub estación de distribución que agrupa a los clientes principales y se sospecha que es donde se encuentra la mayor cantidad de pérdidas no técnicas de acuerdo a la experiencia del trabajo de campo. En esta sub estación se instalara un equipo de medición, de forma que se obtengan los valores de demanda en los bornes secundarios del transformador.

Mediante estas mediciones podremos determinar las perdidas reales que contemplan tanto a las pérdidas técnicas como las no técnicas.

La metodología a emplear consiste en analizar los circuitos seleccionados en la condición de demanda máxima, con el fin de obtener las pérdidas técnicas variables máximas que permitan la estimación de las pérdidas técnicas promedio presentes en cada circuito, para lo cual también es necesario realizar una caracterización de la carga en los circuitos, a través de la determinación del factor de carga y del factor de pérdidas.

Para la selección de la muestra se tiene en cuenta la siguiente expresión:

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot q}{(N - 1) \cdot e^2 + Z^2 \cdot p \cdot q} \quad (3.3)$$

Donde:

n = Tamaño de la muestra

N = Tamaño de la población

Z = Varianza, constante de acuerdo al nivel de confianza.

p = Nivel de confianza

q=probabilidad que no ocurra el evento

e = Error de estimación

### 3.3.2. Pérdidas en el circuito secundario

Los circuitos secundarios están compuestos por redes aéreas principalmente; por estas circulan las corrientes necesarias para abastecer la demanda de potencia. Inherentes a este proceso, se presentan pérdidas de potencia asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y con las corrientes que circulan.

El cálculo del factor de carga se realiza utilizando las mediciones de la demanda en el transformador en el día de demanda máxima registrado, que representa la relación de la energía promedio y la demanda máxima:

$$F_C = \frac{\sum_{i=1}^n D_i \times t}{T \times D_{\text{máxima}}} \quad (3.412)$$

El factor de carga también podemos calcular de la relación:

$$\text{factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda maxima}} \quad (3.5)$$

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente, los cuales son calculados del cuadrado de las demandas. (RAMIREZ, 2012).

$$f_{\text{perd.}} = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2 \times T} \times 100 = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (3.6)$$

Una relación empírica entre el factor de pérdidas y el factor de carga desarrollada por Buliery Woodrow es:

$$f_{\text{perd}} = X \times F_C + (1 + X) \times F_C^2 \quad (3.7)$$

Donde la variable  $X < 1$  y depende de las características de cada sistema.

A partir del factor de pérdidas se determinan las pérdidas técnicas promedio presentes en el circuito, con el comportamiento del circuito, de acuerdo al factor de carga que podemos deducir de la siguiente manera:

$$P_{\text{max}} = \frac{P_{\text{prom}}}{f_{\text{perdidas}}} \quad (3.8)$$

Donde:

- $P_{prom.}$  : Pérdidas promedio
- $P_{max.}$  : Pérdidas máximas

Tenemos que las pérdidas promedio se puede calcular mediante:

$$Pérdidas\ de\ energía = \%pérdidas \times \sum D_i h \quad (3.9)$$

Calculamos las pérdidas en el circuito:

$$P_{circuito} = f_{pérdidas} \times P_{max} \quad (3.10)$$

Las pérdidas máximas corresponden a las pérdidas a la hora pico y podemos calcular mediante la siguiente ecuación:

$$Pérdidas\ a\ la\ hora\ pico = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2} \times Pérdidas\ de\ energía \quad (3.11)$$

### 3.3.3. Pérdidas en el transformador

En el cálculo de pérdidas en transformadores existen dos métodos, uno de ellos es basado en información de los protocolos de pruebas (corto circuito y de circuito en vacío) y el siguiente modelo es realizar el flujo de carga.

En la estimación de pérdidas de potencia activa de los transformadores usando protocolos de prueba, tenemos básicamente dos componentes, la primera está relacionada con las pérdidas debidas a la corriente de magnetización del núcleo y se conocen como pérdidas de vacío o pérdidas en el hierro ( $P_{fe}$ ).

La segunda componente de las pérdidas está relacionada con la resistencia de los devanados al paso de la corriente de carga. El valor de las pérdidas en el cobre ( $P_{cu}$ ) se obtiene cuando circula corriente nominal por los devanados, de ahí que la prueba de corto circuito busca inyectar tensión variable por el primario hasta que circule corriente nominal por el devanado secundario (que está en cortocircuito).

De esta forma, las pérdidas de potencia activa para cualquier transformador del que se disponga de protocolos y se conozca su carga en el período estudio, se puede deducir de la siguiente ecuación:

$$Perd.trafo = P_{fe} + P_{cu} \left( \frac{I_{carga}}{I_n} \right)^2 \quad (3.12)$$

Donde:

$P_{trafo}$  : Pérdidas en el Transformador.

$I_{carga}$  : Corriente que circula en el transformador.

$I_n$  : Corriente nominal del transformador.

### 3.3.4. Pérdidas en alumbrado público

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en el alumbrado público asociadas al alimentador se debe determinar la cantidad de cada tipo de luminarias existentes y luego multiplicar por las pérdidas de potencia promedio obtenidas en laboratorio según el tipo. Las pérdidas totales de potencia se las obtiene al sumar las pérdidas encontradas anteriormente para cada grupo de luminarias.

$$E = P_t \times T \quad (3.13)$$

Donde:

E : Pérdidas de energía en alumbrado público (kW h)

P<sub>t</sub> : Pérdidas de potencia total en alumbrado público (kW)

T : Tiempo de operación promedio (h)

### 3.4. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

La metodología de discriminación para la estimación de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas SED Mazuco, tiene el siguiente método:

Primero se calcula las pérdidas técnicas en forma global para con esa base calcular las pérdidas no técnicas totales.

La estimación consiste en efectuar un balance energético para la parte del sistema a la cual está orientado el estudio. Que es el sistema de baja tensión.

A partir del balance energético inicial y el cálculo de pérdidas técnicas sistema de distribución secundaria, se pueden discriminar las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales, como sigue:

$$P_S = P_T + P_{NT} \quad (3.13)$$

P<sub>S</sub> : Pérdidas totales en sistema distribución

P<sub>T</sub> : Pérdidas técnicas.

P<sub>NT</sub> : Pérdidas no técnicas.

