

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRONICA, INFORMATICA Y
MECANICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO DEL ALIMENTADOR EN
MEDIA TENSIÓN UR-02 DE 10 KV A 22.9 KV EN LA PROVINCIA DE
URUBAMBA**

PRESENTADO POR:

Br. BILL SCOTT LOAIZA CCARHUACHIN

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Dr. WILBERT JULIO LOAIZA CUBA

CUSCO – PERÚ

2025



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el Asesor WILBERT JULIO LOAIZA CUBA.....
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada: INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE
TENSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO
DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSION UR-02 DE 10KV A 22.9KV
EN LA PROVINCIA DE URUBAMBA.....

Presentado por: BILL SCOTT LOAIZA CCARHUACHIN DNI N° 73945262.....;
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA.....

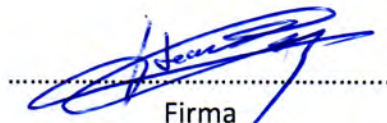
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de**
Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 04 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	☒
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	☐
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	☐

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 14 de ENERO..... de 2026.....


Firma

Post firma WILBERT JULIO LOAIZA CUBA

Nro. de DNI 23829491

ORCID del Asesor 0000-0003-3901-3178

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: oid: 27259:546140870

BILL LOAIZA

INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO DEL ALIME...



Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:546140870

Fecha de entrega

14 ene 2026, 9:50 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

14 ene 2026, 10:31 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSION PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD D....pdf

Tamaño del archivo

7.9 MB

401 páginas

97.216 palabras

465.740 caracteres

4% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Fuentes principales

- 3%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 2%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

DEDICATORIA

Este logro no habría sido posible sin el amor incondicional y el apoyo constante de quienes me acompañaron a lo largo de este exigente proceso.

A mis padres, “Faustino Loaiza Javier” y “Leoncia Ccarhuachin Chacon”, agradezco profundamente su paciencia, comprensión y respaldo permanente durante las interminables horas dedicadas a la investigación y redacción de esta tesis, su respaldo inquebrantable, incluso en mis ausencias y compromisos, ha sido un regalo invaluable. Asimismo, extendo mi gratitud a mi hermano “Juan Carlos” y a mis hermanas “Lucero” y “Brillitt” por su motivación constante y el apoyo moral que siempre me han brindado.

Finalmente, dedico este trabajo a mi pareja Y.R.A., por su presencia y cercanía, incluso desde antes de iniciar este proyecto académico.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, expreso mi gratitud a Dios por iluminar mi camino, brindarme fortaleza y otorgarme la voluntad necesaria para alcanzar cada una de mis metas.

Agradezco a la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica y a todo el personal docente de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, quienes me proporcionaron las herramientas necesarias para mi formación profesional.

Mi reconocimiento especial al Dr. Ing. Wilbert Julio Loaiza Cuba, por su invaluable orientación, apoyo constante y dedicación como asesor de esta tesis. Su confianza, conocimientos científicos y valiosa amistad han sido fundamentales para alcanzar los objetivos planteados en este trabajo.

Extiendo mi agradecimiento a los docentes del Departamento Académico de Ingeniería Eléctrica (DAIE) y a los ingenieros dictaminantes por su continuo respaldo y orientación durante el desarrollo de esta investigación.

De igual forma, agradezco a los ingenieros y al personal de la Gerencia de Proyectos y Operaciones de la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A., cuyo apoyo, aportes técnicos y disposición para proporcionar información relevante fueron cruciales para la elaboración de este estudio.

Finalmente, mi profundo agradecimiento a mis padres, hermanos, enamorada y amigos, quienes estuvieron presentes en cada paso de este arduo proceso, brindándome su apoyo incondicional y acompañándome hasta la obtención del título profesional de Ingeniería Eléctrica.

El Autor.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se desarrolla a raíz de la problemática actual de caídas de tensión e incremento del nivel de cargabilidad a lo largo del Alimentador UR-02, operando a 10 kV de la Subestación Eléctrica de Potencia (SEP) de Urubamba, perteneciente a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

La SEP Urubamba, equipada con un transformador de potencia de 19/19/9 MVA a 60/22.9/10 kV, garantiza la oferta de potencia para los distritos de Urubamba y Ollantaytambo actualmente mediante el Alimentador UR-02 en el nivel de tensión de 10 kV, la cual, asume una demanda fuerte de la SEP Urubamba, por lo cual, se ha realizado la evaluación técnica para la migración del nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, con el objetivo de reducir las pérdidas de potencia, minimizar las caídas de tensión del sistema eléctrico y evitar las compensaciones por mala calidad de producto. Además, incrementar la capacidad de la red para satisfacer demandas futuras.

Como parte de la propuesta, se plantean modificaciones o variaciones en la infraestructura eléctrica del alimentador UR-02 para operar a 22.9 kV. Se realizó simulaciones para evaluar el flujo de potencia considerando tanto la demanda actual como un horizonte de planificación de 20 años del Alimentador UR-02, evaluando el comportamiento del sistema en estado permanente (estacionario) para el año 2024 al 2044; Los resultados demostraron que la propuesta planteada representará una mejora significativa en la operación del Alimentador y justificarían las hipótesis planteadas.

Palabras Clave: Sistema eléctrico, Nivel de tensión, Cargabilidad, Calidad de producto.

SUMMARY

The present research work is developed as a result of the current problem of voltage drops and increase in the level of loadability along the UR-02 Feeder, operating at 10 kV of the Urubamba Electrical Power Substation (SEP), belonging to the concessionaire company Electro Sur Este S.A.A.

The Urubamba SEP, equipped with a 19/19/9 MVA power transformer at 60/22.9/10 kV, guarantees the supply of power for the districts of Urubamba and Ollantaytambo currently through the UR-02 Feeder at the voltage level of 10 kV, which assumes a strong demand from the SEP Urubamba, for which the technical evaluation has been carried out for the migration of the voltage level from 10 kV to 22.9 kV. with the aim of reducing power losses, minimising voltage drops in the electrical system and avoiding compensation for poor product quality. In addition, increase the capacity of the network to meet future demands.

As part of the proposal, modifications or variations are proposed in the electrical infrastructure of the UR-02 feeder to operate at 22.9 kV. Simulations were carried out to evaluate the power flow considering both the current demand and a 20-year planning horizon of the UR-02 Feeder, evaluating the behavior of the system in a steady state (stationary) for the year 2024 to 2044; The results showed that the proposal will represent a significant improvement in the operation of the Feeder and would justify the hypotheses raised.

Palabras Clave: Electrical system, Voltage level, Chargeability, Power quality.

TERMINOLOGÍA

A: Amperio.

AMT: Alimentador en Media Tensión

SET: Subestación Eléctrica Transformadora

SENAMHI: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú.

ELSE: Empresa Distribuidora: Electro Sur Este S.A.A.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

kV: Kilo Voltios.

MVA: Mega Volt Ampere.

MT: Media Tensión.

BT: Baja Tensión

KW: Kilovatios

KVAr: Kilo Volt Ampere Reactivo.

KWh: Kilovatio-hora.

MWh: Megavatio-hora.

F.U.: Factor de Utilización.

NMT: Nodo en Media Tensión.

NBT: Nodo en Baja Tensión.

LP: Línea Primaria.

RP: Red Primaria.

p.u.: Valor Por Unidad.

FC: Factor de Escalamiento de Carga

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTCSER: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales.

SED: Subestación Eléctrica de Distribución.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

S.E.: Subestación Eléctrica.

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo.

GIS: Sistema de información Geográfica.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

VA: Volt Ampere.

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO	iii
RESUMEN	iv
SUMMARY	v
TERMINOLOGÍA.....	vi
CONTENIDO.....	viii
INDICE DE FIGURAS.....	xix
INDICE DE TABLAS	xxiii
INDICE DE ECUACIONES	xxix
I. ASPECTOS GENERALES	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Ámbito geográfico	1
1.2.1. Condiciones meteorológicas	2
1.2.2. Vías de comunicación	2
1.2.3. Actividad económica y social	3
1.3. El Problema	3
1.3.1. Planteamiento del Problema.....	4
1.3.2. Formulación del problema	12
1.3.2.1. Problema general.....	12
1.3.2.2. Problemas específicos	12
1.4. Objetivos.....	12
1.4.1. Objetivo general.....	12
1.4.2. Objetivos específicos	12
1.5. Justificación	12
1.5.1. Justificación técnica	13

1.5.2.	Justificación económica	13
1.5.3.	Justificación social	13
1.5.4.	Justificación ambiental.....	14
1.5.5.	Justificación académica	14
1.6.	Importancia y consecuencias.....	15
1.6.1.	Importancia	15
1.6.2.	Consecuencias de no hacer la investigación.....	16
1.7.	Variables e Indicadores	17
1.7.1.	Variable Independiente.....	17
1.7.2.	Variable Dependiente	17
1.7.3.	Variable Interviniente.....	17
1.7.4.	Indicadores.....	17
1.8.	Operacionalización de Variables	17
1.9.	Resultados e Impactos Previstos	19
1.9.1.	Resultados.....	19
1.9.2.	Impactos	19
1.10.	Alcances y limitaciones del estudio	19
1.10.1.	Alcances	19
1.10.2.	Limitaciones	20
1.11.	Hipótesis	21
1.11.1.	Hipótesis General.....	21
1.11.2.	Hipótesis Especificas	21
1.12.	Metodología.....	22
1.12.1.	Población y Muestra	22
1.12.2.	Metodología de la Investigación	22
1.12.2.1.	Enfoque de la Investigación	22
1.12.2.2.	Tipo de Investigación	22

1.12.2.3.	Nivel de Investigación	23
1.12.2.4.	Diseño de Investigación	23
1.13.	Presentación de Datos	23
1.13.1.	Técnicas de Recolección de Datos	23
1.13.2.	Procesamiento de Datos	24
1.14.	Etapas de la Metodología de Trabajo	24
1.14.1.	Diagnóstico Inicial	24
1.14.2.	Diseño de la Propuesta de Cambio.....	25
1.14.3.	Evaluación Previa a la Propuesta	25
1.14.4.	Aplicación de la Propuesta de Cambio.....	25
1.14.5.	Evaluación Post-Aplicación de la Propuesta	25
1.15.	Matriz de Consistencia.....	26
II.	FUNDAMENTO TEORICO	27
2.1.	Introducción.....	27
2.2.	Antecedentes	27
2.2.1.	Antecedente Internacional.....	27
2.2.2.	Antecedente Nacional	29
2.2.3.	Antecedente Local	32
2.3.	Marco Conceptual.....	34
2.3.1.	Introducción.....	34
2.3.2.	Calidad de los Servicios Eléctricos	35
2.3.2.1.	Calidad de Suministro	35
2.3.2.2.	Calidad de Producto	35
2.3.3.	Cargabilidad.....	36
2.3.4.	Caída de Tension.....	36
2.3.5.	Perdidas de Potencia	36
2.4.	Marco Teórico.....	37

2.4.1.	Calidad de la Energía Eléctrica	38
2.4.1.1.	Calidad	38
2.4.1.2.	Calidad del producto	38
2.4.2.	Tensión Eléctrica.....	39
2.4.2.1.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – Título 5to, Calidad de producto	41
2.4.2.2.	Variaciones de Voltaje	44
2.4.2.3.	Cambio de Nivel de Tensión.....	50
2.4.3.	Niveles de Cargabilidad	51
2.4.3.1.	Factor de uso	51
2.4.3.2.	Sobrecarga por demanda	53
2.4.4.	Flujo de Carga.....	53
2.4.5.	Sistemas de Distribución.....	54
2.5.	Marco Normativo.....	57
III. EVALUACION DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS EN REGIMEN PERMANENTE DEL ALIMENTADOR UR-02 EN LA SITUACION ACTUAL		58
3.1.	Introducción.....	58
3.2.	Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 – SET URUBAMBA 60 KV.....	58
3.3.	Descripción General de la Subestación Eléctrica de Potencia de Urubamba - Alimentador en Media Tensión UR-02	61
3.3.1.	Ubicación.....	61
3.3.2.	Diagrama Unifilar S.E. Urubamba - Alimentador UR-02 Actual	62
3.4.	Características de la Infraestructura Eléctrica Existente del Alimentador en Media Tensión UR-02.....	64
3.5.	Reporte de Variaciones de Tensión por Mala Calidad del Alimentador UR-02 de la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A.	71
3.6.	Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory	73
3.6.1.	Ingreso de parámetros eléctricos para el modelamiento	73

3.6.1.1.	Parametrización de la Red Equivalente	73
3.6.1.2.	Parametrización de Barras de Tensión	78
3.6.1.3.	Parametrización de Conductores en Media Tensión	80
3.6.1.4.	Parametrización de Transformadores de Distribución en Media Tensión	82
3.6.1.5.	Parametrización de Cargas	84
3.7.	Diagnóstico de la Operación Actual en Régimen Permanente del Alimentador UR-02	86
3.7.1.	Consideraciones para el Análisis y Simulación del Flujo de Carga Desbalanceado Trifásico del Alimentador UR-02 Mediante Software Digsilent Power Factory	87
3.7.2.	Análisis de los Niveles de Tensión (caídas de tensión) en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 Mediante el Software Digsilent Power Factory	89
3.7.2.1.	Evaluación de los Niveles de Tensión en Condiciones de Mínima, Media y Máxima Demanda del Alimentador UR-02.....	92
3.7.3.	Análisis del Flujo de Potencia (KW, KVA y KVA) en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 Mediante el Software Digsilent Power Factory	99
3.7.3.1.	Evaluación del flujo de potencia (KW, KVA y KVA) Condiciones de Mínima, Media y Máxima Demanda del Alimentador UR-02.....	105
3.8.	Conclusiones.....	108
IV. ANALISIS DE LA CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR UR-02 EN LA SITUACION ACTUAL Y ELABORACION DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA.....		110
4.1.	Introducción.....	110
4.2.	Cálculo de la Máxima y Mínima Demanda en el Alimentador UR-02 Según Perfiles de Carga Proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.....	111
4.2.1.	Demanda Promedio AMT UR02 - AÑO 2023	113
4.2.2.	Demanda Máxima y Mínima AMT UR02 - AÑO 2023	117
4.2.2.1.	Calculo Máxima Demanda AMT UR02 - AÑO 2023	119
4.2.2.2.	Calculo Mínima Demanda AMT UR02 - AÑO 2023.....	122
4.3.	Método Aplicado para la Proyección de la Demanda Eléctrica	126

