

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**Influencia de las pérdidas energéticas del alimentador HRZ282
en baja tensión en la calidad del servicio, Hidrandina S.A.**

Tesis para obtener el título profesional de Ingeniero en Energía

AUTOR :

Bach. Diestra Miranda, Ever Franklin

ASESOR :

MSc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
Código ORCID: 0000-0001-9950-2999

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ

2024

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



CONFORMIDAD DEL ASESOR


La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**“INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTADOR
HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA CALIDAD DEL SERVICIO,
HIDRANDINA S.A.”**

AUTOR :

Bach. Diestra Miranda, Ever Franklin



MSc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
Asesor
DNI 32850228
Código ORCID: 0000-0001-9950-2999

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

**“INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTADOR
HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA CALIDAD DEL SERVICIO,
HIDRANDINA S.A.”**

AUTORES:

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Dr. Mariños Castillo Gualberto Antenor

PRESIDENTE

DNI: 17890841

CÓD. ORCID: 0000-0001-7514-9908

MSc. Cedrón Maguiña, Ricardo Antonio

SECRETARIO

DNI: 72839286

CÓD. ORCID: 0000-0003-3925-4094

MSc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor

INTEGRANTE

DNI: 32850228

CÓD. ORCID: 0000-0001-9950-2999



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

El día viernes 20 del mes de setiembre del año dos mil veinticuatro, siendo las 11:00 a.m. en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, en cumplimiento al Art. 68 del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado con Resolución N°337-2024-CU-R-UNS de fecha 12.04.24, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 520-2024-UNS-CFI** de fecha 15.08.24, integrado por los siguientes docentes:

- Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo : Presidente
- M.Sc. Ricardo Antonio Cedrón Maguña : Secretario
- M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello : Integrante

Y según la **Resolución Decanal N°578-2024-UNS-FI de fecha 17.09.24.**, se **DECLARA EXPEDITO** al bachiller para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis, titulada: **"INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTADOR HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA CALIDAD DEL SERVICIO, HIDRANDINA S.A."**, perteneciente al bachiller: **EVER FRANKLIN DIESTRA MIRANDA**, con código de matrícula N°0200611031, teniendo como asesor al docente **M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello**, según Resolución Decanal N° 433-2018-UNS-FI de fecha 02.08.2018.

Terminada la sustentación del bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.


El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
EVER FRANKLIN DIESTRA MIRANDA	17	Bueno

Siendo las 12:00 p.m. del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
PRESIDENTE


M.Sc. Ricardo Antonio Cedrón Maguña
SECRETARIO


M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
INTEGRANTE




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: Ever Franklin Diestra Miranda
Título del ejercicio: Tesis Ever Diestra Miranda
Título de la entrega: INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTA...
Nombre del archivo: TESIS_DIESTRA.docx
Tamaño del archivo: 11.14M
Total páginas: 128
Total de palabras: 27,213
Total de caracteres: 137,551
Fecha de entrega: 25-sept.-2024 09:07a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entre... 2465145698

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA

INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL
ALIMENTADOR HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA
CALIDAD DEL SERVICIO, HIDRANDINA S.A.

AUTOR :
Bach. Diestra Miranda, Ever Franklin

ASESOR :
MSc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
DNI 32850228
Código ORCID: 0000-0001-6950-2999

NUEVO CHIMBOTE, AGOSTO DEL 2024

INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTADOR HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA CALIDAD DEL SERVICIO, HIDRANDINA S.A.

INFORME DE ORIGINALIDAD

23%

INDICE DE SIMILITUD

23%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

11%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	6%
2	repositorio.unap.edu.pe Fuente de Internet	3%
3	hdl.handle.net Fuente de Internet	3%
4	repositorio.uncp.edu.pe Fuente de Internet	2%
5	repositorio.uss.edu.pe Fuente de Internet	1%
6	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1%
7	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	1%
8	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	1%

DEDICATORIA

A Dios por darme sabiduría, por ser la guía en el camino y por impulsarme para enfrentar cada escollo en la vida.

A mis padres por sus consejos, su apoyo incondicional y por formarme con valores para afrontar los obstáculos que se presentan en la travesía de lograr cada objetivo.

A mis hermanos (as) por sus consejos y buenos deseos en mi vida profesional futura y crecimiento profesional y en lo personal.

Ever Franklin Diestra Miranda

RECONOCIMIENTO

A mi querida Alma Mater la Universidad Nacional del Santa, por haberme acogido en sus instalaciones, durante los años de estudio en mi formación profesional, en donde quedaron los recuerdos de una época maravillosa de mi vida profesional, donde puse mi esfuerzo, ganas de superación y abnegación para el logro de mi objetivo y recompensa en cada uno de los esfuerzos, realizándome como profesional de ingeniería en energía.

A mis profesores de la Escuela Académica Profesional de Ingeniería en Energía por la calidad de educación impartida durante los años de mi formación profesional, por sus sabios consejos y apoyo incondicional.

Un agradecimiento a mi Asesor MSc. Escate Ravello, Julio y a mis jurados por su aporte valioso, apoyo y tiempo incondicional, los cuales fueron importantes para el inicio, desarrollo y termino del presente trabajo de investigación. Sus conocimientos, orientaciones y su motivación que han sido fundamental para mi formación como investigador. A su manera, han sido capaces de ganarse mi respeto y admiración.

Atentamente,

Ever Franklin Diestra Miranda

Índice

Dedicatoria	iv
Agradecimiento	v
Resumen	viii
Abstract	ix
Capítulo I: Introducción.	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	5
1.4 Hipótesis	7
1.5 Objetivos	7
Capitulo II: Marco Teórico.	8
2.1 Sistema de gestión comercial de la distribución	8
2.2 Calidad de energía	16
2.3 Perdidas eléctricas	21
2.4 Evaluación económica	32
Capítulo III: Material y método	35
3.1 Material	35
3.2 Método	41
Capitulo IV: Resultados y Discusión	46
4.1 Balance de energía en AMT HRZ282	46
4.2 Indicadores de calidad del AMT HRZ282	52
4.3 Compensación por incumplimiento de NTCSE	59
4.4 Indicadores de desempeño del AMT HRZ282	62
4.5 Planteamiento de mejoras aplicadas durante el II semestre 2023 para el AMT HRZ282	64
4.6 Evaluación de las pérdidas luego de Actividades planificadas en AMT HRZ282 Semestre 2023-II	68
4.7 Evaluación económica y del desempeño de las mejoras aplicadas durante El II Semestre 2023-II	83
4.8 Discusión de resultados	87
Conclusiones	88
Recomendaciones	89
Referencias bibliográficas	90
Anexos	94

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Estructura de la generación, transmisión y distribución de la energía.	9
Figura 2 Sistema de Distribución Primaria y secundaria	10
Figura 3 Sistema de Distribución secundaria	12
Figura 4 Ámbito de la calidad de servicio de Electricidad	17
Figura 5 Diagrama de Sankey para la distribución eléctrica	21
Figura 6 Tipificación de las pérdidas de energía eléctrica	22
Figura 7 Factores que inciden en las pérdidas técnicas.	24
Figura 8 Influencias de las pérdidas eléctricas en la energía facturada	27
Figura 9 Sistema de Distribución Caraz-Carhuaz-Huaraz HRZ282	36
Figura 10 Diseño de investigación	41
Figura 11 Distribución porcentual de AS con pérdidas mayores a 13,8 % AMT AHRZ	
282	52
Figura 12 Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3002-AMT	
HRZ 282	53
Figura 13 Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3619-AMT	
HRZ 282	54
Figura 14 Distribución porcentual de AS con pérdidas mayores a 13,8 % AMT HRZ282-	
2024	74
Figura 15 Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3615-AMT	
HRZ 282	75
Figura 16 Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3614-AMT	
HRZ 282	76

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-A	37
Tabla 2 Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-B	38
Tabla 3 Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-C	39
Tabla 4 Factores de simultaneidad.	40
Tabla 5 Pérdidas en lámparas de sodio (CENS, 2016).	40
Tabla 6 Tolerancias de indicadores de calidad y factores de ponderación por tipo de Interrupciones (NTCSE).	44
Tabla 7 Desempeño de la AMT HRZ282-1	47
Tabla 8 Desempeño de la AMT HRZ282-2	48
Tabla 9 Desempeño de la AMT HRZ282-3	49
Tabla 10 Desempeño de la AMT HRZ282-4	50
Tabla 11 Desempeño de la AMT HRZ282-5	51
Tabla 12 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-1	56
Tabla 13 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2	57
Tabla 14 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-3	58
Tabla 15 Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-1	60
Tabla 16 Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-2	61
Tabla 17 Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-3	62
Tabla 18 Actividades planificadas en AMT HRZ282 Semestre 2023-II	65
Tabla 19 Plan de actividades para revisión en AMT HRZ282 Semestre 2023-II	66
Tabla 20 Plan de actividades para cambios en AMT HRZ282 Semestre 2023-II	67
Tabla 21 Plan de actividades de revisión de alimentadores secundarios de AMT HRZ282 Semestre 2023-II	68
Tabla 22 Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-1	69

Tabla 23 Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-2	70
Tabla 24 Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-3	71
Tabla 25 Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-4	72
Tabla 26 Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-5	73
Tabla 27 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-1-2024	77
Tabla 28 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2-2024	78
Tabla 29 Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-3-2024	79
Tabla 30 Compensación por desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2024	81

RESUMEN

El presente trabajo de investigación titulado “INFLUENCIA DE LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEL ALIMENTADOR HRZ282 EN BAJA TENSIÓN EN LA CALIDAD DEL SERVICIO, HIDRANDINA S.A.”, tiene por objetivo Determinar la influencia de las pérdidas energéticas del sistema de distribución del alimentador AMT HRZ282 para proponer mejoras en el servicio eléctrico, perteneciente a la unidad de negocio Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.

El presente trabajo de investigación es del tipo pre-experimental, de naturaleza descriptiva. La población y muestra es única y la conforma el AMT HRZ282 compuesto por 110 alimentadores secundarios en baja tensión ubicados en la ciudad de Huaraz, siendo principalmente la carga del tipo domiciliaria.

Se ha elaborado un balance de energía en el AMT HRZ282 para el periodo 2023-II obteniéndose un porcentaje de pérdidas totales de 12,1%, con un factor de carga de 67,6%. Obteniéndose que un total de 23 alimentadores secundarios tienen pérdidas superiores a 13,8%, alcanzando un alimentador secundario el valor mayor a 17% de pérdidas. Se determinó un total de U\$ 7 866,46 dólares por semestre como penalidad por mala calidad del producto referido al nivel de tensión que afecta significativamente el servicio. Se evaluó financieramente la implementación del plan de actividades, obteniéndose un VAN de S/ 112 319,21 y un TIR de 18,19%. Pero los indicadores desempeño demuestran que las pérdidas de distribución afectan significativamente al servicio eléctrico, mejorando significativamente el SAIFI, SAIDI y el ASIFI.

PALABRAS CLAVE: Suministro eléctrico, caída de tensión, pérdidas eléctricas, Subestación Eléctrica, Demanda máxima,

ABSTRACT

The present research work entitled "INFLUENCE OF ENERGY LOSSES OF THE HRZ282 LOW VOLTAGE FEEDER ON THE QUALITY OF SERVICE, HIDRANDINA S.A.", aims to determine the influence of energy losses in the distribution system of the AMT HRZ282 feeder to propose improvements in the electrical service, belonging to the Huaraz business unit of the company Hidrandina S.A.

This research work is of the pre-experimental type, of a descriptive nature. The population and sample is unique and is made up of the AMT HRZ282 composed of 110 low voltage secondary feeders located in the city of Huaraz, the load being mainly of the residential type.

An energy balance has been prepared in the AMT HRZ282 for the period 2023-II, obtaining a percentage of total losses of 12.1%, with a load factor of 67.6%. It was found that a total of 23 secondary feeders have losses greater than 13.8%, with one secondary feeder having a value greater than 17% of losses. A total of US\$ 7 866, 46 dollars per semester was determined as a penalty for poor product quality related to the voltage level that significantly affects the service. The implementation of the activity plan was financially evaluated, obtaining a NPV of S/ 112 319,21 and an IRR of 18,19%. However, the performance indicators show that distribution losses significantly affect the electric service, significantly improving the SAIFI, SAIDI and ASIFI.

KEYWORDS: Power supply, voltage drop, electrical losses, electrical substation, maximum demand,

1. Capítulo I: Introducción.

1.1 Realidad problemática

El incremento de las pérdidas energéticas en baja tensión, influyen en las interrupciones eléctricas y presentan consecuencias que afectan la calidad del suministro eléctrico, las cuales se dan por sobrecargas eléctricas, debido al aumento de la demanda de energía por nuevos usuarios y a circuitos no balanceados, ocasionando interrupciones eléctricas al aperturarse los interruptores termo magnéticos en el tablero de distribución en baja tensión, interrumpiendo la continuidad del servicio eléctrico. Las interrupciones por fallas en acometidas, se debe al acelerado deterioro y envejecimiento, ya que se encuentran parchadas, a consecuencia de las remodelaciones de las redes convencionales por auto portantes a la falta de conductor concéntrico de $2 \times 6 \text{ mm}^2$ para la instalación de la acometida domiciliaria. Mientras que las pérdidas de energía en los registradores de medición son producto debido a la antigüedad de las mismas, ya que actualmente se cuenta con medidores electromecánicos instalados, comparados con medidores electrónicos las pérdidas que se dan en los circuitos de tensión y corriente son mayores.

Las pérdidas energéticas técnicas y no técnicas de las subestaciones eléctricas de distribución en baja tensión más críticas, pertenecientes al alimentador HRZ282, se determinaron mediante los datos históricos del Sistema de Gestión Comercial Optimus NGC de la empresa Hidrandina de la unidad de negocio Huaraz, siendo en promedio las pérdidas totales en baja tensión en las cinco subestaciones eléctricas de distribución en baja tensión, incrementándose del 10.77 % (2018) a 11.01 % (2019). Esto debido al incremento de pérdidas no técnicas por vulneraciones a los medidores, conexiones directas, conexiones clandestinas y pérdidas técnicas en conductores (Empresa Hidrandina, 2020).

Las mayores pérdidas energéticas técnicas fueron en las subestaciones eléctricas de distribución (SED), HR3010 (5.24%) y HR3610 (5.18%), mientras que las pérdidas no técnicas se dieron en las (SED), HR3810 (6.59%) y en la HR3010 (6.23%).

Las mayores pérdidas energéticas técnicas fueron en las subestaciones eléctricas de distribución (SED), HR3010 (5.19 %) y HR3610 (5.18 %), mientras que las pérdidas no técnicas se dieron en las (SED), HR3010 (6.62%) y en la HR3810 (6.94 %).

Las deficiencias técnicas en redes secundarias en BT, se determinarán en función a los datos registrados por los medidores totalizadores instalados en los lados de baja

tensión de los trafos de distribución, ya que estos medidores registran la energía consumida por los consumidores. Se obtendrá las pérdidas en cada circuito como la diferencia entre la energía suministrada con la energía que se consume. Por lo consiguiente, debemos asegurarnos que cada circuito eléctrico esté libre de fallas, tal como sustracción o fraudes de energía.

Mientras que las Pérdidas Técnicas en Acometidas Eléctricas, se estimaron con el registro de la energía consumida en los clientes consumidores en el periodo de análisis, del cual se determina la demanda total al dividir la energía consumida total durante el periodo de estudio entre el total de horas de los días del periodo del estudio. A partir de la demanda total se determina la corriente media por fase en cada acometida. De las inspecciones se determina el calibre del conductor y del mismo modo la resistencia eléctrica media para cada acometida, así como la longitud del tramo. Con esta información y la corriente media por fase se determina la pérdida de potencia por cada suministro, representando la pérdida como la principal en un circuito eléctrico.

Por último, las Pérdidas Técnicas inmersos en los sistemas de medición de los equipos electromecánicos y electrónicos representan valores significativos de las pérdidas totales. En función a la información de los fabricantes las pérdidas de potencia en los medidores electromecánicos y cada sistema de medición electrónico, se determina el total de pérdidas eléctricas.

La calidad del suministro eléctrico se limita a las interrupciones eléctricas producidas en baja tensión los resultados de los indicadores promedios de la calidad del servicio eléctrico correspondientes al periodo del segundo semestre del año 2019, teniendo en cuenta los registros estadísticos de interrupciones eléctricas del sistema de Gestión Comercial Optimus NGC y la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. Los resultados pertenecen a las SED's, HR3810, HR0610, HR3810, HR3610, HR4110. En la cual se observa que los indicadores superan ampliamente a las tolerancias estipuladas en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos, obteniéndose 10 interrupciones por suministro/ semestre y 20 horas de duración de interrupción por cliente por semestre.

Según lo considerado en la realidad problemática y los antecedentes del informe se formula el siguiente problema:

¿En cuánto influyen las pérdidas energéticas del alimentador HRZ282 en baja tensión en la calidad del servicio, perteneciente a la unidad de negocio Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.?

1.2 Antecedentes:

Se tienen los antecedentes del presente informe de tesis:

Asencio Y. (2020) tuvo como objetivo de esta investigación la realización de un estudio sectorizado que permitiera al control y reducción de pérdidas, utilizando el método de balance de energía en las subestaciones eléctricas de distribución en baja tensión durante un semestre. Identificándose las pérdidas eléctricas en 29 153,55 kWh y donde las pérdidas no técnicas son de 271 871,17 kWh, generados como consecuencia de fenómenos físicos y sustracción de energía. Durante el periodo de estudio se obtuvieron pérdidas no técnicas de 7.40% equivalente a 271 871,17 kWh, en la cual la subestación de distribución en baja tensión 186-38 presento la mayor cantidad de pérdidas no técnicas con 9.10%. La hipótesis se comprobó aplicando la prueba t-student para una muestra de mediciones antes y después de aplicar las mejoras en la calidad del producto y del servicio. Con la información obtenida se aplicó técnicas de control y reducción de pérdidas para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica.

Castro L. & Florián E. (2016) En su tesis plantean el objetivo reducir las pérdidas no técnicas eléctricas a un valor standar de 2,85 %, para lo cual se planifico un programa para reducir y controlar las pérdidas con técnicas utilizando cuadrillas permanentemente para este servicio. Para su análisis utilizó la técnica de observación y análisis de registros estadísticos referentes a la calidad del producto verificándose los valores de tensión que no exceden al valor de 7% normado por la NTCSE, así como la inspección e intervención de conexiones eléctricas. Determinaron que las pérdidas totales del alimentador CHS032 es de 16.30 %, con 6.27% de pérdidas técnicas y 10,03 % de pérdidas no técnicas. Mediante inspecciones realizadas se demostró que las pérdidas no técnicas se deben a fraudes (5,94 %), conexiones clandestinas (1.94 %), error en la facturación (1.26 %), entre otros. Según el porcentaje considerable de pérdidas no técnicas se implementó el programa indicado, logrando reducir en 1.49 % las pérdidas no técnicas durante el periodo 2015, alcanzando un grado de cumplimiento de 21.03 %.

Madrigal, R. & Uzcátegui, T. (2017) Realizaron un estudio referente a las pérdidas técnicas de energía usando el uso de métodos de control estadístico de forma tal que utiliza la información histórica y cálculos; y obtiene resultados de alta fiabilidad. Determinó que las pérdidas energéticas en baja tensión son de 1.461 % en redes secundarias, en acometidas 0.199 % y en medidores el 0.269%. Asimismo, mediante técnicas estadísticas determinó que las pérdidas de energía por fraude que, por robos, en un orden de 2.43 veces. Las pérdidas en los suministros se obtuvieron a partir de valores medios, de tal forma que las pérdidas en los medidores dependerá de los datos precisos que el fabricante proporcione en cuanto a las pérdidas de potencia de cada medidor.

Paricahua P. & Fernández H. (2017). En este trabajo, los Tesisistas elaboraron el diagnóstico de las pérdidas de energía en redes de baja tensión, mediante la evaluación del resultado del flujo de potencia en el 100% de los sistemas en baja tensión que se monitorean en el sistema GIS, información suministrada por ELECTROPUNO. La muestra evaluada cuenta con 828 sistemas de distribución para el periodo 2017, 1 905 km de redes de baja tensión y 130 927 clientes consumidores. Los resultados del flujo de carga concluyen que las pérdidas de energía en redes de baja tensión es 1,47 % de la energía suministrada al circuito de baja tensión y la magnitud de pérdidas técnicas de energía en líneas de baja tensión es de 106,53 MWh/mes. Las pérdidas técnicas determinadas en los sistemas de medición para el año 2017 es 5 566,26 MWh/año. Se plantea como meta la reducción de las interrupciones y de las sobretensiones y subtensiones que afectan notablemente a la calidad del producto y del suministro de las redes de baja tensión de ELPUNO.

Pinedo L. (2018) Este trabajo de investigación tuvo como finalidad la identificación de pérdidas no técnicas de electricidad para lo cual utilizó un balance de energía eléctrica en cada uno de los sistemas de alimentación secundaria de las redes de baja tensión. Las pérdidas globales en 19 sub estaciones de distribución, para el 2017 fue de 1 196,827 kWh, representando el 10.02% de energía no facturada durante el periodo de evaluación de la empresa Electro Oriente S.A. en la ciudad de Juanjui. Resultando principalmente la variación del nivel tensión, interrupciones y flicker fuera de los rangos establecidos por la NTCSE en penalidades iguales a S/ 201 073.00. Lográndose la cuantificación de lo dejado de vender en el año 2017.

Vargas G. (2018) El Tesista en su trabajo de investigación, utilizó la técnica denominada, trabajos con tensión (TcT), aplicable sin restringir la continuidad del servicio de energía eléctrica, evaluándose la criticidad de una población de 29 alimentadores de media tensión AMT. La compensación económica por mala calidad de suministro, ascendente a un total US\$ 10 448.51, con un SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año, superando las tolerancias establecidas por el Osinergmin en un 279.2% y 455.3%, respectivamente. Luego se implementó un plan de actividades con la finalidad de poder revisar y realizar cambios en los sistemas de suministro y revisiones en los sistemas de alimentación secundario con la finalidad de reducir las pérdidas generadas por la mala calidad del producto, básicamente por los valores de tensión fuera del rango normado y por las interrupciones que afectan a la calidad del suministro. Se alcanzó una mejora de 29.33% SAIFI y 68.90% SAIDI de en relación al primer semestre del año 2016, y un 74.06% SAIFI y 76.78% SAIDI respecto al segundo semestre del mismo periodo.

1.3 Justificación:

La justificación es la siguiente:

La elaboración de la tesis es justificable en función los siguientes aspectos: La unidad de negocio Huaraz en los últimos 20 años, obtuvo una disminución de las pérdidas en distribución, pasando de 12.9 % en año 1995 a 10.05 % en el año 2013 y 9.43 % en el año 2019, siendo certificado por el IV informe del sistema de gestión comercial de OSINERGMIN en 13,8%. Del mismo modo, la empresa ha realizado considerables esfuerzos implementando técnicas de medición para mejorar la calidad del producto y del suministro, del mismo modo aplicando distintas políticas de control de pérdidas para mejorar los indicadores de desempeño de la calidad del producto y del servicio en los AMT asociados a la ciudad de Huaraz, Caraz y Carhuaz., los niveles de pérdidas en los alimentadores secundarios requieren ser controlados ya que la sumatoria de estos suman las pérdidas totales en el AMT HRZ282, para ello es primordial la medición y control de los niveles de tensión normados, el cual no puede variar en 7% sobre y debajo del valor nominal de 220 voltios, lo cual perjudica a los equipos de los usuarios que conforman la unidad de negocios. Del mismo modo se busca reducir el número de interrupciones por semestre en el sistema eléctrico de la unidad de negocio Huaraz de Hidrandina S.A.

Así mismo, la investigación tiene como finalidad exponer las implicancias que presentan las pérdidas energéticas, interrupciones en la calidad del servicio de energía, en forma principal las fallas fortuitas, y del mismo modo planificar actividades y soluciones en los sistemas de distribución. Para lo cual se propone un plan de reducción de pérdidas, instalación de medidores inteligentes y balanceo de cargas por circuitos de alimentación de acuerdo a las condiciones propias que afectan al alimentador en media tensión HRZ282 con la finalidad de poder realizar las acciones correctivas y evitar las compensaciones o penalidades cuando se aplica la norma técnica de calidad de servicios eléctricos.

Por estas razones es importante dar mayor énfasis en la reducción de pérdidas energéticas y en las interrupciones eléctricas las cuales afectan la calidad del servicio proponiendo tecnologías modernas para brindar un mejor servicio, con el fin de reducir los costos de operación y mantenimiento y garantizar la continuidad del fluido eléctrico con las menores pérdidas energéticas posibles.

Por otro lado, la ley de concesiones eléctricas N° 25844 y su reglamento y normas conexas, han establecido indicadores para el desempeño de actividades de generación transmisión y distribución. Así poder suministrar al usuario un servicio eléctrico eficiente garantizando un suministro de calidad y confiable. Además, en las normas se ha fijado los estándares mínimos que deberán de cumplir las distribuidoras con respecto a la calidad del producto y el servicio para reducir las pérdidas de energía.

Por consiguiente, con la reducción de las pérdidas energéticas, e interrupciones eléctricas mejorará la calidad del servicio eléctrico y en el entorno económico, los usuarios en su totalidad presentaran una satisfacción por el servicio eléctrico pagado, generándose un incremento de su bienestar.

Al reducir las pérdidas energéticas se mejoraría los indicadores de la calidad del servicio eléctrico, por lo tanto, significa un ahorro económico para la empresa distribuidora debido a que no estará sujeto a compensaciones y penalidades que deberá realizar por incumplimiento de la calidad y del producto y del suministro. Un sistema eléctrico que está sujeta a alteraciones de su calidad genera una pérdida del bienestar del usuario ocasionando incomodidad en el usuario, así tenemos que puede afectar el deterioro de sus electrodomésticos debido a sobretensiones y subtensiones e interrupciones del servicio.

1.4 Hipótesis:

Las pérdidas energéticas del alimentador HRZ282, influye en la calidad del servicio de la energía eléctrica a clientes en baja tensión en un 5 % perteneciente a la unidad de negocio Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.

1.5 Objetivos:

Objetivo general

Determinar la influencia de las pérdidas energéticas del sistema de distribución del alimentador AMT HRZ282 para proponer mejoras en el servicio eléctrico, perteneciente a la unidad de negocio Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.

Objetivos específicos:

- Elaborar un balance de energía en el sistema de distribución del alimentador HRZ 282.
- Determinar los indicadores de calidad del suministro eléctrico según la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico.
- Calcular las compensaciones por mala calidad del suministro eléctrico en el AMT HRZ282 en baja tensión.
- Proponer mejoras en la calidad del producto y servicio en los clientes pertenecientes al alimentador AMT HRZ282.
- Realizar una evaluación económica.
- Realizar la evaluación del desempeño de los indicadores del AMT HRZ282, perteneciente a la empresa Hidrandina S.A.