## CAPITULO IV

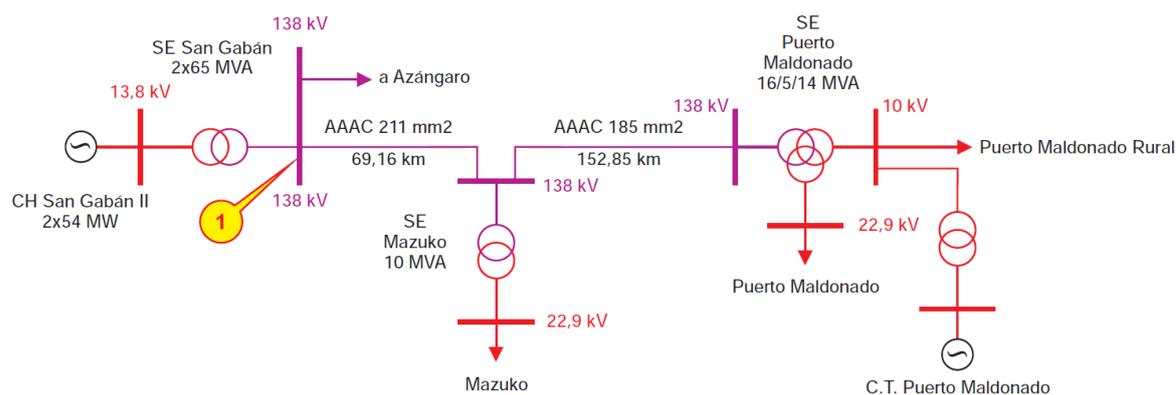
### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se obtiene los resultados correspondientes a los objetivos planteados en la presente investigación de acuerdo a la metodología planteada en el capítulo anterior.

#### 4.1. DESCRIPCIÓN DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

El subsistema de distribución primaria de Mazuco se alimenta de la CH San Gabán, a través de la línea de transmisión en 138 KV hasta la SE Mazuko de 10 MVA, y de ahí mediante una barra en 22.9 KV a toda la localidad de Mazuco, tal como se muestra en el diagrama unifilar.

#### Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural



**Figura 4. 1. Sub sistema de distribución primaria de Mazuco**

FUENTE: OSINERGMIN

De la barra en 22.9 mediante dos salidas MZ01 y MZ02



**Figura 4. 2. Barra de alimentación en 22.9 KV**

FUENTE: ELSE

La salida MZ 01 alimenta a las localidades de: Mazuko, Chaquimayo, Palmeras, Loromayo, Lechemayo, El Carmen, Tanatamayo, Challhuamayo, Derivación Loromayo, San Lorenzo y Quince mil.

La salida MZ 02 alimenta a las localidades de Mazuko, Caychihue, Nueva, Huepetuhe, Choque, Santa Rosa, Santa Rita, Primavera, Virgen de la Candelaria, Nueva Arequipa, Sol Naciente, Union Progreso, Sarayacu, Pukiri Chico, Delta, Playa Oculta y Boca Colorado.

#### **4.2. VALORES DE ENERGÍA NETA ENTREGADA Y ENERGÍA FACTURADA**

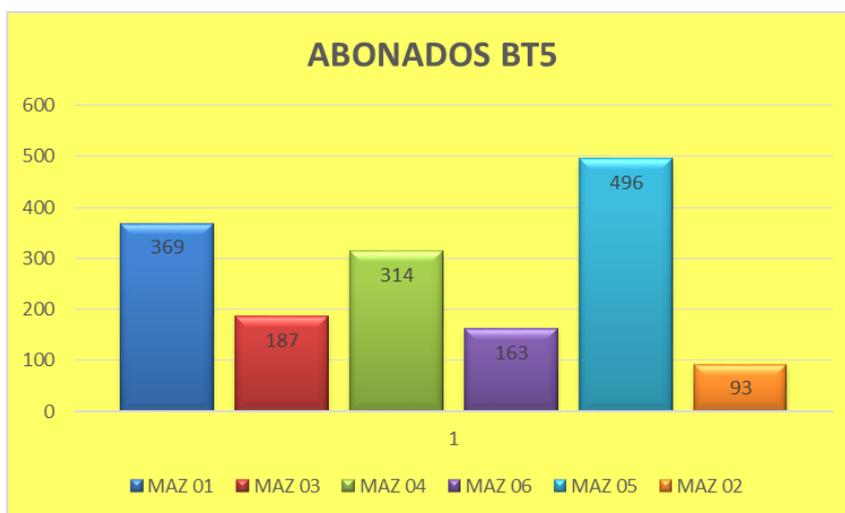
En la localidad de Mazuco existen 6 sub estaciones de distribución primaria de que en la actualidad alimentan a 1622 abonados con tarifa BT5, que podemos deducir son de uso

domestico teniendo con tarifa BT6 10 abonados y B5D 01 abonado tal como se resume en la siguiente tabla.

**Tabla 4. 1. Sub estaciones de distribución Mazuko**

SED	TARIFA			POTENCIA KVA
	BT5	BT6	B5D	
2000239	369	0	0	100
2000241	187	2	0	100
2000242	314	2	0	50
2000303	163	0	1	100
2000305	496	4	0	100
2000773	93	2	0	50
<b>TOTAL</b>	<b>1622</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	

FUENTE: ELSE



**Figura 4. 3. Cantidad de usuarios SED Mazuko**

Elaboración propia

Se registraron los valores de la energía neta entregada y la energía facturada se procedió con la obtención del registro histórico, el cual lo analizaremos en forma separada conforme a lo siguiente.

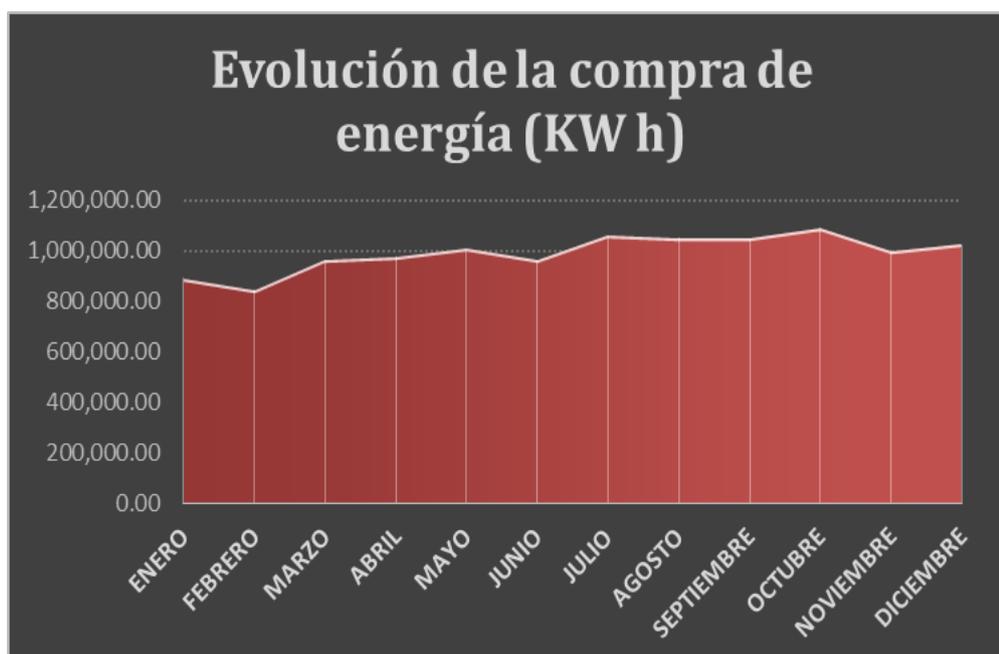
#### 4.2.1. Energía neta entregada

La energía neta entregada es la suma de los valores de demanda registrados en el medidor de la sub estación, ubicados en la subestación a la salida del alimentador, multiplicados por el intervalo de tiempo de registro, que en este caso es en periodos mensuales durante un año tal y como podemos observar en el cuadro.