4.3.1.	Elección del Horizonte de Estudio	126
4.3.2.	Modelos de Regresión para el Pronóstico de la Demanda.....	126
4.3.2.1.	Modelos de Regresión para Valores Frecuentes de Máxima y Mínima Demanda ...	128
4.3.2.2.	Modelos de Regresión para Mediciones más Altas de Máxima Demanda y más Bajas de Mínima Demanda.....	134
4.4.	Proyección de la Máxima y Mínima Demanda del Alimentador UR-02 Periodo 2024-2044.....	140
4.4.1.	Desagregado por Subestación Eléctrica de Distribución (SED) Para El Cálculo de la Demanda Máxima del Alimentador UR-02 Periodo 2024 - 2044.....	144
4.5.	Análisis de la Cargabilidad del Alimentador UR-02 para la Situación Actual Año 2023	155
4.5.1.	Cargabilidad de los Transformadores de Distribución Alimentador UR-02	156
4.5.1.1.	Cargabilidad en un Escenario de Mínima Demanda de los Transformadores de Distribución	156
4.5.1.2.	Cargabilidad en un Escenario de Media Demanda de los Transformadores de Distribución	156
4.5.1.3.	Cargabilidad en un Escenario de Máxima Demanda de los Transformadores de Distribución	157
4.5.2.	Cargabilidad de las Líneas Primarias y Redes Primarias de Distribución Alimentador UR-02	159
4.5.2.1.	Cargabilidad en un Escenario de Mínima Demanda de LP y RP	159
4.5.2.2.	Cargabilidad en un Escenario de Media Demanda de LP y RP.....	159
4.5.2.3.	Cargabilidad en un escenario de Máxima Demanda de LP y RP	161
4.6.	Conclusiones.....	163
V. EVALUACION DE LA PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DEL ALIMENTADOR UR-02 DE 10 KV A 22.9 KV PARA REDUCIR LAS CAIDAS DE TENSION Y MEJORAR LA CARGABILIDAD.....		164
5.1.	Introducción.....	164

5.2.	Determinación de la Salida (Alimentador) Propuesta para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9kV	165
5.2.1.	Descripción de las Características de la Salida o Alimentador Seleccionado.	167
5.3.	Consideraciones para la Ejecución de Proyectos que Aplican el Cambio de Nivel de Tensión de las Salidas Existentes a 22.9 kV.....	169
5.4.	Diagrama Unifilar con el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV del Nuevo Alimentador UR-02 de la SET Urubamba.	172
5.5.	Propuesta de Selección Óptima de Infraestructura Eléctrica a Aplicarse en el Alimentador UR-02 Frente al Incremento de Tensión.....	174
5.6.	Propuesta de Solución para la Problemática de Caídas de Tensión en el Alimentador UR-02	186
5.6.1.	Alcances de la Propuesta de Solución para la Problemática Existente	186
5.6.1.1.	Remodelación Líneas Primarias	187
5.6.1.2.	Remodelación Redes Primarias	187
5.6.1.3.	Remodelación Subestaciones de Distribución	188
5.6.1.4.	Tramos de Operación del Alimentador UR-02	188
5.6.1.5.	Proyección de la Máxima Demanda Coincidente de las 3 Zonas del Alimentador UR-02 para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV de la SET URUBAMBA.	190
5.6.2.	Criterios Técnicos para la Implementación de la Propuesta de Solución	192
5.6.2.1.	Definición del Diagrama Unifilar de la Propuesta	192
5.6.2.2.	Identificación de las Cargas y S.E. Transferidas a la Red de 22.9 kV	196
5.6.2.3.	Procedimiento Técnico para el Cambio de Nivel de Tensión de los Transformadores	197
5.6.2.4.	Descripción de la Propuesta Técnica del Expediente ELSE	201
5.6.2.5.	Diferencias Técnicas entre la Propuesta ELSE y la Propuesta de la Tesis	203
5.7.	Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory	207
5.7.1.	Escenarios de Operación.....	207
5.7.2.	Variaciones de Red.....	211

5.7.3.	Factores de Escalamiento de Carga por Escenario de Operación y Zona del Alimentador UR-02	215
5.7.4.	Parametrización de Barras, Conductores, Transformadores y Cargas	217
5.7.5.	Parametrización del Transformador Reductor de Tensión	217
5.7.6.	Parametrización de la Red Equivalente Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades 218	
5.8.	Análisis de la Operación en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 para una Demanda Proyectada y Cambio de Nivel de Tensión.....	222
5.8.1.	Análisis de la Operación Actual del Alimentador UR-02 año 2023 Aplicado el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV	222
5.8.1.1.	Evaluación del Flujo de potencia (KW, KVAR y KVA).....	222
5.8.1.2.	Evaluación de los Niveles de Tensión en Valores P.U.....	227
5.8.1.3.	Evaluación de los Niveles de Cargabilidad.....	227
5.8.2.	Análisis de la Operación del Alimentador UR-02 para los Años 2024 - 2044 Aplicado el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9kV	231
5.8.2.1.	Evaluación de los Niveles de Tensión en Valores P.U.....	231
5.8.2.2.	Evaluación de los Niveles de Cargabilidad.....	236
5.9.	Evaluación de Resultados con el Incremento de Tensión en el Alimentador UR-02 de la SET Urubamba.....	242
5.9.1.	Análisis e Interpretación de Resultados	242
5.10.	Evaluación de la Coordinación de Protección para la Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV en el Alimentador UR-02.....	247
5.10.1.	Descripción de los Sistemas de Protección de la Red Eléctrica en Estudio.....	247
5.10.2.	Criterios de Ajuste para la Coordinación de Protecciones	247
5.10.2.1.	Criterios Básicos de Protección	247
5.10.2.2.	Criterios para el Ajuste de la Protección de Sobrecorriente (50/51 – 50N/51N).....	248
5.10.2.3.	Criterios para Coordinación de Protección Entre Fusibles	249
5.10.3.	Ajustes de los Dispositivos de Protección.....	250

5.10.3.1.	Alimentador UR-02 10 KV SET Urubamba	250
5.10.3.2.	RED 22.9 KV del Alimentador UR-02	251
5.10.3.3.	Selección del Calibre del Fusible Limitador de Corriente	252
5.10.4.	Observaciones y Conclusiones de la Coordinación de Protección	255
5.11.	Conclusiones.....	256

VI. PROPUESTA METODOLOGICA DE EVALUACION ECONOMICA PARA PROYECTOS DE MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

258

6.1.	Introducción.....	258
6.2.	Metodología Propuesta para el Mejoramiento de Calidad de Producto en Sistemas de Distribución	259
6.3.	Fundamento Metodológico para la Propuesta de Evaluación Económica	264
6.3.1.	Justificación de la Evaluación Económica en Proyectos de Sistemas de Distribución	264
6.3.2.	Tipo de Análisis Económico Seleccionado	265
6.3.3.	Enfoque Metodológico de Análisis Incremental	265
6.3.4.	Horizonte de Evaluación.....	265
6.3.5.	Tipo de Evaluación y Tasas Utilizadas	266
6.3.6.	Criterios de Rentabilidad	266
6.3.7.	Sustento Normativo y Operativo.....	267
6.3.8.	Herramienta de la Propuesta de Evaluación Económica	267
6.4.	Estructura de la Propuesta de Evaluación Económica.....	268
6.4.1.	Variables Clave Consideradas en el Modelo de Evaluación Económica	268
6.4.1.1.	Consumo Per Cápita.....	268
6.4.1.2.	Tarifa de Compra y Venta.....	271
6.4.1.3.	Tasa de Crecimiento Poblacional.....	273
6.4.1.4.	Pérdidas.....	276
6.4.1.5.	Factor de Carga	277

6.4.1.6.	Tasa de Crecimiento del Consumo	280
6.4.1.7.	Compensación por Calidad de Producto y Suministro.....	282
6.4.1.8.	Valor Nuevo de Reemplazo VNR.....	284
6.4.1.9.	Análisis de la Demanda de Potencia y Energía.....	285
6.4.2.	Componentes Metodológicos del Modelo Económico en Excel	288
6.4.3.	Relación entre las Variables y los Componentes Metodológicos.....	288
6.5.	Modelo de la Propuesta Económica en Excel	290
6.5.1.	Estructura y Organización del Modelo.....	290
6.5.1.1.	Pestañas del Bloque de Entrada	290
6.5.1.2.	Pestañas del Bloque de Procesamiento	293
6.5.1.3.	Pestañas del Bloque de Resultados	294
6.5.2.	Lógica Operativa del Modelo.....	294
6.5.2.1.	Ingreso de datos técnicos, económicos y sociales.....	294
6.5.2.2.	Procesamiento Automático de Variables	296
6.5.2.3.	Comparación de Escenarios en el Modelo Económico	305
6.5.2.4.	Generación de Resultados Finales del Modelo Económico Propuesto	305
6.6.	Aplicación de la Propuesta de Evaluación Económica al Caso del Alimentador UR-02	306
6.6.1.	Presupuesto Referencial	306
6.6.1.1.	Resumen de los Costos.....	309
6.6.2.	Evaluación Económica del Proyecto de Cambio de Nivel de Tensión	310
6.6.2.1.	Evaluación Privada.....	311
6.6.2.2.	Costos Incrementales.....	311
6.6.2.3.	Beneficios Incrementales.....	314
6.6.2.4.	Indicadores Económicos del Proyecto	317
6.6.2.5.	Flujo de Caja	318
6.7.	Alcances del Impacto Económico	319

6.8.	Conclusiones.....	321
CONCLUSIONES		323
RECOMENDACIONES.....		325
BIBLIOGRAFÍA		326
ANEXOS		329

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Mapa Provincial del Cusco.....	1
Figura 1. 2 Reporte de Niveles de Tensión del Alimentador UR-02 de la S.E. URUBAMBA.....	7
Figura 2. 1 Cuadro de Niveles de tensión.....	42
Figura 2. 2 Cuadro de valores del factor de proporcionalidad en función al indicador ΔV_p (%)	44
Figura 2. 3 Variaciones de tensión en el sistema de distribución	45
Figura 3. 1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1	59
Figura 3. 2 Mapa de Ubicación Alimentador Ur-02, Tramo Urubamba - Ollantaytambo.....	61
Figura 3. 3 Diagrama Unifilar antes de aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión.....	63
Figura 3. 4 Barra de 10 kV y las Salidas UR-02, UR-01 y UR-05 de la S.E. Urubamba.....	64
Figura 3. 5 Transformador de Potencia de 3 Devanados YN0yn0d5 de la S.E. Urubamba	65
Figura 3. 6 Calculo Cortocircuito Trifásico mediante el Método IEC 60909 en la Barra de 10 kV de la S.E.	74
Figura 3. 7 Calculo de Cortocircuito Monofásico-Tierra mediante el método IEC60909 en la barra de 10 kV de la S.E. Urubamba.....	75
Figura 3. 8 Modelamiento de la Red Externa Equivalente - Pestaña de Flujo de carga.....	77
Figura 3. 9 Modelamiento de la Red Externa Equivalente - Pestaña Simulación RMS para datos de cortocircuito trifásico y monofásico.....	78
Figura 3. 10 Modelamiento de la Barra en 10 kV de la SET Urubamba - pestaña datos básicos	79
Figura 3. 11 Modelamiento del Nodo en Baja Tensión de la SED 0080843 en 0.38 kV Trifásico	79
Figura 3. 12 Modelamiento de Líneas en Media Tensión - Pestaña Datos Básicos para la longitud de línea.....	80
Figura 3. 13 Modelamiento de Líneas en Media Tensión - Creación del Tipo de Línea - Pestaña Datos Básicos.....	81
Figura 3. 14 Modelamiento de Líneas en Media Tensión - Creación del Tipo de Línea - Pestaña Flujo de carga.....	81

Figura 3. 15 Modelamiento de Transformadores de Distribución en Media Tensión - Pestaña Datos básicos.....	82
Figura 3. 16 Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Datos Básicos	83
Figura 3. 17 Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Flujo de Carga (General).....	83
Figura 3. 18 Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Flujo de Carga (Cambiador de Tap)	84
Figura 3. 19 Tecnología de las fases de conexión para cargas eléctricas de distribución	84
Figura 3. 20 Modelamiento de la carga eléctrica - SED 0080629 T 400 KVA 10/0.22 KV - Pestaña Datos básicos	85
Figura 3. 21 Modelamiento de la carga eléctrica - SED 0080629 T 400 KVA 10/0.22 KV - Pestaña Datos básicos	86
Figura 3. 22 Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Mínima Demanda.....	93
Figura 3. 23 Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Mínima Demanda	93
Figura 3. 24 Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Media Demanda	95
Figura 3. 25 Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Media Demanda	95
Figura 3. 26 Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Máxima Demanda	97
Figura 3. 27 Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Máxima Demanda	97
 Figura 4. 1 Perfiles de carga del Alimentador UR-02 correspondiente al mes de enero 2023 ...	112
Figura 4. 2 Diagrama de la Potencia Activa Promedio del Alimentador UR-02 Año 2023	115
Figura 4. 3 Diagrama de la Potencia Reactiva Promedio del Alimentador UR-02 Año 2023	116
Figura 4. 4 Diagrama del comportamiento de la máxima demanda del Alimentador UR-02 Año 2023.....	122