2. Marco Teórico.

2.1 Sistema de gestión comercial de la distribución.

2.1.1 Distribución de energía.

La industria de la electricidad se estableció en 1992, bajo Ley de concesiones Eléctricas. En este caso, el sector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se segmenta bajo un sistema de libre precio para asegurar el suministro en condiciones competitivas, mientras que el otro sector se abastece a precio regulado cuando es necesario. De esta forma, existe una forma de captar los precios de creación, transmisión y distribución, así como los organismos encargados de fijar las tarifas. (Urcia, 2022)

El sector eléctrico peruano se divide en tres grandes actividades: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no puede ser desarrollada por una misma empresa, con excepción de los casos de concentración contemplados en la Ley 31112 y su reglamento, Norma que rige el control previo de operaciones de concentración empresarial, estableciendo que este tipo de operaciones están sujetas a aprobación del INDECOPI. Las distribuidoras tienen a su cargo la distribución y comercialización de energía eléctrica para atender a los usuarios regulados dentro de su zona de concesión. Asimismo, pueden suministrar energía a los usuarios libres a través de contratos entre las partes. (Baldeon, 2024)

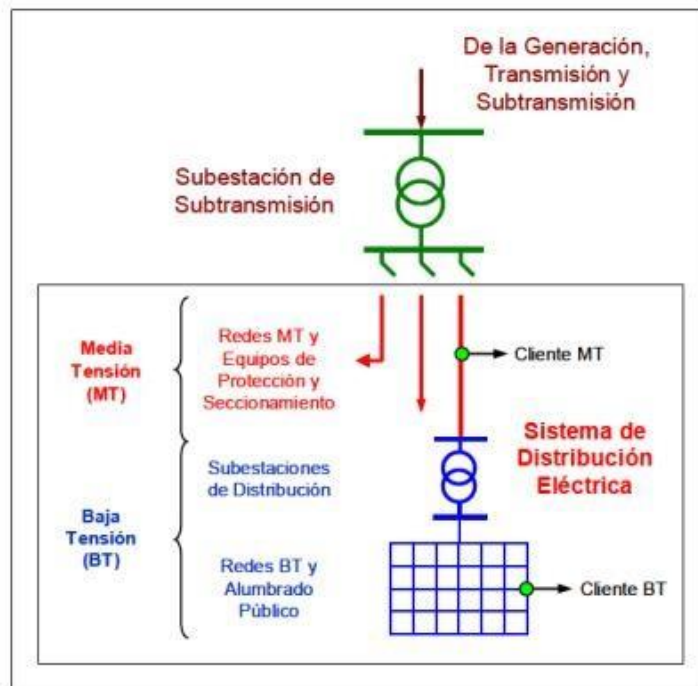
Las redes de distribución cumplen una función importante dentro de un sistema eléctrico de potencia, cuya función es transportar la energía eléctrica desde los centros de generación o alimentación hacia los usuarios finales de acuerdo al nivel de tensión requerido. Así mismo los Usos Productivos tiene el objetivo de incrementar el consumo de la electricidad en actividades productivas de localidades rurales electrificadas, con la finalidad de impulsar el desarrollo socioeconómico y la sostenibilidad financiera de las empresas de distribución. (Cespedes, 2016)

La actividad de Distribución ofrece un servicio básico: la energía eléctrica, la cual no es almacenable y es indispensable para el desarrollo de la economía. Esta es recibida desde las generadoras o transmisoras y llevadas al usuario final a través de redes de distribución aéreas o subterráneas. La inversión para el desarrollo de esta actividad es elevada y la distribución de la electricidad requiere de sistemas de redes en toda un área

geográfica, por ello las empresas de distribución son responsables de sus zonas de concesión. (Cespedes,2016)

Figura 1

Estructura de la generación, transmisión y distribución de la energía.



Nota. Información obtenida de Canaza (2020)

Zona de Concesión: Esta referido a la zona geográfica que otorga la concesión del servicio público de electricidad, ubicada según el sistema de coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator), mediante el cual la empresa de distribución tiene la obligación de brindar un suministro eléctrico de calidad y confiable a quien lo solicite, ya sea un cliente libre o regulado, permitiéndole un acceso al servicio público de electricidad. (Baldeon, 2024)

Un sistema eléctrico de distribución es una instalación electromecánica que opera de forma coordinada en una zona de concesión con la finalidad de suministrar el servicio de energía eléctrica. Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:

- Las centrales de generación tal como plantas hidroeléctricas, de ciclo combinado o ciclo simple termoeléctrico, parques solares, etc.)

- Las redes de transmisión en niveles de alta tensión (AT).
- Las estaciones de transformación o barras donde se reduce la tensión o el voltaje de la línea (Extra y Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión)
- Las redes de distribución de media y baja tensión que distribuyen la energía eléctrica hasta los consumidores.
- Un centro de operaciones que permite la gestión eficiente de la comercialización de la energía eléctrica de calidad y segura al mínimo costo. (Guerra, 2015)

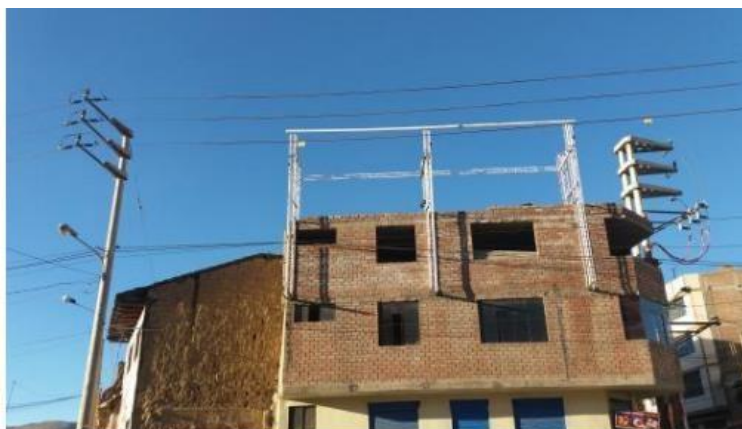
Las redes de Distribución, está conformado por un conjunto de circuitos para el suministro oportuno de electricidad a los usuarios libres y regulados, comprende:

- Sistema de distribución primaria.
- Sistema de distribución secundaria.
- Redes de alumbrado público.
- Conexiones domiciliarias, industriales y de servicio.
- Puntos de conexión. (Guerra, 2015)

Los sistemas de distribución tienen la finalidad de distribuir la electricidad a los clientes finales libres o regulados y el alumbrado público. Incluyen redes de distribución primaria (Media Tensión) las cuales se encargan de transmitir energía a las subestaciones de distribución (SED o alimentadores secundarios); y secundaria (Baja Tensión) que es la encargada del suministro de electricidad confiable, seguro y de calidad. (Mantari, 2019)

Figura 2

Sistema de Distribución Primaria y secundaria



Nota. Información obtenida de Mantari (2019)

Subsistema de Distribución Primaria. Es aquella instalación que permite la distribución a un determinado nivel de tensión superior a 1 kV desde una red de transmisión generado en una central de generación, está conformado por redes de distribución primaria, sistemas de seguridad, control, medición y compensación permitiendo el flujo de potencia hacia las de distribución secundaria o subestaciones transformadoras a un nivel de tensión de consumo. (Guerra, 2015)

Red de Distribución Primaria. Está conformado por cables o conductores, ferretería y armados que permiten el flujo de potencia a un nivel de tensión superior a 1 kV. Esta dimensionado para la operación a niveles de tensión normalizadas para la distribución primaria, está proyectado para interconectar una o más subestaciones de distribución; incluye los componentes de suministro hasta los terminales de salida desde un alimentador. (Guerra, 2015)

Subestación de Distribución. Es el conjunto de instalaciones para la transformación y/o seccionamiento de la electricidad que se recibe desde una red de distribución primaria y la entrega hacia un sistema de distribución secundaria, hacia las instalaciones de alumbrado público, u otra red primaria. Comprende por lo general de un transformador reductor y los sistemas de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y la aparamenta eléctrica que permite el flujo. (Guerra, 2015)

Subsistema de Distribución Secundaria. Son aquellos destinados a la transmisión de la energía eléctrica suministrada a baja tensión (hasta 1 kV), desde una subestación de distribución ubicado dentro de una zona de concesión. Este compuesto por:

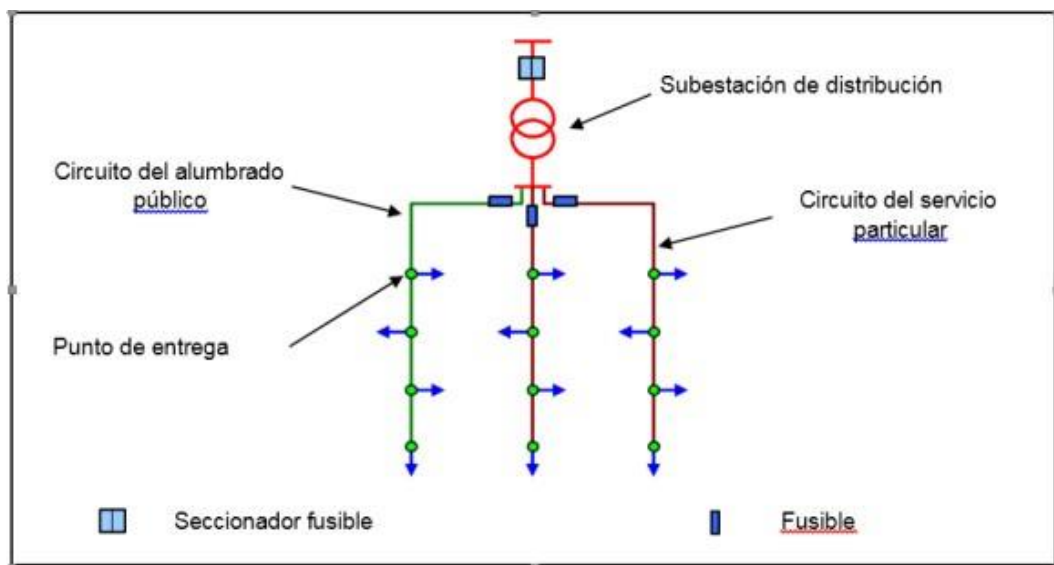
- Instalaciones de Alumbrado Público. Referido al conjunto de dispositivos que permiten la dotación de iluminación en las vías públicas tal como calles, avenidas, jirones, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasos a nivel o desnivel, etc. Está compuesto por sistemas de iluminación de lámparas y luminarias con una determinada iluminancia.
- Sistema de Utilización. Constituido por el conjunto de instalaciones electromecánicas que permiten el suministro de electricidad en los puntos de consumo a través de acometidas aéreas o subterráneas hasta los puntos de

medición pertenecientes a los consumidores. Normativamente se diseñan para una cantidad de watt por lotes. Guerra, 2015)

Los sistemas de distribución secundaria permiten la conexión de las subestaciones de distribución con los puntos de suministro en las instalaciones industriales, comerciales o residenciales. Están conformadas por circuitos de configuración radial que incluye desde tramos aéreos o subterráneos, con componentes similares a los del sistema de distribución primaria, pero con un nivel en baja tensión entre 220, 380 o 440 voltios. En la mayor de los casos, los clientes están conectados a las redes de baja tensión que recorren el área de servicio desde la subestación. También, disponen de las cargas de los sistemas de alumbrado público. (Canaza, 2020)

Figura 3

Sistema de Distribución secundaria



Nota. Información obtenida de Canaza (2020)

El flujo de potencia está limitado por diversos factores, tal como: carga conectada al consumidor, impedancia de la red, longitud del alimentador, regulación del nivel de tensión y características operativas de la red. En resumen, el flujo de potencia en los sistemas de alimentación permite la transferencia de energía desde el alimentador hasta el consumidor final. Su control y monitoreo es primordial para garantizarse un suministro confiable y alta seguridad. (Bacon & Cañaris, 2023)

El costo de la distribución de energía incluye, la inversión o CAPEX, la comercialización de energía, los costos de operación y mantenimiento OPEX y las pérdidas en la red de distribución. El costo de capital de la empresa de distribución es igual al valor de la depreciación de la instalación y su infraestructura que incluye los intereses generados por el capital de la inversión, considerándose el valor de las instalaciones de distribución y de sus componentes. (Cespedes, 2016)

Los costos de operación y mantenimiento OPEX es función de las características de la zona de concesión de la empresa distribuidora, así tenemos la densidad poblacional o las condiciones del servicio, En este caso el costo medio para la zona rural es superior a los costos medio de energía en zona urbana por la distancia entre los clientes y además tiene un menor consumo específico watt/lote. En este caso los costos de operación y mantenimiento están relacionados al grado de concentración poblacional y los niveles de consumo de electricidad. (Cespedes, 2016)

Confiabilidad es un indicador de desempeño de muy relevante importancia en los sistemas de distribución, lo relaciona con las fallas ocurridas que afectan en este caso la calidad del producto en relación a la disponibilidad del suministro y que de alguna forma en el país, se ha normado con la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, a la cual la empresa distribuidora está sujeta a compensaciones y penalidades por su incumplimiento al no contar con un sistema de distribución confiable. La confiabilidad se relaciona con la capacidad de una instalación eléctrica para realizar la distribución de energía eléctrica en una determinada área geográfica de tal forma que los indicadores de calidad estén en los rangos normados en tensión y frecuencia, o en la generación de interrupciones asociadas a las fallas y caída del suministro de energía, de tal forma que afecte el bienestar del consumidor de energía eléctrica. (Urcia,2022)

La continuidad de un suministro eléctrico evalúa el comportamiento de un sistema de distribución analizando información estadística existente en la empresa, en este caso las unidades de negocio de las empresas distribuidoras deben cumplir con un conjunto de requisitos normados, los cuales son fiscalizados periódicamente por el OSINERGMIN. Para ello las empresas de distribución registran la información sus alimentadores primarios y secundarios referente a calidad del producto y del servicio, fallas fortuitas

ocurridas durante el período de un semestre. Con el cual se puede evaluar los principales indicadores de desempeño de una red de distribución tal como el SAIDI, SAIFI o ASIFI, que evalúan de algún modo el estado de las pérdidas del sistema. (Canaza, 2020)

2.1.2 Gestión comercial.

La gestión comercial se define como la actividad de realizar ventas, lo que consiste en dar a otro un bien o servicio a cambio de una retribución monetaria. Por otro lado, las ventas tienen una estrecha relación con el marketing, el primero consiste dar un producto que la entidad ofrece; mientras que el marketing consiste en lograr que la empresa u organización cuente con lo que el cliente quiere, por lo que evalúa constantemente sobre lo que el cliente o usuario necesita y desea. (Camayo & Meza, 2022)

Cuando se comercializa energía eléctrica, la gestión comercial tiene en cuenta la forma en que el cliente es atendido, el precio a pagar y la medición de la energía consumida. El primero se refiere a la atención al cliente, y esta se mide según los indicadores de calidad que van en función a cómo atendieron lo que los usuarios solicitaban, el tiempo en que demoran en atender y cómo son tratados. El segundo aspecto, consiste en que las facturas emitidas sean entendibles y sin errores, debe especificar toda la información que los usuarios requieran y fundamentarse en lecturas reales. Por último, la medición de la energía consumida, no debe presentar errores que superen los límites establecidos, tomando en cuenta la calibración y cambio de medidores eléctricos. (Camayo & Meza, 2022)

La facturación está regulada por el órgano ejecutivo OSINERGMIN, quien por medio de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – GART, propone al Consejo Directivo, la tarifa máxima de energía y la potencia del alumbrado público, tomando en cuenta las normativas de los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Las entidades que son reguladas por OSINERGMIN, tienen la autorización para cobrar a los usuarios por el servicio público, y para cálculo del monto a facturar, se tiene en cuenta el cargo fijo, por reposición y mantenimiento, y otros de ser necesario. (Camayo & Meza, 2022)

El cargo fijo es el aquel que está vinculado a las actividades de lectura del medidor, el proceso y emisión del recibo, su entrega y cobranza, es decir, aun cuando no ha existido consumo de energía, se emite el recibo. Por otro lado el cargo fijo de energía, está determinado por las condiciones comerciales para cubrir el consumo de energía, tal como lectura del medidor, impresión y reparto, así como el cobro de lo facturado mensual. Se considera el cargo de potencia, según diversas modalidades tarifarias de aplicación ya sea en media o baja tensión. El monto a facturar para el alumbrado público, se determina en función al cociente del monto total facturado entre la sumatoria total de las potencias de los usuarios, obteniéndose un cargo por alumbrado público diferenciado. (Camayo & Meza, 2022)

La energía que se comercializa consiste en lo siguiente:

- Selección de la opción tarifa y el nivel de tensión de suministro de cada usuario (los clientes libres están facultados a transar condición de facturación con sus suministradores).
- Medición de la energía consumida al mes.
- Facturación y cobro por el servicio mensual de energía eléctrica.
- Diseño y planificación de la comercialización. (Guerra, 2015)

La lectura de la energía consiste en reportar los valores de energía y potencia consumida por el usuario, los cuales en su mayor parte cuentan con medidores electrónicos (los cuales son más difíciles de intervenir para alterar su lectura con relación a los anteriores medidores electromecánicos) para ello es de vital importancia las técnicas y tecnologías para el reporte de la medición por parte de la empresa de distribución. Luego estos deberán ser procesos en las instalaciones de las empresas de distribución por medio de un software validado. Los medidores de energía, son instrumentos normalizados empleados para la lectura de la energía (activa y reactiva) y potencia en diversos bloques horarios de punta y fuera de punta (dependiendo del tipo de medidor y usuario, así como la opción tarifaria). Los sistemas de mediciones son muy susceptibles de alterarse en el reloj ante la presencia de interrupciones (independiente de la duración), esta variación de la hora genera aun cobros indebidos asociados a la energía y potencia consumida en las horas punta. (Guerra, 2015)

Optimus NGC- NTCSE, es el nombre del sistema de gestión comercial del grupo Distriluz este módulo tiene información técnica y comercial empleada para la realización de diversos tipos de reportes requeridos según la Norma técnica de calidad de servicios eléctricos y reportes de gestión comercial de la empresa. Presenta la información histórica de interrupciones, variables estadísticas de consumo, indicadores de desempeño y las compensaciones realizadas por la empresa, información de atención al cliente y reclamos, eventos y fallas ocurridas, montos facturados, entre otra información relevante actualizada que es requerida por el OSINERGMIN (RDI, PIN, RIN, entre otros) en sus periodos de supervisión.

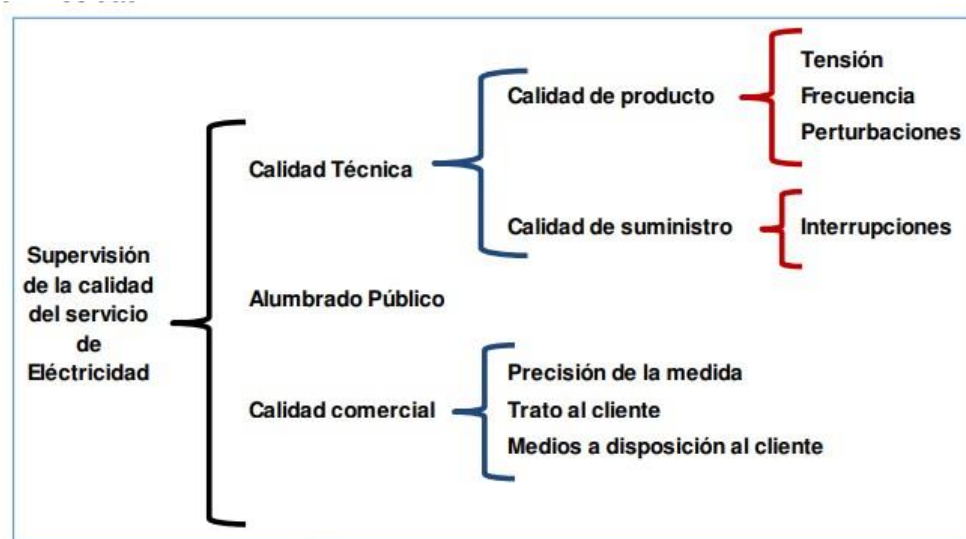
2.2 Calidad de la energía.

Los estándares de calidad se refieren a la continuidad del suministro y la calidad de la energía final servida al usuario final. Más específicamente, como se observa en el Figura. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) estableció la clasificación de los rubros de calidad a ser seguidos por la autoridad supervisora de acuerdo a los criterios de calidad comercial, calidad técnica y calidad del alumbrado público. El concepto de calidad técnica está referido a características técnicas del servicio eléctrico, distinguiéndose dentro de este rubro dos tipos, aquellas referidas a la calidad del producto y aquellas referidas a la calidad del suministro. (Guerra, 2015)

La NTCSE es la normativa peruana que regula todo el tema de calidad del servicio eléctrico, internacionalmente existen otras normas como la IEEE Y IEC, sin embargo, en el Perú los parámetros y estándares que se cumplen son fijados por la NTCSE. Los usuarios necesitan adquirir una buena calidad de energía que sea permanente para el uso de electrodomésticos entre otros. La calidad del suministro eléctrico no obstante perjudica al comercio, empresas e industrias sino también a los clientes conectados a la red de energía. (Urcia, 2022)

Figura 4

Ámbito de la calidad de servicio de Electricidad



Nota. Información obtenida de OSINERGMIN. (2020)

Atención al cliente: Forma parte de la etapa de la comercialización del servicio brindado el cual necesita de herramientas tecnológicas y métodos de mercadotecnia para brindar un proceso por la venta de energía de calidad. La empresa debe contar con medios de cubrir las expectativas del cliente en lo referente a facturación y cobranza, reclamos, requerimientos de nuevos suministros, quejas, y otra información relevante que permita la satisfacción del usuario. (Baldeon, 2024)

Calidad Comercial: Es parte de la Calidad de Servicio en la cual se incluye el servicio Comercial y de Atención presta la empresa de distribución dentro de su área de concesión, que incluye desde los servicios de reconexión y conexión de nuevos suministros, la adecuada información en la facturación mensual en donde debe detallarse información histórica, desglosado de cargos a facturar, lecturas de la medición, detalles del suministro, entre otra información. (Baldeon, 2024)

Calidad del Producto: Representa el componente de la Calidad del Servicio que califica a la calidad del producto suministrado por la Empresa de Distribución y en la cual se incluye la tensión, frecuencia, flickers, interrupciones entre otros. (Baldeon, 2024)

La calidad del producto está referida a las características técnicas de la onda eléctrica como las variaciones del nivel de voltaje nominal de la red, que puede ser en 220, 380 o 440 voltios, las cuales no deben variar 7% sobre valor superior (sobretensiones) y valor inferior (subtensiones), desviaciones de la frecuencia al valor de 60 Hz y las perturbaciones presentes en la red. Valores sobre o por debajo de los normados generan pérdidas en la red y sobre todo afectan a los equipos y máquinas de los consumidores de energía eléctrica. Para lo cual el Organismo Regulador está facultado de penalizar el incumplimiento de la calidad del producto cuando en un rango de periodo de medición el 5% de la muestra está sobre los rangos permitidos. (Guerra, 2015)

La Calidad de Producto que se suministra al cliente es evaluado según las transgresiones de los rangos permitidos en el nivel de tensión, frecuencia y perturbación en los puntos de entrega de los sistemas de alimentación primaria y secundaria, realizándose esta actividad de forma continua, como parte de las obligaciones de la empresa distribuidora. Para ello las empresas deberán instalar o contratar empresas de servicios de medición que cuenten con instrumentos de medición normalizadas. Se ha estipulado que el periodo de medición sea permanente como parte de la III etapa de aplicación de la norma técnica de calidad de servicios eléctricos, sugiriéndose periodos de medición de 24 horas en por lo menos 7 días en el lapso de un mes, salvo el valor de frecuencia que debe realizarse mediciones continuas. En estos períodos de medición se realizan mediciones en lapsos de 15 minutos, valores que son integrados para un reporte de medición que deberán estar disponibles para la supervisión formal e inopinada del representante del organismo regulador. (Guerra, 2015)

En el caso de que en un Intervalo de Medición se sobrepasa los valores normados de la variable medida, esta puede ocasionar que la energía eléctrica suministrada no está acorde a los rangos de calidad, lo cual es un indicador de generación de pérdidas de energía, debido a ello se procede al cálculo de la penalidad o compensación multiplicando la energía asociada al periodo de lectura del medidor por un factor estipulado por la norma técnica de calidad de servicios eléctricos. (Guerra, 2015)

Se indican los valores de tolerancias detalladas en la norma técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM):

Tolerancia de la Tensión. Los rangos de las tolerancias normadas con respecto a los valores de tensión nominal medidos en los puntos de entrega (tanto en media como en baja tensión). Tratándose de alimentadores secundarios en servicio calificado como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango, nombrándole sobretensión o Subtensión, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medida. (Decreto Supremo N° 020-97-EM)

El Indicador de calidad, evalúa las tolerancias en los niveles de tensión, en los puntos de entrega (desde las sub estación de energía hasta el suministro del cliente). En zona rural el lapso mínimo de medición es de cuarenta y ocho (48) horas continuas (2 días). Los Período de Medida, son mediciones instantáneas de los parámetros de la Calidad de Producto son realizados y promediadas por intervalos de quince minutos.

Buena calidad: son mediciones que comprendan y estén el rango establecido $\pm 7,5\%$ del voltaje nominal.

Mala Calidad: si la cantidad de intervalos supera el 5% del total de mediciones correspondiente y que este fuera de los rangos.

Medición Fallida: Son mediciones que no cumplen los intervalos correspondientes (192 intervalos). (Henríquez, 2010)

Tolerancia de la Frecuencia. Las tolerancias normadas con respecto al valor de la frecuencia nominal, son:

- Variaciones sostenidas $\diamond \pm 0.6\%$
- Variaciones intempestivas $\diamond \pm 1$ Hz.
- Variaciones dia $\diamond \pm 600$ ciclos. (Decreto Supremo N° 020-97-EM)

Tolerancia de Perturbaciones.

Flícker. El Índice de Severidad por Flícker no deberá ser superior a uno ($Pst < 1$) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad definido como la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin generar perturbaciones a la población.