**Tabla 4. 2. Registro de compra de energía**

COMPRA DE ENERGÍA (KW h)		
MES 2018	MZ.22_02	TOTAL
Enero	889,189.79	889,189.79
Febrero	844,382.65	844,382.65
Marzo	960,713.96	960,713.96
Abril	977,238.67	977,238.67
Mayo	1,006,139.83	1,006,139.83
Junio	961,357.17	961,357.17
Julio	1,059,448.37	1,059,448.37
Agosto	1,050,051.79	1,050,051.79
Septiembre	1,048,241.71	1,048,241.71
Octubre	1,089,672.37	1,089,672.37
Noviembre	999,366.19	999,366.19
Diciembre	1,023,199.32	1,023,199.32

FUENTE: ELSE.



**Figura 4. 4. Evolución de compra de energía**

FUENTE: ELSE.

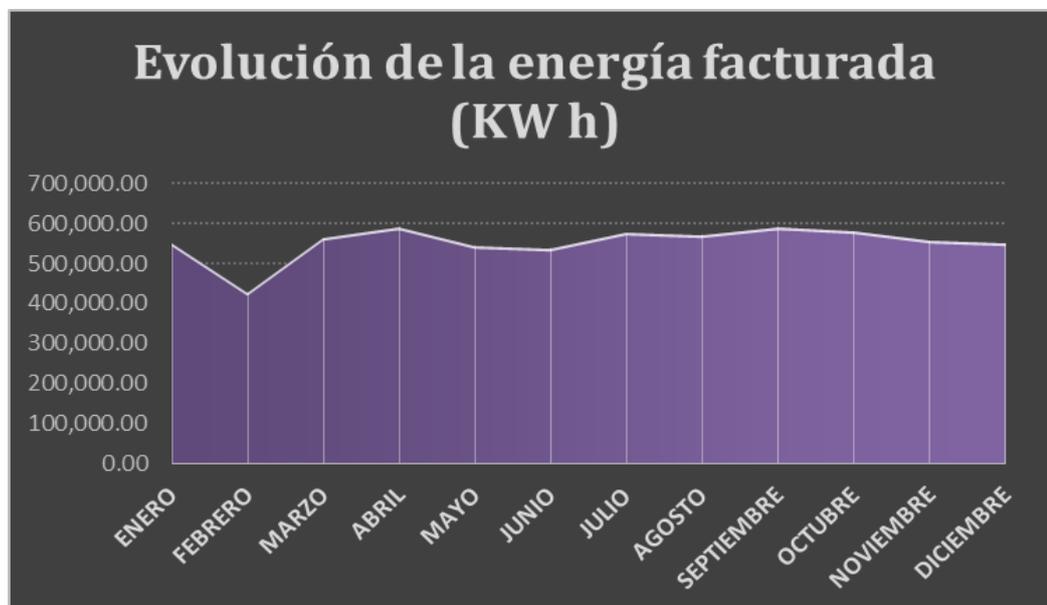
#### 4.2.2. Energía Facturada

La energía facturada es la energía de ventas a los clientes por su consumo, cuyos valores se encuentran asociados a los consumos históricos del total de clientes pertenecientes al alimentador de la subestación. Este registro de la venta de energía se realiza en periodos mensuales durante cada año de acuerdo a esto tenemos el registro en la siguiente Tabla.

**Tabla 4. 3. Energía Facturada**

ENERGÍA FACTURADA (KW h)		
MES 2018	MZ.22_02	TOTAL
Enero	548,554.82	785,832.09
Febrero	426,573.42	640,732.82
Marzo	561,799.07	825,402.99
Abril	590,230.02	855,486.12
Mayo	544,921.82	803,511.61
Junio	538,019.58	818,857.60
Julio	576,378.10	884,122.58
Agosto	570,297.43	871,803.43
Septiembre	591,332.05	877,441.90
Octubre	579,332.00	892,595.55
Noviembre	556,009.56	864,393.11
Diciembre	548,554.82	859,576.58

FUENTE: ELSE



**Figura 4. 5. Evolución de la Energía Facturada**

FUENTE: ELSE.

### 4.2.3. Discriminación de Pérdidas de Energía

Para el cálculo de las pérdidas totales se utiliza las siguientes expresiones:

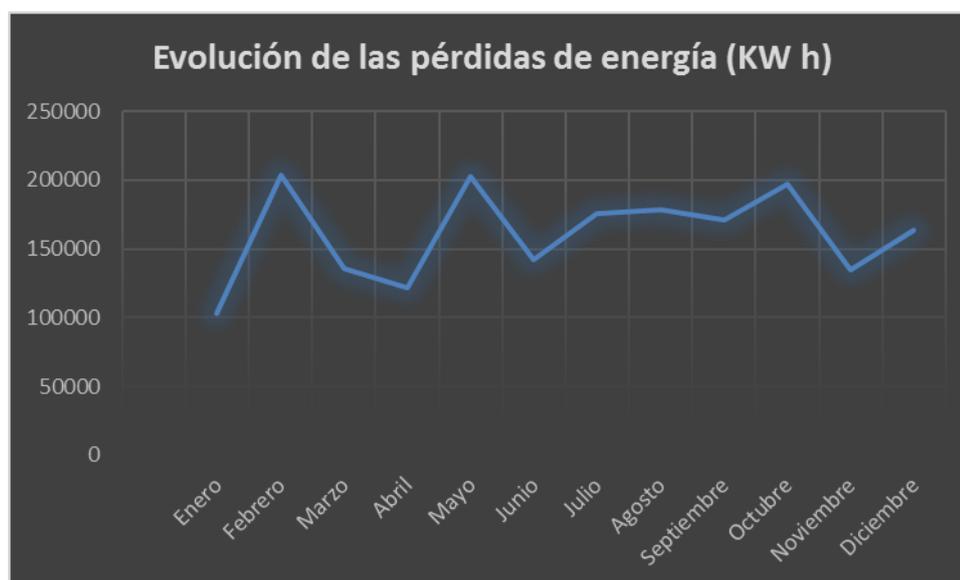
$$Pérdida\ de\ Energía_{total} = Energía_{entregada} - Energía_{facturada} \quad (13)$$

Del balance realizado con la información registrada se pudo obtener la cantidad de pérdidas de energía y utilizando la expresión se obtiene las pérdidas totales es decir las pérdidas técnicas y las no técnicas.