Figura 4. 5 Diagrama del comportamiento de la mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2023.....	125
Figura 4. 6 Modelo de Regresión Lineal – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda	128
Figura 4. 7 Modelo de Regresión Logarítmica – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda	129
Figura 4. 8 Modelo de Regresión Exponencial – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda	129
Figura 4. 9 Modelo de Regresión Polinómica de 3er Grado – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda	130
Figura 4. 10 Proyección de la Demanda Modelo Regresión Lineal, Logarítmica, Exponencial y Polinómica – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda	131
Figura 4. 11 Modelo Regresión Lineal – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda.....	134
Figura 4. 12 Modelo Regresión Logarítmica – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda.....	135
Figura 4. 13 Modelo Regresión Exponencial – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda.....	135
Figura 4. 14 Modelo Regresión Polinómica de 3er Grado – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda.....	136
Figura 4. 15 Proyección de la Demanda Modelo Regresión Lineal, Logarítmica, Exponencial y Polinómica – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda	136
Figura 4. 16 Diagrama del comportamiento de la máxima y mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2024 - 2044 (Valores Frecuentes).....	143
Figura 4. 17 Diagrama del comportamiento de la máxima y mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2024 - 2044 (Mediciones más Altas y Bajas).....	144
 Figura 5. 1 Distribución de las Redes en Media Tensión del Alimentador UR-02.....	 168
Figura 5. 2 Diagrama Unifilar después de aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión	173
Figura 5. 3 Diagrama Unifilar de la Propuesta Planteada.....	195

Figura 5. 4 Conmutador de cambio de tensión primaria y Conmutador de cambio de regulación	199
Figura 5. 5 Compartimiento de media tensión (llegada) del transformador Tipo Pedestal	199
Figura 5. 6 Compartimiento de media tensión (llegada)	200
Figura 5. 7 Propuesta Técnica Electro Sur Este S.A.A.....	202
Figura 5. 8 Escenarios de Operación Considerados en la Simulación para Condiciones Operativas Actuales del Alimentador UR-02 10 kV	208
Figura 5. 9 Escenarios de Operación Considerados en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV	209
Figura 5. 10 Pestaña Administrador de Datos - Creación Escenarios de Operación	210
Figura 5. 11 Creación de los Escenarios de Operación Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV	211
Figura 5. 12 Variación de Red “Variación de 10 kV a 22.9 kV” Considerado en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV	213
Figura 5. 13 Pestaña Administrador de Datos - Creación de Variaciones	214
Figura 5. 14 Creación de la Etapa de Expansión - Variación de 10 kV a 22.9 kV	214
Figura 5. 15 Modelamiento del Transformador Reductor de Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Datos Básicos	218
Figura 5. 16 Parte del Sistema Eléctrico del AMT UR-02, correspondiente al Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades a ser Reemplazado por una Carga Equivalente	220
Figura 5. 17 Cálculo de Cortocircuito Trifásico Método IEC 60909 en el Nodo NMT 5933 ...	220
Figura 5. 18 Flujo de Potencia para la obtención de datos de potencia activa y reactiva y tensión en p.u. para la nueva carga equivalente del tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades”	221
Figura 5. 19 Modelamiento de la Carga Equivalente del Tramo "Ollantaytambo Ciudad y Comunidades" - Pestaña Flujo de Carga.....	221
 Figura 6. 1 Diagrama de Flujo de la Metodología.....	 260
Figura 6. 2 Análisis General de la Demanda del Alimentador UR-02 Bajo dos Escenarios: Considerando el Proyecto y Sin considerar el Proyecto en el Horizonte de 20 años	287

Figura 6. 3 Evolución de los Costos Incrementales en un Horizonte de 20 Años	313
Figura 6. 4 Evolución de los Beneficios Incrementales en un Horizonte de 20 Años	316

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Condiciones Meteorológicas por mes de la provincia de Urubamba.....	2
Tabla 1. 2 Reporte de cargabilidad del Alimentador UR-02 y Niveles de Tensión en la Barra de 10 kV de la S.E. URUBAMBA	5
Tabla 1. 3 Registros de interrupciones en el alimentador UR02 recopilados por el centro de control de ELSE - año 2017	8
Tabla 1. 4 Matriz de operacionalización de las variables.....	18
Tabla 1. 5 Matriz de Consistencia	26
Tabla 3. 1 Datos y Especificaciones Técnicas de Operación del Alimentador en Media Tensión UR-02.....	66
Tabla 3. 2 Características Principales de los Soportes en Media Tensión del Sistema de Distribución del Alimentador UR-02.....	67
Tabla 3. 3 Características Principales de los Conductores en Media Tensión del Sistema de Distribución del Alimentador UR-02.....	68
Tabla 3. 4 Características Principales de las Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR--02	69
Tabla 3. 5 Reporte de Variaciones de Tensión en Valores Nominales [V] y en Valores P.U. de las Subestaciones de Distribución del Alimentador UR-02	72
Tabla 3. 6 Datos del cálculo de cortocircuito trifásico en la barra de 10 Kv.....	76
Tabla 3. 7 Datos del cálculo de cortocircuito monofásico-tierra en la barra de 10 kV.	76
Tabla 3. 8 Datos del cálculo de flujo de potencia desbalanceado en la barra de 10 kV.	76
Tabla 3. 9 Factores de escalamiento de carga por escenario de operación y zona del alimentador UR-02.....	88
Tabla 3. 10 Demanda de potencia para el año 2023 por escenario de operación y zona del alimentador UR-02.....	89

Tabla 3. 11 Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de mínima demanda	90
Tabla 3. 12 Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de media demanda	90
Tabla 3. 13 Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de máxima demanda.....	91
Tabla 3. 14 Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Mínima Demanda.	92
Tabla 3. 15 Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Media Demanda.	94
Tabla 3. 16 Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Máxima Demanda.	96
Tabla 3. 17 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Cantidad de Barras, Líneas, Transformadores y Cargas del Alimentador UR-02.....	100
Tabla 3. 18 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Factor de potencia considerado en las cargas del Alimentador UR-02	101
Tabla 3. 19 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Mínima Demanda	101
Tabla 3. 20 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Media Demanda	103
Tabla 3. 21 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Máxima Demanda	104
Tabla 3. 22 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para los Escenarios de Mínima, Media y Máxima Demanda	106
 Tabla 4. 1 Perfiles de carga del Alimentador UR-02 correspondiente al mes de enero 2023	113
Tabla 4. 2 Mediciones de Máxima Demanda y Mínima Demanda del Alimentador UR-02 (Barra 10 kV) – por día correspondiente al Año 2023	117
Tabla 4. 3 Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Máxima demanda 2023	120

Tabla 4. 4	Tabla de frecuencias para datos agrupados - Máxima demanda 2023	120
Tabla 4. 5	Valor frecuente de máxima demanda del alimentador UR-02 2023	121
Tabla 4. 6	Medida más alta de máxima demanda del alimentador UR-02 - 2023	121
Tabla 4. 7	Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Mínima demanda 2023	124
Tabla 4. 8	Tabla de frecuencias para datos agrupados - Mínima demanda 2023	124
Tabla 4. 9	Valor frecuente de mínima demanda del alimentador UR-02 2023	124
Tabla 4. 10	Medida más baja de mínima demanda del alimentador UR-02 - 2023	125
Tabla 4. 11	Proyección de Demanda Eléctrica Periodo 2024 - 2044 del Alimentador UR-02 ..	142
Tabla 4. 12	Proyección de la Demanda Máxima 2024 - 2044 Mediante Desagregado por SED.	146
Tabla 4. 13	Resultados de Proyección de la Demanda 2024 - 2044 por Zona y/o Tramos.....	154
Tabla 4. 14	Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima Demanda	156
Tabla 4. 15	Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Media Demanda	157
Tabla 4. 16	Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda	158
Tabla 4. 17	Resumen de SED's Próximas a Sobrecargarse en un Escenario de Máxima Demanda del Alimentador UR-02.....	158
Tabla 4. 18	Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima Demanda.....	159
Tabla 4. 19	Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Media Demanda	160
Tabla 4. 20	Resumen de LP y RP Próximas a Sobrecargarse en un Escenario de Media Demanda del Alimentador UR-02.....	160
Tabla 4. 21	Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda.....	161
Tabla 4. 22	Resumen de LP y RP Próximas a Sobrecargarse y Sobrecargadas en un Escenario de Máxima Demanda del Alimentador UR-02	162

Tabla 5. 1 Máxima demanda de los alimentadores conectados en las barras de 10kv y 22.9kv de la Subestación Urubamba - 2023	166
Tabla 5. 2 Resumen de las Características de las Subestaciones de distribución del alimentador UR-02.....	167
Tabla 5. 3 Características Eléctricas del Nuevo Sistema a 22.9 kV del Alimentador UR-02	174
Tabla 5. 4 Características Técnicas Eléctricas de las Líneas Primarias para un Nivel de Tensión de 22.9 kV	175
Tabla 5. 5 Características Técnicas Eléctricas de las Redes Primarias para un Nivel de Tensión de 22.9 kV	176
Tabla 5. 6 Características Técnicas Eléctricas de las Subestaciones de Distribución para un Nivel de Tensión de 22.9 kV	177
Tabla 5. 7 Datos Técnicos para Conductor de Aleación de Aluminio AAAC	179
Tabla 5. 8 Datos Técnicos para Conductores Auto soportados de Aluminio Tipo NA2XS2Y-S180	
Tabla 5. 9 Datos Técnicos para Transformadores de Distribución Monofásico para Conectarse entre Fases.....	181
Tabla 5. 10 Datos Técnicos para Transformadores de Distribución Trifásico de 25, 50, 75 y 100 KVA	182
Tabla 5. 11 Datos Técnicos para Transformador Reductor de 2 MVA de 22.9/10 KV	184
Tabla 5. 12 Proyección de la Máxima Demanda de las 3 Zonas de Operación del Alimentador UR-02 para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV	191
Tabla 5. 13 Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR-02 que Pasarán a la Nueva Línea en 22.9 kV	196
Tabla 5. 14 Transformadores Públicos y Privados a Intervenirse	198
Tabla 5. 15 Acciones Técnicas a Realizarse en los Transformadores de Distribución Intervenidos	201
Tabla 5. 16 Diferencias Técnicas de las Propuesta ELSE y Propuesta de la Tesis	206
Tabla 5. 17 Variaciones de Red Aplicados a la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV	211

Tabla 5. 18 Factor de Escalamiento de Cargas utilizados en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV	216
Tabla 5. 19 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 - Comparativa con Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV.....	223
Tabla 5. 20 Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Máxima Demanda Distribuida por Zona o Tramo de Operación	226
Tabla 5. 21 Reporte de Cargabilidad de SED's Próximas a Sobrecargarse del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda – Comparativa Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV	228
Tabla 5. 22 Reporte de Cargabilidad de LP y RP Sobrecargadas y Proximas a Sobrecargarse del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda – Comparativa Escenario a 10 kV y 22.9 kV.....	230
Tabla 5. 23 Reporte de Niveles de Tensión en [P.U.] de las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.....	233
Tabla 5. 24 Extracto del Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.....	237
Tabla 5. 25 Extracto del Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.....	239
Tabla 5. 26 Hipótesis y Comprobación de Resultados de la Propuesta de Incremento de Nivel de Tensión.....	242
Tabla 5. 27 Características del Relé Principal del Alimentador UR-02 10 kV	250
 Tabla 6. 1 Consumo Per Capita kW.h/Cliente del Sistema Electrico Valle Sagrado	268
Tabla 6. 2 Valores Promedios por Año del Consumo Per cápita [kW.h/Cliente] del Sistema eléctrico Valle Sagrado.....	271

Tabla 6. 3	Tarifas de Compra en Barra Cachimayo a 138 kV	272
Tabla 6. 4	Tarifa de Venta del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1	272
Tabla 6. 5	Tasa de Crecimiento y Habitantes por Vivienda	273
Tabla 6. 6	Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Departamental	274
Tabla 6. 7	Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Provincial	274
Tabla 6. 8	Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Distrital.....	275
Tabla 6. 9	Discriminación de Perdidas 2019 (MWh / %)	276
Tabla 6. 10	Perfil de Carga del Alimentador UR-02 Correspondiente a un día del Año 2023 ..	278
Tabla 6. 11	Calculo Factor de Carga	280
Tabla 6. 12	Tasa de Crecimiento del Consumo – Valle Sagrado.....	281
Tabla 6. 13	Compensaciones de Calidad de Producto y Suministro del Alimentador UR-02 periodo 2013-2023	283
Tabla 6. 14	Promedio Anual de las Compensaciones de Calidad de Producto y Suministro del Alimentador UR-02	283
Tabla 6. 15	Valor Nuevo de Reemplazo del Alimentador UR-02 periodo 2023	284
Tabla 6. 16	Porcentaje de Intervención que Representa la Propuesta de Mejora de Cambio de Nivel de Tensión sobre el VNR de la Infraestructura Eléctrica del Alimentador UR-02	285
Tabla 6. 17	Presupuesto General.....	309
Tabla 6. 18	Indicadores VAN y TIR para una Tasa de Descuento a Precio Privado de 12 %....	318
Tabla 6. 19	Indicadores VAN y TIR para una Tasa de Descuento WACC de 7.59 %.....	318
Tabla 6. 20	Valor Actual de Beneficios Netos Totales a Precios Privados.....	319

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1	Ecuación Diferencia de potencial.....	40
Ecuación 2	Ecuación del indicador de calidad de la tensión	43
Ecuación 3	Ecuación del indicador de calidad de la tensión	43
Ecuación 4	Ecuación de la desviación promedio de tensión	47
Ecuación 5	Ecuación de la desviación promedio de tensión	49
Ecuación 6	Ecuación del Factor de uso	52
Ecuación 7	Regla de Sturges.....	119
Ecuación 8	Amplitud para Datos Agrupados	120
Ecuación 9	Modelo Regresión Lineal.....	280

CAPITULO I

I. ASPECTOS GENERALES

1.1. Generalidades

El presente plan de tesis plantea la mejora del servicio de distribución de energía eléctrica correspondiente al Alimentador UR-02, enfocándose en la calidad del producto de acuerdo con las regulaciones vigentes, con el objetivo de impulsar el crecimiento socioeconómico en la región de influencia; se sabe que la calidad de producto de la energía eléctrica precisa de conocimientos en distintas disciplinas.