Tensiones Armónicas. Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, se expresa en relaciona al porcentaje de la tensión nominal

del punto de medición, no deben superar los valores límite (V_i y THD') indicados en la NTCSE. Para efectos de esto, se considera las armónica que se encuentra comprendida entre la dos (2) y la cuarenta (40), ambas inclusive. (Decreto Supremo N° 020-97-EM)

Calidad de Servicio: Conjunto de propiedades y estándares que son propias de las actividades realizadas por las empresas de distribución y constituyen las condiciones de servicio que norman las actividades que deben realizarse en el suministro de energía eléctrica. Se determinara de forma conjunta con los valores de calidad de Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad Comercial que es suministrada por la Empresa de distribución a los usuarios dentro de su zona de concesión. (Baldeon, 2024)

Se aprobó con Resolución N° 074-2004-OS/CD, con la finalidad de establecer el procedimiento para la entrega de la información reportada en cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas distribuidoras lo cual contiene información referente a las interrupciones por fallas fortuitas como resultado de maniobras e indisponibilidad de la infraestructura eléctrica ya sea de Generación, Transmisión o Distribución que afectan al suministro de energía eléctrica. El procedimiento que deberá seguir la empresa de distribución para realizar la comunicación a OSINERGMIN sobre los eventos que afectan la operatividad de los sistemas eléctricos de media y baja tensión, las interrupciones del servicio por déficit de energía, así como todo lo referente a la calidad comercial que incluye la atención, consultas, rapidez de la conexión y reconexión, entre otros. (Canaza, 2020)

La Calidad de Suministro es expresada en función de la continuidad del servicio eléctrico a los usuarios, es decir, según el número de interrupciones/semestres del servicio. Para su evaluación se toma en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de estas y la energía no suministrada como consecuencia de la interrupción. El Período de Control de interrupciones es semestral en los alimentadores secundarios. Para el cumplimiento de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor tal como los mantenimientos programados y la ruptura del servicio ocasionados por fallas en las de trasmisión o

déficit en la generación, o a los ocasionados por efectos meteorológicos, siniestros o atentados. (Canaza, 2020)

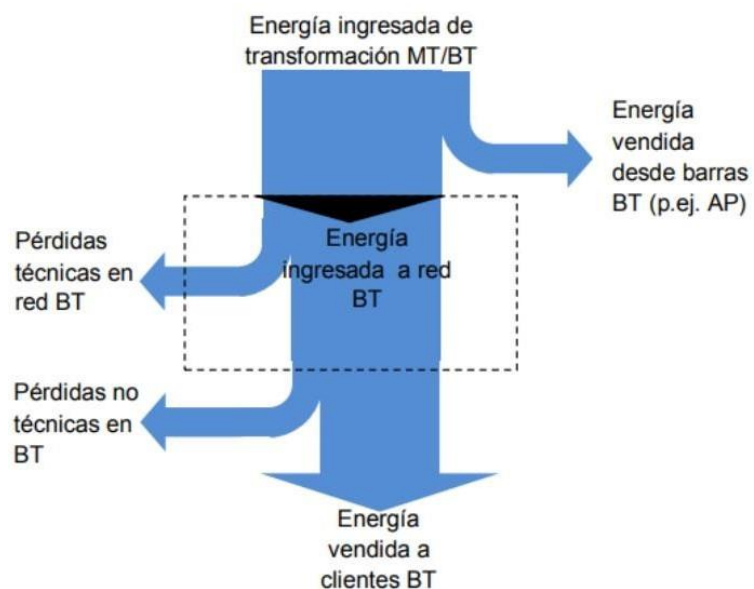
2.3 Pérdidas eléctricas.

Los sistemas de distribución de suministro de energía eléctrica se componen de un conjunto de accesorios y elementos que se encuentran organizados y relacionados entre sí; de tal manera que los cambios de alguno de ellos afectan a la operación conjunta de todo el sistema. El sistema de cobertura de electricidad se compone de los segmentos de generación, transmisión principal y secundaria y distribución de energía eléctrica (Rodríguez, 2020).

En la literatura “técnica se recomienda que el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica sea inferior al 10% y es deseable que sea aún inferior, del orden de un 5% a un 7%. Sin embargo, es importante anotar que el nivel óptimo de pérdidas es particular para cada sistema y depende de las características propias de su sistema eléctrico y de los costos y beneficios que se derivan de la reducción de pérdidas de energía. (Toykin, 2022)

Figura 5

Diagrama de Sankey para la distribución eléctrica



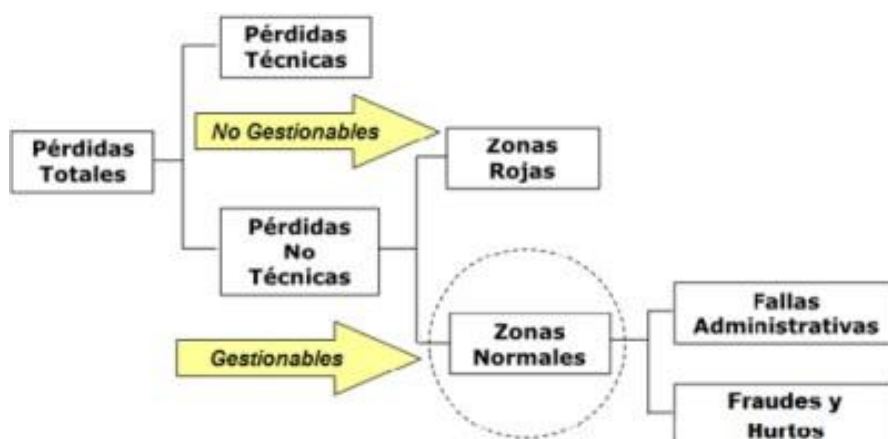
Nota. Información obtenida de Henríquez. (2010)

Un control y reducción de pérdidas de energía, además puede representar un ahorro de los combustibles asociados a la generación de energía, disminuyendo la presión sobre la balanza de pagos en países importadores” de petróleo. Las pérdidas de “energía eléctrica totales se calculan como la diferencia entre la energía entregada neta al sistema y la energía registrada neta en las cargas. Entendiéndose como energía neta registrada, la facturada durante el período de lectura de consumo. Las pérdidas eléctricas se manifiestan en diferentes formas principalmente en calor disipado y como su nombre lo indica, la energía eléctrica que se deriva de ellas no se aprovecha, aunque si hace parte de la energía generada en el sistema, lo que indica la existencia de pérdidas. Las pérdidas de energía de un sistema son iguales a la suma de las pérdidas de energía individuales de todos los elementos del sistema en el período considerado.” (Toykin, 2022)

Las pérdidas de energía en un sistema de distribución independiente del nivel de tensión se rigen a razones de criterios técnicos y no técnicos (primario o secundario), por esta razón, se deben determinar las causas que las generan dando a conocer el grado en que están alterando la confiabilidad del servicio brindado por cada distribuidora. (Bacon & Cañaris, 2022)

Figura 6

Tipificación de las pérdidas de energía eléctrica



Nota. Tesis de Bacon & Cañaris (2023)

Perdidas técnicas: Son función a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, energía que no se

factura. Dependen del grado de optimización de la infraestructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento. La mayor parte de estas pérdidas ocasionadas en la distribución de energía eléctrica por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule), así como por las ocasionadas en las líneas de distribución por el efecto corona (Rodríguez, 2020).

Estas pérdidas “se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica, por tanto, dependen del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, del equipamiento, operación y mantenimiento. Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera. Por esta razón deben ser uno de los objetivos primordiales de cualquier programa de reducción de pérdidas.” La determinación de las pérdidas de energía requiere de un importante volumen de información sobre los detalles de las redes y características de las cargas que no siempre está disponible ni actualizadas por las empresas de distribución. La mejor metodología para la obtención de la reducción en los valores de pérdidas técnicas consiste en realizar un adecuado planeamiento y expansión de los sistemas eléctricos, buscando minimización de los costos de operación. (Toykin, 2022)

Cuando la energía eléctrica se distribuye a través de la red de distribución, se producen pérdidas de energía, por lo que el objetivo del franquiciado es la minimización de las pérdidas, toda pérdida de energía se transforma en pérdida económica. La corriente eléctrica que fluye por un conductor genera calor y la energía se convierte en calor por el efecto Joule. (Urcia, 2022)

Tradicionalmente “se han venido adoptando las siguientes medidas para reducir las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos:”

- Predicción de la demanda.
- Diagnóstico del estado del sistema.
- Compensación del factor de potencia.
- Revisión de los criterios de planificación.
- Mejora del equilibrio de carga en las fases.
- Respuesta en carga de transformadores.
- Reconfiguración de la red de distribución.

- Gestión de la demanda. (Toykin, 2022)

Figura 7

Factores que inciden en las pérdidas técnicas.



Nota. Instalaciones de distribución, Texto de Rodríguez.

El control de tensiones mantiene el voltaje dentro de los valores standar o rangos especificados por la normativa vigente. Existen dos métodos de control de tensión, uno emplea un condensador de compensación y el otro emplea un transformador regulador. Transformadores y reguladores de tensión. Estos equipos son alta importancia dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica. Porque con los transformadores de potencia se hace admisible la unión de los diferentes niveles de tensión para su transmisión de energía desde las centrales de generación de energía hasta los puntos de consumo. (Urcia, 2022)

La reconfiguración en sistemas de distribución está basada en encontrar topologías y adecuarlas al sistema para evaluar el comportamiento, existen diversos métodos que va desde técnicas manuales hasta los más sofisticados algorítmicos. Tiene como objetivo de encontrar las mejoras que permitan un excelente servicio desde el punto de alimentación con un alto grado de confiabilidad, seguridad y rentabilidad tanto para la empresa distribuidora y el consumidor final, teniendo en cuenta las siguientes variables.

- Confiabilidad en el suministro.
- Abastecimiento de la demanda.

- Variabilidad del sistema de distribución.
- Pérdidas mínimas admitidas.
- Niveles de voltaje normadas.
- Capacidad de líneas y subestaciones. (Urcia, 2022)

Compensadores: Esta es otra forma de controlar el nivel de voltaje y lo hace introduciendo potencia reactiva que reduce la caída de voltaje y por lo tanto aumenta el nivel de tensión en los alimentadores o barras de suministro. Al igual que ocurre con los transformadores reguladores, existen diferentes tipos de condensadores, empezando por aquellos que proporcionan un valor constante de potencia reactiva cuando se necesita. Por ejemplo, cuando se requiere un horno de arco eléctrico. Se tiene capacitores que alternativamente brindan potencia reactiva, estos capacitores solo establecen los parámetros de voltaje requeridos por los alimentadores, y los mismos condensadores de potencia se encargan de ajustar su capacidad para obtener el voltaje deseado, mejorándose el valor del factor de potencia. (Urcia, 2022)

Las pérdidas técnicas que se tienen en los circuitos secundarios se deben a los consumos por parte de los usuarios finales, así también por el alumbrado público presentes en los circuitos secundarios. Las pérdidas en el alumbrado público provienen de la bobina del balasto de la luminaria, estas pérdidas son constantes en el tiempo y varían de acuerdo con el tipo y potencia de la luminaria utilizado en el alumbrado público del sistema de distribución de energía eléctrica. (Bacon & Cañaris, 2023)

Las pérdidas producidas en las acometidas son de efecto físico sobre los conductores que llevan la energía desde el poste de la red secundaria hasta el equipo de medición de cada cliente o consumidor final. Pérdidas en medidores Son las pérdidas que se presentan en los medidores electromecánicos de energía eléctrica de los usuarios finales que no son medidos por estos, estas pérdidas se presentan en forma de calor. Adicional a esto se encuentran factores que incrementan el valor de las pérdidas como son: armónicos, desbalance entre fases de los conductores, puntos de empalme de conexión, entre otros factores que afectan el resultado final de las pérdidas de energía según el nivel de tensión y se pueden calcular con la fórmula correspondiente al efecto Joule. (Bacon & Cañaris, 2023)

La pérdida no técnica, es aquella pérdida que no pueden ser medidas debido a que no son contabilizadas ni registradas por ningún aparato como lo son las pérdidas técnicas. (Ochoa, 2006), la definición de pérdida no técnica es la diferencia entre la pérdida total del sistema eléctrico y la pérdida técnica estimada del sistema eléctrico. Las pérdidas no técnicas no representan las pérdidas energéticas reales de la economía. De hecho, esta energía es utilizada por algunos usuarios (abonados o no) de la empresa distribuidora de electricidad. Sin embargo, la empresa no recibirá compensación alguna por la prestación del servicio. Obviamente, entre los daños no técnicos está el sistema de medición defectuoso o el sistema de medición que no se aplica estrictamente con regularidad, lo que resulta en un proceso de pago insuficiente para detectar y controlar las conexiones ilegales, lo que lleva a un gobierno corporativo ineficaz. También es por las razones anteriores que estas empresas tienen una gran acumulación de cartera. (Toykin, 2022)

Las pérdidas no técnicas a diferencia de las pérdidas técnicas es energía que se utiliza por algún usuario registrado o no en el sistema comercial de la empresa distribuidora sin recibir ninguna retribución económica por el servicio. Las pérdidas no técnicas se deben a varios factores y se pueden clasificarse según las causas que se originan en fallas administrativas, fraude y hurto. (Castillo & Pérez, 2012).

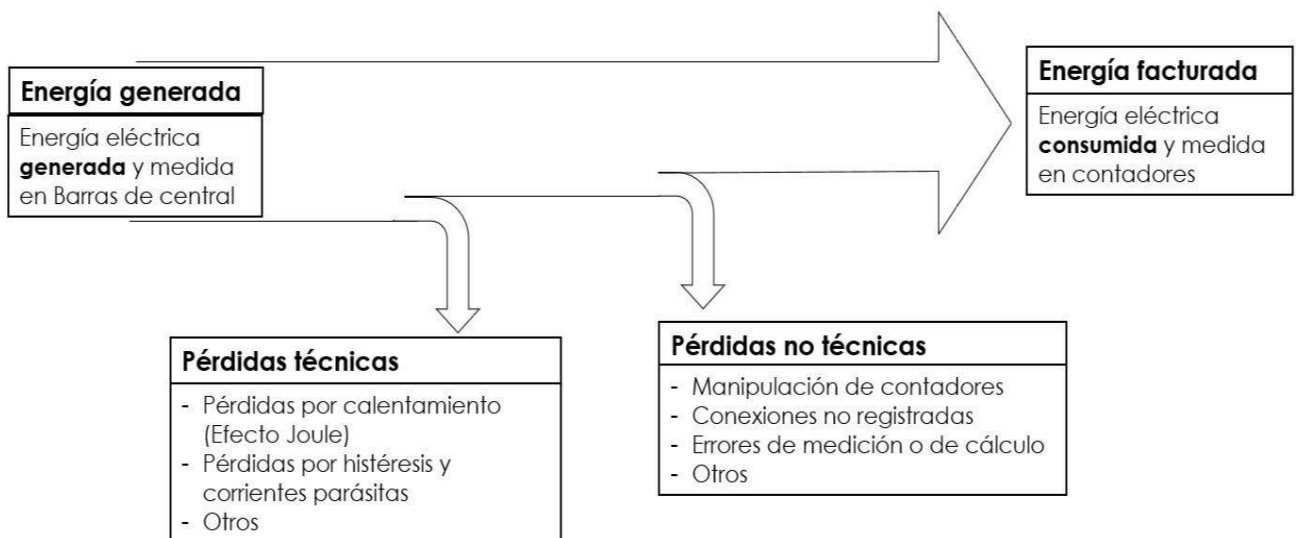
Las fallas administrativas son originadas debido a errores en las diferentes etapas de los procesos administrativos de la distribuidora. Errores en el proceso de ingreso de nuevos clientes esto sucede cuando la contratista no registra o entrega a tiempo la información, por lo que estos nuevos clientes no registrados consumen energía sin tener que pagar por ella. Los errores en el proceso de facturación en este proceso la lectura confiable garantiza el cobro real de la energía consumida por los usuarios. (Castillo & Pérez, 2012).

Los hurtos son aquellas que se derivan del sistema de distribución sin autorización de la concesionaria por lo que estas conexiones clandestinas no poseen un sistema de medición. Línea directa son conexiones ilegales que se conectan en las redes eléctricas hacia los usuarios, los mismos que se encuentran en el sistema de la empresa. (Castillo & Pérez, 2012).

Los fraudes en la cual incurren los usuarios, entre las cuales se tiene. La adulteración del equipo de medición son intervenciones por personas ajenas a la empresa, buscando tener una subfacturación con respecto al valor real consumido. La adulteración de la señal de medida consiste en alterar las conexiones en los transformadores de potencial y corriente, adulterando las señales de tensión y corriente que son enviadas al sistema de medición, produciendo subfacturación. (Castillo & Pérez, 2012).

Figura 8

Influencias de las pérdidas eléctricas en la energía facturada



Nota. Técnicas y procesos en las instalaciones eléctricas en media y baja tensión. (2017)

Indudablemente, las pérdidas de energía de una empresa distribuidora y comercializadora de electricidad tienen influencias y generan consecuencias en diferentes ámbitos. Por lo que el índice de pérdidas es uno de los indicadores de la gestión técnico-administrativa de una empresa; siendo, es imprescindible conocer y evaluar la incidencia de las mismas en las diferentes etapas funcionales de un sistema eléctrico, desde la producción de energía eléctrica hasta la entrega de la misma al usuario final. (Rodríguez, 2020)

El mantenimiento correctivo, como método de control de pérdidas, incluye la reparación de conexiones o elementos de conexión que resultan en cortes de energía del cliente o falta de servicio eléctrico. Estas interrupciones pueden ser provocadas por fallo y/o mal

funcionamiento de la instalación eléctrica exterior o por la actuación de un tercero.

Incluye:

- Averías en acometidas.
- Averías en caja portamedidor.
- Otros tipos de averías se puede encontrar en los interruptores termomagnético, fusibles, o en las instalaciones domiciliarias internas. (Toykin, 2022)

Actividades de un mantenimiento correctivo incluye:

- Cambio de acometida aérea.
- Cambio de acometida subterránea.
- Cambio de empalme de la red BT aérea.
- Cambio de empalme de la red BT subterránea.
- Cambio de tapa de caja de medición monofásica y trifásica.
- Cambio de tapa polimérica de caja de medición monofásica.
- Cambio de termomagnético monofásico en BT y trifásico en BT.

Mantenimiento Preventivo. El Servicio consiste en la limpieza, mantenimiento preventivo y ejecución de trabajos que conlleven a la normalización del suministro eléctrico. Se realiza en forma programada a lo largo de la vida útil con el fin de asegurar el adecuado funcionamiento de las conexiones y minimizar la probabilidad de fallas y deterioro, respetando las DMS, cumpliendo la normatividad vigente, evitando multas por parte del ente fiscalizador. (Toykin, 2022)

El mantenimiento se realizará en los componentes de la conexión eléctrica del suministro que puede ser en:

- La Acometida. Esta referida al mantenimiento en el punto de entrega (empalme de la acometida a la red secundaria) hasta el ingreso en la bornera del medidor.
- La Caja Portamedidor. Esta comprende la limpieza y mantenimiento de las instalaciones internas y externas de la caja porta medidor, excluyendo el medidor.

- El Medidor. Que comprende en forma exclusiva la limpieza y mantenimiento del conexionado del sistema de medición que permitan una continuidad y confiabilidad en el servicio.
- Otros. Limpieza y mantenimiento de la conexión del interruptor termo magnético, base porta fusibles. (Toykin, 2022)

Se presentan los Indicadores de desempeño de los sistemas de distribución:

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero total de clientes interrumpidos}}{\text{Numero total de clientes atendidos}} \dots \dots \dots (1)$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minuto de interrupcion al cliente}}{\text{Numero total de clientes atendidos}} \dots \dots \dots (2)$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Minuto de interrupcion al cliente}}{\text{Numero total de clientes interrumpidos}} \dots \dots \dots (3)$$

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI) proporciona la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente del número de veces interrumpido para este cálculo. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Numero total de interrupciones al cliente}}{\text{Numero total de clientes distintos atendidos}} \dots \dots \dots (4)$$

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI) representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación:

$$ASAI = \frac{\text{Disponibilidad de horas de servicio del cliente}}{\text{Demanda de servicio de horas de atención al cliente}} \dots \dots \dots (5)$$

El cálculo del Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (ASIFI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIFI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Teóricamente, en un sistema con distribución de carga homogénea, ASIFI sería lo mismo que SAIFI. Matemáticamente, esta ASIFI se da en la siguiente ecuación:

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total conectados KVA de carga interrumpida}}{\text{Total conectado KVA de servicio}} \dots \dots \dots (6)$$

El cálculo del Índice de duración promedio de interrupción del sistema (ASIDI) se basa en la carga y no en los clientes afectados. ASIDI se usa a veces para medir el desempeño de la distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones relativamente altas de carga, predominantemente clientes industriales / comerciales. Matemáticamente, ASIDI se da en la siguiente ecuación:

$$ASIDI = \frac{\sum \text{KVA conectado duracion de la carga interrumpida}}{\text{Total conectado KVA de servicio}} \dots \dots \dots (7)$$

Para el cálculo del SAIFI MT y SAIDI MT que se considera para evaluar la Performance de la Operación es la suma del año de los indicadores obtenido por mes para cada sistema eléctrico. Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a

todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios. (Canaza, 2020)

Se define una falla como una conexión no planificada que al suscitarse, esta modifica drásticamente las condiciones de operación de un sistema eléctrico de potencia. Estas fallas pueden ser:

- Ajuste inadecuado de la protección
 - Sobrevoltajes y sobrecorrientes debido a las descargas atmosféricas.
 - Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferorrresonancia.
 - Rompimiento y caída de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, inundaciones, deslizamientos, impacto de automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
 - Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
 - Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
 - Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
 - Daño de instalaciones causado por Incendio, etc. (Canaza, 2020)
-
- Fallas de equipos, empalme de red, terminal cable y errores de cableado.
 - Contacto de red con árbol, red con edificación y entre conductores causado por cometas, fuertes vientos, etc.
 - Picado de cable por personal propio
 - Contacto accidental con línea
 - Contaminación
 - Corriente pico de arranque de motores por un ajuste inadecuado del sistema de Protección.
 - Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia y por falla humana. (Canaza, 2020)

La variable control de pérdidas y recupero de energía se define como la diferencia de la energía comprada y la energía vendida, estos parámetros se ven reflejados en disminución de la energía consumida por los usuarios finales y se ven tipificados como pérdidas técnicas y no técnicas. Todos sus componentes trabajan armónicamente para

marcar una gran ventaja frente al consumo de la energía vendida y comprada utilizando sistemas de monitoreo inteligente. (Bacon & Cañari, 2023)

El control de pérdidas de energía se define como una característica intrínseca y extrínseca ligada a los distintos componentes de la red eléctrica y los elementos que la componen y producen y que constituyen un único factor en empresas de distribución en condiciones normales de funcionamiento llamados también pérdidas técnicas (intrínseco a la red) y pérdidas no técnicas (extrínseco a la red). La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. Las pérdidas, a nivel nacional, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las empresas de distribución que armoniza con la definición anterior, de modo tal que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las empresas. Esta es una definición general y clara de manera más precisa acerca de la naturaleza de las pérdidas eléctricas y del control que se debe aplicar, dando como resultado una recuperación de la energía en términos de potencia y facturación, el contraste que se aplica con la definición anterior está enmarcada en la característica extrínseca que tiene el funcionamiento normalizado de la red en cuestión. (Bacon & Cañari, 2023)

2.4 Evaluación económica.

La evaluación de un proyecto representa el proceso de medición de su valorización, que se basa en comparar los beneficios que genera y los costos o inversiones que se requieren. Existen 2 puntos de vista para la evaluación de un proyecto: la evaluación financiera y evaluación social. La finalidad de la evaluación es determinar los elementos de juicios necesarios para tomar una decisión a ejecutar o no el proyecto, respecto a la rentabilidad que ofrece dicho proyecto. (Enríquez, 2023)

El VAN o Valor Actual Neto es el método de mayor uso para la evaluación de proyectos de inversión a largo y mediano plazo. El Valor Actual Neto determina si una inversión cumple con el objetivo básico financiero que es maximizar la inversión. El VAN tiene las siguientes variables:

- La Inversión Inicial (I): Correspondiente al monto o valor del desembolso que la organización hace al inicio del proyecto. En este monto se incluye: el valor de los activos fijos, la inversión diferida y el capital de trabajo.
- Los Flujos de Caja: Corresponden a los flujos de caja futuro de la organización.
- La tasa de descuento: Es la tasa de retorno requerida para la inversión. La tasa de descuento representa la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente.
- Numero de periodos o años de duración del proyecto.

La metodología de obtención del Valor actual neto consiste en descontar al momento actual (actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. (Enríquez, 2023)

Al evaluar el VAN se presentan tres posibilidades:

- Si el VAN >0, La Inversión produce ganancias sobre la rentabilidad exigida, por lo cual, se sugiere aceptar el Proyecto.
- Si el VAN < 0, entonces la Inversión producirá ganancias por debajo de la rentabilidad exigida, por lo tanto, el proyecto debe rechazarse.
- Si el VAN = 0, entonces la Inversión no produce ganancias ni pérdidas, por lo tanto, como el proyecto no aporta valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión deberá tener en cuenta criterios no asociados a la rentabilidad, tal como obtener un mejor posicionamiento en el mercado. (Enríquez, 2023)

El Valor del VAN se determina con la presente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I \dots \dots \dots (9)$$

Donde:

V_t = Flujo de caja anual (U\$/año)

i = Tasa de interés (12 % en el mercado nacional)

I = Inversión inicial realizada (U\$)

t = Tiempo en años

Para la determinación del V_t se tiene la siguiente ecuación:

$$V_t = A_t - CO_t \dots (10)$$

Donde:

A_t = Representan los ingresos, ahorros o ganancia obtenida en cada periodo de tiempo de duración del proyecto.

CO_t = Egresos por Costos de Operación y Mantenimiento anual.

Tasa interna de retorno:

Se define como la tasa de descuento o tipo de interés en el cual el valor del VAN es igual a cero, es decir, se realizan tanteos con diferentes tasas de descuento consecutivas hasta que el VAN sea cercano o igual a cero y obtengamos un VAN positivo y uno negativo. (Enríquez, 2023)

Al ejecutar la evaluación del TIR se tienen tres soluciones:

- Cuando la TIR > tasa de descuento (r): El proyecto se acepta.
- Cuando la TIR = r: El proyecto se posterga.
- Cuando la TIR < tasa de descuento (r): El proyecto no se acepta.

La TIR se evalúa con la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} \dots (11)$$

3. Capítulo III: Material y Método

3.1 Material:

3.1.1 Identificación de la Empresa.

La empresa Hidrandina S.A. cuenta con cinco unidades de negocio para efectos operativos y administrativos, siendo Trujillo, Chepén, Cajamarca, Chimbote y Huaraz. El proyecto de investigación se realizó en la unidad de negocio Huaraz, situada en el Distrito de Independencia, Provincia de Huaraz, Departamento de Ancash. Asimismo, cuenta con servicios menores en las ciudades de Recuay, Chiquián, Huari, Pomabamba, Sihuas, La Pampa, Caraz y Carhuaz. Geográficamente la ciudad de Huaraz se ubica en las coordenadas 9° 31' 39" Sur, 77° 31' 60" Oeste, altitud 3,038 msnm y a unos 286 Km de la ciudad de la ciudad de Lima.

Hidrandina es una Empresa de servicio público de electricidad y de economía mixta que opera en el rubro electricidad, fundamentalmente en distribución y comercialización de energía eléctrica. Pertenece al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado. Brindando el servicio público de electricidad a sus clientes dentro de su área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias.

Desde 1994, bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. L. 25844), Hidrandina S.A. posee tres contratos marco de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica en sus concesiones autorizadas, las cuales comprenden las regiones de Áncash, La Libertad y parte de Cajamarca (las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Miguel, San Marcos y Cajabamba).

La empresa cuenta con cinco unidades de negocio para efectos operativos y administrativos, las que están distribuidas en su ámbito de concesión y tienen los siguientes servicios menores:

- Cajamarca: Chilete, San Marcos, Cajabamba y Celendín.
- Huaraz: Recuay, Chiquián, Huari, Pomabamba, Sihuas, La Pampa, Caraz y Carhuaz.
- Chimbote: Pallasca, Casma, Nepeña y Huarmey.
- La Libertad Norte: Chepén, Pacasmayo, Valle Chicama y Cascas-Contumazá.