**Tabla 4. 4. Pérdidas Totales de Energía**

MES	$Energía_{total} = Energía_{entregada} - Energía_{facturada}$ KW h
Enero	103,357.70
Febrero	203,649.83
Marzo	135,310.97
Abril	121,752.55
Mayo	202,628.22
Junio	142,499.57
Julio	175,325.79
Agosto	178,248.36
Septiembre	170,799.81
Octubre	197,076.82
Noviembre	134,973.08
Diciembre	163,622.74

Elaboración propia.



**Figura 4. 6. Diagrama de pérdidas de energía**

FUENTE: ELSE.

Las pérdidas pueden que ser indicadas en porcentaje relacionado a la energía que ingresa al sistema. Resulta que las pérdidas totales son la diferencia entre la energía que ingresa el sistema y la energía registrada por la Empresa Electro Sur Este Mazuco.

Utilizando la siguiente expresión podemos calcular en forma porcentual las pérdidas de energía registradas para nuestra zona de estudio.

$$\%E_{total} = \frac{Energia_{entregada} - Energia_{facturada}}{Energia_{entregada}} \times 100 \quad (14)$$

Los resultados del cálculo en forma porcentual lo tenemos en la siguiente Tabla.

**Tabla 4. 5. Porcentaje de Perdidas de Energia**

MES	$\%E_{total} = \frac{Energia_{entregada} - Energia_{facturada}}{Energia_{entregada}} \times 100$ KW h
Enero	11.62%
Febrero	24.12%
Marzo	14.08%
Abril	12.46%
Mayo	20.14%
Junio	14.82%
Julio	16.55%
Agosto	16.98%
Septiembre	16.29%
Octubre	18.09%
Noviembre	13.51%
Diciembre	15.99%
<b>Promedio</b>	<b>16.22%</b>

Elaboración propia.



**Figura 4. 7. Representación de las pérdidas de energía**

Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente estas graficas nos representan las perdidas porcentuales de energía en forma global es decir las pérdidas técnicas y no técnicas.

Con el objetivo de desagregar las pérdidas totales, se procede con el cálculo de las pérdidas técnicas en las redes de baja tensión, luminarias y el transformador.

### 4.3. PERDIDAS EN LAS REDES DE BAJA TENSIÓN

#### 4.3.1. Selección de la Muestra

Para la estimación de pérdidas técnicas en los circuitos secundarios de distribución, se seleccionó la sub estación de distribución 2000305 que agrupa a 496 usuarios con tarifa BT5 y 04 usuarios con tarifa BT6, que es una muestra representativa y nos permite estimar las pérdidas técnicas reales del sistema en evaluación.

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot q}{(N - 1) \cdot e^2 + Z^2 \cdot p \cdot q} \quad (4.2)$$

Tenemos los siguientes valores:

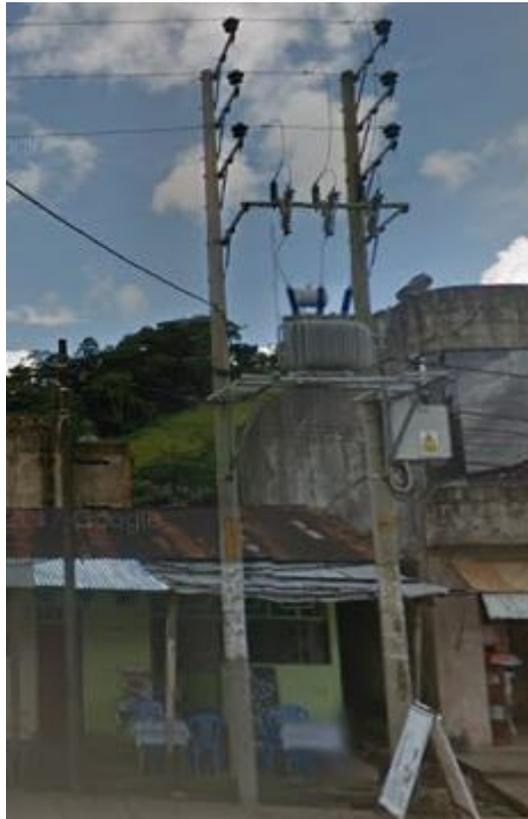
- N = 1633
- Z = Varianza = 1.96, de tablas para un nivel de confianza del 95%
- p = 50%
- q = 50%
- e = 5%

$$n = \frac{1633 \times 1.96^2 \times 0.5 \times 0.5}{(1633 - 1) \times 0.05^2 + 1.96^2 \times 0.5 \times 0.5} = 311.15 \quad (4.3)$$

El resultado nos indica que la muestra debe estar conformada con 311 a más usuarios con lo que la subestación seleccionada cumple con lo establecido.



Figura 4. 8. Diagrama unifilar de la SED 2000305



**Figura 4. 9. SED 2000305**

#### **4.3.2. Pérdidas en el circuito secundario**

La metodología a emplear consiste en analizar los circuitos seleccionados en la condición de demanda máxima, con el fin de obtener las pérdidas técnicas variables máximas que permitan la estimación de las pérdidas técnicas promedio presentes en cada circuito, a través de la determinación del factor de carga y del factor de pérdidas.

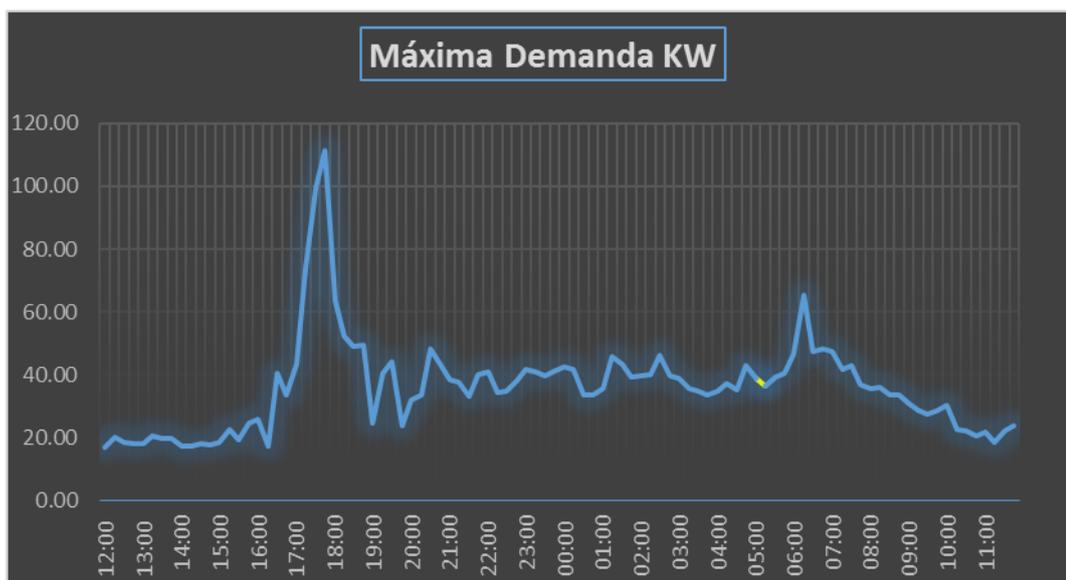
Con el registro de las demandas y la máxima demanda obtenidas del registro en un día típico podemos obtener el factor de carga y el factor de pérdidas de acuerdo a la metodología planteada en la presente investigación, a continuación se presenta el registro de las demandas en la subestación de distribución seleccionada.