Para lograr este propósito, es fundamental adquirir un conocimiento profundo sobre el control de calidad y sus componentes, con el fin de analizar el comportamiento del sistema de distribución ante: variaciones en los parámetros de calidad del producto como el nivel de voltaje, interrupciones del servicio y nivel de cargabilidad perteneciente al Alimentador en media tensión UR-02.

La red de distribución correspondiente al AMT UR-02, actualmente presenta deficiencias críticas en este aspecto. Estas deficiencias tienen un efecto sustancial en el agrado del usuario final y se manifiestan a través de interrupciones en el suministro eléctrico en la empresa Electro Sur Este S.A.A.

1.2. Ámbito geográfico

La presente investigación está destinada a desarrollarse en los distritos de Urubamba y Ollantaytambo en la Provincia de Urubamba, Departamento de Cusco.

Figura 1. 1

Mapa Provincial del Cusco



Fuente: Elaboración Propia

La zona de estudio se enfoca en el área de concesión de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. conformada por la línea primaria troncal y las derivaciones en media tensión de la zona de influencia del alimentador UR-02, la cual es alimentada por la barra de 10 kV de la Subestación Eléctrica de Potencia de Urubamba 60/22.9/10 kV.

La distribución de las redes eléctricas se muestra en la **Figura 5.1**.

1.2.1. Condiciones meteorológicas

El área abarcada por el proyecto goza de un clima predominantemente templado durante los meses del año, con una temperatura habitual de alrededor de 13°C. Además, se caracteriza por recibir una considerable cantidad de lluvias, especialmente entre noviembre y marzo.

A continuación, se detallan las condiciones climáticas de acuerdo con los informes proporcionados por el SENAMHI.

Tabla 1. 1

Condiciones Meteorológicas por mes de la provincia de Urubamba

DESCRIPCIÓN	SEMESTRE	SEMESTRE
	MAYO - OCTUBRE	NOVIEMBRE - ABRIL
Clima	Frio	Templado-Frío
Temp. min °C	-5 °C	5 °C
Temp. max °C	16 °C	18 °C
Temp. med °C	13 °C	15 °C
Humedad Relativa	30%	35%
Veloc. Viento Km/h	90	90

Fuente: Expediente del Proyecto de Inversión Remodelación Alimentador UR-02 – Gerencia de Proyectos Electro Sur Este 2022

1.2.2. Vías de comunicación

El área del proyecto está ubicada en el Valle Sagrado de los Incas y es accesible por vía terrestre mediante:

- Carretera Lima – Cusco – Chinchero – Urubamba
- Carretera Lima – Cusco – Pisac – Anta – Urubamba

1.2.3. Actividad económica y social

En la zona del proyecto se destacan diversas actividades económicas, las cuales se detallan a continuación:

- Agricultura, Ganadería: La agricultura es una de las actividades de mayor prevalencia en la zona, se tiene la presencia zonas agrícolas y la crianza de animales de corral.
- Comercio: El comercio forma parte de las actividades de esta zona, se tiene la presencia de pequeños negocios de expendio de productos (tiendas de abarrotes, talleres), y otros.
- Turismo: El turismo es otra actividad de mayor prevalencia ya que desempeña un papel crucial en esta región proporcionando a los visitantes una experiencia enriquecedora que combina historia, cultura y belleza natural en un solo destino. Puesto que es atractiva por su rica herencia histórica y su espectacular belleza natural. Este valle, es un auténtico tesoro de la cultura inca, cuenta con ruinas históricas, encantadores pueblos y un impresionante paisaje que cautiva a viajeros de todo el mundo.

1.3. El Problema

Se entiende que el objetivo primordial de las empresas involucradas en distribuir y comercializar la energía eléctrica es proporcionar un servicio eléctrico de calidad.

Es pues que a nivel nacional (Perú) la supervisión de la calidad de los servicios eléctricos en las áreas de distribución y comercialización recae en OSINERGMIN, específicamente en la División de Supervisión Regional de la Gerencia de Supervisión de Energía. Esta entidad opera dentro del marco regulatorio conformado por dos normativas clave: “la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE) y la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales” (NTCSER).

- La NTCSE establece los estándares mínimos de calidad y los deberes tanto de las empresas concesionarias y de los usuarios consumidores que operan bajo la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

- La NTCSE establece pautas mínimas de calidad para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) que se desarrollan y gestionan conforme a la “Ley General de Electrificación Rural” y su Reglamento correspondiente.

“El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos: Calidad de producto, calidad de suministro, calidad de servicio comercial y calidad de alumbrado público.” (NTCSE, D.S 020-97-EM, 1997, p. 5)

Bajo la normativa ya mencionada **la presente se centra en la calidad del producto, con especial atención a la calidad de tensión**, es importante destacar que los usuarios y clientes finales tienen el derecho de exigir a las empresas concesionarias que mantengan la tensión eléctrica al margen de las limitantes fijadas por la NTCSE y NTCSE. Si se producen sobretensiones o subtensiones en las redes eléctricas, OSINERGMIN, como entidad reguladora, supervisa esta situación y establece compensaciones para aquellos clientes regulados que son afectados por la baja calidad de la tensión eléctrica. Este enfoque se implementa con la intención de generar presión en las empresas de distribución eléctrica a garantizar una calidad adecuada del producto.

En el contexto, se ha identificado que el alimentador UR-02, operado por Electro Sur Este S.A.A., actualmente presenta deficiencias en cuanto a la calidad de tensión, afectando de gran manera al cliente final por la presencia de caídas de tensión.

Por tanto, el interés principal de esta tesis es mejorar la calidad del producto en términos de tensión eléctrica, con la finalidad de reducir las posibles compensaciones debidas a variaciones de tensión en el alimentador UR-02.

1.3.1. Planteamiento del Problema

El Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 comprende la zona atendida por la SET Urubamba cuyo transformador de potencia de 19/19/9 MVA a 60/22.9/10 kV garantiza la oferta de transformación para los distritos de Urubamba y Ollantaytambo mediante redes eléctricas (Alimentador UR-02) en el nivel de tensión de 10 kV, la misma que cuenta con la línea primaria Urubamba - Ollantaytambo, ubicada a lo largo de la carretera asfaltada que une ambos distritos mencionados y esta a su vez es la troncal del alimentador de media tensión UR-02 desde el cual se derivan redes primarias para conectar a 207 subestaciones de distribución.

Electro Sur Este S.A.A. mediante la gerencia de operaciones advierte sobre el aumento actual en el nivel de cargabilidad a lo largo del Alimentador UR-02 que va en función al incremento de la demanda del sistema eléctrico valle sagrado 1 específicamente en los distritos de Urubamba

y Ollantaytambo, que según reporte del estudio de flujo de potencia mostrado en la **Tabla 1.2.**, en temporada de avenida para el año 2018, el máximo nivel de cargabilidad registrado para el alimentador UR-02 fue de 97.90% , para la temporada de estiaje del 2018 el máximo nivel de cargabilidad registrado fue de 100.77% y mientras para la temporada de avenida del 2020, el máximo nivel de cargabilidad fue de 100.46%.

Según las proyecciones basadas en el aumento anticipado de la demanda de energía eléctrica en los distritos mencionados para los años venideros, se espera que la capacidad nominal del alimentador UR-02 sea sobrepasada, lo mismo que conduciría un déficit de potencia y la consiguiente restricción en el suministro de energía eléctrica para el cliente final.

Tabla 1. 2

Reporte de cargabilidad del Alimentador UR-02 y Niveles de Tensión en la Barra de 10 kV de la S.E. URUBAMBA

ESCENARIO OPERACION		AÑO	Barra MT 10 kV			Nivel de Cargabilidad AMT UR-02 (%)
			Potencia (MVA)	Tensión Nominal (kV)	Tensión (P.U.)	
1. Avenida	AvMax	2018	3.79	10.3	0.98	97.90%
	AvMed	2018	2.25	10.5	1.00	54.33%
	AvMin	2018	1.61	10.4	0.99	41.05%
2. Estiaje	EsMax	2018	3.83	10.1	0.96	100.77%
	EsMed	2018	2.25	10.5	1.00	54.33%
	EsMin	2018	1.61	10.3	0.98	41.24%
3. Avenida	AvMax	2020	3.82	10.1	0.97	100.46%

Fuente: Reporte de simulación mediante Digsilent Power Factory ELSE – 2018

Cabe señalar que la S.E. URUBAMBA mediante la barra existente de 10 kV alimenta a las salidas de UR-01, UR-02 y UR-05. Donde el alimentador UR-02 aproximadamente tiene 35 km de línea primaria en media tensión, se entiende que por ser una línea extensa y transmitir energía a un nivel de tensión bajo, significa que se incrementa la corriente a lo largo de la línea del alimentador UR-02 y por ende la cantidad de pérdidas son grandes; por otro lado a mayor longitud de la línea las caídas de tensión son excesivas en relación también al incremento de la demanda eléctrica, pues este tramo de línea primaria tiene un nivel de tensión de 10 kV, con conductores de

aluminio desnudo que varía su calibre entre 16, 25, 35 y 70 mm², lo que conlleva a una infraestructura eléctrica que no satisface los estándares de calidad de producto – tensión.

Electro Sur Este S.A.A. realizó mediciones en el alimentador UR-02 para los años 2018 y 2020, viéndose el reporte de la problemática de caídas de tensión en las subestaciones de distribución en la **Figura 1.2.** y según el reporte del estudio de flujo de potencia para la barra en 10 kV mostrado en la **Tabla 1.2.** se tiene que para la temporada de avenida para el año 2018, la máxima caída de tensión fue del 2% equivalente a 0.98 en P.U; para la temporada de estiaje del 2018 la máxima caída de tensión fue del 4% equivalente a 0.96 P.U. y mientras en temporada de avenida para el 2020, la máxima caída de tensión registrada fue del 3% equivalente a 0.97 en P.U. Estas variaciones de nivel de tensión cumplen con lo establecido por la NTCSE, que permite variaciones de tensión de hasta el 5% por encima o debajo del valor nominal. No obstante, este resultado no implica que a lo largo de los alimentadores UR-01, UR-02 y UR-05 no se presenten caídas adicionales de tensión.

Por lo expuesto, en la siguiente figura se muestran los niveles de tensión en el alimentador UR-02, en el lado de baja tensión de las subestaciones de distribución, los cuales superan el límite del 5% de variación establecido por la NTCSE, de incrementarse la demanda del AMT UR-02 a medida que la población crece, se producirá un aumento en la carga que ocasionaría caídas de tensión. Se estima que dicha problemática prevalecerá de no realizarse la propuesta de mejora.