Tabla 1
Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-A

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tipo	Ubicación
1	AS3602	50	Monoposte	Los Quinuales
2	AS3614	75	Monoposte	Teresa Gonzales
3	AS3002	100	Biposte	
4	AS3615	75	Monoposte	Independencia
5	AS3891	160	Biposte	Clínica San Pablo
6	AS3617	50	Monoposte	
7	AS3619	75	Monoposte	Centenario
8	AS3618	75	Monoposte	Guzmán Barrón
9	AS3628	37,5	Monoposte	Candelaria
10	AS3629	75	Monoposte	Alliste
11	AS3506	50	Monoposte	UNASAM
12	AS3941	75	Biposte	UNASAM
13	AS3633	100	Monoposte	Centenario
14	AS3104	75	Monoposte	Malecón Norte
15	AS3861	100	Biposte	San Cristóbal
16	AS3881	200	Biposte	Fitzcarrald
17	AS3862	160	Biposte	
18	AS3808	200	Biposte	Aviónica
19	AS3068	160	Biposte	Cajamarca
20	AS3893	100	Biposte	
21	AS3821	250	Biposte	Luzuriaga
22	AS3107	200	Biposte	Raymondi
23	AS3863	37,5	Monoposte	Raymondi
24	AS3908	75	Subterránea	BCP
25	AS3820	200	Biposte	Raymondi
26	AS3925	75	Biposte	
27	AS3064	160	Biposte	
28	AS3012	160	Biposte	Salirrosas
29	AS3159	50	Biposte	Aluvionica
30	AS3822	75	Biposte	Raymondi
31	AS3174	37,5	Biposte	Raymondi
32	AS3020	50	Biposte	Aluvionica
33	AS3262	100	Subterránea	SENASA
34	AS3263	200	Biposte	Colegio La Libertad
35	AS3819	100	Biposte	
36	AS3874	100	Monoposte	
37	AS3810	160	Biposte	Luzuriaga
38	AS3809	75	Monoposte	San Martin

Nota. Información obtenida de Hidrandina (2024)

Tabla 2
Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-B

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tipo	Ubicación
39	AS3824	100	Biposte	
40	AS3825	50	Monoposte	Grau
41	AS3817	160	Biposte	Bolívar
42	AS3836	75	Monoposte	
43	AS3906	25	Caseta	SUNAT
44	AS3824	100	Biposte	
45	AS3825	50	Monoposte	
46	AS3818	160	Biposte	Gamarra
47	AS3829	37,5	Monoposte	
48	AS3816	100	Biposte	
49	AS3837	160	Biposte	
50	AS3264	160	Biposte	Bolívar
51	AS3815	160	Biposte	28 de Julio
52	AS3593	50	Monoposte	PODER JUDICIAL
53	AS3835	75	Biposte	Salazar
54	AS3834	160	Biposte	Soriano
55	AS3928	100	Caseta	
56	AS3830	100	Biposte	28 de Julio
57	AS3831	100	Biposte	Huaraz
58	AS3833	100	Biposte	Villon
59	AS3832	100	Biposte	Villon
60	AS3063	100	Biposte	
61	AS3823	75	Biposte	Confraternidad
62	AS3828	100	Biposte	Santa Gadea
63	AS3827	75	Biposte	Santa Rosa
64	AS3826	100	Biposte	Palacios
65	AS3855	37,5	Monoposte	
66	AS3853	75	Biposte	Villon
67	AS3854	75	Monoposte	Villon
68	AS3957	250	Biposte	Huaraz
69	AS3909	75	Monoposte	Pradera
70	AS3153	75	Monoposte	Soledad
71	AS3303	75	Biposte	San Luis
72	AS3032	50	Monoposte	Los Pinos
73	AS3069	37,5	Biposte	Los Pinos
74	AS3297	100	Biposte	Los Pinos
75	AS3102	75	Biposte	Los Pinos
76	AS3308	75	Biposte	Ichoca

Nota. Información obtenida de Hidrandina (2024)

Tabla 3
Descripción de alimentadores secundarios de AMT HRZ282-C

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tipo	Ubicación
77	AS3124	75	Biposte	CPM Ichoca
78	AS3125	37,5	Biposte	CPM Coyllur
79	AS3126	37,5	Biposte	CP Coyllur
80	AS3127	37,5	Monoposte	
81	AS3197	5	Monoposte	SER IMPAN
82	AS3191	5	Monoposte	SER YACUNAC
83	AS3151	37,5	Monoposte	CPM LLUPA
84	AS3152	25	Monoposte	CPM LLUPA
85	AS3554	15	Biposte	Shancayan
86	AS3128	25	Monoposte	Huaromacyopampa
87	AS3129	25	Monoposte	
88	AS3193	5	Monoposte	SER JANCU ALTO
89	AS3198	5	Monoposte	SER YACURACA
90	AS3192	5	Monoposte	SER TAYACOTO
91	AS3885	25	Monoposte	SER JANCU ALTO
92	AS3194	5	Monoposte	SER PITAC
93	AS3886	10	Monoposte	SER JANCU
94	AS3856	75	Biposte	Cochanchin
95	AS3504	80	Biposte	Del Castillo
96	AS3857	100	Biposte	Castromonte
97	AS3211	37,5	Monoposte	
98	AS3858	75	Biposte	Pedregal
99	AS3859	75	Biposte	Uribe
100	AS3860	75	Biposte	Herrera
101	AS3852	37,5	Monoposte	Cabana
102	AS3850	75	Biposte	Villon
103	AS3851	100	Biposte	Larrea
104	AS3849	75	Biposte	Rauca
105	AS3210	15	Monoposte	Tupac Amaru
106	AS3031	25	Biposte	Bellavista
107	AS3074	25	Biposte	EMPASA
108	AS3502	100	Biposte	Cementerio
109	AS3277	75	Biposte	Bellavista
110	AS3202	75	Biposte	Las Terrazas

Nota. Información obtenida de Hidrandina (2024)

Los factores de simultaneidad considerados para nuestro estudio se muestran en la tabla.

Tabla 4

Factores de simultaneidad.

Servicio Particular y alumbrado público	Factor de Simultaneidad
Lotes de vivienda	0.5
Cargas Especiales	1
Alumbrado público	1

Nota. Información obtenida Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductores Auto portante para Electrificación (2003).

Para determinar la máxima demanda del alumbrado público se debe tener en cuenta las pérdidas en el balasto.

Tabla 5

Pérdidas en lámparas de sodio (CENS, 2016).

Descripción	Lámparas de sodio		
	50 W	70 W	150 W
Potencia de la Lámpara (W) + Pérdidas balasto (W)	58	81.6	168.6
Factor de simultaneidad f.s.	1	1	1
Potencia por equipo (kW)	0.058	0.0816	0.1686
Factor de Potencia	1	1	1
Corriente (A)	0.15	0.21	0.44

Nota. Información obtenida de CENS (2016)

3.1.3 Soporte de medición.

. Se denomina, al sistema de gestión comercial del grupo Distriluz (Ensa, Enosa, Electrocentro e Hidrandina) este módulo contiene información técnica y comercial utilizada para los diferentes reportes solicitados por la NTCSE y reportes de gestión propia de cada empresa.

Este módulo contiene los registros históricos de todas las interrupciones ocurridas en la concesión de cada empresa los indicadores históricos de la misma y los montos de

compensación que se ha pagado en diferentes periodos; tiene como entrada la atención de llamadas telefónicas, por parte de usuarios, autoridades (Osinergmin, ministerio) y personal de la misma empresa, el registros de los eventos por parte del CCO ocurridos en las instalaciones de baja, media y alta tensión; cada evento contiene el elemento origen de la interrupción y los elementos interrumpidos, la potencia medida, la cantidad de usuarios afectados, el motivo de la interrupción. Gestión de los indicadores de calidad de suministro, archivos solicitados por la NTCSE (RDI, PIN, RIN, etc.) y monto de compensaciones a los usuarios por transgredir las tolerancias establecidas.

3.2 Método.

3.2.1 Método deductivo, comparativo, la presente investigación es de tipo descriptivo, correlacional y pre experimental los mismos que estarán basados en las leyes eléctricas, la ingeniería electromecánica y el uso eficiente de la energía e información bibliográfica especializada.

3.2.2 Diseño de la investigación: Según Escudero & Cortez (2018), un diseño de investigación es un conjunto ordenado de componentes que interactúan para la determinación de una meta definida, así mismo es interactivo, flexible y reflexivo. El diseño de investigación está definido como los métodos y técnicas seleccionados por un investigador para emplearlos de una manera razonable y lógica para que el problema de la investigación sea manejado de forma eficaz. Se utilizará el diseño pre-experimental, para grupos únicos.

Figura 10
Diseño de investigación



Nota. Información tomada del texto de Albert (2020)

Donde:

G: Zona de Concesión Huaraz

X: Influencia de las pérdidas energéticas del Alimentador HRZ282 en clientes en baja tensión en la calidad del servicio.

O1: Condición actual del Alimentador HRZ282

O2: Resultante de la evaluación del Alimentador HRZ282

3.2.3 Metodología de cálculo:

Se presenta la siguiente secuencia de cálculo para obtener resultados y discusión de los mismos que se presenta en el siguiente capítulo:

- Se realizó un balance de energía en el AMT HRZ282. Determinándose el factor de carga y los porcentajes de pérdida de cada alimentador secundario. Para ello se tuvo en cuenta el día de máxima de demanda del mes de diciembre 24.12.2023 a las 8.00 pm.

Para hallar el porcentaje de pérdidas se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Perdidas AS3602} = \frac{\text{Potencia leida en ASi} - \text{Carga total ASi}}{\text{Potencia leida ASi}} * 100\%.. (12)$$

Para hallar el factor de carga de cada AS se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de carga AS3602} = \frac{\text{Carga total ASi}}{\text{Potencia maxima ASi}} * 100\% \dots (13)$$

- Se determinaron los indicadores de calidad según la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico en el AMT HRZ282.

Indicador de Calidad. - El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto.

$$\Delta V_k = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} * 100 \dots (14)$$

Tolerancias. - Las tolerancias admitidas son $\pm 6\%$ para Media Tensión, y $\pm 7,5\%$ para Baja Tensión (Ministerio de Energía y Minas, 2010).

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio; para evaluar la calidad de suministro, se toma en cuenta indicadores que mide el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El periodo de control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, o fallas, asimismo, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

N, es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de control de un semestre:

$$N = \left(\frac{\text{Número de interrupciones por cliente}}{\text{semestre}} \right) \dots \dots \dots (15)$$

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control de un semestre:

$$D = \sum(K_i d_i) \text{ horas } \dots \dots (16)$$

Donde d_i es la Duración individual de la interrupción i , K_i , Factores de ponderación de la duración de interrupciones por tipo.

Tabla 6

Tolerancias de indicadores de calidad y factores de ponderación por tipo de interrupciones

Niveles de Tensión	Tolerancias de Indicadores de calidad	
	N°	D'
Cientes en Alta y muy alta tensión	2	4
Cientes en Media tensión	4	7
Cientes en baja tensión (STD2)	8	13
Factores de ponderación por tipo		
Interrupciones programadas en redes Ki= 0.5		
Interrupciones programadas * expansión o reforzamiento Ki= 0.25		
Interrupciones programadas por mantenimiento Ki= 0.5		
Imprevistas, otras Ki= 1		
* “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente sustentada ante la autoridad y con una anticipada comunicación de 48 horas a los clientes, señalando las horas exactas del intervalo de duración de los trabajos. Sin embargo, no se consideran las interrupciones por 3 minutos.		

(NTCSE).

Nota. Norma técnica de calidad de servicio eléctrico

- Se determinó las compensaciones por mala calidad del suministro eléctrico según la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico en el AMT HRZ282.

La compensación en una consecuencia por una mala calidad del servicio eléctrico brindado por la concesionaria basada en la normativa peruana, las compensaciones por interrupciones del servicio de luz están definidas en la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844, su Reglamento D.S. N° 009-93-EM y en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) -D.S. N° 020-97-EM- y sus modificatorias.

Para su cálculo se utiliza la ecuación.

$$C.I = e . E . ENS \quad (17)$$

Donde C.I es la Compensación por interrupciones, “e” es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son,

Primera etapa: $e = 0.00$, Segunda etapa: $e = 0.05 \text{ US\$/kWh}$,
 Tercera etapa: $e = 0.35 \text{ US\$/kWh}$

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido por la ecuación.

$$E = \left[1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \quad (18)$$

Si tanto N' y D' están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

La Energía teóricamente No Suministrada (ENS) a un Cliente determinado, se define por la ecuación.

$$ENS = \left(\frac{ERS \sum d_i}{(NHS - \sum d_i)} \right) \cdot D \quad (\text{kWh}) \quad (19)$$

Donde ERS es la energía registrada en el semestre, NHS es el número de horas del semestre, $\sum d_i$ es la Duración total real de las interrupciones en el semestre.

Las compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones

Donde no existan, o en tanto no se hayan instalado, equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo:

A través del registro de llamadas telefónicas de clientes afectados.

A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto.

A través del análisis de cualquier o cualesquiera otro(s) registro(s) del cliente o suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

- Se propone mejoras para reducir las pérdidas energéticas y su influencia en los clientes pertenecientes el AMT HRZ282.

- Se realizó la evaluación económica de las mejoras para la mejora de la de Calidad del Servicio Eléctrico en el AMT HRZ282.

4. Resultados y Discusión.

4.1 Balance de energía en AMT HRZ282.

Se presentan los resultados del balance de energía en el AMT HRZ282.

Por ejemplo, para la AS3602 se presentan los siguientes cálculos:

Potencia: 50 KVA.

Factor de Potencia: 0,9.

Medidor en acumulador de energía AS3602: 31,2 kWh

Sumatoria de cargas domiciliarias: 25,3 kWh.

Sumatoria de cargas de alumbrado público: 2 kWh.

Potencia activa máxima en AS3602.

$$Potencia Activa maxima AS3602 = 50 * 0,9 = 45 kW$$

Potencia activa cargas residenciales y alumbrado público:

$$Energia Activa AS3602 = 25,3 + 2 = 27,3 kWh$$

$$Potencia Activa consumida AS3602 = 27,3 \frac{kWh}{1 h} = 27,3 kW$$

Porcentajes de pérdidas en el AS 3602:

$$\% Perdidas AS3602 = \frac{31,2 - 27,3}{31,2} * 100\% = 12,5\%$$

Factor de carga de la AS3602:

$$Factor de carga AS3602 = \frac{31,2}{45} * 100\% = 69,3\%$$

Se tiene en cuenta el Informe IV Trimestre 2023 de Gestión Comercial de OSINERGMIN en el cual, según el Balance de Distribución, para la Empresa HIDRANDINA se reportó 13,8%

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/InfoComercial/IC%20Informe_4Tri_2023.pdf

Tabla 7
Desempeño de la AMT HRZ282-1

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Perdidas promedio IVIT OSI.	Condición
1	AS3602	50	45	220	25,3	2	27,3	31,2	12,5%	69,3%	13,8%	Menor
2	AS3614	75	67,5	220	39,6	3,6	43,2	49,5	12,7%	73,3%	13,8%	Menor
3	AS3002	100	90	220	49,5	3,8	53,3	62,3	14,4%	69,2%	13,8%	Mayor
4	AS3615	75	67,5	220	42,9	4	46,9	55,2	15,0%	81,8%	13,8%	Mayor
5	AS3891	160	144	220	61,6	5,8	67,4	79,2	14,9%	55,0%	13,8%	Mayor
6	AS3617	50	45	220	24,2	2,2	26,4	30,3	12,9%	67,3%	13,8%	Menor
7	AS3619	75	67,5	220	37,4	4,4	41,8	49,5	15,6%	73,3%	13,8%	Mayor
8	AS3618	75	67,5	220	42,9	4	46,9	55,3	15,2%	81,9%	13,8%	Mayor
9	AS3628	37,5	33,75	220	22	2	24	27	11,1%	80,0%	13,8%	Menor
10	AS3629	75	67,5	220	38,5	3,6	42,1	48	12,3%	71,1%	13,8%	Menor
11	AS3506	50	45	220	26,4	2,4	28,8	33,1	13,0%	73,6%	13,8%	Menor
12	AS3941	75	67,5	220	33	4,4	37,4	44,2	15,4%	65,5%	13,8%	Mayor
13	AS3633	100	90	220	45,1	4,4	49,5	56,1	11,8%	62,3%	13,8%	Menor
14	AS3104	75	67,5	220	39,6	4,6	44,2	49,2	10,2%	72,9%	13,8%	Menor
15	AS3861	100	90	220	48,4	4,8	53,2	60,1	11,5%	66,8%	13,8%	Menor
16	AS3881	200	180	220	104,5	10	114,5	129,3	11,4%	71,8%	13,8%	Menor
17	AS3862	160	144	220	96,8	6,4	103,2	114,2	9,6%	79,3%	13,8%	Menor
18	AS3808	200	180	220	112,2	8,2	120,4	134,2	10,3%	74,6%	13,8%	Menor
19	AS3068	160	144	220	88	7,2	95,2	107,6	11,5%	74,7%	13,8%	Menor
20	AS3893	100	90	220	49,5	5	54,5	60,2	9,5%	66,9%	13,8%	Menor
21	AS3821	250	225	220	112,2	12	124,2	135,1	8,1%	60,0%	13,8%	Menor
22	AS3107	200	180	220	110	8,8	118,8	131,9	9,9%	73,3%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 8

Desempeño de la AMT HRZ282-2

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Pérdidas promedio IVIT OSI.	Condición
23	AS3863	37,5	33,75	220	22	4	26	28,8	9,7%	85,3%	13,8%	Menor
24	AS3908	75	67,5	220	37,4	5	42,4	49,2	13,8%	72,9%	13,8%	Menor
25	AS3820	200	180	220	119,9	8	127,9	139,4	8,2%	77,4%	13,8%	Menor
26	AS3925	75	67,5	220	44	4,4	48,4	53,7	9,9%	79,6%	13,8%	Menor
27	AS3064	160	144	220	96,8	8	104,8	115,2	9,0%	80,0%	13,8%	Menor
28	AS3012	160	144	220	89,1	8,4	97,5	108,1	9,8%	75,1%	13,8%	Menor
29	AS3159	50	45	220	33	3,2	36,2	40,4	10,4%	89,8%	13,8%	Menor
30	AS3822	75	67,5	220	44	3,6	47,6	55,3	13,9%	81,9%	13,8%	Mayor
31	AS3174	37,5	33,75	220	24,2	2	26,2	28,9	9,3%	85,6%	13,8%	Menor
32	AS3020	50	45	220	28,6	3	31,6	36,6	13,7%	81,3%	13,8%	Mayor
33	AS3262	100	90	220	44	5,2	49,2	59,3	17,0%	65,9%	13,8%	Mayor
34	AS3263	200	180	220	119,9	9,2	129,1	143,2	9,8%	79,6%	13,8%	Menor
35	AS3819	100	90	220	48,4	4,8	53,2	60,1	11,5%	66,8%	13,8%	Menor
36	AS3874	100	90	220	57,2	4,4	61,6	69,3	11,1%	77,0%	13,8%	Menor
37	AS3810	160	144	220	83,6	12,6	96,2	108,6	11,4%	75,4%	13,8%	Menor
38	AS3809	75	67,5	220	44	5,2	49,2	54,3	9,4%	80,4%	13,8%	Menor
39	AS3824	100	90	220	59,4	4,4	63,8	72	11,4%	80,0%	13,8%	Menor
40	AS3825	50	45	220	26	2,8	28,8	33,4	13,8%	74,2%	13,8%	Menor
41	AS3817	160	144	220	90	12	102	118,8	14,1%	82,5%	13,8%	Menor
42	AS3836	75	67,5	220	42,9	4	46,9	52,3	10,3%	77,5%	13,8%	Menor
43	AS3906	25	22,5	220	13,2	1,6	14,8	17,2	14,0%	76,4%	13,8%	Mayor
44	AS3824	100	90	220	60,5	4,8	65,3	76,6	14,8%	85,1%	13,8%	Mayor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 9

Desempeño de la AMT HRZ282-3

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Pérdidas promedio IVIT OSI.	Condición
45	AS3825	50	45	220	28,6	3,2	31,8	37,2	14,5%	82,7%	13,8%	Mayor
46	AS3818	160	144	220	96,8	12,4	109,2	126,2	13,5%	87,6%	13,8%	Menor
47	AS3829	37,5	33,75	220	17,6	2,4	20	23,1	13,4%	68,4%	13,8%	Menor
48	AS3816	100	90	220	61,6	4,4	66	75,9	13,0%	84,3%	13,8%	Menor
49	AS3837	160	144	220	96,8	10,8	107,6	124,3	13,4%	86,3%	13,8%	Menor
50	AS3264	160	144	220	88	10	98	112,3	12,7%	78,0%	13,8%	Menor
51	AS3815	160	144	220	93,5	11	104,5	115,9	9,8%	80,5%	13,8%	Menor
52	AS3593	50	45	220	26,4	3,2	29,6	32,6	9,2%	72,4%	13,8%	Menor
53	AS3835	75	67,5	220	44	4,4	48,4	54,2	10,7%	80,3%	13,8%	Menor
54	AS3834	160	144	220	96,8	11,2	108	124,3	13,1%	86,3%	13,8%	Menor
55	AS3928	100	90	220	55	4	59	68,2	13,5%	75,8%	13,8%	Menor
56	AS3830	100	90	220	61,6	4,8	66,4	77,2	14,0%	85,8%	13,8%	Mayor
57	AS3831	100	90	220	57,2	4,4	61,6	70,8	13,0%	78,7%	13,8%	Menor
58	AS3833	100	90	220	59,4	4	63,4	71,2	11,0%	79,1%	13,8%	Menor
59	AS3832	100	90	220	55	5,2	60,2	69,6	13,5%	77,3%	13,8%	Menor
60	AS3063	100	90	220	55	4,4	59,4	67,1	11,5%	74,6%	13,8%	Menor
61	AS3823	75	67,5	220	46,2	4	50,2	57,1	12,1%	84,6%	13,8%	Menor
62	AS3828	100	90	220	56,1	4,4	60,5	69,1	12,4%	76,8%	13,8%	Menor
63	AS3827	75	67,5	220	41,8	4	45,8	53,1	13,7%	78,7%	13,8%	Menor
64	AS3826	100	90	220	57,2	4,4	61,6	71,1	13,4%	79,0%	13,8%	Menor
65	AS3855	37,5	33,75	220	22	2,4	24,4	27,3	10,6%	80,9%	13,8%	Menor
66	AS3853	75	67,5	220	44	4,4	48,4	54,8	11,7%	81,2%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 10

Desempeño de la AMT HRZ282-4

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Pérdidas promedio IVIT OSI.	Condición
67	AS3854	75	67,5	220	41,8	4,4	46,2	52,3	11,7%	77,5%	13,8%	Menor
68	AS3957	250	225	220	132	20	152	169,2	10,2%	75,2%	13,8%	Menor
69	AS3909	75	67,5	220	41,8	5	46,8	54,3	13,8%	80,4%	13,8%	Menor
70	AS3153	75	67,5	220	44	4,8	48,8	53,7	9,1%	79,6%	13,8%	Menor
71	AS3303	75	67,5	220	42,9	4,8	47,7	53,2	10,3%	78,8%	13,8%	Menor
72	AS3032	50	45	220	28,6	4	32,6	36,5	10,7%	81,1%	13,8%	Menor
73	AS3069	37,5	33,75	220	22	2,4	24,4	27,2	10,3%	80,6%	13,8%	Menor
74	AS3297	100	90	220	61,6	4,2	65,8	72,3	9,0%	80,3%	13,8%	Menor
75	AS3102	75	67,5	220	44	4,8	48,8	54,3	10,1%	80,4%	13,8%	Menor
76	AS3308	75	67,5	220	46,2	4,4	50,6	58,3	13,2%	86,4%	13,8%	Menor
77	AS3124	75	67,5	220	44	3,6	47,6	55,2	13,8%	81,8%	13,8%	Menor
78	AS3125	37,5	33,75	220	17,6	2,8	20,4	23,1	11,7%	68,4%	13,8%	Menor
79	AS3126	37,5	33,75	220	19,8	2,4	22,2	25,9	14,3%	76,7%	13,8%	Mayor
80	AS3127	37,5	33,75	220	16,5	2,8	19,3	22,7	15,0%	67,3%	13,8%	Mayor
81	AS3197	5	4,5	220	2,2	0,2	2,4	2,8	14,3%	62,2%	13,8%	Mayor
82	AS3191	5	4,5	220	1,65	0,2	1,85	2,1	11,9%	46,7%	13,8%	Menor
83	AS3151	37,5	33,75	220	20,9	2,4	23,3	27,1	14,0%	80,3%	13,8%	Mayor
84	AS3152	25	22,5	220	13,2	2	15,2	17,2	11,6%	76,4%	13,8%	Menor
85	AS3554	15	13,5	220	7,7	0,8	8,5	9,8	13,3%	72,6%	13,8%	Menor
86	AS3128	25	22,5	220	13,2	1,6	14,8	17,2	14,0%	76,4%	13,8%	Mayor
87	AS3129	25	22,5	220	13,2	2	15,2	17,7	14,1%	78,7%	13,8%	Mayor
88	AS3193	5	4,5	220	1,32	0,4	1,72	2	14,0%	44,4%	13,8%	Mayor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 11

Desempeño de la AMT HRZ282-5

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Pérdidas promedio IVIT OSI.	Condición
89	AS3198	5	4,5	220	1,32	0,4	1,72	1,9	9,5%	42,2%	13,8%	Menor
90	AS3192	5	4,5	220	1,43	0,4	1,83	2,1	12,9%	46,7%	13,8%	Menor
91	AS3885	25	22,5	220	13,2	2	15,2	17,9	15,1%	79,6%	13,8%	Mayor
92	AS3194	5	4,5	220	1,21	0,8	2,01	2,3	12,6%	51,1%	13,8%	Menor
93	AS3886	10	9	220	3,3	1	4,3	4,9	12,2%	54,4%	13,8%	Menor
94	AS3856	75	67,5	220	33	2,8	35,8	41,2	13,1%	61,0%	13,8%	Menor
95	AS3504	80	72	220	48,4	3,2	51,6	59,2	12,8%	82,2%	13,8%	Menor
96	AS3857	100	90	220	55	4	59	68,1	13,4%	75,7%	13,8%	Menor
97	AS3211	37,5	33,75	220	22	2,4	24,4	28,1	13,2%	83,3%	13,8%	Menor
98	AS3858	75	67,5	220	36,3	2,4	38,7	44,2	12,4%	65,5%	13,8%	Menor
99	AS3859	75	67,5	220	34,1	2,8	36,9	42,8	13,8%	63,4%	13,8%	Menor
100	AS3860	75	67,5	220	30,8	3,2	34	39,5	13,9%	58,5%	13,8%	Mayor
101	AS3852	37,5	33,75	220	19,8	2,4	22,2	25,7	13,6%	76,1%	13,8%	Menor
102	AS3850	75	67,5	220	33	3,2	36,2	42,1	14,0%	62,4%	13,8%	Mayor
103	AS3851	100	90	220	60,5	4,4	64,9	71,9	9,7%	79,9%	13,8%	Menor
104	AS3849	75	67,5	220	35,2	3,6	38,8	44,1	12,0%	65,3%	13,8%	Menor
105	AS3210	15	13,5	220	4,4	1	5,4	5,9	8,5%	43,7%	13,8%	Menor
106	AS3031	25	22,5	220	12,1	2,4	14,5	16,8	13,7%	74,7%	13,8%	Menor
107	AS3074	25	22,5	220	11	2	13	14,5	10,3%	64,4%	13,8%	Menor
108	AS3502	100	90	220	61,6	10,4	72	79,2	9,1%	88,0%	13,8%	Menor
109	AS3277	75	67,5	220	38,5	8	46,5	51,1	9,0%	75,7%	13,8%	Menor
110	AS3202	75	67,5	220	35,2	7,6	42,8	48,5	11,8%	71,9%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se tienen los siguientes resultados para el AMT HRZ282:

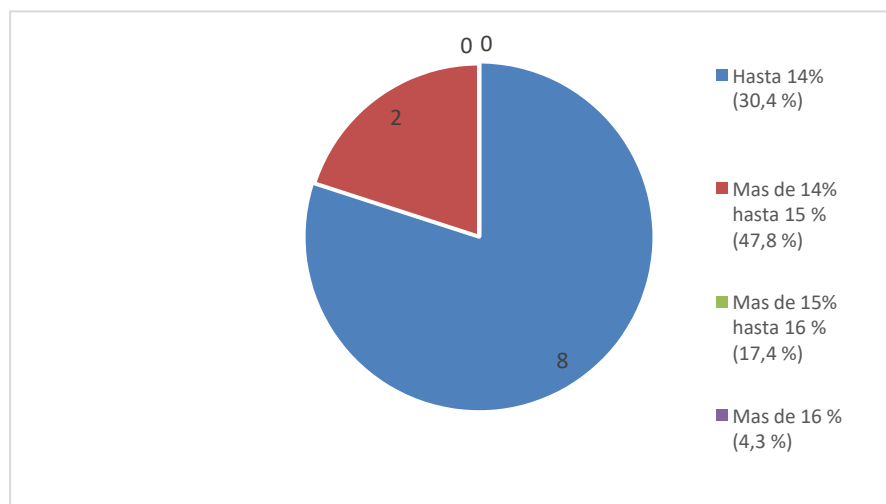
Promedio de porcentaje de pérdidas: 12,1 %

Factor de Carga global: 67,6 %.