Tabla 4. 6. Registro de Demandas de Energía

FECHA	HORA	MD (KW)	HORA	MD (KW)
16 de julio de 2018	12:00	16.81	16:00	25.79
16 de julio de 2018	12:15	20.10	16:15	17.33
16 de julio de 2018	12:30	18.47	16:30	40.49
16 de julio de 2018	12:45	18.17	16:45	33.51
16 de julio de 2018	13:00	18.07	17:00	43.30
16 de julio de 2018	13:15	20.61	17:15	73.71
16 de julio de 2018	13:30	19.73	17:30	99.69
16 de julio de 2018	13:45	19.69	<b>17:45</b>	<b>111.43</b>
16 de julio de 2018	14:00	17.27	18:00	63.87
16 de julio de 2018	14:15	17.11	18:15	52.21
16 de julio de 2018	14:30	17.88	18:30	48.84
16 de julio de 2018	14:45	17.72	18:45	49.47
16 de julio de 2018	15:00	18.29	19:00	24.64
16 de julio de 2018	15:15	22.60	19:15	40.42
16 de julio de 2018	15:30	19.48	19:30	44.33
16 de julio de 2018	15:45	24.54	19:45	23.93
16 de julio de 2018	20:00	32.04	00:00	42.68
16 de julio de 2018	20:15	33.36	00:15	41.74
16 de julio de 2018	20:30	48.21	00:30	33.50
16 de julio de 2018	20:45	43.85	00:45	33.39
16 de julio de 2018	21:00	38.33	01:00	35.64
16 de julio de 2018	21:15	37.45	01:15	<b>45.75</b>
16 de julio de 2018	21:30	33.25	01:30	43.16
16 de julio de 2018	21:45	39.99	01:45	39.37
16 de julio de 2018	22:00	41.03	02:00	39.73
16 de julio de 2018	22:15	34.29	02:15	39.93
16 de julio de 2018	22:30	34.87	02:30	46.15
16 de julio de 2018	22:45	37.95	02:45	39.55
16 de julio de 2018	23:00	41.80	03:00	38.72
16 de julio de 2018	23:15	40.83	03:15	35.48
16 de julio de 2018	23:30	39.86	03:30	34.84
16 de julio de 2018	23:45	41.48	03:45	33.52
16 de julio de 2018	04:00	34.93	08:00	35.56
16 de julio de 2018	04:15	37.11	08:15	35.95
16 de julio de 2018	04:30	35.35	08:30	33.69
16 de julio de 2018	04:45	42.98	08:45	33.42
16 de julio de 2018	05:00	39.04	09:00	30.83
16 de julio de 2018	05:15	36.35	09:15	28.48
16 de julio de 2018	05:30	39.19	09:30	27.28
16 de julio de 2018	05:45	40.47	09:45	28.49
16 de julio de 2018	06:00	46.40	10:00	30.39
16 de julio de 2018	06:15	65.16	10:15	22.69
16 de julio de 2018	06:30	47.21	10:30	22.04
16 de julio de 2018	06:45	48.06	10:45	20.59
16 de julio de 2018	07:00	47.56	11:00	21.76
16 de julio de 2018	07:15	41.82	11:15	18.55
16 de julio de 2018	07:30	42.97	11:30	22.07
16 de julio de 2018	07:45	36.65	11:45	23.88

FUENTE: ELSE

A continuación también presentamos la curva de las demandas que corresponde a una demanda variable típica.



**Figura 4. 10. Máxima Demanda**

Elaboración propia

El cálculo del factor de carga se realiza utilizando las mediciones de la demanda en el transformador en el día de demanda máxima registrado, que representa la relación de la energía promedio y la demanda máxima:

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n D_i \times t}{T \times D_{m\acute{a}xima}} \quad (4.4)$$

Según el registro de los datos de las demandas, tenemos la suma de las demandas en el periodo de análisis:

$$\sum_{i=1}^n = 3458.14 \text{ KW} \quad (4.5)$$

El periodo de intervalo de tiempo del registro de las demandas:

- $t = 0.25$  horas

Para el periodo de análisis que corresponde al día de registros de la demanda tenemos:

- $T = 24$  horas.

La Demanda máxima registrada para el periodo de estudio es:

$D_{\text{máxima}} = 111.43$

Entonces reemplazando los datos se tiene:

$$F_c = \frac{3458.14 \times 0.25}{24 \times 111.43} = 0.32 \quad (4.6)$$

El factor de carga también podemos calcular de la relación:

$$\text{factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (4.7)$$

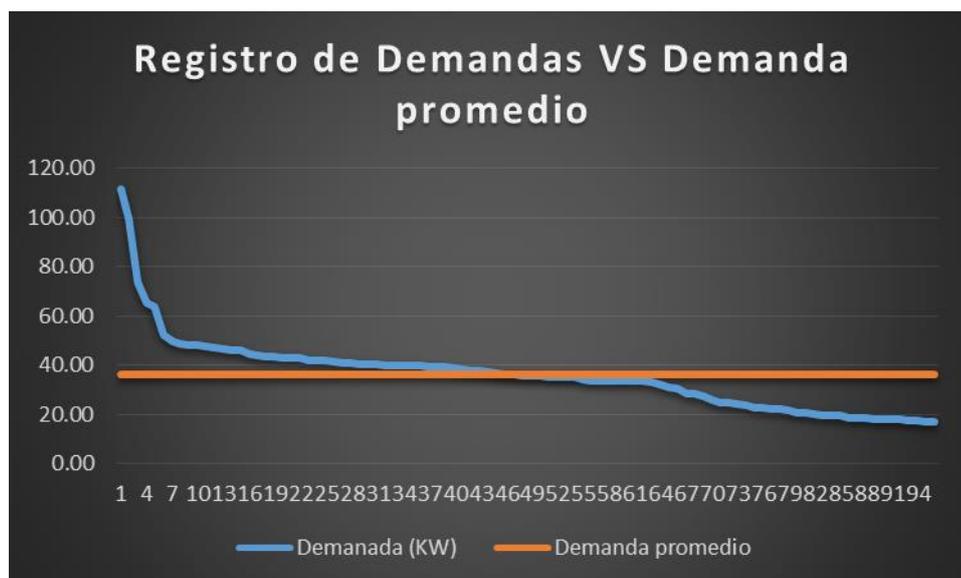
Tenemos que la Demanda promedio es 36.02 y la Demanda máxima es 111.43 KW.