Figura 1. 2

Reporte de Niveles de Tensión del Alimentador UR-02 de la S.E. URUBAMBA

Codigo SED	Fecha Inicio de la Medición	Fecha Fin de la Medición	Alimentador	Tap	S Nominal (KVA)	Reporte de Tensiones (V)									Estado
						VR max	VR min	VR prom	VS max	VS min	VS prom	VT max	VT Min	VT prom	
0080507	2018-05-23 15:40:00.000	2018-05-28 13:30:00.000	UR02	2	25.00	216.87	207.36	213.26	218.21	207.44	214.63	217.57	208.02	214.00	Medido
0080172	2018-05-23 15:40:00.000	2018-05-28 13:50:00.000	UR02	3	100.00	227.56	214.78	222.58	229.19	218.30	225.23	229.36	220.06	225.68	Medido
0080173	2018-05-23 20:50:00.000	2018-05-28 13:50:00.000	UR02	4	25.00	224.15	212.15	219.58	222.58	211.71	218.68	220.97	203.84	215.56	Cerrado
0080195	2018-05-23 15:10:00.000	2018-05-28 14:30:00.000	UR02	4	100.00	227.93	201.13	217.90	225.02	198.86	215.14	224.20	192.82	214.01	Cerrado
0080198	2018-05-23 14:30:00.000	2018-05-29 11:00:00.000	UR02	5	50.00	229.08	192.55	217.59	233.44	202.72	221.65	228.50	196.70	217.32	Cerrado
0080199	2018-05-23 14:20:00.000	2018-05-29 11:30:00.000	UR02	5	50.00	233.45	201.99	222.29	230.03	196.37	219.86	227.62	195.82	217.02	Cerrado
0080200	2018-05-23 14:30:00.000	2018-05-29 11:40:00.000	UR02	5	50.00	232.15	201.88	222.82	235.38	209.56	226.24	231.47	205.69	222.93	Medido
0080229	2018-05-23 10:10:00.000	2018-05-28 11:20:00.000	UR02	3	100.00	230.75	224.42	228.01	228.19	221.10	225.57	229.02	221.91	226.10	Cerrado
0080230	2018-05-23 10:30:00.000	2018-05-28 11:20:00.000	UR02	1	100.00	227.15	215.45	222.69	226.80	213.20	221.87	229.15	218.60	225.29	Medido
0080231	2018-05-23 12:20:00.000	2018-05-28 11:40:00.000	UR02	3	25.00	230.49	224.64	228.11	230.62	224.75	228.18	228.20	222.36	225.92	Cerrado
0080233	2018-05-23 13:20:00.000	2018-05-29 12:20:00.000	UR02	5	100.00	238.59	230.53	235.13	239.31	230.10	235.49	240.36	232.26	236.85	Cerrado
0080235	2018-05-23 11:40:00.000	2018-05-28 12:10:00.000	UR02	5	100.00	240.89	232.63	237.44	239.80	231.17	236.68	238.22	227.51	234.61	Medido
0080236	2018-05-23 12:00:00.000	2018-05-28 11:40:00.000	UR02	5	100.00	226.69	215.08	222.59	226.61	218.09	223.45	228.63	218.36	225.08	Medido
0080237	2018-05-23 12:20:00.000	2018-05-28 11:50:00.000	UR02	5	100.00	229.27	220.35	226.08	227.76	220.00	224.86	227.44	216.72	224.00	Medido
0080508	2018-05-23 16:10:00.000	2018-05-28 13:40:00.000	UR02	3	25.00	218.23	210.17	214.99	218.71	208.01	214.78	216.92	205.14	212.27	Medido
0080588	2018-05-23 11:10:00.000	2018-05-28 12:00:00.000	UR02	1	50.00	218.06	207.01	213.72	216.84	206.88	213.20	215.58	204.73	211.45	Medido
0080241	2018-05-23 10:00:00.000	2018-05-28 11:20:00.000	UR02	4	160.00	233.00	225.16	229.77	235.18	227.02	232.13	235.54	226.68	231.53	Cerrado
0080243	2018-05-23 09:20:00.000	2018-05-28 11:40:00.000	UR02	4	125.00	234.00	228.18	231.63	233.58	225.91	230.65	235.22	228.58	232.58	Cerrado
0080239	2018-05-23 10:40:00.000	2018-05-28 11:50:00.000	UR02	1	100.00	240.55	226.73	235.58	237.66	226.50	233.35	237.89	224.82	233.44	Medido
0080242	2018-06-10 19:19:15.653	2018-06-10 19:19:15.653	UR02	4	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Anulado
0080722	2018-07-05 15:10:00.000	2018-07-10 12:00:00.000	UR02	3	50.00	223.55	213.70	219.90	224.50	216.10	221.15	221.95	211.70	217.82	Medido
0080197	2018-06-04 15:30:00.000	2018-06-11 10:50:00.000	UR02	5	100.00	235.51	208.33	226.59	232.55	200.57	222.26	229.70	203.84	221.68	Medido
0080242	2018-07-24 00:00:00.000	2018-07-31 00:00:00.000	UR02	4	40.00	238.90	0.00	233.45	238.95	0.00	233.41	241.70	0.00	236.73	Medido
0080986	2018-11-07 12:20:00.000	2018-11-14 10:30:00.000	UR02	5	50.00	232.08	195.76	222.11	233.74	201.36	224.72	237.70	205.55	227.96	Medido
0080194	2018-11-07 13:00:00.000	2018-11-14 11:00:00.000	UR02	5	50.00	234.92	207.57	225.26	237.92	213.86	229.69	231.55	201.09	222.11	Medido
0080208	2018-12-04 10:00:00.000	2018-12-08 10:00:00.000	UR02	4	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Anulado
0080925	2018-12-04 10:30:00.000	2018-12-08 10:10:00.000	UR02	4	50.00	227.44	197.06	217.52	231.47	208.44	223.68	227.77	204.56	220.12	Medido
0080208	2018-12-04 10:00:00.000	2018-12-08 10:00:00.000	UR02	4	50.00	227.06	195.58	216.72	231.22	207.00	222.94	226.46	200.35	218.18	Medido
0080467	2018-12-04 11:20:00.000	2018-12-08 10:50:00.000	UR02	3	50.00	228.67	217.16	224.42	230.88	221.00	226.18	230.84	219.30	225.95	Medido
0080577	2018-12-04 09:50:00.000	2018-12-08 09:50:00.000	UR02	5	15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Registrado
0080171	2018-12-04 11:30:00.000	2018-12-08 11:10:00.000	UR02	3	100.00	229.67	219.35	225.42	229.47	219.76	225.67	226.91	216.14	222.84	Medido
0080194	2020-01-03 14:20:00.000	2020-01-08 13:20:00.000	UR02	5	50.00	232.75	208.25	225.16	236.95	215.65	229.85	231.90	201.05	222.29	Medido
0080195	2020-01-03 14:10:00.000	2020-01-08 13:00:00.000	UR02	4	100.00	229.10	202.75	218.84	224.95	197.50	215.23	224.20	190.70	213.32	Medido
0080198	2020-01-03 17:30:00.000	2020-01-08 11:50:00.000	UR02	5	100.00	230.31	197.54	220.02	235.28	209.27	226.07	230.73	205.06	222.53	Medido
0080199	2020-01-03 17:00:00.000	2020-01-08 11:20:00.000	UR02	5	50.00	226.87	188.42	214.49	234.32	204.86	224.06	230.12	204.08	221.29	Medido
0080200	2020-01-03 17:20:00.000	2020-01-08 11:30:00.000	UR02	5	50.00	235.47	210.12	226.73	230.03	196.13	219.66	231.39	206.39	224.07	Medido
0080201	2020-01-03 13:50:00.000	2020-01-08 11:40:00.000	UR02	NULL	25.00	223.25	197.00	214.78	223.35	196.85	214.80	0.00	0.00	0.00	Medido
0080208	2020-01-03 12:50:00.000	2020-01-08 12:00:00.000	UR02	4	50.00	224.95	193.30	215.04	230.05	206.65	221.79	225.75	200.40	218.03	Medido
0080229	2020-01-03 14:50:00.000	2020-01-08 09:00:00.000	UR02	3	100.00	231.15	223.85	227.44	229.25	219.00	224.77	229.55	223.35	226.58	Medido
0080230	2020-01-03 15:20:00.000	2020-01-08 09:10:00.000	UR02	4	100.00	228.55	217.35	223.73	227.70	214.50	222.48	230.25	219.40	225.60	Medido
0080233	2020-01-03 16:10:00.000	2020-01-08 09:50:00.000	UR02	5	100.00	239.81	228.88	235.39	240.21	230.54	235.48	241.83	232.21	237.35	Medido
0080234	2020-01-03 15:50:00.000	2020-01-08 10:10:00.000	UR02	5	100.00	240.70	231.60	236.59	240.95	231.25	236.80	243.55	234.40	239.18	Medido
0080235	2020-01-03 16:20:00.000	2020-01-08 10:20:00.000	UR02	5	100.00	241.96	230.53	236.18	238.70	228.68	234.03	238.68	227.84	234.18	Medido
0080236	2020-01-03 16:40:00.000	2020-01-08 10:40:00.000	UR02	5	100.00	227.65	214.45	222.47	227.95	217.95	224.42	229.55	218.90	225.26	Medido
0080237	2020-01-03 16:50:00.000	2020-01-08 10:50:00.000	UR02	5	100.00	230.50	220.90	226.34	229.95	221.65	226.17	228.45	217.70	224.30	Medido
0080239	2020-01-03 15:40:00.000	2020-01-08 09:40:00.000	UR02	4	100.00	241.80	229.15	236.26	238.70	226.60	233.42	239.15	226.55	234.24	Medido
0080241	2020-01-03 15:10:00.000	2020-01-08 08:50:00.000	UR02	4	160.00	234.35	224.90	230.44	236.95	228.40	233.17	236.35	226.75	232.12	Medido
0080242	2020-01-03 15:10:00.000	2020-01-08 08:40:00.000	UR02	4	40.00	243.10	230.05	237.28	237.50	224.05	231.69	242.95	230.40	237.18	Medido
0080243	2020-01-03 15:30:00.000	2020-01-08 09:20:00.000	UR02	4	125.00	235.25	227.45	232.00	234.65	223.85	230.78	236.90	228.60	232.62	Medido
0080588	2020-01-03 15:50:00.000	2020-01-08 10:00:00.000	UR02	4	160.00	237.20	227.90	233.26	237.05	229.95	233.96	234.35	226.40	231.15	Medido
0080844	2020-01-03 13:10:00.000	2020-01-08 12:10:00.000	UR02	3	37.50	222.65	194.95	214.10	224.50	203.75	217.68	218.75	189.40	210.34	Medido

Fuente: Reporte oficina de control ELSE - 2018

Según el reporte de variaciones de tensión mostrados en la **Figura 1.2.** se identifican en color rojo aquellos valores que no cumplen con lo establecido por la NTCSE, la cual fija un rango máximo de $\pm 5\%$ respecto al valor nominal. Por ejemplo, en la SED 0080507 el nivel mínimo de tensión en la fase R fue de 207.36 V, lo que representa una caída del 5.75% respecto a los 220 V nominales. Esta situación no es la única, ya que en total se registraron 18 SED's con incumplimientos, cuyas caídas de tensión varían entre el 5.30% (SED 0080197, con tensión mínima de 208.33 V) y el 14.35% (SED 0080199, con tensión mínima de 188.42 V), todas fuera del límite permitido por la normativa.

Tabla 1. 3

Registros de interrupciones en el alimentador UR02 recopilados por el centro de control de ELSE - año 2017

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
1	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ENERO	6:00:00	6:00:00
2	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	3:24:00	1:00:00
3	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	ENERO	0:06:00	0:06:00
4	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	7:33:00	8:30:00
5	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	ENERO	1:30:00	1:30:00
6	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:02:59	0:02:59
7	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	FEBRERO	0:03:01	0:03:01
8	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	12:05:00	11:00:00
9	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	10:05:00	10:00:00
10	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	10:24:00	10:00:00
11	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	3:38:00	3:00:00
12	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	8:00:00	8:00:00
13	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	2:29:00	2:30:00
14	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	FEBRERO	0:17:30	10:30:00
15	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	10:42:00	11:00:00
16	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	7:52:00	9:00:00
17	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MARZO	0:35:00	0:35:00
18	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	5:16:00	6:00:00
19	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	1:30:00	4:00:00
20	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	MARZO	0:15:00	0:15:00
21	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	10:30:00	10:30:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
22	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	0:30:00	0:30:00
23	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MARZO	4:50:00	5:00:00
24	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	ABRIL	0:02:00	0:02:00
25	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	1:12:00	0:00:00
26	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	9:52:00	10:30:00
27	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	10:26:00	11:00:00
28	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	10:40:00	11:00:00
29	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	ABRIL	0:02:00	0:02:00
30	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	2:30:00	2:30:00
31	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	8:43:00	11:00:00
32	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	ABRIL	2:30:00	3:30:00
33	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	3:06:00	3:00:00
34	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	3:06:00	9:00:00
35	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	2:51:00	5:00:00
36	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	2:09:00	2:30:00
37	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	1:41:00	2:00:00
38	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	MAYO	0:11:00	0:11:00
39	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:55	0:02:55
40	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MAYO	0:02:00	0:02:00
41	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	MAYO	8:17:00	10:00:00
42	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	MAYO	0:45:00	0:00:00
43	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JUNIO	3:48:00	3:48:00
44	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	10:43:00	11:00:00
45	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JUNIO	0:41:00	1:00:00
46	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	8:35:00	6:00:00
47	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	JULIO	2:03:00	2:03:00
48	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JULIO	0:02:50	0:02:50
49	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	JULIO	0:02:00	0:02:00
50	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	1:58:00	1:58:00
51	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	JULIO	7:42:00	7:42:00
52	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	4:42:00	5:00:00
53	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	JULIO	3:41:00	3:00:00
54	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:05:00	0:07:00
55	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	AGOSTO	2:00:00	2:00:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
56	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Transmisión	AGOSTO	0:09:00	0:09:00
57	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	AGOSTO	14:17:00	10:00:00
58	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	AGOSTO	2:41:00	2:41:00
59	Mantenimiento (programada)	Sistema de Generación	AGOSTO	2:06:00	2:00:00
60	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:13:00	0:00:00
61	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:16:00	0:16:00
62	Mantenimiento (programada)	Sistema de Generación	AGOSTO	1:46:00	3:00:00
63	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	AGOSTO	0:03:00	0:01:00
64	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	SEPTIEMBRE	0:07:00	0:07:00
65	No Programada - Falla	Sistema de Transmisión	SEPTIEMBRE	0:05:00	0:05:00
66	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	10:24:00	0:00:00
67	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:08:00	0:08:00
68	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	8:34:00	10:00:00
69	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:07:00	0:07:00
70	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	0:02:38	0:02:38
71	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	SEPTIEMBRE	11:03:00	10:00:00
72	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:08:00	0:08:00
73	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:02:46	0:02:46
74	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	1:09:00	1:09:00
75	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:33:00	0:00:00
76	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	0:59:00	0:59:00
77	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	OCTUBRE	1:18:00	0:00:00
78	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Transmisión	OCTUBRE	4:40:00	2:00:00
79	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	9:54:00	9:54:00
80	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:02:00	0:02:00
81	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:23:00	0:00:00
82	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	1:31:00	1:31:00
83	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:47:00	3:00:00
84	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	0:51:00	3:00:00
85	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	NOVIEMBRE	2:48:00	3:00:00
86	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:44:00	1:00:00
87	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	2:37:00	3:00:00
88	Mantenimiento (programada)	Sistema de Transmisión	DICIEMBRE	7:13:00	6:00:00
89	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:10:00	0:10:00

ÍTEM	TIPO	TIPO ORIGEN	MES	DURACIÓN REAL	DURACIÓN PROGRAMADA
90	Mantenimiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	4:31:00	5:00:00
91	Expansión y Reforzamiento (programada)	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	1:59:00	2:00:00
92	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	DICIEMBRE	0:19:00	0:00:00

Fuente: Tesis de Pregrado por Huallpa Pacompia y Apaza Saavedra (2018)

Según el reporte de interrupciones mostrado en la **Tabla 1.3.**, se puede deducir que las interrupciones en el suministro eléctrico del alimentador UR-02 incluye no solo los tipos de origen generación, transmisión y distribución, sino que también, incluye los tipos de reforzamiento, mantenimiento, expansión, acción de terceros, fallas, fenómenos naturales y operación. Además, si se hace un resumen de toda la tabla se tiene un total de 92 interrupciones registradas para el 2017 que corresponden al tipo de origen de generación, transmisión y distribución, donde el número de interrupciones es 2, 12 y 78 respectivamente.