Se muestra la siguiente figura con las AS con mayor porcentaje de perdidas, donde solo se cuenta con 23 SA (de los 110) que presentan perdidas en la red de distribución superior a 13,8%, donde solo una de ellas tiene perdidas mayores a 16 %, en este caso la AS3262 con 17%.

Figura 11

Distribución porcentual de AS con pérdidas mayores a 13,8 % AMT AHRZ 282



Nota. Información obtenida por elaboración propia.

4.2 Indicadores de calidad del AMT HRZ282

Se presentan los resultados leídos para el periodo del primer semestre 2024(leídos desde enero a junio de 2023).

Con respecto con los niveles de tensión se presentan para cada una de las AS los valores máximos y mínimos referentes a la tensión mínima y tensión máxima hacia como el número de interrupciones por semestre para ser considerada como penalidad.

Por ejemplo, para AS3002.

Para el rango mínimo de tensión el 7% del valor nominal de 220 voltios.

$$Tension\ minima\ admitida = (1 - 0,075) * 220 = 203,5\ v$$

Número de veces que se tuvo valores inferiores al valor mínimo = 0

Valor mínimo alcanzado en el rango de compensación= 213,5 v.

Para el rango máximo de tensión el 7% sobre el valor nominal de 220 voltios.

$$\text{Tension maxima admitida} = (1 + 0,075) * 220 = 236,5 \text{ v}$$

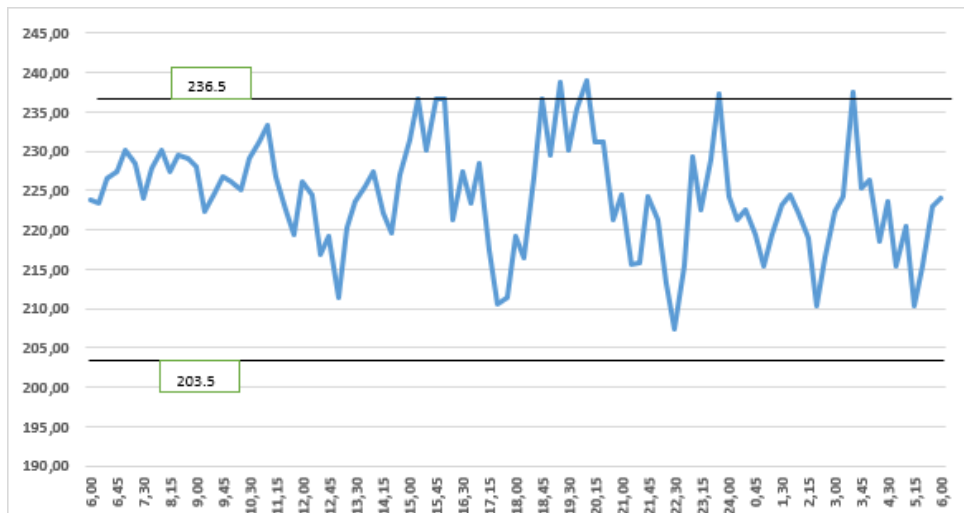
Número de veces que se tuvo valores superiores al valor máximo = 10

Valor máximo alcanzado en el rango de compensación= 238,9 v.

Figura 12

Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3002-AMT HRZ

282



Nota. Información obtenida por elaboración propia (12.03.2023)

Numero de mediciones en figura 11= 97

Numero de mediciones que supera el valor de tensión máxima admitida= 6

$$\% \text{ del valor de medicion que supera la tension max. adm.} = \frac{6}{97} * 100\% = 6,17\%$$

Para el número de interrupciones/semestre.

Número de interrupciones en BT considerados para compensación: 6 interrupciones/semestre. Considerado por interrupción al corte del suministro no programado.

Número de interrupciones/semestre AS3002 = 2

Conclusión no es considerado para penalidad.

Por ejemplo, para AS3619.

Para el rango mínimo de tensión el 7% del valor nominal de 220 voltios.

$$Tension\ minima\ admitida = (1 - 0,075) * 220 = 203,5\ v$$

Número de veces que se tuvo valores inferiores al valor mínimo = 12

Valor mínimo alcanzado en el rango de compensación= 202,3 v.

Para el rango máximo de tensión el 7% sobre el valor nominal de 220 voltios.

$$Tension\ maxima\ admitida = (1 + 0,075) * 220 = 236,5\ v$$

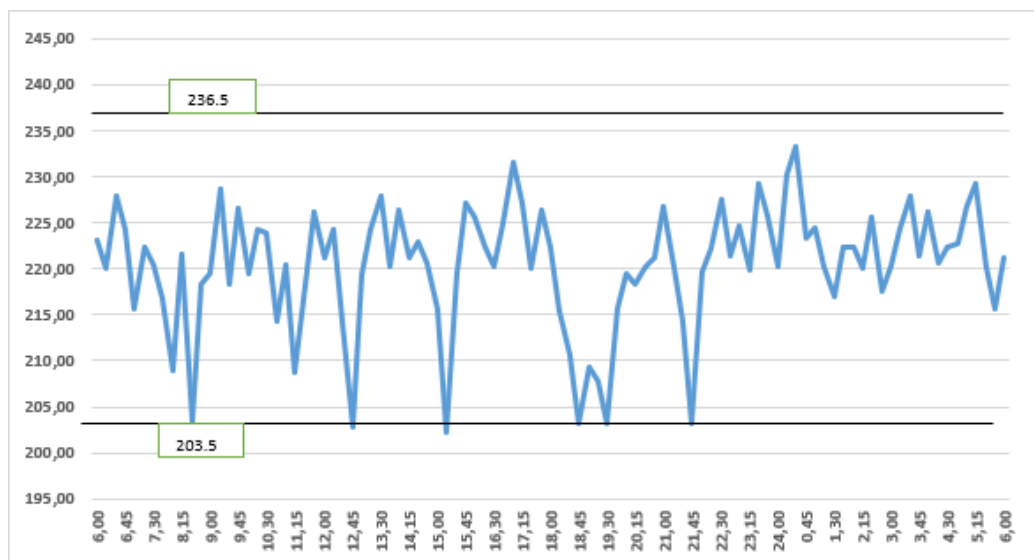
Número de veces que se tuvo valores superiores al valor máximo = 0

Valor máximo alcanzado en el rango de compensación= 231,2 v.

Figura 13

Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3619-AMT HRZ

282



Nota. Información obtenida por elaboración propia (18.05.2023)

Numero de mediciones en figura 12= 97

Numero de mediciones que supera el valor de tensión máxima admitida= 6

$$\% \text{ del valor de medicion que supera la tension max. adm.} = \frac{6}{97} * 100\% = 6,17\%$$

Para el número de interrupciones/semestre.

Número de interrupciones en BT considerados para compensación: 6 interrupciones/semestre. Considerado por interrupción al corte del suministro no programado.

Número de interrupciones/semestre AS3619 = 0

Conclusión no es considerado para penalidad.

Se presenta las tablas 12,13 y 14 con las mediciones de calidad del producto y calidad del suministro para las 110 AS del AMT HRZ282.

Tabla 12

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-1

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	N° de veces	Tensión máxima (V)	N° de veces	N° de Interrupciones/se mestre
1	AS3602	50	220	207,5	0	231,5	0	2
2	AS3614	75	220	204,5	0	236,9	4	0
3	AS3002	100	220	213,5	0	238,9	10	2
4	AS3615	75	220	204,5	0	234,2	0	1
5	AS3891	160	220	202,1	2	234,1	0	0
6	AS3617	50	220	206,3	0	235,5	0	0
7	AS3619	75	220	202,3	12	231,2	0	0
8	AS3618	75	220	203,4	14	231,5	0	1
9	AS3628	37,5	220	202,4	7	234,2	0	0
10	AS3629	75	220	201,3	2	234,8	0	1
11	AS3506	50	220	204,6	0	234,1	0	0
12	AS3941	75	220	203,1	4	234,5	0	0
13	AS3633	100	220	203,4	3	231,2	0	0
14	AS3104	75	220	204,3	0	236,7	3	0
15	AS3861	100	220	205,3	0	229,8	0	0
16	AS3881	200	220	208,9	0	229,9	0	1
17	AS3862	160	220	209,2	0	238,7	4	0
18	AS3808	200	220	207,8	0	237,6	9	1
19	AS3068	160	220	206,5	0	237,8	7	1
20	AS3893	100	220	204,9	0	239,1	7	1
21	AS3821	250	220	201,3	1	235,5	0	3
22	AS3107	200	220	206,7	0	234,5	0	1
23	AS3863	37,5	220	205,4	0	236,1	0	0
24	AS3908	75	220	205,1	0	236,1	0	0
25	AS3820	200	220	202,3	2	236,2	0	0
26	AS3925	75	220	202,1	4	233,5	0	1
27	AS3064	160	220	208,1	0	238,4	4	0
28	AS3012	160	220	204,3	0	238,7	3	2
29	AS3159	50	220	212,3	0	239,4	1	1
30	AS3822	75	220	209,2	0	234,5	0	1
31	AS3174	37,5	220	204,9	0	232,4	0	1
32	AS3020	50	220	211,3	0	236,8	4	1
33	AS3262	100	220	202,6	2	235,8	0	0
34	AS3263	200	220	203,1	2	237,2	4	0
35	AS3819	100	220	203,9	0	237,8	6	0
36	AS3874	100	220	202,1	5	234,2	0	1
37	AS3810	160	220	202,4	3	234,7	0	2
38	AS3809	75	220	207,8	0	234,7	0	1

Nota. Elaboración propia.

Tabla 13

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	N° de veces	Tensión máxima (V)	N° de veces	N° de Interrupciones/semestre
39	AS3824	100	220	203,9	0	229,9	0	1
40	AS3825	50	220	203,8	0	234,2	0	0
41	AS3817	160	220	203,1	1	235,2	0	0
42	AS3836	75	220	203,3	1	236,1	0	0
43	AS3906	25	220	204,2	0	238,7	4	4
44	AS3824	100	220	204,4	0	238,1	2	2
45	AS3825	50	220	204,1	0	234,5	0	0
46	AS3818	160	220	205,3	0	236,9	2	0
47	AS3829	37,5	220	203,9	0	237,2	1	0
48	AS3816	100	220	203,9	0	237,1	1	1
49	AS3837	160	220	204,8	0	236,9	6	0
50	AS3264	160	220	203,1	2	236,4	0	0
51	AS3815	160	220	204,6	0	235,6	3	0
52	AS3593	50	220	204,3	0	234,4	0	1
53	AS3835	75	220	204,7	0	236,1	0	0
54	AS3834	160	220	206,3	0	234,1	0	0
55	AS3928	100	220	206,1	0	233,3	0	0
56	AS3830	100	220	203,9	0	233,9	0	2
57	AS3831	100	220	204,6	0	237,1	2	1
58	AS3833	100	220	207,1	0	236,9	1	1
59	AS3832	100	220	202,1	1	236,1	0	0
60	AS3063	100	220	204,7	0	236,8	4	0
61	AS3823	75	220	204,6	0	236,7	2	0
62	AS3828	100	220	207,4	0	237,4	2	1
63	AS3827	75	220	207,1	0	237,1	1	0
64	AS3826	100	220	205,3	0	237,2	1	0
65	AS3855	37,5	220	204,3	0	236,1	0	0
66	AS3853	75	220	209,2	0	236,2	0	0
67	AS3854	75	220	202,1	1	231,6	0	0
68	AS3957	250	220	203,4	1	233,9	0	0
69	AS3909	75	220	203,2	1	233,8	0	0
70	AS3153	75	220	203,4	1	233,7	0	0
71	AS3303	75	220	203,1	1	236,4	0	0
72	AS3032	50	220	203,1	1	236,5	2	0
73	AS3069	37,5	220	204,5	0	237,1	1	0
74	AS3297	100	220	206,1	0	237,2	1	0
75	AS3102	75	220	205,3	0	237,3	1	0
76	AS3308	75	220	205,8	0	237,3	4	0

Nota. Elaboración propia.

Tabla 14

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-3

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	N° de veces	Tensión máxima (V)	N° de veces	N° Interrupciones/ semestre
77	AS3124	75	220	203,7	0	236,1	1	1
78	AS3125	37,5	220	203,4	0	235,4	1	0
79	AS3126	37,5	220	204,5	0	236,1	1	0
80	AS3127	37,5	220	205,2	0	234,5	0	0
81	AS3197	5	220	204,6	0	237,2	1	0
82	AS3191	5	220	204,6	0	234,3	0	2
83	AS3151	37,5	220	202,2	1	229,9	0	0
84	AS3152	25	220	202,3	1	231,5	0	0
85	AS3554	15	220	202,3	1	231,4	0	1
86	AS3128	25	220	202,9	1	231,4	0	0
87	AS3129	25	220	203,9	0	234,5	0	0
88	AS3193	5	220	203,5	0	235,4	0	1
89	AS3198	5	220	204,9	0	234,7	0	3
90	AS3192	5	220	205,6	0	237,8	2	0
91	AS3885	25	220	205,4	0	237,1	1	3
92	AS3194	5	220	207,8	0	237,4	1	2
93	AS3886	10	220	203,1	1	236,4	0	2
94	AS3856	75	220	203,9	0	234,1	0	1
95	AS3504	80	220	202,9	2	233,4	0	1
96	AS3857	100	220	203,1	1	234,5	0	1
97	AS3211	37,5	220	203,7	0	236,9	1	0
98	AS3858	75	220	203,9	0	236,7	1	0
99	AS3859	75	220	206,4	0	233,4	0	0
100	AS3860	75	220	205,3	0	231,5	0	0
101	AS3852	37,5	220	204,9	0	236,9	1	0
102	AS3850	75	220	207,5	0	236,4	0	1
103	AS3851	100	220	207,3	0	236,8	2	0
104	AS3849	75	220	203,9	0	233,4	0	0
105	AS3210	15	220	203,1	2	234,9	0	0
106	AS3031	25	220	203,1	2	234,7	0	0
107	AS3074	25	220	202,1	1	234,6	0	3
108	AS3502	100	220	202,4	2	234,1	0	1
109	AS3277	75	220	202,5	1	231,2	0	0
110	AS3202	75	220	202,7	3	234,5	0	0

Nota. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se tienen los siguientes resultados del desempeño de la calidad para el AMT HRZ282:

N° AS sin niveles de tensión fuera del rango admitido= 31.

N° AS con niveles de tensión fuera del rango admitido= 79.

N° de puntos de medición con valores fuera del rango= 213

N° de puntos de medición con valores sobre la tensión máxima admitida=120.

N° de puntos de medición con valores sobre la tensión mínima admitida=93.

N° de valores de interrupciones/semestre considerados para compensación= 0.

4.3 Compensaciones por incumplimiento de NTCSE del AMT HRZ282

Se presentan los resultados de las compensaciones por incumplimiento de la NTCSE referido a la calidad del producto para el periodo del primer semestre 2023(leídos desde enero a junio de 2023).

Por ejemplo, para el AS3614 se tiene el siguiente cálculo:

Compensación: 0,05 U\$/kWh.

Potencia medida a la salida de AS3614:48,3 kW

Lectura final para el periodo de medición: 28 147,8 (Ver Anexo 6)

Lectura inicial para el periodo de medición: 27 632 (Ver Anexo 6)

Energía inmersa en el periodo de baja calidad (Medición realizada en 24 horas)

$$\begin{aligned} \text{Energía inmersa en el periodo de baja calidad} &= 28\ 147,8 - 27\ 632 \\ &= 515,8 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Se toma la suma de la diferencia de las 4 lecturas –ver Anexo 6

Factor de demanda para demanda 0,445. (Tomado informe de medición de energía para lectura de medición de calidad de energía -Ver Anexo 6)

$$\text{Compensación} = 0,05 * (515,8 + 534,6 + 506,7 + 482,5) = 101,98 \text{ U\$}$$

Se tiene un total de U\$ 7 866,46 en el primer semestre 2023 por incumplimiento de la calidad del producto.

Tabla 15

Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-1

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	N° de veces	Medidor AS (kW)	Energía (kWh)	Compensación (U\$)
1	AS3614	75	4	49,5	2039,6	101,98
2	AS3002	100	10	62,3	6535,2	326,76
3	AS3891	160	2	79,2	1614,2	80,71
4	AS3619	75	12	49,5	6022,8	301,14
5	AS3618	75	14	55,3	8075,8	403,79
6	AS3628	37,5	7	27	1956,3	97,82
7	AS3629	75	2	48	1002,7	50,14
8	AS3941	75	4	44,2	1758,8	87,94
9	AS3633	100	3	56,1	1736,0	86,80
10	AS3104	75	3	49,2	1557,2	77,86
11	AS3862	160	4	114,2	4523,0	226,15
12	AS3808	200	9	134,2	12309,5	615,48
13	AS3068	160	7	107,6	8099,2	404,96
14	AS3893	100	7	60,2	4466,1	223,31
15	AS3821	250	1	135,1	1452,6	72,63
16	AS3820	200	2	139,4	2967,2	148,36
17	AS3925	75	4	53,7	2284,4	114,22
18	AS3064	160	4	115,2	4913,2	245,66
19	AS3012	160	3	108,1	3454,7	172,73
20	AS3159	50	1	40,4	433,4	21,67
21	AS3020	50	4	36,6	1564,3	78,21
22	AS3262	100	2	59,3	1269,8	63,49
23	AS3263	200	6	143,2	9736,2	486,81
24	AS3819	100	6	60,1	3587,5	179,38
25	AS3874	100	5	69,3	3642,5	182,13
26	AS3810	160	3	108,6	3454,6	172,73

Nota. Elaboración propia.

Tabla 16

Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-2

Nº	Denominación	Capacidad (KVA)	Nº de veces	Medidor AS (kW)	Energía (kWh)	Compensación (U\$)
1	AS3817	160	1	118,8	1274,5	63,72
2	AS3836	160	1	52,3	567,4	28,37
3	AS3906	75	4	17,2	727,5	36,38
4	AS3824	25	2	76,6	1621,6	81,08
5	AS3818	100	2	126,2	2573,5	128,67
6	AS3829	160	1	23,1	249,5	12,47
7	AS3816	37,5	1	75,9	224,0	11,20
8	AS3837	100	6	124,3	7728,4	386,42
9	AS3264	160	2	112,3	2381,0	119,05
10	AS3815	160	3	115,9	3685,2	184,26
11	AS3831	160	2	70,8	1436,8	71,84
12	AS3833	100	1	71,2	770,7	38,53
13	AS3832	100	1	69,6	763,4	38,17
14	AS3063	100	4	67,1	2862,8	143,14
15	AS3823	100	2	57,1	1232,8	61,64
16	AS3828	75	2	69,1	1460,1	73,01
17	AS3827	100	1	53,1	549,3	27,46
18	AS3826	75	1	71,1	769,6	38,48
19	AS3855	100	1	27,3	263,4	13,17
20	AS3854	75	1	52,3	538,5	26,92
21	AS3957	250	1	169,2	1847,7	92,38
22	AS3909	75	1	54,3	587,7	29,39
23	AS3153	75	1	53,7	561,9	28,10
24	AS3303	75	1	53,2	574,6	28,73
25	AS3032	50	3	36,5	1166,9	58,35
26	AS3069	37,5	1	27,2	268,3	13,42
27	AS3297	100	1	72,3	737,5	36,87
28	AS3102	75	1	54,3	583,8	29,19
29	AS3308	75	4	58,3	2509,1	125,45

Nota. Elaboración propia.

Tabla 17

Compensación por calidad del producto AMT HRZ282-3

Nº	Denominación	Capacidad (KVA)	Nº de veces	Medidor AS (kW)	Energía (kWh)	Compensación (U\$)
1	AS3124	75	1	55,2	596,2	29,81
2	AS3125	37,5	1	23,1	227,3	11,37
3	AS3126	37,5	1	25,9	264,2	13,21
4	AS3197	5	1	2,8	29,8	1,49
5	AS3151	37,5	1	27,1	292,7	14,63
6	AS3152	25	1	17,2	182,0	9,10
7	AS3554	15	1	9,8	101,6	5,08
8	AS3128	25	1	17,2	183,7	9,18
9	AS3192	5	2	2,1	41,5	2,07
10	AS3885	25	1	15,2	159,1	7,95
11	AS3194	5	1	2,3	22,7	1,14
12	AS3886	10	1	4,9	52,9	2,65
13	AS3504	80	2	59,2	1250,3	62,52
14	AS3857	100	1	68,1	655,4	32,77
15	AS3211	37,5	1	28,1	313,6	15,68
16	AS3858	75	1	44,2	474,2	23,71
17	AS3852	37,5	1	25,7	276,9	13,85
18	AS3851	100	2	71,9	1440,9	72,05
19	AS3210	15	2	5,9	5690,8	284,54
20	AS3031	25	2	16,8	356,3	17,82
21	AS3074	25	1	14,5	153,5	7,67
22	AS3502	100	2	79,2	1668,8	83,44
23	AS3277	75	1	51,1	518,8	25,94
24	AS3202	75	3	48,5	1401,7	70,08
Total	AMT HRZ282	7055			157329,2	7866,5

Nota. Elaboración propia.

4.4 Indicadores de desempeño del AMT HRZ282

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) aplicando la ecuación 1:

Número total de clientes interrumpidos: Contando para ello 2 493 clientes con interrupciones en el período de evaluación.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$SAIFI = \frac{2\ 493}{6\ 257} = 0,398 = 39,8\ %$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI), aplicando la ecuación 2.

Total de minutos de interrupción al cliente: Se tuvo un total de 63 interrupciones con duración promedio de 2 minutos = 126 minutos.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$SAIDI = \frac{126 \text{ minutos}}{6\,257 \text{ Numero total de clientes atendidos}} = 0,02 \frac{\text{minutos}}{\text{clientes atendidos}}$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI), según la ecuación 3.

Total de minutos de interrupción al cliente: Se tuvo un total de 63 interrupciones con duración promedio de 2 minutos = 126 minutos.

Número total de clientes interrumpidos: Contando para ello 2 493 clientes con interrupciones en el período de evaluación.

$$CAIDI = \frac{126 \text{ minutos}}{2\,493 \text{ Numero total de clientes interrumpidos}} \\ = 0,05 \frac{\text{minutos}}{\text{clientes interrumpidos}}$$

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI), según la ecuación 4.

Total de interrupción al cliente: 63.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$CAIFI = \frac{63 \text{ interrupciones}}{6\,257 \text{ Numero total de clientes atendidos}} = 0,01 \frac{\text{interrupciones}}{\text{clientes atendidos}}$$

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI), según la ecuación 5.

El valor global del ASAI se determina con la siguiente ecuación:

Para la disponibilidad de horas de servicio. Se tiene en cuenta 110 AS. 180 días al 1 semestre 2024. 24 horas/día. 126 minutos de indisponibilidad no programada equivalente a 2 horas (interrupciones)

$$\text{Disponibilidad de horas de servicio del cliente} = (180 * 24) - 2 = 4\,318 \text{ horas}$$

Para la demanda de servicio se cuenta la sumatoria de los valores leídos a la salida de cada AS, el cual es 6 252,1 kW.

$$ASAI = \frac{4\,318 \text{ horas de servicio del cliente}}{6\,252,1 \text{ kW de servicio de horas de atención al cliente}}$$

$$ASAI = 0,69 \frac{\text{horas de servicio al cliente}}{\text{kW}}$$

El cálculo del Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (ASIFI), según la ecuación 6.

Se tiene un total de 9 170 kVA conectadas para servicio.

Se tiene un total de 3 643 kVA asociadas a cargas ininterrumpidas.

$$ASIFI = \frac{3\,643 \text{ kVA conectadas asociadas a interrupciones}}{9\,170 \text{ KVA de servicio}}$$

$$ASIFI = 0,3972 \frac{\text{kVA conectadas asociadas a interrupciones}}{\text{KVA de servicio}}$$

4.5 Planteamiento de mejoras aplicadas durante el II semestre 2023 para el AMT HRZ282

Tomando en consideración a los valores obtenidos en los ítems 4.1 , 4.2 y 4.3 se plantearon 10 actividades por ejecutar de donde:

9 actividades son aplicadas a las 23 AS con valores de tensión fuera de los límites admitidos según la NTCSE.

1 actividad aplicada a 40 AS con interrupciones, pero no están afectados a compensaciones, pero se planifico con la finalidad de reducir el número de interrupciones y mejorar la calidad del servicio.

Tabla 18

Actividades planificadas en AMT HRZ282 Semestre 2023-II

N°	Actividad	Código	Aplicación
1	Revisión de averías en acometidas	RAA	Para AS con más 13,8 % pérdidas
2	Revisión de averías en caja portamedidor	RAP	Para AS con más 13,8 % pérdidas
3	Revisión de averías en el medidor	RAMED	Para AS con más 13,8 % pérdidas
4	Cambio de acometidas aéreas	CAA	Para AS con más 13,8 % pérdidas
5	Cambio en la conexión de acometidas	CCA	Para AS con más 13,8 % pérdidas
6	Cambio de tapa en caja de conexión	CTC	Para AS con más 13,8 % pérdidas
7	Cambio de termomagnéticos en BT	CTBT	Para AS con más 13,8 % pérdidas
8	Inspección de suministros observados	ISO	Para AS con más 13,8 % pérdidas
9	Intervención de suministro por fraude	ISF	Para AS con más 13,8 % pérdidas
10	Revisión en Alimentadores secundarios	RAS	Para AS con interrupciones

Nota. Elaboración propia.