De donde obtenemos:

$$\text{factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{36.02 \text{ KW}}{111.43 \text{ KW}} = 0.32 \quad (4.8)$$

Con los resultados establecemos que tenemos un factor de carga de 0.32.

Tenemos un factor de carga bajo que nos indica un periodo corto de máxima demanda.



**Figura 4. 11. Demanda Promedio**

Elaboración propia

Podemos también obtener la duración de la carga que es la relación de las demandas y la duración de las demandas sobre un mismo periodo de tiempo.

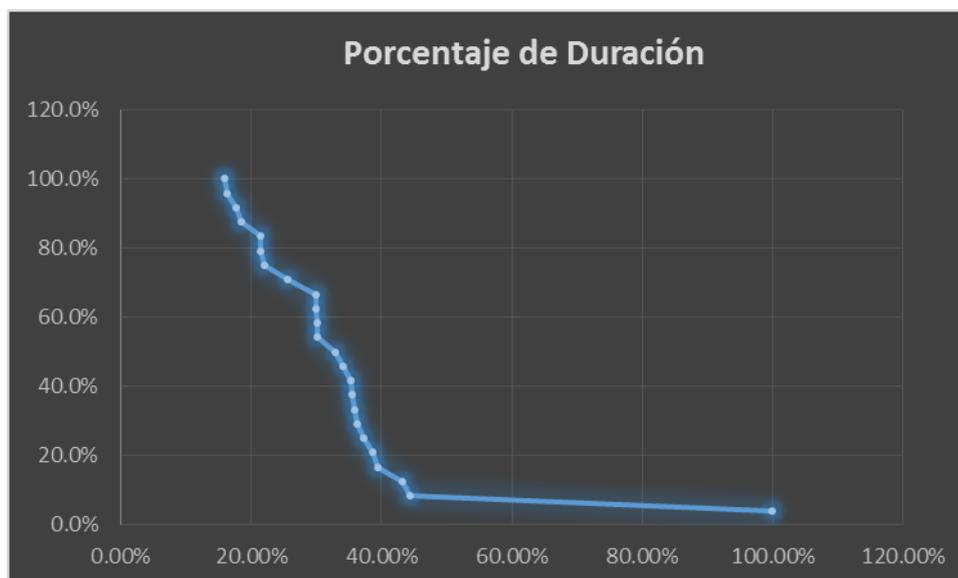
En el cuadro a continuación podemos ver estos datos que han sido ordenados en forma descendente.

**Tabla 4. 7. Duración de la Carga**

Demanada (KW)	Porcentaje de Pico	Porcentaje de Duración	Cuadrados de Demanda
<b>111.43</b>	1.00	0.01	12415.93
99.69	0.89	0.02	9937.30
73.71	0.66	0.03	5433.87
65.16	0.58	0.04	4246.40
63.87	0.57	0.05	4079.58
52.21	0.47	0.06	2725.97
49.47	0.44	0.07	2446.89
48.84	0.44	0.08	2385.54
48.21	0.43	0.09	2323.82
48.06	0.43	0.10	2310.11
47.56	0.43	0.11	2262.37
47.21	0.42	0.13	2228.41
46.40	0.42	0.14	2152.96
46.15	0.41	0.15	2129.82
45.75	0.41	0.16	2093.06
44.33	0.40	0.17	1965.15

Demanada (KW)	Porcentaje de Pico	Porcentaje de Duración	Cuadrados de Demanda
20.59	0.185	0.84	424.15
20.10	0.180	0.85	403.93
19.73	0.177	0.86	389.12
19.69	0.177	0.88	387.70
19.48	0.175	0.89	379.31
18.55	0.166	0.90	343.98
18.47	0.166	0.91	340.99
18.29	0.164	0.92	334.45
18.17	0.163	0.93	330.00
18.07	0.162	0.94	326.52
17.88	0.160	0.95	319.69
17.72	0.159	0.96	314.14
17.33	0.156	0.97	300.26
17.27	0.155	0.98	298.11
17.11	0.154	0.99	292.75
16.81	0.151	1.00	282.58
	$\sum D_i^2 =$		<b>146686.05</b>

Elaboración propia



**Figura 4. 12. Porcentaje de Duración**

Elaboración propia

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente, los cuales son calculados del cuadrado de las demandas. (RAMIREZ, 2012).

$$f_{perd.} = \frac{\sum(Demanda\ horaria)^2 \times h}{(Demanda\ pico)^2 \times T} \times 100 = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (4.9)$$

En el cuadro a continuación podemos visualizar el registro de demandas en forma horaria lo que nos facilitara el análisis.

De donde tenemos:

$$\sum D_i^2 = 146686.05 \times 0.25 = 36671.51$$

$$D_M^2 \times T = 12415.9 \times 24 = 297982.36$$

De donde podemos calcular:

$$f_{perd.} = \frac{\sum(Demanda\ horaria)^2 \times h}{(Demanda\ pico)^2 \times T} \times 100 = \frac{36671.51}{297982.36} \times 100 = 0.12 \quad (4.10)$$

También podemos relacionar el factor de carga con el factor de pérdidas. Con el valor del factor de carga es posible determinar el valor del factor de pérdidas empleando la siguiente ecuación desarrollado por Buller y Woodrow que es una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdidas con el factor de carga.

$$f_{pér.} = X \times F_c + (1 - X) \times F_c^2 \quad (4.11)$$

X: Constante que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas, su valor se asume 0.008 según (R. Nadira, 1993).

Donde tenemos que:

- X = 0.008
- Fc = 0.32
- Fc<sup>2</sup> = 0.105

Entonces reemplazando en la ecuación tenemos:

$$f_{pér.} = X \times F_c + (1 - X) \times F_c^2 = 0.008 \times 0.32 + (1 - 0.008) \times 0.105 \quad (4.12)$$

Así el resultado obtenido es:

$$f_{pér.} = 0.11$$

Podemos ver que la fórmula aproximada desarrollado por Buller y Woodrow es muy similar al cálculo con lo que podemos determinar un factor de pérdidas de 0.11 (11%).

A partir del factor de pérdidas se determinan las pérdidas técnicas promedio presentes en el circuito, con el comportamiento del circuito, de acuerdo al factor de carga que podemos deducir de la siguiente manera:

$$P_{max} = \frac{P_{prom}}{f_{perdidas}} \quad (4.13)$$

Donde:

- $P_{prom.}$  : Pérdidas promedio
- $P_{max.}$  : Pérdidas máximas

La ecuación relaciona las pérdidas variables promedio y las pérdidas máximas gracias a esta ecuación se puede linealizar las pérdidas de un circuito durante un periodo. Se puede entonces calcular la energía pérdida de una forma más real tomando en cuenta el comportamiento de la carga y dando validez a los datos obtenidos, los cuales dependen de la demanda, por medio del factor de carga. (VÁSQUEZ, 2008).