Ahora bien considerando que la mayor cantidad de interrupciones es dado en el sistema de distribución, se observa en la tabla que, las **interrupciones por expansión o reforzamiento** que corresponde a los cortes programados, se tiene que 24 son de origen directa del sistema de distribución, **interrupciones por mantenimiento** se tiene que 18 son de origen directa del sistema de distribución, **interrupciones por acción de terceros** se tiene que 5 se originaron en el sistema de distribución, **interrupciones por falla** se tiene 8 de origen directa del sistema de distribución, **interrupciones por fenómenos naturales** 10 son de origen directa del sistema de distribución y para **interrupciones por operación** se tiene 13 en el sistema de distribución.

Por todo lo expuesto anteriormente y para superar estos problemas, el propósito es elaborar el estudio de la operación en régimen permanente del alimentador UR-02, esto con el fin de evaluar la calidad de producto en relación con los niveles de tensión y cargabilidad del alimentador en mención, teniendo en cuenta tanto el aumento en la demanda como las potenciales mejoras que podrían surgir en el alimentador UR-02.

Por otro lado, con las electrificaciones en marcha a cargo del MINEM, gobierno regional y municipalidades distritales, se prevé un incremento en los clientes regulados lo que conlleva a un incremento en la demanda actual.

1.3.2. Formulación del problema

1.3.2.1. Problema general

¿El cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV del Alimentador UR-02 mejorará la calidad de producto de la energía eléctrica?

1.3.2.2. Problemas específicos

1. ¿Cómo son las características operativas actuales en régimen permanente de las instalaciones en M.T. del Alimentador UR-02?
2. ¿De qué manera impacta la proyección de la demanda en el análisis de la cargabilidad actual del Alimentador UR-02?
3. ¿De que manera impacta el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV en la reducción de las caídas de tensión y en la mejora de la cargabilidad del Alimentador UR-02?
4. ¿De qué manera puede estimarse la viabilidad e impacto económico de proyectos orientados al mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución eléctrica?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Evaluar el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV para mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica en el Alimentador UR-02.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Evaluar la operación en régimen permanente de las instalaciones en M.T. del Alimentador UR-02 en la situación actual.
2. Analizar la cargabilidad del Alimentador UR-02 en la situación actual y elaborar la proyección de la demanda al año 2044.
3. Evaluar la propuesta de cambio de nivel de tensión del Alimentador UR-02 de 10 kV a 22.9 kV para reducir las caídas de tensión y mejorar la cargabilidad, considerando la proyección de la demanda al año 2044.
4. Plantear una propuesta metodológica de evaluación económica para proyectos de mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución.

1.5. Justificación

Esta investigación se justifica de las siguientes formas:

1.5.1. Justificación técnica

La reducción de las caídas de tensión, según los estándares de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y lograr un nivel adecuado de cargabilidad para la correcta operación del sistema eléctrico en estudio; es consecuencia de elevar la tensión a un nivel superior.

Este estudio tiene justificación técnica puesto que, tiene una sólida base en aplicaciones prácticas del mundo real. La primera es maximizar la eficiencia del suministro eléctrico garantizando que los niveles de tensión se mantengan dentro de unos límites razonables. La segunda es garantizar que los consumidores tengan acceso a un suministro eléctrico confiable y de calidad. Por lo que se realizarán mediciones precisas de la tensión en el alimentador UR-02 y se investigarán las causas de las caídas de tensión. A partir de estos datos, se propondrán soluciones viables y sostenibles para elevar la calidad de producto eléctrico.

1.5.2. Justificación económica

Económicamente la investigación es justificada, puesto que, la propuesta de cambio de nivel de tensión a un nivel superior en el AMT UR-02 posibilita el reforzamiento del sistema eléctrico y por ende su capacidad, logrando albergar el incremento de nuevos usuarios y tener mayor alcance.

Esto resulta beneficioso para la entidad concesionaria ELSE, pues se sumaría mayor cantidad de clientes y reduciría las caídas de tensión que económicamente se refleja en penalidades por su mala calidad.

1.5.3. Justificación social

Este estudio presenta una solución que repercute directamente en el bienestar de la comunidad y se fundamenta en minuciosas consideraciones de índole social. La propuesta de incrementar el nivel de tensión en el Alimentador MT UR-02 va más allá de mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica, pues representa un enfoque global que beneficia significativamente a la sociedad en general.

La medida propuesta de elevar la tensión de la línea de MT UR-02 no se limita a mejorar la calidad del producto eléctrico. El aumento de la tensión en la línea de MT UR-02 es un primer paso crucial para responder a las necesidades variables de la población. Este programa mejora la calidad de producto de energía eléctrica, amplía la capacidad de la red y minimiza la pérdida de energía. Esto, a su vez, mejora la calidad de la tensión y beneficia directamente a los consumidores

finales. Una vez finalizado el proyecto, el sistema eléctrico estará presto para cubrir las carencias actuales y futuras, proporcionando así un servicio eléctrico mejorado de calidad.

Un suministro eléctrico fiable y constante es crucial para la vida cotidiana de las comunidades. Afecta tanto al bienestar de los hogares como al funcionamiento de maquinaria y equipos en entornos comerciales e industriales. Las fluctuaciones de tensión y los cortes de electricidad pueden causar importantes trastornos en la población de estudio. Al abordar directamente estos problemas, la propuesta de aumentar los niveles de tensión promete un suministro eléctrico más fiable y estable.

Además, la mejora de la infraestructura eléctrica fomenta la sostenibilidad de la comunidad. Para facilitar el crecimiento de aquellas empresas e industrias locales se requiere un desarrollo en la capacidad de la red, estimulando así la prosperidad económica. En consecuencia, esto contribuye positivamente al panorama socioeconómico de la zona, generando oportunidades de empleo y fomentando las inversiones en la región.

En resumen, esta investigación no solo se justifica por su enfoque técnico y metodológico, sino también por su profundo impacto social. Mejorar la calidad de producto eléctrico en el Alimentador MT UR-02 no solo es una cuestión de eficiencia técnica, sino también un compromiso con el bienestar y el desarrollo de los moradores.

1.5.4. Justificación ambiental

Optimizar el rendimiento del sistema eléctrico y reducir los impactos ambientales son consecuencia del cambio de nivel de tensión, puesto que, con un nivel de tensión más alto se puede reducir las pérdidas de energía que existente en la etapa de transmisión y distribución, reduciendo la necesidad de generar más energía eléctrica para compensar dichas perdidas.

Por otro lado, al realizar el cambio de nivel de tensión estamos mejorando la capacidad de la red y de esta forma optimizando la infraestructura actual, lo que conlleva a disminuir la construcción de nuevas instalaciones, esto repercute en menor impacto visual (porque se reduce la alteración de áreas naturales para la creación de nuevas instalaciones puesto que no habrá modificaciones sustanciales en las redes eléctricas) y una gestión más sostenible de los recursos.

1.5.5. Justificación académica

Se justifica académicamente, pues el presente estudio pretende motivar a los estudiantes de la escuela profesional de ingeniería eléctrica, a ganar interés y adquieran conocimiento sobre el

análisis del cambio de nivel de tensión de 10kv a 22.9kv en el AMT UR-02 y su respectiva influencia, todo esto mediante el análisis de flujo de carga y proyección de demanda. No obstante, dicho estudio ayuda a reforzar lo aprendido en las aulas y tomar como referencia casos reales dando una alternativa de solución practica y eficiente.

Por otro lado, la modelización informática, el análisis estadístico y la recopilación de datos técnicos y datos de campo a utilizarse en esta investigación, complementa a simulaciones y datos históricos que el estudiante obtiene y es mediante este aporte que se logra la representación completa de las condiciones operativas del alimentador en estudio.

Por lo que esta metodología es esencial a tomar en cuenta a la hora que el estudiante realice una investigación, de esta forma también se acredita al lector que los frutos de la investigación mejoraran la infraestructura de distribución de la energía eléctrica en estudio.

1.6. Importancia y consecuencias

1.6.1. Importancia

La presente tesis desempeña un papel de gran relevancia en el contexto peruano, dado que el país cuenta con una amplia variedad de concesionarios dedicados a distribuir y comercializar la energía eléctrica, distribuidos a lo largo y ancho de su territorio, como se establece en la “Resolución Ministerial N° 511-2017 MEM/DM”, la cual delimita las zonas de responsabilidad técnica en esta área. La importancia de este estudio radica en varios aspectos fundamentales.

En primer lugar, es crucial reconocer que no se tiene soluciones concretas para abordar el problema de estudio planteado lo que representa un desafío importante para el sector eléctrico en el Perú. Las deficiencias en la calidad de tensión, particularmente en el alimentador UR-02, son una preocupación que afecta tanto a las empresas concesionarias como a los consumidores finales. Esta investigación propone una alternativa de cambio en el nivel de tensión que se presenta como una solución innovadora y efectiva para abordar estas deficiencias.

En este sentido, la propuesta de cambio en el nivel de tensión no solo tiene un impacto localizado, sino que también asume un rol regulatorio fundamental en lo que respecta a las variaciones de tensión en el alimentador UR-02, el cual abastece el sector eléctrico del Valle Sagrado. Esta zona, conocida por su importancia histórica y turística, depende en gran medida de un suministro eléctrico confiable para mantener sus operaciones y satisfacer las demandas de los residentes y visitantes.

Además, esta investigación contribuye a la optimización del sistema eléctrico peruano en su conjunto. Al abordar las deficiencias en la calidad de tensión en el alimentador UR-02, se sienta un precedente importante para mejorar la infraestructura eléctrica en otras regiones del país que puedan enfrentar desafíos similares. Este estudio, por lo tanto, tiene un potencial alcance nacional y puede influenciar a la hora de tomar decisiones y regulaciones relacionadas con la calidad de producto eléctrico en el Perú.

En resumen, esta tesis se destaca por su impacto a nivel nacional y su aporte en mejorar la calidad de producto en el contexto peruano. Además, su enfoque innovador y soluciones propuestas representan un avance significativo en la búsqueda de una infraestructura eléctrica más confiable y eficiente, beneficiando tanto a las empresas eléctricas como a la comunidad en general.

1.6.2. Consecuencias de no hacer la investigación

Se prevé que el cambio de nivel de tensión a 22.9kV en el AMT UR-02 tendrá impactos positivos, sin embargo, de no realizarse soluciones a la problemática actual podríamos vernos en un escenario que no favorece tanto al usuario final como a la entidad Electro Sur Este S.A.A

Es por ello que a continuación se detallan algunos:

- Se infringirían los límites establecidos en calidad de tensión, puesto que, se entiende que a la actualidad la infraestructura eléctrica presenta caídas de tensión y es evidente que en un futuro dicha caídas incrementarán, por instalaciones nuevas que no serían abastecidas con la infraestructura existente.
- La cargabilidad del alimentador no sería el adecuado frente a una proyección de demanda y esto conlleva a que futuros clientes no seas abastecidos con la misma infraestructura eléctrica que se tiene.
- Con relación al apartado anterior, no contar con una adecuada cargabilidad, provocará que el nivel de confiabilidad sea bajo.
- No considerar alguna solución a la problemática afectaría las condiciones operativas del sistema eléctrico del AMT UR-02.
- No realizar un cambio de nivel de tensión imposibilita el reforzamiento de la red eléctrica por ende su capacidad no abastecería demandas futuras.
- Realizar la investigación ayudara a conocer las deficiencias de la infraestructura eléctrica existente del Alimentador UR-02 y una vez conocidas con la propuesta de mejora del cambio de nivel de tensión de 10kV a 22.9kV, se pretende reducir las caídas

de tensión; sin embargo, bajo lo establecido por la NTCSE, presentar fluctuaciones de tensión implica al concesionario realizar compensaciones por variaciones de tensión lo que se refleja en dinero.

En conclusión, realizar la investigación ayuda a conocer la problemática actual y a su vez con la propuesta de cambio de nivel de tensión se tendrá el aporte de mejorar la calidad de producto en el contexto de calidad de tensión.

Además, la propuesta planteada en la investigación tendrá como consecuencia una infraestructura eléctrica más confiable y eficiente para el Alimentador UR-02, beneficiando a la población en general y a la empresa concesionaria con un mejor abastecimiento de la demanda futura y presentando disminución en pérdidas técnicas.

1.7. Variables e Indicadores

1.7.1. Variable Independiente

Variable X: Nivel de tensión

Variable Y: Demanda Eléctrica

1.7.2. Variable Dependiente

Variable Z: Calidad de Producto – Tensión

1.7.3. Variable Interviniente

Topología del sistema eléctrico AMT UR-02

1.7.4. Indicadores

- Valor Nominal de Tensión [kV]
- Demanda de Potencia [kW]
- Caída de Tensión [%]
- Porcentaje de Cargabilidad [%]

1.8. Operacionalización de Variables

Las variables son representadas por X, Y y Z.