Las actividades relacionadas a las AS con más de 13,8% de pérdidas se ejecutaron los meses de julio a octubre para las actividades de revisión, identificándose un total de 198 suministros de un total de 972 en condiciones de observación para cambio (lo cual representa 20,3 % del total de suministros). Del mismo modo no se identificó suministros para inspección (los cuales se relacionan a las actividades 8 y 9).

Tabla 19

Plan de actividades para revisión en AMT HRZ282 Semestre 2023-II

N°	Denominación	RAA+RAP+RA M ejecutadas	Meses				Obs. para cambio	Obs. . Insp.
			Jul.	Ag.	Set.	Oct		
1	AS3002	62	62				7	0
2	AS3615	54	54				19	0
3	AS3891	77	77				15	0
4	AS3619	47	47				14	0
5	AS3618	54		54			14	0
6	AS3941	41		41			11	0
7	AS3822	55		55			19	0
8	AS3262	55		55			17	0
9	AS3817	113			113		25	0
10	AS3906	17		17			3	0
11	AS3824	76			76		15	0
12	AS3825	36		36			10	0
13	AS3830	77			77		12	0
14	AS3126	25				25	3	0
15	AS3127	21				21	4	0
16	AS3197	3				3	0	0
17	AS3151	26				26	3	0
18	AS3128	17				17	1	0
19	AS3129	17				17	0	0
20	AS3193	2				2	0	0
21	AS3885	17				17	1	0
22	AS3860	39				39	3	0
23	AS3850	41				41	2	0
	Total	972	240	258	266	208	198	0

Nota. Elaboración propia.

Se identificaron 198 suministros para ejecución de cambios ejecutados entre los meses de noviembre y diciembre del 2023 (actividades 4, 5,6 y 7), de los cuales el 37,9% corresponden a cambio de acometidas aéreas, 44% corresponden a cambio de conexión de acometidas, 15,6% corresponden a cambio de llave termomagnética de baja de tensión.

Tabla 20

Plan de actividades para cambios en AMT HRZ282 Semestre 2023-II

N°	Denominación	CAA+CCA+CTC+ CTBT ejecutadas	CAA	CCA	CTC	CTBT	Meses	
							Nov	Dic
1	AS3002	7	6	1			7	
2	AS3615	19	10	4		5	19	
3	AS3891	15	1	10		4	15	
4	AS3619	14	10	2	1	1	14	
5	AS3618	14	4	10			14	
6	AS3941	11	1	8		2	11	
7	AS3822	19	9	10			19	
8	AS3262	17	10	2	2	3		17
9	AS3817	25	12	8	0	5		25
10	AS3906	3	3					3
11	AS3824	15	4	5	1	5		15
12	AS3825	10	2	8				10
13	AS3830	12	2	6		4		12
14	AS3126	3		3				3
15	AS3127	4		2	1	1		4
16	AS3197	0						0
17	AS3151	3	1	2				3
18	AS3128	1				1		1
19	AS3129	0						0
20	AS3193	0						0
21	AS3885	1		1				1
22	AS3860	3		3				3
23	AS3850	2		2				2
	Total	198	75	87	5	31	99	99

Nota. Elaboración propia.

Se realizaron revisiones a 43 alimentadores secundarios suministros para ejecución de revisión entre los meses de agosto a diciembre.

Tabla 21

Plan de actividades de revisión de alimentadores secundarios de AMT HRZ282 Semestre 2023-II

N°	Meses				
	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic
1	AS3602	AS3808	AS3874	AS3830	AS3885
2	AS3002	AS3068	AS3810	AS3831	AS3194
3	AS3615	AS3893	AS3809	AS3833	AS3886
4	AS3618	AS3821	AS3824	AS3124	AS3856
5	AS3629	AS3107	AS3906	AS3191	AS3504
6	AS3881	AS3012	AS3824	AS3193	AS3857
7	AS3925	AS3159	AS3816	AS3198	AS3074
8	AS3828	AS3822	AS3593	AS3850	AS3502
9	AS3554	AS3174	AS3020		

Nota. Elaboración propia.

4.6 Evaluación de las pérdidas luego de Actividades planificadas en AMT HRZ282 Semestre 2023-II

Se presentan los resultados del balance de energía en el AMT HRZ282 luego de la aplicación de Actividades en el Semestre 2023-II. Con información de 30.03.2024.

Tabla 22

Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-1

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Perdidas promedio IVIT OSI.	Condición
1	AS3602	50	45	220	25,1	2	27,1	30,9	12,3%	68,7%	13,8%	Menor
2	AS3614	75	67,5	220	38,6	3,4	42	47,8	12,1%	70,8%	13,8%	Menor
3	AS3002	100	90	220	48,2	3,8	52	60,4	13,9%	67,1%	13,8%	Mayor
4	AS3615	75	67,5	220	42,7	4	46,7	53,5	12,7%	79,3%	13,8%	Menor
5	AS3891	160	144	220	60,3	5,8	66,1	76,8	13,9%	53,3%	13,8%	Mayor
6	AS3617	50	45	220	24,5	2,2	26,7	30,5	12,5%	67,8%	13,8%	Menor
7	AS3619	75	67,5	220	35,3	4,4	39,7	45,3	12,4%	67,1%	13,8%	Menor
8	AS3618	75	67,5	220	40,8	4	44,8	52	13,8%	77,0%	13,8%	Mayor
9	AS3628	37,5	33,75	220	20,3	2	22,3	25,1	11,2%	74,4%	13,8%	Menor
10	AS3629	75	67,5	220	35,3	3,6	38,9	44,2	12,0%	65,5%	13,8%	Menor
11	AS3506	50	45	220	24,5	2,4	26,9	30,9	12,9%	68,7%	13,8%	Menor
12	AS3941	75	67,5	220	30,2	4,1	34,3	39,1	12,3%	57,9%	13,8%	Mayor
13	AS3633	100	90	220	43,2	4,1	47,3	53,7	11,9%	59,7%	13,8%	Menor
14	AS3104	75	67,5	220	35,6	4,6	40,2	45,2	11,1%	67,0%	13,8%	Menor
15	AS3861	100	90	220	47,2	4,4	51,6	58,8	12,2%	65,3%	13,8%	Menor
16	AS3881	200	180	220	105,2	9,8	115	129,9	11,5%	72,2%	13,8%	Menor
17	AS3862	160	144	220	94,5	6,3	100,8	112,5	10,4%	78,1%	13,8%	Menor
18	AS3808	200	180	220	108,3	8,2	116,5	130,2	10,5%	72,3%	13,8%	Menor
19	AS3068	160	144	220	84,7	7,1	91,8	104,3	12,0%	72,4%	13,8%	Menor
20	AS3893	100	90	220	48,5	4,4	52,9	58,9	10,2%	65,4%	13,8%	Menor
21	AS3821	250	225	220	110,2	10,6	120,8	133,2	9,3%	59,2%	13,8%	Menor
22	AS3107	200	180	220	107,5	8,7	116,2	129,1	10,0%	71,7%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 23

Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-2

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Perdidas promedio IVIT OSI.	Condición
23	AS3863	37,5	33,75	220	20,1	3,3	23,4	26,1	10,3%	77,3%	13,8%	Menor
24	AS3908	75	67,5	220	33,2	4,4	37,6	43,2	13,0%	64,0%	13,8%	Menor
25	AS3820	200	180	220	115,2	7,2	122,4	135,6	9,7%	75,3%	13,8%	Menor
26	AS3925	75	67,5	220	43,2	4,4	47,6	53,1	10,4%	78,7%	13,8%	Menor
27	AS3064	160	144	220	96,1	8	104,1	114,9	9,4%	79,8%	13,8%	Menor
28	AS3012	160	144	220	84,3	8,1	92,4	102,6	9,9%	71,3%	13,8%	Menor
29	AS3159	50	45	220	30,6	3,2	33,8	37,9	10,8%	84,2%	13,8%	Menor
30	AS3822	75	67,5	220	41,2	3,6	44,8	51,7	13,3%	76,6%	13,8%	Menor
31	AS3174	37,5	33,75	220	24,9	1,9	26,8	30,5	12,1%	90,4%	13,8%	Menor
32	AS3020	50	45	220	24,3	3	27,3	31,4	13,1%	69,8%	13,8%	Menor
33	AS3262	100	90	220	41,6	4,8	46,4	54,2	14,4%	60,2%	13,8%	Mayor
34	AS3263	200	180	220	115,2	9,1	124,3	138,4	10,2%	76,9%	13,8%	Menor
35	AS3819	100	90	220	47,3	4,1	51,4	58,4	12,0%	64,9%	13,8%	Menor
36	AS3874	100	90	220	54,2	4,3	58,5	65,9	11,2%	73,2%	13,8%	Menor
37	AS3810	160	144	220	80,1	11,5	91,6	103,2	11,2%	71,7%	13,8%	Menor
38	AS3809	75	67,5	220	42,3	4,8	47,1	52,2	9,8%	77,3%	13,8%	Menor
39	AS3824	100	90	220	57,3	4,4	61,7	69,9	11,7%	77,7%	13,8%	Menor
40	AS3825	50	45	220	27	2,8	29,8	34,5	13,6%	76,7%	13,8%	Menor
41	AS3817	160	144	220	88	12	100	115,1	13,1%	79,9%	13,8%	Menor
42	AS3836	75	67,5	220	39,6	3,6	43,2	50,2	13,9%	74,4%	13,8%	Mayor
43	AS3906	25	22,5	220	13,4	1,6	15	17,3	13,3%	76,9%	13,8%	Menor
44	AS3824	100	90	220	58,2	4,4	62,6	72,9	14,1%	81,0%	13,8%	Mayor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 24

Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-3

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Pérdidas promedio IVIT OSI.	Condición
45	AS3825	50	45	220	27,1	3,2	30,3	34,9	13,2%	77,6%	13,8%	Menor
46	AS3818	160	144	220	93,2	12,4	105,6	122,1	13,5%	84,8%	13,8%	Menor
47	AS3829	37,5	33,75	220	15,3	2,4	17,7	20,4	13,2%	60,4%	13,8%	Menor
48	AS3816	100	90	220	59,2	4,1	63,3	73,1	13,4%	81,2%	13,8%	Menor
49	AS3837	160	144	220	93,2	10,1	103,3	119,2	13,3%	82,8%	13,8%	Menor
50	AS3264	160	144	220	86,1	10	96,1	110,2	12,8%	76,5%	13,8%	Menor
51	AS3815	160	144	220	91,2	11	102,2	115,9	11,8%	80,5%	13,8%	Menor
52	AS3593	50	45	220	25,1	3,1	28,2	31,8	11,3%	70,7%	13,8%	Menor
53	AS3835	75	67,5	220	41,3	4,1	45,4	50,9	10,8%	75,4%	13,8%	Menor
54	AS3834	160	144	220	94,2	10,2	104,4	119,5	12,6%	83,0%	13,8%	Menor
55	AS3928	100	90	220	51,3	4	55,3	63,8	13,3%	70,9%	13,8%	Menor
56	AS3830	100	90	220	61,7	4,2	65,9	76,6	14,0%	85,1%	13,8%	Mayor
57	AS3831	100	90	220	57,7	4,2	61,9	71,4	13,3%	79,3%	13,8%	Menor
58	AS3833	100	90	220	59,1	3,9	63	72,1	12,6%	80,1%	13,8%	Menor
59	AS3832	100	90	220	54,2	5,2	59,4	68,2	12,9%	75,8%	13,8%	Menor
60	AS3063	100	90	220	51,3	4,4	55,7	64,1	13,1%	71,2%	13,8%	Menor
61	AS3823	75	67,5	220	44,1	3,7	47,8	54,8	12,8%	81,2%	13,8%	Menor
62	AS3828	100	90	220	53,2	4,4	57,6	66	12,7%	73,3%	13,8%	Menor
63	AS3827	75	67,5	220	40,2	4	44,2	50,6	12,6%	75,0%	13,8%	Menor
64	AS3826	100	90	220	55,9	4,3	60,2	68,4	12,0%	76,0%	13,8%	Menor
65	AS3855	37,5	33,75	220	22,3	2,4	24,7	27,8	11,2%	82,4%	13,8%	Menor
66	AS3853	75	67,5	220	42,3	4,2	46,5	52,3	11,1%	77,5%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 25

Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-4

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Perdidas promedio IVIT OSI.	Condición
67	AS3854	75	67,5	220	40,2	4,4	44,6	50,4	11,5%	74,7%	13,8%	Menor
68	AS3957	250	225	220	128,1	20	148,1	165,1	10,3%	73,4%	13,8%	Menor
69	AS3909	75	67,5	220	40,2	4,9	45,1	51,1	11,7%	75,7%	13,8%	Menor
70	AS3153	75	67,5	220	40,9	4,8	45,7	51,4	11,1%	76,1%	13,8%	Menor
71	AS3303	75	67,5	220	40,9	4,8	45,7	51,1	10,6%	75,7%	13,8%	Menor
72	AS3032	50	45	220	27,1	4	31,1	35,1	11,4%	78,0%	13,8%	Menor
73	AS3069	37,5	33,75	220	21,1	2,4	23,5	26,2	10,3%	77,6%	13,8%	Menor
74	AS3297	100	90	220	59	4,2	63,2	72,3	12,6%	80,3%	13,8%	Menor
75	AS3102	75	67,5	220	39	4,8	43,8	49,2	11,0%	72,9%	13,8%	Menor
76	AS3308	75	67,5	220	45,1	4,4	49,5	56,8	12,9%	84,1%	13,8%	Menor
77	AS3124	75	67,5	220	42,1	3,6	45,7	52,7	13,3%	78,1%	13,8%	Menor
78	AS3125	37,5	33,75	220	15,2	2,8	18	20,4	11,8%	60,4%	13,8%	Menor
79	AS3126	37,5	33,75	220	18,2	2,4	20,6	23,5	12,3%	69,6%	13,8%	Menor
80	AS3127	37,5	33,75	220	15,2	2,7	17,9	20,8	13,9%	61,6%	13,8%	Mayor
81	AS3197	5	4,5	220	2,3	0,2	2,5	2,9	13,8%	64,4%	13,8%	Menor
82	AS3191	5	4,5	220	1,6	0,2	1,8	2,1	12,2%	45,6%	13,8%	Menor
83	AS3151	37,5	33,75	220	20,1	2,4	22,5	25,8	12,8%	76,4%	13,8%	Menor
84	AS3152	25	22,5	220	12,4	2	14,4	16,5	12,7%	73,3%	13,8%	Menor
85	AS3554	15	13,5	220	7,1	0,8	7,9	9,1	13,2%	67,4%	13,8%	Menor
86	AS3128	25	22,5	220	13,3	1,6	14,9	17,3	13,9%	76,9%	13,8%	Mayor
87	AS3129	25	22,5	220	13,1	2	15,1	17,4	13,2%	77,3%	13,8%	Menor
88	AS3193	5	4,5	220	1,31	0,4	1,71	1,96	12,8%	43,6%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

Tabla 26

Desempeño de la AMT HRZ282-luego de aplicación de plan de actividades 2023-II-5

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Potencia Máxima (kW)	Tensión nominal (220v)	Carga Domiciliaria (kW)	Carga AP (kW)	Carga Consumida total (kW)	Medidor AS (kW)	Porcentaje de pérdidas (%)	Factor de Carga (%)	Perdidas promedio IVIT OSI.	Condición
89	AS3198	5	4,5	220	1,31	0,4	1,71	1,94	11,9%	43,1%	13,8%	Menor
90	AS3192	5	4,5	220	1,39	0,4	1,79	2,05	12,7%	45,6%	13,8%	Menor
91	AS3885	25	22,5	220	13,1	2	15,1	17,5	13,7%	77,8%	13,8%	Mayor
92	AS3194	5	4,5	220	1,22	0,8	2,01	2,3	12,6%	51,1%	13,8%	Menor
93	AS3886	10	9	220	2,5	1	3,5	3,95	11,4%	43,9%	13,8%	Menor
94	AS3856	75	67,5	220	33	2,8	35,8	41,1	12,9%	60,9%	13,8%	Menor
95	AS3504	80	72	220	48,1	3,2	51,3	58,9	12,9%	81,8%	13,8%	Menor
96	AS3857	100	90	220	51	4	55	62,1	11,4%	69,0%	13,8%	Menor
97	AS3211	37,5	33,75	220	20	2,4	22,4	25,7	12,8%	76,1%	13,8%	Menor
98	AS3858	75	67,5	220	35,1	2,4	37,5	42,8	12,4%	63,4%	13,8%	Menor
99	AS3859	75	67,5	220	34,6	2,8	37,4	43,4	13,8%	64,3%	13,8%	Mayor
100	AS3860	75	67,5	220	30,1	3,2	33,3	38,4	13,3%	56,9%	13,8%	Menor
101	AS3852	37,5	33,75	220	19,1	2,4	21,5	24,8	13,3%	73,5%	13,8%	Menor
102	AS3850	75	67,5	220	31,5	3,2	34,7	39,9	13,0%	59,1%	13,8%	Menor
103	AS3851	100	90	220	59,2	4,4	63,6	71,1	10,5%	79,0%	13,8%	Menor
104	AS3849	75	67,5	220	35,6	3,6	39,2	44,5	11,9%	65,9%	13,8%	Menor
105	AS3210	15	13,5	220	4,4	1	5,4	6	10,0%	44,4%	13,8%	Menor
106	AS3031	25	22,5	220	11,9	2,4	14,3	16,4	12,8%	72,9%	13,8%	Menor
107	AS3074	25	22,5	220	10,2	2	12,2	13,7	10,9%	60,9%	13,8%	Menor
108	AS3502	100	90	220	60,3	10,4	70,7	79,3	10,8%	88,1%	13,8%	Menor
109	AS3277	75	67,5	220	37,9	8	45,9	51,1	10,2%	75,7%	13,8%	Menor
110	AS3202	75	67,5	220	34,2	7,6	41,8	47,3	11,6%	70,1%	13,8%	Menor

Nota. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se tienen los siguientes resultados para el AMT HRZ282 luego de las actividades planificadas 2023-II:

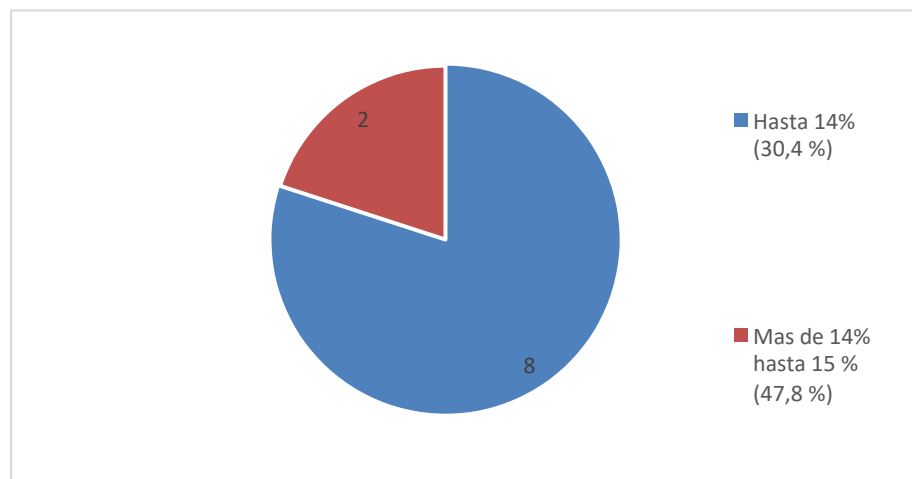
Promedio de porcentaje de pérdidas: 12,1 %

Factor de Carga global: 65,2 %.

Se muestra la siguiente figura con las AS con mayor porcentaje de perdidas, donde solo se cuenta con 10 AS (de los 110, habiéndose reducido desde 23 AS) que presentan perdidas en la red de distribución superior a 13,8%, donde solo 2 de ellas tiene perdidas mayores a 14 %, y menores a 15 %.

Figura 14

Distribución porcentual de AS con pérdidas mayores a 13,8 % AMT HRZ282-2024



Nota. Información obtenida por elaboración propia.

Indicadores de calidad del AMT AHRZ 282-2024

Se presentan los resultados leídos para el periodo del primer semestre 2024(leídos desde enero a junio de 2024).

Con respecto con los niveles de tensión se presentan para cada una de las AS los valores máximos y mínimos referentes a la tensión mínima y tensión máxima hacia como el número de interrupciones por semestre para ser considerada como penalidad.

Por ejemplo, para AS3615.

Para el rango mínimo de tensión el 7% del valor nominal de 220 voltios= 203.5 v.

Número de veces que se tuvo valores inferiores al valor mínimo = 0

Valor mínimo alcanzado en el rango de compensación= 211,1 v.

Para el rango máximo de tensión el 7% sobre el valor nominal de 220 voltios= 236,5 v

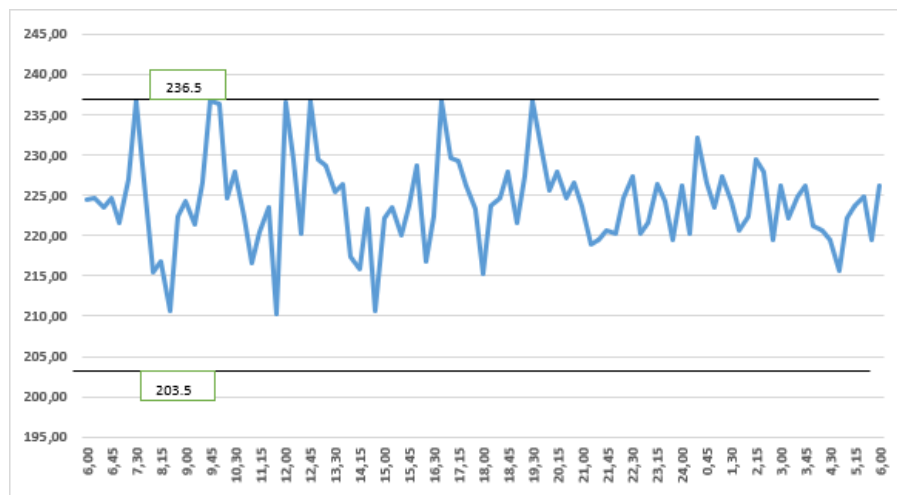
Número de veces que se tuvo valores superiores al valor máximo = 2

Valor máximo alcanzado en el rango de compensación= 236,7 v.

Figura 15

Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3615-AMT HRZ

282



Nota. Información obtenida por elaboración propia (13.03.2024)

Numero de mediciones en figura 14= 97

Numero de mediciones que supera el valor de tensión máxima admitida= 6

$$\% \text{ del valor de medicion que supera la tension max. adm.} = \frac{6}{97} * 100\% = 6,17\%$$

Para el número de interrupciones/semestre.

Número de interrupciones/semestre AS3615 = 0

Conclusión no es considerado para penalidad.

Por ejemplo, para AS3614.

Para el rango mínimo de tensión el 7% del valor nominal de 220 voltios =203,5 v.

Número de veces que se tuvo valores inferiores al valor mínimo = 1

Valor mínimo alcanzado en el rango de compensación= 203,2 v.

Para el rango máximo de tensión el 7% sobre el valor nominal de 220 voltios =236,5 v.

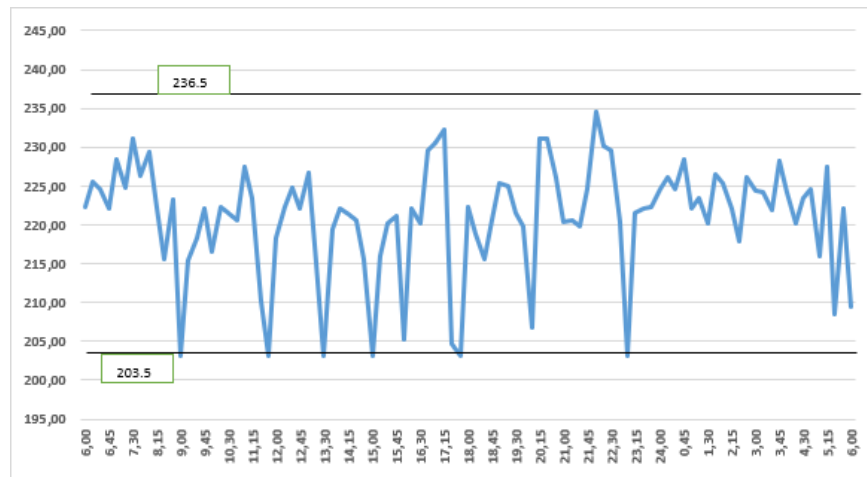
Número de veces que se tuvo valores superiores al valor máximo = 0

Valor máximo alcanzado en el rango de compensación= 231,2 v.

Figura 16

Verificación de la tensión a la cabecera del circuito de entrada de AS 3614-AMT HRZ

282



Nota. Información obtenida por elaboración propia (13.03.2024)

Numero de mediciones en figura 15= 97

Numero de mediciones que supera el valor de tensión máxima admitida= 6

$$\% \text{ del valor de medicion que supera la tension max. adm.} = \frac{6}{97} * 100\% = 6,17\%$$

Para el número de interrupciones/semestre.

Número de interrupciones/semestre AS3614 = 1

Conclusión no es considerado para penalidad.

Se presenta las tablas 26,27 y 28 con las mediciones de calidad del producto y calidad del suministro para las 110 AS del AMT HRZ282.

Tabla 27

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-1-2024

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	N° de veces	Tensión máxima (V)	N° de veces	N° de Interrupciones /semestre
1	AS3602	50	220	209,2	0	232,2	0	0
2	AS3614	75	220	203,2	1	231,2	0	1
3	AS3002	100	220	214,1	0	231,1	0	0
4	AS3615	75	220	211,1	0	236,7	2	0
5	AS3891	160	220	209,2	0	238,1	1	0
6	AS3617	50	220	210,3	0	233,1	0	1
7	AS3619	75	220	202,3	0	233,2	0	0
8	AS3618	75	220	208,3	0	234,1	0	0
9	AS3628	37,5	220	205,3	0	231,2	0	0
10	AS3629	75	220	208,3	0	232,5	0	0
11	AS3506	50	220	203,1	1	232,2	0	0
12	AS3941	75	220	209,3	0	235,1	0	0
13	AS3633	100	220	203,2	1	230,5	0	0
14	AS3104	75	220	207,6	0	237,4	1	0
15	AS3861	100	220	211,3	0	232,2	0	0
16	AS3881	200	220	212,3	0	230,1	0	0
17	AS3862	160	220	213,5	0	237,8	1	0
18	AS3808	200	220	210,6	0	234,5	0	0
19	AS3068	160	220	210,6	0	237,8	1	0
20	AS3893	100	220	211,3	0	233,5	0	0
21	AS3821	250	220	210,6	0	234,5	0	1
22	AS3107	200	220	212,5	0	231,2	0	0
23	AS3863	37,5	220	203,1	1	230,5	0	0
24	AS3908	75	220	209,5	0	234,1	0	0
25	AS3820	200	220	210,2	0	234,1	0	0
26	AS3925	75	220	209,6	0	233,9	0	0
27	AS3064	160	220	211,3	0	237,5	1	0
28	AS3012	160	220	205,6	0	237,5	1	0
29	AS3159	50	220	210,6	0	238,7	1	0
30	AS3822	75	220	211,6	0	230,1	0	1
31	AS3174	37,5	220	207,9	0	233,1	0	0
32	AS3020	50	220	210,6	0	237,1	1	0
33	AS3262	100	220	212,4	0	234,1	0	0
34	AS3263	200	220	211,3	0	237,9	1	1
35	AS3819	100	220	207,4	0	238,1	2	0
36	AS3874	100	220	202,9	1	235,1	0	0
37	AS3810	160	220	202,9	1	232,2	0	0
38	AS3809	75	220	209,5	0	231,2	0	0

Nota. Elaboración propia.