Tenemos que las pérdidas promedio se puede calcular mediante:

$$Pérdidas\ de\ energía = \%pérdidas \times \sum D_i h \quad (4.14)$$

Según lo registrado tenemos un % de pérdidas promedio del 16.22%.

$$\sum D_i h = 3458.14$$

Entonces tenemos lo siguiente:

$$Pérdidas\ de\ energía = 0.1622 \times 3458.14$$

$$Pérdidas\ de\ energía = 425.70\ KWh$$

Calculamos las pérdidas en el circuito:

$$P_{circuito} = f_{pérdidas} \times P_{max} \tag{4.15}$$

Las pérdidas máximas corresponden a las pérdidas a la hora pico y podemos calcular mediante la siguiente ecuación:

$$Pérdidas\ a\ la\ hora\ pico = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2} \times Pérdidas\ de\ energía \tag{4.16}$$

En el cuadro a continuación tenemos las pérdidas máximas:

**Tabla 4. 8. Perdidas Máxima de Energía**

Demanda (KW)	$\frac{D_M^2}{\sum D_i^2} \times Pérdidas\ de\ energía$
<b>111.43</b>	<b>47.4771</b>
99.69	37.9991
73.71	20.7785
65.16	16.2378
63.87	15.5999
52.21	10.4238
49.47	9.3566
48.84	9.1220
48.21	8.8860
48.06	8.8336
47.56	8.6511
47.21	8.5212
46.40	8.2327
46.15	8.1442
<b>45.75</b>	<b>8.0036</b>

Elaboración propia.

$$P_{promedio} = f_{pérdidas} \times P_{max} \tag{4.17}$$

Tenemos un factor de pérdidas de 0.11 y una pérdida máxima de 47.47, con lo calculamos las pérdidas en los circuitos secundarios:

$$P_{promedio} = 0.11 \times 47.47$$

$$P_{promedio} = 5.04 \text{ KW}$$

Este valor nos indica las pérdidas promedio en los conductores.

Según lo mencionado por (UGARTE, 2012), las pérdidas técnicas porcentuales se calculan mediante lo siguiente:

$$\%Proemdio_{pérdidas} = \frac{Promedio_{pérdidas}}{D_{máxima}} * 100 \quad (4.18)$$

Entonces tenemos lo siguiente:

$$\%Proemdio_{pérdidas} = \frac{5.04}{111.43} * 100$$

$$\%Proemdio_{pérdidas} = 4.53 \%$$

Podemos calcular las pérdidas de energía en base a este dato:

A partir de las pérdidas promedio se pueden obtener las pérdidas de energía según el intervalo de tiempo analizado.

Calculamos las pérdidas de energía multiplicando por los intervalos:

- Diarias (24 h)
- Mensuales (720 h)

Entonces tenemos los siguientes resultados:

Pérdidas diarias de energía.

$$Pérdidas_{diarias} = 5.04 * 24$$

$$Pérdidas_{diarias} = 121.08 \text{ KW h}$$

Pérdidas mensuales de energía.

$$Pérdidas_{mensuales} = 5.04 * 720$$

$$Pérdidas_{mensuales} = 3632.4 \text{ KWh}$$

### 4.3.3. Pérdidas en el transformador

Como se mencionó en el capítulo anterior para el cálculo de pérdidas en transformadores existen dos métodos, uno de ellos es basado en información de los protocolos de pruebas (corto circuito y de circuito en vacío)

En la estimación de pérdidas de potencia activa de los transformadores usando protocolos de prueba, tenemos básicamente dos componentes, la primera está relacionada con las pérdidas debidas a la corriente de magnetización del núcleo y se conocen como pérdidas de vacío o pérdidas en el hierro ( $P_{fe}$ ).

**Tabla 4. 9. Pérdidas en el Transformador**

POTENCIA (KVA)	PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO (W)	PÉRDIDAS EN LOS DEVANADOS (W)
50	180	600
75	250	820
100	300	1020
150	400	1420
200	540	1900

Elaboración propia

Del protocolo tenemos que para el transformador de 100 KVA se tiene una pérdida de potencia de 1320 watts.

$$Perd_{trafo} = P_{fe} + P_{cu} \quad (4.19)$$

$$Perd_{trafo} = 300 + 1020 = 1320 \text{ Watts.}$$

Con lo calculamos las pérdidas de energía correspondiente.

Pérdidas diarias de energía.

$$Pérdidas_{diarias} = 1.320 * 24$$

$$Pérdidas_{diarias} = 31.68 \text{ KW h}$$

Pérdidas mensuales de energía.

$$Pérdidas_{mensuales} = 1.32 * 720$$

$$Pérdidas_{mensuales} = 950.4 \text{ KWh}$$

Las pérdidas técnicas porcentuales se calculan mediante lo siguiente:

$$\%Proemdio_{pérd.Trafo} = \frac{Promedio_{pérdidas}}{D_{máxima}} * 100 \quad (4.20)$$

Entonces tenemos lo siguiente:

$$\%Proemdio_{pérdidas} = \frac{1.32}{111.43} * 100$$

$$\%Proemdio_{pérdidas} = 1.18 \%$$

#### 4.3.4. Pérdidas en alumbrado público

Para el cálculo de las pérdidas de potencia en el alumbrado público asociadas al alimentador se debe determinar la cantidad de cada tipo de luminarias existentes y luego

multiplicar por las pérdidas de potencia promedio obtenidas en laboratorio según el tipo. Las pérdidas totales de potencia se las obtiene al sumar las pérdidas encontradas anteriormente para cada grupo de luminarias.

$$E = P_t \times T \quad (4.21)$$

Donde:

E : Pérdidas de energía en alumbrado público (kW h)

$P_t$  : Pérdidas de potencia total en alumbrado público (kW)

T : Tiempo de operación promedio (h)

De la investigación de campo tenemos los siguientes daos:

**Tabla 4. 10. Tabla 4. 9. Pérdidas en el Transformador**

TIPO	POTENCIA NOMINAL (W)	PÉRDIDAS PROMEDIO/ LUMINARIA (W)	NÚMERO DE LUMINARIAS	PÉRDIDA TOTAL (W)
Vapor de sodio	70	11	118	1298

Elaboración propia

Las pérdidas técnicas porcentuales en el alumbrado público, se calculan mediante lo siguiente:

$$\%Proemdio_{pérd.A.P.} = \frac{Promedio_{pérdidas}}{D_{máxima}} * 100 \quad (4.22)$$

Entonces tenemos lo siguiente:

$$\%Proemdio_{p\acute{e}rdidas} = \frac{1.298}{111.43} * 100$$

$$\%Proemdio_{p\acute{e}rdidas} = 1.16 \%$$

Calculamos las pérdidas de energía siguiendo el mismo método de los casos anteriores

Consideramos un tiempo promedio de 12 horas de funcionamiento al día.

$$P\acute{e}rdidas_{diarias} = 1.298 * 24 = 15.57 \text{ KWh}$$

$$P\acute{e}rdidas_{mensuales} = 15.57 * 30 = 467.28 \text{ KWh}$$

Entonces las pérdidas técnicas totales es la suma de las pérdidas en los circuitos el transformador y alumbrado público, que nos da un resultado de 6.87%.