Donde Z está en función de X e Y, es así que en la siguiente tabla se muestra la operación de las variables.

Tabla 1. 4*Matriz de operacionalización de las variables*

VARIABLE	TIPO	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSIONES	INDICADORES	UNIDAD
Nivel de Tensión	Variable Independiente	Valores de Tensión Eléctrica en los que opera un sistema de distribución o sus componentes.	Tensión de Operación	Valor nominal de Tensión	[KV]
Demanda Eléctrica	Variable Independiente	Cantidad de suministro eléctrico que los consumidores requieren en un momento específico.	Proyección de Demanda	Demanda de Potencia	[KW]
Calidad de Producto	Variable Dependiente	Conjunto de características dentro de márgenes o niveles adecuados establecidos por la NTCSE, que garantiza que la electricidad suministrada al usuario sea de calidad.	Transgresión de los niveles de tensión	Caída de Tensión	%
			Nivel de Cargabilidad: se refiere a la capacidad de potencia que un equipo como un transformador o línea de transmisión puede soportar sin exceder su capacidad nominal, siempre dentro de condiciones de operación aceptables.	Porcentaje de cargabilidad.	%

Fuente: Elaboración propia

1.9. Resultados e Impactos Previstos

1.9.1. Resultados

Se pretende contar con un estudio de calidad de tensión optimo a base del incremento de tensión en el alimentador UR-02 bajo un escenario de proyección de la demanda.

1.9.2. Impactos

- Disminución de las pérdidas de potencia y caídas de tensión en el sistema eléctrico.
- Disminución de las compensaciones necesarias debido a las fluctuaciones de tensión para los usuarios regulados.
- Se logrará un Incremento de la capacidad de la red, lo que permitirá satisfacer las demandas futuras y mejorar la eficacia de la red puesto que se reducirá las pérdidas técnicas ocasionadas por problemas de calidad de tensión.

1.10. Alcances y limitaciones del estudio

1.10.1. Alcances

El COES a través de su Programa de Obras, abarca una proyección de la demanda para proyectos de generación y transmisión que se extienden desde el año 2010 hasta el 2016. En este contexto, Electro Sur Este S.A.A. tiene la responsabilidad de proporcionar al COES informes mensuales que detallen las variaciones en el aumento de la carga. Este proceso es esencial para garantizar el mantenimiento del suministro eléctrico a niveles que cumplan con los estándares establecidos en la NTCSE.

En este estudio particular, nuestro enfoque se centra en la evaluación exhaustiva del alimentador UR-02, ubicado en la provincia de Urubamba - Ollantaytambo.

Para lograr este objetivo, se empleará procesos de simulación que permita analizar en profundidad la condición y el comportamiento de este alimentador en un escenario proyectado de demanda futura. El propósito fundamental de este análisis es asegurar la continuidad ininterrumpida del abastecimiento eléctrico y la preservación de la calidad de la energía en esta región específica.

Cabe precisar que este estudio no realiza un diseño de ingeniería de la nueva infraestructura eléctrica, ya que parte de una propuesta técnica de la empresa distribuidora ELSE. Sin embargo, se desarrolla una evaluación propia independiente tanto técnica como económica, validando la

efectividad de dicha propuesta mediante simulaciones en Digsilent. La propuesta existente se toma como base técnica referencial, pero su validez se justifica mediante los resultados obtenidos por el tesista, finalmente como aporte metodológico del presente trabajo, se desarrolla una metodología practica representada mediante un diagrama de flujo, que puede ser aplicada para evaluar técnicamente y económicamente este tipo de análisis en otros alimentadores o en otras propuestas similares de mejora de la calidad de producto en sistemas de distribución.

Dicho lo anterior, los alcances comprenden también:

- Realizar una proyección de la demanda de 20 años mediante perfiles de carga correspondiente al Alimentador UR-02.
- Hacer un diagnóstico de la operación actual del Alimentador UR-02 considerando la demanda actual y futura (Dicho diagnostico comprenderá la calidad de tensión y cargabilidad de la red de MT del Alimentador).
- Hacer una simulación en el software Digsilent Power Factory, del Alimentador UR-02 con el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV considerando la demanda futura, lo que corresponde realizar un estudio de flujo de potencia para los escenarios de antes y después de aplicado el cambio de nivel de tensión.
- Realizar una evaluación económica con el fin de conocer el impacto económico que conlleva una infraestructura eléctrica que opere al nivel de tensión de 22.9 kV.
- Dado el cambio de infraestructura eléctrica que conlleva el cambio de nivel de tensión en el AMT UR-02, se incluirá aparte del estudio de flujo de carga, un estudio de coordinación de protección.

1.10.2. Limitaciones

- El estudio se concentra en la valoración de la calidad del producto eléctrico en los distritos de Urubamba y Ollantaytambo de la provincia de Urubamba, específicamente en el alimentador UR-02, operando a 10kV en la SET URUBAMBA.
- A pesar de que la calidad del producto eléctrico involucra múltiples aspectos, como transitorios, interrupciones y fluctuaciones de tensión y frecuencia, entre otros, **este trabajo de investigación se centra esencialmente en evaluar la calidad de tensión.**
- Se llevarán a cabo simulaciones con una proyección de 20 años, con el propósito de examinar el rendimiento del sistema eléctrico en el alimentador UR-02 en Media

Tensión, esto incluirá evaluar la capacidad de las redes, las líneas y los transformadores, así como analizar las fluctuaciones de tensión en la barra del alimentador y las subestaciones intervenidas en el tramo de cambio de tensión. El objetivo es identificar posibles soluciones para un futuro escenario de aumento en la demanda máxima.

- La demanda actual y futura correspondiente al tramo Urubamba – Ollantaytambo y al tramo Ollantaytambo – ciudad, será alimentada con una nueva línea desde la barra de 22.9kV de la SET URUBAMBA.
- El estudio no considerará el análisis de indicadores SAIDI y SAIFI los cuales establecen la confiabilidad y calidad de suministro eléctrico.
- El estudio no comprenderá el análisis de armónicos.
- La simulación en Digsilent Power Factory solo comprenderá el modelado de las subestaciones eléctricas de distribución en el tramo Urubamba – Ollantaytambo (tramo a renovar de 10 kV a 22.9 kV), por lo que se considerará un equivalente para el tramo Ollantaytambo – Ciudad, lo indicado se detalla en el diagrama unifilar mostrado en la **Figura 5.2.**

1.11. Hipótesis

1.11.1. Hipótesis General

Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, se logrará mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica en el Alimentador UR-02.

1.11.2. Hipótesis Específicas

1. La evaluación actual de la operación en régimen permanente del alimentador UR-02, mostrará que las condiciones operativas actuales no garantizan la operación en condiciones normales del alimentador, debido al exceso de cargabilidad y caídas de tensión en el alimentador.
2. El análisis de cargabilidad permitirá evidenciar que el Alimentador UR-02 presenta, en su estado actual, niveles elevados de cargabilidad en determinados tramos y que la proyección de la demanda comprometerá progresivamente su operación futura.
3. Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV se logrará reducir las caídas de tensión, mejorar significativamente los niveles de cargabilidad y disminuir las pérdidas técnicas de potencia en el Alimentador UR-02.

4. Una metodología de evaluación económica permitirá estimar la viabilidad de proyectos orientados al mejoramiento de la calidad de producto y conocer su impacto económico para la entidad eléctrica.

1.12. Metodología

1.12.1. Población y Muestra

La cobertura que abarcará la presente investigación será entorno a las Instalaciones Electromecánicas de las redes primarias y secundarias correspondientes al alimentador en media tensión UR-02 de Electro Sur Este S.A.A.

1.12.2. Metodología de la Investigación

La metodología de trabajo adoptada para esta investigación es de carácter aplicativo, puesto que el fin primordial es mejorar la calidad del producto eléctrico, específicamente la calidad de tensión. Este enfoque se basa en una intervención cuidadosamente diseñada para asistir a los requerimientos de la población en estudio, que en este caso consiste en proponer un cambio en el nivel de tensión del sistema eléctrico, pasando de 10 kV a 22.9 kV.

1.12.2.1. Enfoque de la Investigación

La investigación es de **enfoque cuantitativo** debido a que se emplea la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica para así plantear las conclusiones.

1.12.2.2. Tipo de Investigación

La investigación que se presenta **según su propósito** se clasifica como de **tipo aplicada**, ya que se fundamenta en la utilización de datos reales relacionados con la calidad del producto en el AMT UR-02, que opera bajo la responsabilidad de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. La elección de este enfoque se justifica por la necesidad de abordar de manera concreta y efectiva el problema existente en cuanto a la calidad de tensión en el suministro eléctrico, que afecta tanto a la empresa como a sus clientes regulados.

El propósito es explorar e innovar en soluciones tecnológicas que puedan resolver de manera efectiva la problemática de la calidad de tensión, y que al mismo tiempo satisfagan las necesidades y expectativas del cliente regulado. En este sentido, se busca no solo identificar las deficiencias en la calidad de producto del AMT UR-02, sino también proponer mejoras

sustanciales que redunden en beneficios tangibles tanto para ELSE como para los clientes regulados.

El enfoque aplicado se basa en la interacción directa con datos y situaciones reales, lo que permitirá obtener resultados concretos y aplicables. Además, la investigación se orienta hacia la generación de conocimiento que tenga una aplicación directa y práctica en la industria eléctrica. Esto implica la búsqueda de soluciones innovadoras que no solo resuelvan el problema de la mala calidad de tensión, sino que también generen un impacto positivo en la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico.

El enfoque aplicado de esta tesis refleja la intención de abordar desafíos reales relacionados a la ingeniería eléctrica y contribuir al avance tecnológico en la industria. Los resultados de esta investigación no solo tendrán relevancia académica, sino que también proporcionarán aportes significativos a la empresa concesionaria y al cliente regulado, mejorando la calidad y la experiencia en el suministro eléctrico.

1.12.2.3. Nivel de Investigación

La investigación es de nivel tanto **descriptivo** como **explicativo**, ya que busca diagnosticar y se evaluar los impactos de migrar a 22.9 kV del alimentador existente UR-02 en su operación de régimen permanente actual. Además, se detallan las características operativas del alimentador en la nueva condición de nivel de tensión.

1.12.2.4. Diseño de Investigación

El diseño de investigación será no experimental de tipo **transversal**, debido a que la recopilación de datos de la operación en régimen permanente del alimentador de media tensión UR-02 son en un solo momento de tiempo y dichas instalaciones eléctricas se encuentran en su estado original, sin haber sido intervenidas específicamente para este estudio.

1.13. Presentación de Datos

1.13.1. Técnicas de Recolección de Datos

Las técnicas utilizadas se basan en:

- **Análisis Documental:** Debido a consultas bibliográficas, consultas de internet y papers, normatividad vigente y adquisición de información técnica relevante sobre las fluctuaciones de tensión en el sistema eléctrico bajo estudio mediante una solicitud formal de la base de datos de Electro Sur Este S.A.A. Dicha solicitud

implicará la obtención de informes técnicos específicos que estén directamente relacionados con la caída de tensión en el área del proyecto AMT UR-02.

- **Observacional:** Mediante visitas realizadas a la subestación eléctrica de potencia de Urubamba y a las redes eléctricas de distribución (subestaciones de distribución) perteneciente al alimentador UR-02, se verificará las condiciones actuales de operación del alimentador y en consecuencia elaborar el estudio de las condiciones operativas en un estado actual y futura de proyección de demanda.

1.13.2. Procesamiento de Datos

En cuanto al procesamiento de la información, se utilizarán programas computacionales, las mismas que se indican a continuación.

- Los datos técnicos y reportes de caída de tensión proporcionados por la concesionaria se procesarán con la ayuda de hojas de cálculo Excel.
- Para una identificación sencilla y un seguimiento efectivo de la infraestructura que comprende la línea primaria, la red primaria y las redes secundarias del AMT UR-02, se empleará el sistema de información geográfica (SIG) proporcionado por ELSE.
- Para llevar a cabo la proyección de la demanda, que resulta esencial para analizar el comportamiento futuro del sistema, se utilizará hoja de cálculo Excel.
- Para la modelización y simulación de los escenarios planteados, se recurrirá al software Digsilent Power Factory, que permitirá verificar de manera adecuada si se cumplen los objetivos establecidos.

1.14. Etapas de la Metodología de Trabajo

1.14.1. Diagnóstico Inicial

La investigación se inicia con un diagnóstico exhaustivo del estado actual del sistema eléctrico en el alimentador UR-02. Esto implica recopilar y analizar datos sobre las deficiencias en la calidad de tensión, las fluctuaciones y las caídas de tensión existentes. Se lleva a cabo una evaluación de la infraestructura eléctrica, identificando los componentes clave que contribuyen a las deficiencias en la calidad de tensión.

1.14.2. Diseño de la Propuesta de Cambio

Basándose en los resultados del diagnóstico, se diseña una propuesta que pretende realizar el cambio en el nivel de tensión, que elevará la tensión de 10 kV a 22.9 kV. Este diseño se realiza con el objetivo de abordar de manera efectiva las deficiencias identificadas y mejorar la calidad del producto eléctrico. Se consideran factores técnicos, económicos y ambientales en la formulación de esta propuesta.

1.14.3. Evaluación Previa a la Propuesta

Antes de aplicar la propuesta de mejora, se realiza la evaluación en profundidad del comportamiento del sistema eléctrico del alimentador UR-02. Esto implica la recopilación de datos y mediciones precisas de la calidad de tensión, lo que será de utilidad como línea de base a futuras comparaciones.