Tabla 28

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2-2024

Nº	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	Nº de veces	Tensión máxima (V)	Nº de veces	Nº de Interrupciones /semestre
39	AS3824	100	220	209,4	0	230,1	0	0
40	AS3825	50	220	207,4	0	232,2	0	0
41	AS3817	160	220	209,5	0	234,1	0	0
42	AS3836	75	220	209,8	0	233,1	0	1
43	AS3906	25	220	203,1	1	230,1	0	0
44	AS3824	100	220	210,4	0	230,5	0	0
45	AS3825	50	220	211,6	0	232,2	0	0
46	AS3818	160	220	211,5	0	234,5	0	1
47	AS3829	37,5	220	209,5	0	231,6	0	0
48	AS3816	100	220	208,3	0	235,2	0	0
49	AS3837	160	220	212,2	0	230,1	0	0
50	AS3264	160	220	203,3	1	230,4	0	0
51	AS3815	160	220	210,3	0	233,4	0	0
52	AS3593	50	220	207,6	0	236,9	1	0
53	AS3835	75	220	206,3	0	230,1	0	1
54	AS3834	160	220	208,4	0	232,2	0	0
55	AS3928	100	220	210,3	0	237,9	1	0
56	AS3830	100	220	209,4	0	235,1	0	0
57	AS3831	100	220	211,4	0	234,4	0	0
58	AS3833	100	220	209,6	0	233,3	0	0
59	AS3832	100	220	209,8	0	234,1	0	1
60	AS3063	100	220	208,4	0	232,2	0	1
61	AS3823	75	220	203,1	1	231,6	0	0
62	AS3828	100	220	209,6	0	232,5	0	0
63	AS3827	75	220	210,3	0	233,7	0	0
64	AS3826	100	220	207,8	0	235,1	0	0
65	AS3855	37,5	220	206,9	0	238,1	1	0
66	AS3853	75	220	210,2	0	232,2	0	0
67	AS3854	75	220	210,1	0	235,1	0	0
68	AS3957	250	220	208,4	0	234,1	0	0
69	AS3909	75	220	204,2	0	234,1	0	0
70	AS3153	75	220	206,2	0	230,4	0	0
71	AS3303	75	220	204,9	0	231,9	0	0
72	AS3032	50	220	210,3	0	237,1	1	0
73	AS3069	37,5	220	209,1	0	231,5	0	0
74	AS3297	100	220	209,6	0	231,9	0	1
75	AS3102	75	220	209,4	0	234,5	0	0
76	AS3308	75	220	203,1	1	231,2	0	0

Nota. Elaboración propia.

Tabla 29

Desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-3-2024

Nº	Denominación	Capacidad (KVA)	Tensión nominal (V)	Tensión mínima (V)	Nº de veces	Tensión máxima (V)	Nº de veces	Nº de Interrupciones /semestre
77	AS3124	75	220	209,2	0	231,6	0	0
78	AS3125	37,5	220	207,4	0	234,5	0	0
79	AS3126	37,5	220	209,5	0	231,6	0	0
80	AS3127	37,5	220	208,4	0	237,9	1	1
81	AS3197	5	220	207,6	0	232,5	0	0
82	AS3191	5	220	209,4	0	235,4	0	0
83	AS3151	37,5	220	207,1	0	230,1	0	0
84	AS3152	25	220	204,6	0	232,2	0	0
85	AS3554	15	220	210,2	0	231,6	0	0
86	AS3128	25	220	211,3	0	237,9	1	0
87	AS3129	25	220	204,6	0	237,9	1	0
88	AS3193	5	220	208,9	0	233,2	0	0
89	AS3198	5	220	207,6	0	231,5	0	0
90	AS3192	5	220	209,4	0	232,6	0	1
91	AS3885	25	220	211,1	0	234,5	0	0
92	AS3194	5	220	204,9	0	231,6	0	0
93	AS3886	10	220	206,8	0	237,8	1	0
94	AS3856	75	220	202,9	1	234,5	0	0
95	AS3504	80	220	205,6	0	233,5	0	0
96	AS3857	100	220	209,4	0	232,4	0	0
97	AS3211	37,5	220	209,4	0	231,5	0	0
98	AS3858	75	220	207,6	0	234,1	0	0
99	AS3859	75	220	210,1	0	237,9	1	1
100	AS3860	75	220	204,6	0	232,6	0	1
101	AS3852	37,5	220	209,8	0	234,1	0	0
102	AS3850	75	220	209,2	0	237,9	1	0
103	AS3851	100	220	210,6	0	233,2	0	0
104	AS3849	75	220	209,7	0	231,1	0	0
105	AS3210	15	220	206,3	0	231,6	0	0
106	AS3031	25	220	206,7	0	230,8	0	1
107	AS3074	25	220	210,5	0	229,4	0	0
108	AS3502	100	220	205,9	0	229,7	0	0
109	AS3277	75	220	208,4	0	230,9	0	0
110	AS3202	75	220	208,6	0	229,1	0	0

Nota. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se tienen los siguientes resultados del desempeño de la calidad para el AMT HRZ282:

N° AS sin niveles de tensión fuera del rango admitido= 79.

N° AS con niveles de tensión fuera del rango admitido= 31.

N° de puntos de medición con valores fuera del rango= 34

N° de puntos de medición con valores sobre la tensión máxima admitida=23.

N° de puntos de medición con valores sobre la tensión mínima admitida=11.

N° de valores de interrupciones/semestres considerados para compensación= 0.

Compensaciones por incumplimiento de NTCSE del *AMT HRZ282*

Se presentan los resultados de las compensaciones por incumplimiento de la NTCSE referido a la calidad del producto para el periodo del primer semestre 2024(leídos desde enero a junio de 2024).

Por ejemplo, para el AS3614 se tiene el siguiente cálculo:

Compensación: 0,05 U\$/kWh.

Potencia medida a la salida de AS3614:49,5 kW

Lectura final para el periodo de medición: 14 489,6 (Ver Anexo 7)

Lectura inicial para el periodo de medición: 13 995,0 (Ver Anexo 7)

Energía inmersa en el periodo de baja calidad (Medición realizada en 24 horas)

$$\begin{aligned} \text{Energía inmersa en el periodo de baja calidad} &= 14\,489,6 - 13\,995,0 \\ &= 534,6 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Factor de demanda para demanda 0,45. (Tomado informe de medición de energía para lectura de medición de calidad de energía -Ver Anexo 7)

$$\text{Compensación} = 0,05 * 534,6 = 26,73 \text{ U\$}$$

Se tiene un total de U\$ 1 008,9 en el primer semestre 2024 por incumplimiento de la calidad del producto.

Tabla 30

Compensación por desempeño de la calidad de la AMT HRZ282-2024

N°	Denominación	Capacidad (KVA)	N° de veces	Medidor AS (kW)	Energía (kWh)	Compensación (U\$)
1	AS3614	75	1	49,5	534,6	26,7
2	AS3615	75	2	53,5	1119,4	56,0
3	AS3891	160	1	76,8	803,6	40,2
4	AS3506	50	1	30,9	326,3	16,3
5	AS3633	100	1	53,7	581,2	29,1
6	AS3104	75	1	45,2	486,0	24,3
7	AS3862	160	1	112,5	1193,4	59,7
8	AS3068	160	1	104,3	1103,9	55,2
9	AS3863	37,5	1	58,9	610,7	30,5
10	AS3064	160	1	114,9	1210,6	60,5
11	AS3012	160	1	102,6	1108,1	55,4
12	AS3159	50	1	37,9	410,2	20,5
13	AS3020	50	1	31,4	335,4	16,8
14	AS3263	200	1	138,4	1464,8	73,2
15	AS3819	100	2	58,4	1222,5	61,1
16	AS3874	100	1	65,9	711,7	35,6
17	AS3810	160	1	103,2	1107,1	55,4
18	AS3906	25	1	17,3	174,8	8,7
19	AS3264	160	1	110,2	1153,1	57,7
20	AS3593	50	1	31,8	341,2	17,1
21	AS3928	100	1	63,8	672,2	33,6
22	AS3823	75	1	54,8	589,2	29,5
23	AS3032	50	1	35,1	379,9	19,0
24	AS3308	75	1	56,8	609,4	30,5
25	AS3127	37,5	1	20,8	212,7	10,6
26	AS3128	25	1	17,3	185,2	9,3
27	AS3129	25	1	17,4	186,7	9,3
28	AS3886	10	1	3,95	42,6	2,1
29	AS3856	75	1	41,1	422,2	21,1
30	AS3859	75	1	43,4	459,3	23,0
31	AS3850	75	1	39,9	420,4	21,0
Total	AMT HRZ282	2730	33	1791,7	20178,3	1008,9

Nota. Elaboración propia.

Indicadores de desempeño del AMT HRZ282-2024

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) aplicando la ecuación 1:

Número total de clientes interrumpidos: Contando para ello 990 clientes con interrupciones en el período de evaluación.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$SAIFI = \frac{990}{6\,257} = 0,158 = 15,8 \%$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI), aplicando la ecuación 2.

Total de minutos de interrupción al cliente: Se tuvo un total de 34 interrupciones con duración promedio de 2 minutos = 68 minutos.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$SAIDI = \frac{68 \text{ minutos}}{6\,257 \text{ Numero total de clientes atendidos}} = 0,0108 \frac{\text{minutos}}{\text{clientes atendidos}}$$

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente (CAIDI), según la ecuación 3.

Total de minutos de interrupción al cliente: Se tuvo un total de 34 interrupciones con duración promedio de 2 minutos = 68 minutos.

Número total de clientes interrumpidos: Contando para ello 2 493 clientes con interrupciones en el período de evaluación.

$$\begin{aligned} CAIDI &= \frac{68 \text{ minutos}}{990 \text{ Numero total de clientes interrumpidos}} \\ &= 0,068 \frac{\text{minutos}}{\text{clientes interrumpidos}} \end{aligned}$$

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI), según la ecuación 4.

Total de interrupción al cliente: 34.

Número total de clientes atendidos: 6 257

$$CAIFI = \frac{34 \text{ interrupciones}}{6\,257 \text{ Numero total de clientes atendidos}} = 0,005 \frac{\text{interrupciones}}{\text{clientes atendidos}}$$

El Índice de disponibilidad de servicio promedio (ASAI), según la ecuación 5.

El valor global del ASAI se determina con la siguiente ecuación:

Para la disponibilidad de horas de servicio. Se tiene en cuenta 110 AS. 180 días al 1 semestre 2024. 24 horas/día. 68 minutos de indisponibilidad no programada equivalente a 1 horas (interrupciones)

$$\text{Disponibilidad de horas de servicio del cliente} = (180 * 24) - 1 = 4\,319 \text{ horas}$$

Para la demanda de servicio se cuenta la sumatoria de los valores leídos a la salida de cada AS, el cual es 6 038,95 kW.

$$ASAI = \frac{4\,319 \text{ horas de servicio del cliente}}{6\,038,95 \text{ kW de servicio de horas de atención al cliente}}$$

$$ASAI = 0,715 \frac{\text{horas de servicio al cliente}}{\text{kW}}$$

El cálculo del Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (ASIFI), según la ecuación 6.

Se tiene un total de 9 170 kVA conectadas para servicio.

Se tiene un total de 6 440 kVA asociadas a cargas ininterrumpidas.

$$ASIFI = \frac{6\,440 \text{ kVA conectadas asociadas a interrupciones}}{9\,170 \text{ KVA de servicio}}$$

$$ASIFI = 0,7023 \frac{\text{kVA conectadas asociadas a interrupciones}}{\text{KVA de servicio}}$$

4.7 Evaluación económica y del desempeño de las mejoras aplicadas durante el II semestre 2023 para el AMT HRZ282

Para la evaluación económica se toman en cuenta las siguientes consideraciones de cálculo:

Inversión: S/ 274 922,89 (Ver Presupuesto en Anexo 1)

Periodo de años: 20 años.

Tasa de interés de mercado: 12%

Ahorros económicos por compensaciones dejadas de realizar:

$$\begin{aligned} & \text{Ahorros económicos por compensaciones no realizadas} \\ & = (7\,866,5 - 1\,008,9) * 3,78 = 25\,921,73 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorros económicos por compensaciones no realizadas} & = 25\,921,73 * 2 \text{ semestres} \\ & = 51\,843,50 \end{aligned}$$

Indicadores de rentabilidad y desempeño.

Valor actual neto.

$$\text{VAN} = -274\,922,89 + \sum_{t=1}^{20} \frac{51\,843,50}{(1 + 0,12)^t} = \text{S/ } 112\,319,21$$

El proyecto es rentable al tener un valor del VAN positivo.

Tasa interna de retorno.

$$0 = -274\,922,89 + \sum_{t=1}^{20} \frac{51\,843,50}{(1 + \text{TIR})^t}$$

$$i = 18,19 \%$$

El valor de la tasa interna de retorno es superior a la tasa de interés de mercado de 12%, por lo tanto, el proyecto es rentable.

Realizando un análisis de la evaluación económica y con respecto a los valores de inversión para mejorar la calidad del producto y del servicio, esto no es medible financieramente, sino es función a la calidad del servicio de energía eléctrica y el

bienestar del usuario. Esto debido a que el presente estudio se basa principalmente en el cumplimiento de la NTCSE cuyo fundamento básico es al ser la energía eléctrica un servicio público, este debe suministrarse en óptimas condiciones de disponibilidad, seguridad y calidad. Y no se puede considerar que el cumplimiento de la NTCSE implica una rentabilidad para la empresa distribuidora.

Seguidamente se presentan el comparativo entre los indicadores de desempeño del AMT HRZ282.

Con respecto al nivel de tensión y las pérdidas en el AMT HRZ282.

- Los porcentajes de pérdidas antes y después de la aplicación del plan de actividades en promedio permanece constante en 12,1%
- El factor de carga se ha reducido desde 67,6% a 65,2%, no habiendo retiro ni incremento de usuarios, con lo cual el servicio de energía eléctrica se ha cubierto con una menor demanda de energía a la salida del AMT HRZ282.
- El número de Alimentadores secundarios con pérdidas mayores a 13,8% se ha reducido desde 23 AS a 10 AS, lo que representa que inicialmente el 20,9% de los AS presentaban pérdidas superiores al valor medio declarado por OSINERGMIN para la Empresa Distribuidora para el año 2023, con lo cual solo 10 AS presentan pérdidas mayores a 13,8% lo que representa 9,09% del total de alimentadores secundarios.
- El valor más alto de pérdidas en un AS era más de 17% , luego se han reducido alcanzado un valor máximo de 14,8%
- Inicialmente solo se contaba con 31 AS sin presentar niveles de tensión fuera del rango establecido por la NTCSE, actualmente se cuenta con 79 AS sin presentar niveles de tensión fuera del rango establecido por la NTCSE, con lo cual ha habido un incremento o mejora de 154 %. Del mismo do la penalidad se ha reducido desde U\$ 7 866,5 a U\$ 1 008,9 en el semestre 2023-I.

Con respecto a los indicadores de desempeño en el AMT HRZ282.

- Con respecto al SAIFI.

El SAIFI ha mejorado desde 39,8% a 15,8%, con lo cual se ha reducido significativamente el número de usuarios asociados a las interrupciones en los

periodos de evaluación desde 2 493 a 990 usuarios. La mejora del SAIFI es de 24% (desde 39,8% a 15,8%)

- Con respecto al SAIDI.
Al reducirse el tiempo de la duración total de las interrupciones desde 126 a 68 (reducción a la mitad el del tiempo total inicial de interrupciones), el SAIDI mejora desde 0,02 minutos de interrupciones/clientes atendidos a 0,0108 minutos de interrupciones por clientes atendidos, con lo cual existe un menor índice específico de minutos de interrupción del servicio por una misma cantidad total de usuarios.
- Con respecto al CAIDI.
El CAIDI inicial fue de 0,05 minutos de interrupción/clientes asociados a la interrupción, variando a un valor de 0,068 minutos de interrupción/clientes asociados a la interrupción. Con lo cual existe un mayor incremento específico de los minutos de la interrupción por clientes asociados a la interrupción, el cual debe buscar la forma de reducirse.
- Con respecto al CAIFI.
El CAIFI inicial fue de 0.01 interrupciones/número total de clientes atendidos en el servicio del AMT HDZ282, el cual se ha reducido significativamente a un valor de 0,005 interrupciones/número total de clientes atendidos en el servicio del AMT HDZ282, lo cual representa una mejora del desempeño del servicio, al existir un menor valor específico de número de interrupciones en el AMT HRZ282.
- Con respecto al ASAI.
EL ASAI inicial es de 0,69 horas de servicio al cliente/kW de servicio en horas de servicio al cliente, el cual ha mejorado a un valor de 0,715 horas de servicio al cliente/kW de servicio en horas de servicio al cliente, lo que significa que una misma unidad de potencia en kW leído a la salida del AMT HRZ282 se puede tender mayores horas de servicio de suministro de energía al cliente o usuario.

- Con respecto al ASIFI.

El valor del ASIFI inicial fue de 0,3972 kVA conectadas asociados a cargas sin interrupciones/kVA en servicio el cual ha mejorado a un valor de 0,7023 kVA conectadas asociados a cargas sin interrupciones/kVA en servicio, con lo cual la mejora de la potencia aparente sin interrupciones ha mejorado desde 39,72% a 70,23%.

4.8 Discusión de resultados.

Según el informe de Asencio Y. (2020) quien realizó un análisis sobre el control y reducción de pérdidas se obtuvo un total en toda la zona de análisis un total de pérdidas de 8,2% El objetivo de esta investigación fue realizar un estudio sectorizado que contribuya al control y reducción de pérdidas, utilizando el método en donde la SED BT 186-38 alcanzo un total de pérdidas de 9,09% ,para nuestro caso las pérdidas totales máximas fue de 12,1 % en el AMT HZD282 ubicada en la ciudad de Huaraz, siendo las perdidas promedio de toda la Empresa de 13,8%..

Para Castro L. & Florián E. (2016) centraron en reducir el total de pérdidas en 2,85 %, para lo cual se implementó un programa de reducción y control de pérdidas no técnicas utilizando cuadrillas permanentemente para este servicio. Determinándose que las pérdidas totales del alimentador CHS032 es de 16.30 %, lográndose la reducción en 1.49 % las pérdidas durante el periodo 2015, a diferencia en el presente tesis se analizó el comportamiento de 110 alimentadores secundarios del AMT HRZ282 alcanzándose un valor de 12,1% para el total de perdidas, mejorándose el desempeño desde 31 AS a 79 AS sin tener valores de tensión superior o inferior al 7% permitido por la NTCSE.

Madrigal, R. & Uzcátegui, T. (2017) obtuvo que las principales perdidas estaban presentes en baja tensión, donde 1.461 % es en redes secundarias, en acometidas 0.199 % y en medidores el 0.269%, pero indica la forma como se puede controlar las perdidas en un alimentador en baja tensión. A diferencia en el presente estudio se realizó un plan de actividades para poder reducir las penalidades por estar fuera del rango del nivel de tensión y para reducir el número de interrupciones/semestres no afectados a penalidad, consiguiéndose una mejora en los principales indicadores de desempeño como el SAIDI, SAIFI y ASFI, pero el porcentaje global de pérdidas se mantuvo en 12,1% pero en el factor de carga se mejoró desde 67,6% a 65,2%.

CONCLUSIONES

Se presentan las siguientes conclusiones:

- Se ha elaborado un balance de energía en el AMT HRZ282 para el periodo 2023-II a un total de 110 alimentadores secundarios obteniéndose un porcentaje de pérdidas totales de 12,1%, con un factor de carga de 67,6%. Además se obtuvo que un total de 23 alimentadores secundarios tienen pérdidas superiores a 13,8%, alcanzando un alimentador secundario el valor mayor a 17% de pérdidas.
- Se determinó que tan solo 31 alimentadores secundarios del AMT HRZ282 no presentan variaciones superiores e inferiores al 7% en los periodos de medición, estando no sujetos a penalidades, mientras que 89 alimentadores en su conjunto presentaron 213 registros de medición para compensaciones, mientras que el nivel de interrupciones/semestre registrado no amerita a que exista penalidad por calidad del suministro.
- Se determinó un total de U\$ 7 866,5 dólares por semestre como penalidad por mala calidad del producto referido al nivel de tensión que afecta significativamente el servicio, se tuvieron un total 120 registros con sobretensiones y 93 registros con subteniones.
- Se realizó la planificación y ejecución de un plan de actividades que incluye revisión, cambio e intervención de acometidas de suministro para mejorar la calidad del producto y una actividad de revisión de alimentadores secundarios para mejorar de la calidad del suministro, el cual se ejecutó en el II semestre del 2023.
- Las pérdidas totales para el I semestre 2024-I permanecen constantes en 12.1%, pero se consigue mejorar el factor de carga en 65,2% y tan solo 10 alimentadores secundarios aun tienen pérdidas superiores a 13,8%, del mismo modo 79 alimentadores secundarios del AMT HRZ282 no presentan variaciones superiores e inferiores al 7% en los periodos de medición, generándose tan solo una penalidad de U\$ 1008,9.
- Se evaluó financieramente la implementación del plan de actividades, obteniéndose un VAN de S/ 112 319,21 y un TIR de 18,19% porque el proyecto es rentable. Pero los indicadores de desempeño demuestran que las pérdidas de distribución afectan significativamente al servicio eléctrico. Sin embargo al disminuir los valores de SAIFI, SAIDI y el ASIFI, se logra mejorar de manera significativa la calidad del servicio.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda ejecutar del programa de reducción y control de pérdidas no técnicas de energía en distribución, con la intención de reducir estas pérdidas a un valor standard de 2% asignado por OSINERGMIN para lo cual se debe elaborar y analizar balances de energía desagregando las pérdidas en técnicas y no técnicas a nivel del sistema de distribución en el AMT HRZ282.
- Programar y realizar las inspecciones a conexiones (caídas drásticas, consumos cero, observaciones de toma de lectura, etc.) de la cartera menor y mayor; mediante la consistencia y verificación en campo de lecturas y conexiones eléctricas, evitando de esta manera la existencia de pérdidas administrativas (errores de lectura, facturación o medición), así como con la intervención de conexiones fraudulentas; aplicando la norma de recupero y reintegros de energía según corresponda.
- Realizar auditorías periódicas de los procesos de facturación, verificación de la facturación de los consumos mensuales. Se recomienda una supervisión permanente a las actividades de toma de lectura y reparto de recibos, impulsando un programa de mejoras sobre las desviaciones encontradas. Renovar en forma progresiva el parque de medidores, reemplazando aquellos que hayan cumplido su vida útil o que presenten deficiencias técnicas (medidores averiados), con la finalidad de garantizar una correcta medición de consumos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Asencio, Y. (2020) Estudio sectorizado del alimentador 1303 para el control y reducción de las pérdidas de energía - Talara. Trujillo: Universidad César Vallejo. Disponible en:
<https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/50974>
- Bacon, M. & Cañari, K. (2023) Análisis del control de pérdidas y recupero de energía eléctrica del alimentador A4005 en la Unidad de Negocios Ayacucho, 2023. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad Continental. Perú. Disponible en:
https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/13202/1/IV_FIN_109_TE_Ca%C3%B1ari_Bacon_2023.pdf
- Baldeon, I. (2024). “PROPUESTA DE MEJORA DE LA ATENCIÓN AL USUARIO POR VENTA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA TENSION. Tesis de Maestría. Universidad del Callao. Disponible en:
<https://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/8966>
- Camayo, H. & Meza, C. (2022) La Gestión Comercial y la Recaudación de la Venta de Energía Eléctrica en la Empresa EGEPSA, Satipo 2020. Tesis de Administración. Universidad Peruana de los Andes. Huancayo. Disponible en:
https://repositorio.upla.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12848/4844/T037_45540080_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Canaza, R. (2020) INFLUENCIA DE LAS FALLAS DE DISTRIBUCIÓN SOBRE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DEL ALIMENTADOR 8001 EN 22.9 KV – SERVICIO ELÉCTRICO AZÁNGARO, ELPU. Tesis de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Universidad Nacional del Altiplano. Disponible en:
http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/18170/Canaza_Ortiz_Renso_Elmer.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Castro, M. & Florián, E. (2016) Programa de reducción y control de pérdidas no técnicas en el alimentador CHS032-7ma sur de la empresa Hidrandina SA-Chimbote. Chimbote. Universidad Nacional del Santa. Disponible en:
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/2656>
- Céspedes, N. (2016). Adecuación y Optimización de las Redes de Distribución Eléctrica en la zona Sur Altina del Valle del Mantaro-Huancayo. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad Continental. Perú. Disponible en:

[https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/2895/3/IV_FIN_109_TE_C%
c3%a9spedes_Sobrado_2016.pdf](https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/2895/3/IV_FIN_109_TE_C%c3%a9spedes_Sobrado_2016.pdf)

Chuyes, A. (2022) USO DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ: UN ESTUDIO DE CASO. Tesis de Maestría en Regulación. Pontificia Universidad Católica del Perú. Disponible en:

[https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/24322/CHUYES_GUTIERREZ_C%
C3%89SAR_AUGUSTO_MG.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/24322/CHUYES_GUTIERREZ_C%C3%89SAR_AUGUSTO_MG.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Díaz, A. & Gutiérrez, I. (2019). Factibilidad Para La Creación De Una Empresa Comercializadora De Productos Eléctricos Y Servicios De Instalación De Redes De Media, Baja Tensión Y Redes Internas Para La Población Rural Y Urbana Del Municipio San Alberto-Cesar. Santander: Universidad Industrial de Santander. Disponible en:

<https://noesis.uis.edu.co/items/f009c343-1231-4f9c-b70f-9a23087be89c>

Enríquez, Y. (2023) Efecto del tipo de refrigerante en el dimensionamiento de una planta de congelados de 4 toneladas de capacidad. Mercado tres estrellas-Chimbote. Tesis de Ingeniería en Energía. Universidad Nacional del Santa. Disponible en:

[https://renati.sunedu.gob.pe/browse?type=subject&sort_by=1&order=ASC&rp=20&etal=-1&value=Refrigeraci%
C3%B3n&offset=33](https://renati.sunedu.gob.pe/browse?type=subject&sort_by=1&order=ASC&rp=20&etal=-1&value=Refrigeraci%C3%B3n&offset=33)

Guerra, E. (2015) Implementación del sistema de telemedición de energía al alimentador C-12 y su influencia en la calidad de servicio a clientes regulados de la empresa Electro Ucayali. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en:

<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/2646>

Herrera, V. (2021). EVALUACION DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL EN ELECTRO SUR ESTE S.A.A. DE LA CIUDAD DE CALCA. Tesis de Ingeniero Electricista. Universidad San Antonio de Abad. Cuzco. Disponible en:

https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/5843/253T20210157_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Hidrandina (2020). Sistema de Gestión Comercial Optimus NGC. Huaraz.
Disponibile en:
<https://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/transp3/PETI-2013-2017.PDF>
- Mantari, K. (2019) Análisis de la calidad de tensión en el suministro de energía eléctrica a la Localidad de Panti, Distrito de Pariahuanca. Tesis de Ingeniero Electricista. Universidad Nacional del Centro. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/521>
- Minem (2010). Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. Lima, Lima, Perú. Disponible en:
<https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/ayuda/normas-legales/Norma%20Tecnica%20de%20Calidad%20de%20los%20Servicios%20Electricos.pdf>
- Osinermin (2024). IV Informe trimestral de Gestión comercial Peru. Disponible en:
<https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>
- Quiroz, A. (2018). Sistemas de teled medida. Bogotá: Centro Internacional de física. Disponible en:
<https://es.scribd.com/presentation/476786321/SISTEMAS-DE-TELEMEDIDA>
- Toykin, C. (2022). ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA MEJORAR EL ESTADO FINANCIERO EN LA SUBESTACIÓN SED E410296 – 160 kVA – CONCEPCIÓN. Tesis de Maestría en Sistemas Eléctricos. Universidad Nacional del Centro. Perú. Disponible:
https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/7790/T010_20032786_M.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Urcia, M. (2022) ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA PARA LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA SUBESTACIÓN PCH-104 DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN CHAVIMOCHIC. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista. Universidad Particular Señor de Sipán. Lambayeque. Perú. Disponible en:
<https://repositorio.uss.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12802/9462/Urcia%20Soclupue%20Miguel%20Junior.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Vargas, C. (2018). Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad. Trujillo: Universidad César Vallejo. Disponible en:
<https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/26881>

ANEXOS:

Anexo 1: Presupuesto de actividades planificadas 202236-II

Item	Descripción	Und.	Metrado	P.U (S/.)	Subtotal(S/.)
1	PRESUPUESTO GLOBAL DE ACTIVIDADES				
1,01	Revisión de averías de acometidas	glb	972	15,00	14580,00
1,02	Revisión de averías en caja portamedidor	glb	972	15,00	14580,00
1,03	Revisión de averías en el medidor	glb	972	15,00	14580,00
1,04	Cambio de acometidas aéreas	glb	75	75,00	5625,00
1,05	Cambio en la conexión de acometidas	glb	87	30,00	2610,00
1,06	Cambio de tapa en caja de conexión	glb	5	25,00	125,00
1,07	Cambio de termomagnéticos en BT	glb	31	55,00	1705,00
1,08	Revisión de alimentadores secundarios	glb	40	750,00	30000,00
	SUBTOTAL				83805,00
4	PRESUPUESTO GLOBAL MANO DE OBRA				
4,01	03 Supervisores (S/ 3200)	meses	4	9600,00	38400,00
4,02	04 Operarios (S/3000) Actividades de revisión	meses	4	12000,00	48000,00
4,03	04 Operarios (S/3000) Actividades de cambio	meses	2	12000,00	24000,00
4,04	02 Operarios(S/3000)Rev AS	meses	4	6000,00	1600,00
	SUBTOTAL				112000
6	SUBTOTAL ACTIVIDADES				
6,01	Supervisión externa	meses	4	4000,0	16000,00
6,02	Gastos generales 10%	und	1	37325,0	21180,50
7	SUBTOTAL SERVICIO				232985,50
8	IGV				41937,39
9	TOTAL(S/)				274922,89

Nota. Elaboración propia

Anexo 3: Fotos de Trabajo de campo. (Revision de AS)



Nota. Imágenes tomadas durante revisión de AS

Anexo 4: Revision de subministros pertencentes a AS de AMT HRZ282



Nota. Imágenes tomadas durante revisión de suministros

FLUKE

Fluke 1740 Series Three-Phase Power Quality Loggers *Memobox*

Technical Data

Assess power quality and conduct long-term studies with ease

Rugged and portable, Fluke 1740 Series power quality loggers are designed for easy installation and use, anywhere in low- and medium-voltage applications. There are three models to choose from to meet your basic or advanced power logging needs:

Fluke 1743: IP65 water-proof monitor for logging the most common power parameters including V, A, W, VA, VAR, PF, energy, flicker, voltage events (dips, swells, interruptions), and THD.

Fluke 1744: Includes the same features as the Fluke 1743. In addition to common power parameters, the Fluke 1744 also measures voltage and current harmonics, interharmonics, mains signaling, unbalance, and frequency.

Fluke 1745: Advanced IP50 power quality logger with the same measurement capability as the 1744, plus real-time LCD, five hour UPS.

Features	1745	1744	1743
Measurement of common power parameters: V, A, W, VA, VAR, PF, energy, flicker, voltage events (dips, swells, interruptions), and THD	•	•	•
Measurement of voltage and current harmonics to the 50th, unbalance, frequency and mains signaling	•	•	
Dust/water resistance	IP 50	IP 65 water proof	
Display	LED + LCD	LED	LED
Memory	8 MB	8 MB	8 MB
UPS ride-through	> 5 hr	3hr	3hr
EN 50160	•	•	•

Applications include:

Disturbance analysis – Uncover root cause of equipment malfunction for later mitigation and predictive maintenance

Quality of service compliance – validate incoming power quality at the service entrance

Power quality studies – Assess baseline power quality to validate compatibility with critical systems before installation

Load studies – Verify electrical system capacity before adding loads

Energy and power quality assessment – Validate performance of facility improvements by quantifying energy consumption, power factor, and general power quality before and after improvements



Fluke 1743



Fluke 1744



Fluke 1745

Discover intermittent and hard-to-find power quality issues – Fluke 1740 Series power quality loggers are capable of logging up to 800 parameters for up to 85 days and capturing events.

Specifications

Logger	
Power supply	
Functional Range	88 V ... 660 V automatic, 50 Hz / 60 Hz 100 V ... 320 V ac Internal fuse: 630 mA V
Power consumption	3 W rms
Bulk storage	Fluke 1340: Internal battery for typ. > 5 hours side through with intelligent power management Fluke 1343/44: 2 use Capacitor
Fuse	Power supply fuse can be replaced in service factory only. Supply can be connected in parallel to measuring inputs (up to 660 V)
Display, indicators	LEDs for status and voltage levels Fluke 1340: LED display with backlight for voltage, current, active power, phase sequence.
Memory	Capacity 8 MB Flash-EEPROM
Interval	A function: > 12000 intervals for > 80 days with 30 min intervals F function: > 30000 intervals for > 210 days with 30 min intervals
Events	> 12000
Memory model	Linear, circular
Interface	RS 232, 0660...110 000 baud, automatic baud rate selection, 3-wire communication.
Dimensions	Fluke 1340: 232 mm x 210 mm x 74 mm Fluke 1343/44: 170 mm x 125 mm x 60 mm
Weight	Fluke 1340: approx. 2 kg Fluke 1343/44: approx. 1 kg
Measurement	
A/D converter	36 bit, sample size: 10.24 bits
Anti-aliasing filter	10-Pole, 1, -4.5 dB
Frequency response	Discretary < 1 % of Vin for 40 Hz to 2000 Hz
Interval length	1, 3, 5, 10, 30 s, 1, 5, 30, 18, 60 minutes
Averaging time for Min/Max values	%, 1 minute period, 200 ms, 1, 3, 5 s
Time base	Resolution: 10 ms (at 30 Hz), deviation: 3s/ day at 23 °C ± 2 K

Voltage and Current Measurement	
Input voltage	
Input range V, P-W	max 660 V ac
Input range V, P-F	max 330 V ac
Max. involved voltage	1.2 V,
Input range selection	By job programming
Connectors	P-F or P-W, 1- or 3-phase
Nominal voltage V _N	< 999 kV with P-F and side
Input resistance	App. 920 kΩ per chan. 1k-8 Single phase (L1 or A, L2 or B, L3 or C connectors) app. 300 kΩ
Intrinsic uncertainty	0.1 % of V _N
Voltage transformer	Ratio: < 500 kV / V,
Ratio selection	By job programming
Current input with Fluke 40	
Input ranges I, L1 or A, L2 or B, L3 or C, W	10 A / 100 A / 1000 A / 3000 A ac
Measuring range	0.75 A ... 3000 A ac
Intrinsic uncertainty	< 2 % of I _N
Position influence	Max. ± 2 % of measured value - for distance conductor to sense lead > 20 mm
Stray field influence	< ± 2 A ac for I _N = 300 A ac and distance to measuring lead > 200 mm
Temperature coefficient	< 0.25 % / K
Current transformer	Ratio: < 500 kA / I
Ratio selection	By job programming
Connection	3-phase, 3-phase +N, 2-phase L1 or A and L2 or C (2 W-sense-method) 7-pole insulator
Current input for clamp	
Input ranges I, L1 or A, L2 or B, L3 or C, W	0.5 V nominal (for I) 1.4 V peak
Intrinsic uncertainty	< 0.2 % of I _N
Max. overload	10 V ac
Input resistance	App. 9.2 kΩ
Current transformer	Ratio: < 500 kA / I
Ratio selection	By job programming
Power systems	
	Delta, 3-Element Delta, Wye, Single Phase, Split Single Phase

General	
Intrinsic error	Refer to the reference conditions and is guaranteed for two years
Warranty	2 years
Recalibration interval	2 years recommended
Quality system	Developed, designed, and manufactured according to ISO 9000
Reference conditions	23 °C ± 2 K, 74 °F ± 2 K, V _N = 220 V ± 10%, 50 Hz ± 0.1 Hz or 60 Hz ± 0.1 Hz phase sequence L1, L2, L3 interval length: 10 minutes Star connection (L1, L2, L3 to N) Power supply: 88 V ... 320 V ac
Environment conditions	
Working temp. range	-20 °C to 50 °C
Operating temp. range	0 °C to 30 °C
Storage temp. range	-20 °C to 60 °C
Reference temp. range	23 °C ± 2 K
Relative humidity	Fluke 1340: Class B2 acc. IEC 60068-1 Fluke 1343/44: Class C3 acc. IEC 60068-1
Roasting	return, fully insulated housing and accessories.
Protection type	Fluke 1340: IP60 as per EN 60529 Fluke 1343/44: IP 65 as per EN 60529
Safety	IEC/EN 61010-1 600 V CAT IV, 300 V CAT III, pollution degree 2, double insulation
Type test voltage	0.5 kV rms, 50 Hz / 60 Hz, 5 s
EMC	
Emission	IEC/EN 61326-1, CISR 5012
Immunity	IEC/EN 61326-1

Nota. Imágenes tomadas Empresa CEDESA

Anexo 6: Lecturas de energía en AS sujetos a penalidades-Semestre 2023-I

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
1	AS3614	75	4	48,3	27632	28147,8	515,8	44,5%
				49,5	36256	36790,6	534,6	45,0%
				49,1	38956	39462,7	506,7	43,0%
				47,3	40120	40602,5	482,5	42,5%
2	AS3002	100	10	62,3	23632	24297,4	665,4	44,5%
				61,2	33651	34312,0	661,0	45,0%
				62,1	39653	40310,3	657,3	44,1%
				60,3	45785	46400,1	615,1	42,5%
				60,7	46952	47824,6	872,6	59,9%
				61,8	66523	67177,1	654,1	44,1%
				59,9	69521	70139,2	618,2	43,0%
				59,6	84231	84838,9	607,9	42,5%
				60,2	95321	95900,4	579,4	40,1%
3	AS3891	160	2	58,7	98562	99166,4	604,4	42,9%
				79,2	33265	34048,1	783,1	41,2%
4	AS3619	75	12	78,7	48951	49782,1	831,1	44,0%
				49,5	15263	15797,6	534,6	45,0%
				49,1	26365	26884,7	519,7	44,1%
				47,2	28965	29440,8	475,8	42,0%
				48,3	45621	46113,7	492,7	42,5%
				45,2	65133	65619,0	486,0	44,8%
				45,9	68452	68918,0	466,0	42,3%
				47,3	69895	70407,0	512,0	45,1%
				49,1	79521	80040,7	519,7	44,1%
				48,9	84235	84731,4	496,4	42,3%
				47,6	89521	90011,1	490,1	42,9%
				49,5	91452	91975,9	523,9	44,1%
5	AS3618	75	14	47,6	97856	98362,1	506,1	44,3%
				55,3	12562	13126,1	564,1	42,5%
				55,1	19562	20171,6	609,6	46,1%
				55,3	36562	37165,9	603,9	45,5%
				55,2	39562	40125,0	563,0	42,5%
				54,3	56233	56809,0	576,0	44,2%
				54,6	58964	59507,8	543,8	41,5%
				54,1	61254	61820,1	566,1	43,6%
				53,9	78526	79105,5	579,5	44,8%
				54,3	79562	80149,7	587,7	45,1%
				55,1	80523	81094,3	571,3	43,2%
				55,3	85621	86198,3	577,3	43,5%
				54,2	89567	90140,7	573,7	44,1%
				53,9	95621	96203,1	582,1	45,0%
55,2	99521	100098,6	577,6	43,6%				

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
6	AS3628	37,5	7	27	33632	33923,6	291,6	45,0%
				26,8	45862	46145,0	283,0	44,0%
				26,7	56895	57171,8	276,8	43,2%
				27	59652	59931,9	279,9	43,2%
				26,2	61253	61520,2	267,2	42,5%
				25,9	85620	85899,1	279,1	44,9%
				25,8	89562	89840,6	278,6	45,0%
7	AS3629	75	2	48	19652	20147,4	495,4	43,0%
				48,6	65500	66007,4	507,4	43,5%
8	AS3941	75	4	44,2	62351	62796,5	445,5	42,0%
				44,1	66235	66682,7	447,7	42,3%
				42,3	78562	78999,6	437,6	43,1%
				43,5	89561	89989,0	428,0	41,0%
9	AS3633	100	3	56,1	52132	52724,4	592,4	44,0%
				54,2	66895	67454,3	559,3	43,0%
				55,2	78451	79035,2	584,2	44,1%
10	AS3104	75	3	49,2	55521	56053,5	532,5	45,1%
				47,2	69523	70031,6	508,6	44,9%
				48,1	85621	86137,0	516,0	44,7%
11	AS3862	160	4	114,2	25312	26476,8	1164,8	42,5%
				110,2	35621	36734,5	1113,5	42,1%
				113,2	65233	66360,5	1127,5	41,5%
				111,1	69865	70982,2	1117,2	41,9%
12	AS3808	200	9	134,2	23651	25042,4	1391,4	43,2%
				131,2	29784	31147,4	1363,4	43,3%
				133,3	45211	46605,9	1394,9	43,6%
				133,5	56231	57592,7	1361,7	42,5%
				133,4	78561	79908,9	1347,9	42,1%
				132,4	79561	80898,8	1337,8	42,1%
				134,1	98562	99952,3	1390,3	43,2%
				131,6	751	2134,4	1383,4	43,8%
13	AS3068	160	7	107,6	27562	28737,0	1175,0	45,5%
				107,1	29632	30791,3	1159,3	45,1%
				106,8	45121	46277,0	1156,0	45,1%
				106,5	48955	50112,9	1157,9	45,3%
				107,2	59651	60806,2	1155,2	44,9%
				107,2	78451	79603,6	1152,6	44,8%
				106,1	79998	81141,3	1143,3	44,9%

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
14	AS3893	100	7	60,2	14214	14865,6	651,6	45,1%
				58,2	28956	29584,6	628,6	45,0%
				57,1	29699	30317,1	618,1	45,1%
				59,3	41255	41892,6	637,6	44,8%
				59,9	48751	49393,6	642,6	44,7%
				59,4	65895	66535,1	640,1	44,9%
				60,1	78951	79598,6	647,6	44,9%
15	AS3821	250	1	135,1	13520	14972,6	1452,6	44,8%
16	AS3820	200	2	139,4	36594	38099,5	1505,5	45,0%
				138,1	45625	47086,7	1461,7	44,1%
17	AS3925	75	4	53,7	21532	22114,5	582,5	45,2%
				53,2	45621	46193,0	572,0	44,8%
				52,1	48956	49516,2	560,2	44,8%
				53,1	66657	67226,7	569,7	44,7%
18	AS3064	160	4	115,2	45211	46457,9	1246,9	45,1%
				114,8	49561	50798,1	1237,1	44,9%
				113,5	56897	58098,3	1201,3	44,1%
				114,2	78544	79771,9	1227,9	44,8%
19	AS3012	160	3	108,1	32451	33618,5	1167,5	45,0%
				107,3	39567	40702,7	1135,7	44,1%
				107,1	56788	57939,5	1151,5	44,8%
20	AS3159	50	1	40,4	56231	56664,4	433,4	44,7%
21	AS3020	50	4	36,6	14555	14952,0	397,0	45,2%
				36,2	35621	36011,1	390,1	44,9%
				36,1	38957	39346,9	389,9	45,0%
				36,1	45688	46075,3	387,3	44,7%
22	AS3262	100	2	59,3	11865	12506,9	641,9	45,1%
				58,4	25699	26326,9	627,9	44,8%
23	AS3263	200	6	143,2	45781	47334,4	1553,4	45,2%
				142,1	49855	51393,1	1538,1	45,1%
				142,3	59621	61325,2	1704,2	49,9%
				143	78451	80149,8	1698,8	49,5%
				141,9	98565	100264,4	1699,4	49,9%
				142,8	17451	18993,2	1542,2	45,0%
24	AS3819	100	6	60,1	36060	36652,8	592,8	41,1%
				60,1	56214	56824,1	610,1	42,3%
				59,7	58954	59552,9	598,9	41,8%
				59,2	60120	60711,1	591,1	41,6%
				60,1	84572	85179,3	607,3	42,1%
				59,4	87652	88239,3	587,3	41,2%
25	AS3874	100	5	69,3	34555	35295,1	740,1	44,5%
				69,4	56214	56953,5	739,5	44,4%
				68,1	58999	59716,5	717,5	43,9%
				68,2	62222	62942,2	720,2	44,0%
				67,9	74551	75276,2	725,2	44,5%
26	AS3810	160	3	108,6	58777	59947,3	1170,3	44,9%
				107,1	81451	82594,8	1143,8	44,5%
				105,6	86784	87924,5	1140,5	45,0%

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
27	AS3817	160	1	118,8	11888	13162,5	1274,5	44,7%
28	AS3836	160	1	52,3	52222	52789,4	567,4	45,2%
29	AS3906	75	4	17,2	6589	6771,0	182,0	44,1%
				17,1	19566	19747,4	181,4	44,2%
				17,3	25336	25518,3	182,3	43,9%
				17,1	47551	47732,8	181,8	44,3%
30	AS3824	25	2	76,6	33633	34456,6	823,6	44,8%
				75,4	55221	56019,0	798,0	44,1%
31	AS3818	100	2	126,2	21245	22526,2	1281,2	42,3%
				126,1	39555	40847,3	1292,3	42,7%
32	AS3829	160	1	23,1	11220	11469,5	249,5	45,0%
33	AS3816	37,5	1	75,9	45228	45452,0	224,0	44,5%
34	AS3837	100	6	124,3	25621	26909,7	1288,7	43,2%
				123,4	36894	38170,4	1276,4	43,1%
				123,1	41235	42511,3	1276,3	43,2%
				129,2	47888	49233,7	1345,7	43,4%
				123,4	49511	50781,5	1270,5	42,9%
				123,7	65877	67147,6	1270,6	42,8%
35	AS3264	160	2	112,3	22451	23647,7	1196,7	44,4%
				111,9	36998	38182,3	1184,3	44,1%
36	AS3815	160	3	115,9	45667	46904,8	1237,8	44,5%
				115,2	56888	58132,2	1244,2	45,0%
				114,2	65114	66317,2	1203,2	43,9%
37	AS3831	160	2	70,8	25664	26379,4	715,4	42,1%
				70,9	41233	41954,5	721,5	42,4%
38	AS3833	100	1	71,2	25556	26326,7	770,7	45,1%
39	AS3832	100	1	69,6	55669	56432,4	763,4	45,7%
40	AS3063	100	4	67,1	12547	13262,0	715,0	44,4%
				66,9	25666	26386,9	720,9	44,9%
				66,8	29887	30594,0	707,0	44,1%
				67,1	41559	42278,8	719,8	44,7%
41	AS3823	100	2	57,1	36657	37273,7	616,7	45,0%
				56,8	56988	57604,2	616,2	45,2%
42	AS3828	75	2	69,1	62355	63088,0	733,0	44,2%
				68,7	78544	79271,1	727,1	44,1%
43	AS3827	100	1	53,1	56999	57548,3	549,3	43,1%
44	AS3826	75	1	71,1	56222	56991,6	769,6	45,1%

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
45	AS3855	100	1	27,3	36784	37047,4	263,4	40,2%
46	AS3854	75	1	52,3	44474	45012,5	538,5	42,9%
47	AS3957	250	1	169,2	26588	28435,7	1847,7	45,5%
48	AS3909	75	1	54,3	36555	37142,7	587,7	45,1%
49	AS3153	75	1	53,7	65888	66449,9	561,9	43,6%
50	AS3303	75	1	53,2	53699	54273,6	574,6	45,0%
51	AS3032	50	3	36,5	56248	56651,0	403,0	46,0%
				36,2	68997	69380,1	383,1	44,1%
				35,9	85447	85827,8	380,8	44,2%
52	AS3069	37,5	1	27,2	12544	12812,3	268,3	41,1%
53	AS3297	100	1	72,3	45688	46425,5	737,5	42,5%
54	AS3102	75	1	54,3	78454	79037,8	583,8	44,8%
55	AS3308	75	4	58,3	25001	25630,6	629,6	45,0%
				58,5	45622	46251,0	629,0	44,8%
				58,1	48775	49398,3	623,3	44,7%
				58,2	51899	52526,2	627,2	44,9%
56	AS3124	75	1	55,2	45236	45832,2	596,2	45,0%
57	AS3125	37,5	1	23,1	22262	22489,3	227,3	41,0%
58	AS3126	37,5	1	25,9	95624	95888,2	264,2	42,5%
59	AS3197	5	1	2,8	7586	7615,8	29,8	44,4%
60	AS3151	37,5	1	27,1	63555	63847,7	292,7	45,0%
61	AS3152	25	1	17,2	74558	74740,0	182,0	44,1%
62	AS3554	15	1	9,8	26599	26700,6	101,6	43,2%
63	AS3128	25	1	17,2	36984	37167,7	183,7	44,5%
64	AS3192	5	2	2,1	78561	78581,7	20,7	41,1%
				2,1	84215	84235,8	20,8	41,2%
65	AS3885	25	1	15,2	56565	56724,1	159,1	43,6%
66	AS3194	5	1	2,3	54777	54799,7	22,7	41,2%
67	AS3886	10	1	4,9	49565	49617,9	52,9	45,0%
68	AS3504	80	2	59,2	57884	58512,0	628,0	44,2%
				58,4	61220	61842,3	622,3	44,4%
69	AS3857	100	1	68,1	54777	55432,4	655,4	40,1%
70	AS3211	37,5	1	28,1	18995	19308,6	313,6	46,5%
71	AS3858	75	1	44,2	47232	47706,2	474,2	44,7%
72	AS3852	37,5	1	25,7	85666	85942,9	276,9	44,9%
73	AS3851	100	2	71,9	52471	53200,9	729,9	42,3%
				70,2	59666	60377,0	711,0	42,2%
74	AS3210	15	2	5,9	24852	24913,2	61,2	43,2%
				538	27860	33489,6	5629,6	43,6%
75	AS3031	25	2	16,8	63451	63632,4	181,4	45,0%
				16,3	66899	67073,9	174,9	44,7%
76	AS3074	25	1	14,5	94557	94710,5	153,5	44,1%
77	AS3502	100	2	79,2	12547	13394,8	847,8	44,6%
				77,4	19666	20487,1	821,1	44,2%
78	AS3277	75	1	51,1	35684	36202,8	518,8	42,3%
79	AS3202	75	3	48,5	65887	66354,9	467,9	40,2%
				48,2	78956	79426,8	470,8	40,7%
				48,1	81444	81906,9	462,9	40,1%

Nota. Elaboración propia con información obtenida U.N Huaraz

Anexo 7: Lecturas de energía en AS sujetos a penalidades-Semestre 2024-I

N°	Denominacion	Capacidad (KVA)	N° de veces	Maxima demanda AS (kW)	Valor medido 1 (kWh)	Valor medido 2 (kWh)	Energia (kWh)	Factor de demanda
1	AS3614	75	1	49,5	13955,0	14489,6	534,60	45,0%
2	AS3615	75	2	53,5	52631,1	53202,5	571,38	44,5%
				53,1	65212,0	65760,0	547,99	43,0%
3	AS3891	160	1	76,8	15965,1	16768,7	803,64	43,6%
4	AS3506	50	1	30,9	23633,1	23959,4	326,30	44,0%
5	AS3633	100	1	53,7	45123,1	45704,3	581,25	45,1%
6	AS3104	75	1	45,2	45211,1	45697,1	485,99	44,8%
7	AS3862	160	1	112,5	85623,8	86817,2	1193,40	44,2%
8	AS3068	160	1	104,3	15999,9	17103,8	1103,91	44,1%
9	AS3863	37,5	1	58,9	45122,7	45733,4	610,68	43,2%
10	AS3064	160	1	114,9	37888,4	39099,0	1210,59	43,9%
11	AS3012	160	1	102,6	32630,4	33738,5	1108,08	45,0%
12	AS3159	50	1	37,9	12552,7	12962,9	410,23	45,1%
13	AS3020	50	1	31,4	9562,8	9898,2	335,35	44,5%
14	AS3263	200	1	138,4	45789,4	47254,2	1464,83	44,1%
15	AS3819	100	2	58,4	5691,4	6312,3	620,91	44,3%
				57,1	18994,6	19596,2	601,61	43,9%
16	AS3874	100	1	65,9	56231,7	56943,4	711,72	45,0%
17	AS3810	160	1	103,2	44511,9	45619,0	1107,13	44,7%
18	AS3906	25	1	17,3	23005,7	23180,5	174,80	42,1%
19	AS3264	160	1	110,2	11233,2	12386,3	1153,13	43,6%
20	AS3593	50	1	31,8	23457,4	23798,6	341,15	44,7%
21	AS3928	100	1	63,8	56124,7	56796,9	672,20	43,9%
22	AS3823	75	1	54,8	51222,2	51811,4	589,21	44,8%
23	AS3032	50	1	35,1	54784,6	55164,5	379,92	45,1%
24	AS3308	75	1	56,8	65988,3	66597,7	609,35	44,7%
25	AS3127	37,5	1	20,8	21000,4	21213,1	212,66	42,6%
26	AS3128	25	1	17,3	10200,3	10385,5	185,18	44,6%
27	AS3129	25	1	17,4	5639,8	5826,5	186,67	44,7%
28	AS3886	10	1	3,95	45556,1	45598,7	42,57	44,9%
29	AS3856	75	1	41,1	56899,4	57321,6	422,18	42,8%
30	AS3859	75	1	43,4	60006,1	60465,4	459,35	44,1%
31	AS3850	75	1	39,9	12533,8	12954,2	420,39	43,9%

Nota. Elaboración propia con información obtenida U.N Huaraz