**Tabla 4. 11. Resumen de Pérdidas**

<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS</b>	<b>%</b>
Circuitos Secundarios	4.53
Transformador	1.18
Alumbrado Público	1.16
<b>Total</b>	<b>6.87</b>

Elaboración propia

#### 4.4. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

A partir del balance energético inicial y el cálculo de pérdidas técnicas sistema de distribución secundaria, se pueden discriminar las pérdidas no técnicas de las pérdidas totales, como sigue:

$$P_S = P_T + P_{NT} \quad (4.23)$$

$P_S$  : 16.22%

$P_T$  : 6.87%.

$P_{NT}$  : Pérdidas no técnicas.

Entonces tenemos lo siguiente:

$$P_{NT} = P_S + P_T = 16.22 - 6.87 = 9.35\%$$

Podemos observar que se tiene un porcentaje alto de pérdidas no técnicas, que corresponden normalmente al hurto de energía, fraude y energía no registrada.

## CONCLUSIONES

- ✓ Se Obtuvieron los valores de energía neta entregada y energía facturada de los circuitos del sub sistema de distribución en baja tensión Mazuko- Madre de Dios, con lo cual se pudo determinar la diferencia entre la energía comprada por la empresa y la energía facturada lo cual en promedio tiene un porcentaje de 16% que representa una cantidad importante de pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas.
- ✓ Al realizar los cálculos respectivos para la discriminación de pérdidas técnicas por componente de red, se logró encontrar los porcentajes de pérdidas que ocurren en el sistema de baja tensión estás de acuerdo a la muestra que se tomó para el análisis que fue la la sub estación de distribución 2000305 ubicada en una zona estratégica que agrupa a 496 usuarios con tarifa BT5 y 04 usuarios con tarifa BT6, que es una muestra representativa y nos permitió estimar las pérdidas técnicas reales del sistema en evaluación estas se realizaron de acuerdo al estudio de la máxima demanda registrada el factor de carga y el factor de pérdidas que como resultado y evaluación del proceso es del orden del 6.87% que está dentro de los estándares permitidos asumidos por las empresas para pérdidas técnicas.
- ✓ La metodología implementada para la discriminación de pérdidas técnicas y no técnicas está basada en el análisis de la demanda máxima, con la relación del factor de carga y el factor de perdidas desarrollado por Buller y Woodrow, para la estimación de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas de los circuitos de la redes en baja tensión resultado de lo cual tenemos valores de pérdidas no técnicas de 9.35%, estas son producidas principalmente por fraude y hurto de energía por parte de los usuarios.

## RECOMENDACIONES

- ✓ De los resultados obtenidos en la presente investigación podemos recomendar a la empresa plantear políticas para reducir las pérdidas no técnicas existentes en las redes de baja tensión de la localidad de Mazuco, estas podrían ser realizar un proceso de saneamiento de las acometidas domiciliarias, realizar operativos que permitan detectar el hurto de energía por parte de los usuarios, mejorar las distancias de seguridad de las redes en baja tensión y de esta manera evitar la conexión directa de las acometidas.
- ✓ En cuanto a la línea de investigación se debe de alentar a los tesisistas a continuar con este tipo de investigación netamente aplicativa a los servicios eléctricos de nuestra Región.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Alfredo Dammert, Fiorella Molinelli , Max Carbajal. (2011). *Fundamentos Técnicos Y Económicos Del Sector Eléctrico Peruano*. Lima Perú: Osinergmin.
- Alfredo Mendiola , Carlos Aguirre , Oscar Aguilar, Suzete Castillo , Gerard Giglio , Walter Maldonado. (2012). *Proyectos De Generación Eléctrica En El Perú ¿Centrales Hidroeléctricas O Centrales Térmicas?* Lima Perú: Esam.
- Cañar, S. (2007). *Cálculo Detallado De Perdidas En Sistemas Eléctricos De Distribución Aplicado Al Alimentador “Universidad” Perteneciente A La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.* Quito Ecuador: Epn.
- Cazau, P. (2006). *Introducción A La Investigación En Ciencias Sociales* (Tercera Ed.). Buenos Aires, Argentina.
- Luera, M. C. (2016). *Programa De Reducción Y Control De Pérdidas No Técnicas En El Alimentador Chs032 – 7ma. Sur, De La Empresa Hidrandina S.A. – Chimbote*. Nuevo Chimbote Perú: Uns.
- Luz Janneth Males Alcoser, D. D. (2007). *Manual De Diagnóstico De Fallas De Funcionamiento En Maquinaria Pesada De Construcción Civil*. Caracas : Upn.
- Martínez, J. L. (2006). *Diseño De Estrategias De Mantenimiento Para La Gestión De Activos Físicos En Empresas Distribuidoras De Energía Eléctrica En Argentina*. Buenos Aires: Utn.

Moisés Castro Luera, Edgardo Rafael Florian Reyes. (2016). *Programa De Reducción Y Control De Pérdidas No Técnicas En El Alimentador Chs032 – 7ma. Sur, De La Empresa Hidrandina S.A. – Chimbote*. Nuevo Chimbote Perú: UNS.

Ochoa, O. J. (2006). *Estimación De Pérdidas Técnicas En El Sistema De La Empresa Eléctrica Municipal De San Pedro Sacatepéquez, San Marcos*. Guatemala: USG.

Ramirez, C. S. (2012). *Redes De Distribución De Energía*. Manizales Colombia: UNC.

Rreyes, I. (2005). *Método De Recolección De Datos*. Carabao Venezuela: Uc.

Siamperi, R. (2014). *Metodología De La Investigacion* . Mexico, D.F.: Mcgraw-Hill.

Ugarte, M. S. (2012). *Estimación De Pérdidas Técnicas En Baja Tensión*. Costa Rica: UCR.

Vásquez, C. A. (2008). *Metodología Para El Cálculo De Pérdidas Técnicas En Redes De Distribución Eléctrica*. Costa Rica: UCR.

ANEXOS

Anexo 1. Registro fotográfico de detección de hurto de energía.



Anexo 2. Diagrama unifilar sector eléctrico Mazuko.