1.14.4. Aplicación de la Propuesta de Cambio

Una vez diseñada la propuesta, se procede a su aplicación en el sistema eléctrico del alimentador UR-02. Este proceso incluye la instalación de nuevos equipos y la reconfiguración de la infraestructura eléctrica para operar a 22.9 kV. Se garantiza que la transición se lleve a cabo de manera segura y eficiente.

1.14.5. Evaluación Post-Aplicación de la Propuesta

Después de la implementación de la propuesta de cambio en el nivel de tensión, se lleva a cabo una evaluación exhaustiva del sistema eléctrico del alimentador UR-02. Se comparan los datos recopilados después de la implementación con los datos de la evaluación previa. Esto permite determinar la eficacia de la iniciativa de mejorar la calidad de tensión y evaluar cualquier impacto en la operatividad del sistema eléctrico.

Esta metodología de trabajo combina una evaluación detallada, diseño de soluciones efectivas y un seguimiento minucioso de los resultados, lo que permite abordar las necesidades de la población objetivo de manera integral y efectiva. Además, asegura que se tomen decisiones informadas basadas en datos sólidos y mediciones precisas en todas las fases del desarrollo de la investigación.

1.15. Matriz de Consistencia

Tabla 1. 5

Matriz de Consistencia

INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSION UR-02 DE 10 KV A 22.9 KV EN LA PROVINCIA DE URUBAMBA					
	PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES	METODOLOGIA
GENERAL	¿El cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV del Alimentador UR-02 mejorará la calidad de producto de la energía eléctrica?	Evaluar el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV para mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica en el alimentador UR-02.	Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, se logrará mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica en el Alimentador UR-02.		
	¿Cómo son las características operativas actuales en régimen permanente de las instalaciones en M.T. del Alimentador UR-02?	Evaluar la operación en régimen permanente de las instalaciones en M.T. del Alimentador UR-02 en la situación actual.	La evaluación actual de la operación en régimen permanente del alimentador UR-02, mostrará que las condiciones operativas actuales no garantizan la operación en condiciones normales del alimentador, debido al exceso de cargabilidad y caídas de tensión en el alimentador.	Variable Independiente: - Nivel de Tensión - Demanda Eléctrica	Cuantitativa descriptiva
ESPECIFICOS	¿De qué manera impacta la proyección de la demanda en el análisis de la cargabilidad actual del Alimentador UR-02?	Analizar la cargabilidad del Alimentador UR-02 en la situación actual y elaborar la proyección de la demanda al año 2044.	El análisis de cargabilidad permitirá evidenciar que el Alimentador UR-02 presenta, en su estado actual, niveles elevados de cargabilidad en determinados tramos y que la proyección de la demanda comprometerá progresivamente su operación futura.	Variable Dependiente: - Calidad de Producto (tensión) Variable Interviniente: - Topología del sistema eléctrico Alimentador UR-02	
	¿De qué manera impacta el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV en la reducción de las caídas de tensión y en la mejora de la cargabilidad del Alimentador UR-02?	Evaluar la propuesta de cambio de nivel de tensión del Alimentador UR-02 de 10 kV a 22.9 kV para reducir las caídas de tensión y mejorar la cargabilidad, considerando la proyección de la demanda al año 2044.	Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV se logrará reducir las caídas de tensión, mejorar significativamente los niveles de cargabilidad y disminuir las pérdidas técnicas de potencia en el Alimentador UR-02.		
	¿De qué manera puede estimarse la viabilidad e impacto económico de proyectos orientados al mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución eléctrica?	Plantear una propuesta metodológica de evaluación económica para proyectos de mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución.	Una metodología de evaluación económica permitirá estimar la viabilidad de proyectos orientados al mejoramiento de la calidad de producto y conocer su impacto económico para la entidad eléctrica.	Rentabilidad económica	Cuantitativa y Cualitativa

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO II

II. FUNDAMENTO TEORICO

2.1. Introducción

Para analizar la operación actual y la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión del sistema eléctrico en estudio, resulta esencial contar con un entendimiento claro de los conceptos y definiciones asociados a la calidad de los servicios eléctricos, cargabilidad, caídas de tensión y flujo de carga. En este sentido, este capítulo se enfoca en presentar tanto el marco conceptual y normativo como las bases teóricas que fundamentan el desarrollo de la presente tesis.

2.2. Antecedentes

2.2.1. Antecedente Internacional

- Según **García Carchi y García Romero (2021)** en su investigación de título: “Análisis del Nivel de Voltaje Entregado por la Subestación Santa Lucia CNEL EP Unidad de Negocios Guayas – Los Ríos.” Guayaquil – Ecuador.

Tiene como propósito analizar el nivel de tensión proporcionado por la subestación Santa Lucia en sus respectivos alimentadores de la empresa concesionaria CNEL EP, con el objetivo de evaluar las caídas de tensión y pérdidas que se presentan en el Alimentador Laurel.

Se realizo una investigación con enfoque cuantitativo y diseño experimental.

Se implementa las alternativas de cambiar el conductor de 3/0 por 336.6 MCM para el tramo donde se concentra la mayor carga industrial del alimentador, la incorporación de un nuevo alimentador en paralelo a la línea existente con el fin de transferir la carga del segundo tramo del alimentador hacia la población de la parroquia el laurel, además, se sugiere conectar provisionalmente una subestación móvil en el sector La Lorena para dividir la carga del alimentador Laurel y cambiar el transformador de la subestación móvil por uno de mayor capacidad como 10/12.5 MVA de 67/13.8 kV.

Se utiliza como muestra información de las variables de corriente, voltaje y potencia proporcionados por el sistema Scada y mediciones de campo mediante amperímetro de media tensión de las barras del alimentador en horarios de máxima y mínima demanda.

Para el procesamiento de datos se utilizó el software Digsilent Power Factory el cual permitió modelar al alimentador en diferentes escenarios.

Los resultados fueron, que la mejor alternativa a elegir es la conexión de la subestación móvil previamente aplicándole la mejora a su transformador con el reemplazo de otro con potencia de 10/12.5 MVA y con una relación de transformación de 67/13.8 kV, además de ello realizar el cambio de conductor y uso de banco de capacitores automáticos. Lo que conlleva a reducir las pérdidas a 0.08 MW y disminuir la caída de tensión en las barras “terminal”, “entrada a laurel” y “cruce del río” a los niveles de tensión de 13.1 kv, 12.9 kv y 12.9 kv respectivamente. Niveles de tensión más óptimos a comparación de no considerar ninguna alternativa de solución a la problemática.

- **Según Boada (2014)** en su investigación de título: “Análisis de la Calidad del Producto en los Transformadores, Aplicación al Alimentador 3 de la Subestación San Agustín de EMELNORTE.” Quito – Ecuador.

Tiene el propósito de elaborar un diagnóstico en los transformadores de distribución perteneciente a la SET San Agustín de EMELNORTE, con el fin de saber sus condiciones de operación actuales, cargabilidad de los transformadores, factores de potencia y finalmente analizar niveles de voltaje y armónicos del sistema.

Se realizo una investigación de tipo aplicada.

Se implementa la alternativa de incorporar un banco de condensadores para solucionar los problemas de factor de potencia al transformador S3T89, realizar la reubicación del transformador S3T5013 y S3T80 para solucionar las pérdidas de energía por no encontrarse en el centro de carga.

Se utiliza como muestra las mediciones proporcionadas por los dispositivos de medición Fluke 1744 y 1760 en los puntos de los transformadores S3T90, S3T89, S3T5013 y S3T80 correspondientes al sistema eléctrico San Agustín de la concesionaria EMELNORTE.

Se aplico como instrumentos reportes de tensión, armónicos de tensión y corriente, flicker, factores de potencia, cargabilidad, potencia activa y reactiva proporcionados por los equipos analizadores de red.

Para el procesamiento de datos se utiliza el software computacional PQLOG correspondiente a los equipos de medición y hoja de cálculo Excel para el análisis de gráficos.

Los resultados fueron, que para la estabilización del factor de potencia en el transformador S3T89 se requiere la incorporación de banco de condensadores; para lograr mejores niveles de voltaje y disminución de pérdidas en las colas de los circuitos de los transformadores S3T80 y S3T5013 se requiere la reubicación de los transformadores mencionados al centro de carga.

2.2.2. Antecedente Nacional

- **Según, Muñoz (2021)** en su tesis que lleva por título: “Cumplimiento de la Calidad de Producto Tensión en el Sistema Eléctrico de Pucallpa de Electro Ucayali S.A.” Huancayo – Perú.

Tiene el propósito de optimizar y subsanar la calidad de producto en concordancia a lo establecido por la NTCSE de los clientes conectados en BT y MT del sistema eléctrico Pucallpa correspondiente a la concesionaria de distribución Electro Ucayali, **Se realizó una investigación** inductiva – analítica puesto que mediante la detección de las causas de caídas de tensión y el cumplimiento de las tolerancias que establece la norma se podrá obtener soluciones, es por ellos que **se ha implementado** mejor tecnología en registradores de tensión, cambio en la topología, remodelación y reforzamiento del sistema eléctrico. **Como muestra** se tiene los usuarios pertenecientes a las redes de BT y MT del sistema eléctrico de Electro Ucayali S.A. Se aplico como **instrumentos** los reportes de medición en calidad de producto por parte de los registradores de tensión de la concesionaria. **Con respecto al procesamiento de datos**, se realiza en el software informático de la concesionaria como es el SISCALIDAD y para el reconocimiento de toda la infraestructura eléctrica, el Sistema de información Geográfica (GIS).

Los resultados fueron la disminución de las retribuciones por penalidades por el incumplimiento de la NTCSE, y reducción de suministros afectados en mala calidad de producto – tensión. Esto se muestra en una estadística de clientes subsanados por mala calidad de producto a lo largo de los años, el que muestra que para el 2005 se tenía 75 usuarios con mala calidad de producto mientras que para el 2019, 152

usuarios afectados, esto se respalda mediante la comparativa de la evolución de la demanda y por ende cantidad de clientes; finalmente las compensaciones mensuales por mala calidad tiende a ser menor en el 2019 que en el 2018, entendiendo así que de igual forma la reducción de clientes afectados se refleja en la disminución de compensaciones económicas debido a la mala calidad de producto.

Las conclusiones fueron que gracias a la remodelación de alimentadores (infraestructura eléctrica) se contribuyó en mejorar la calidad de producto, la implementación de una línea de transmisión aparte de favorecer en calidad de producto, trajo consigo la mejora en los indicadores de niveles de pérdidas de potencia y la reestructuración de los equipos de medición y personal calificado para el control en las carencias de calidad de producto, que afronta la concesionaria, de igual manera conllevó a mejorar la calidad de producto.

- **Según Manhualaya (2021)** en su estudio científico que se titula como: “Mejoramiento de la Calidad del Voltaje Eléctrico para Disminuir Compensaciones por Variaciones de Voltaje en los Usuarios Regulados de Ayacucho.” Huancayo – Perú.

Busca mejorar la calidad de tensión con el propósito de disminuir las compensaciones debido a variaciones de tensión del sistema eléctrico Ayacucho de Electrocentro S.A., **Se realizó una investigación** de tipo aplicada puesto que utiliza datos reales, para luego simular el sistema eléctrico de distribución de Ayacucho **incorporando** un regulador de tensión con el fin de mejorar la calidad de tensión eléctrica.

Como muestra se tiene el alimentador en media tensión A4001 del sistema eléctrico Ayacucho de Electrocentro S.A. Se aplicó como **instrumentos (técnicas y herramientas de recolección de datos)** los reportes en formatos Excel que almacena los dispositivos que están instalados en dicho sistema eléctrico los mismos que son proporcionados por la empresa concesionaria.

El procesamiento de datos se realiza en el software autocad para el procesamiento de diagramas unifilares mientras que los reportes de sobretensiones, subtensiones y proyecciones de demanda en hoja de cálculo Excel, finalmente las simulaciones se realizan en Digsilent.

Los resultados fueron, La disminución de pago por compensación por variaciones de tensión para los años 2019 al 2023 Confirmando de esta manera que la instalación de un regulador de tensión no solo mejora la calidad de tensión, sino que al mismo tiempo logra disminuir las compensaciones.

- **Según Mantari (2019)** en su estudio de tesis cuyo título es: “Análisis de la Calidad de Tensión en el Suministro de Energía Eléctrica a la Localidad de Panti, Distrito de Parihuanca.” Huancayo – Perú.

Tiene el propósito – **objetivo** de estudiar minuciosamente la calidad de producto referente a tensión que Electrocentro S.A., como empresa concesionaria, proporciona a la localidad de panti.

Se realizo una Investigación de tipo aplicada debido a que se analiza la data proporcionada por los equipos analizadores de red para luego compararlo y hacer cumplir lo establecido en la NTCSE, para ello **se implementa un** programa de mantenimiento destinado a las redes en BT de la zona. **Como muestra** se tiene las dos subestaciones de distribución de la localidad de panti correspondiente a la concesionaria Electrocentro S.A. Se aplico como **Instrumentos (técnicas y herramientas de recolección de datos)** Encuestas realizadas a los clientes regulados de la localidad de Panti buscando conocer su opinión sobre la calidad de tensión suministrada por el concesionario, Electrocentro S.A. y también como instrumento se considera los analizadores de red.

El procesamiento de datos se realiza en el software correspondiente a cada modelo de analizador de red.

Los resultados obtenidos señalaron la existencia de sobretensiones que provocan daños en los dispositivos eléctricos, lo que a su vez genera incomodidades entre los clientes del Barrio Orongoy, ubicada en la localidad de Panti, que utilizan el servicio público de energía eléctrica.

Por dicho suceso es indispensable que Electrocentro S.A., lleve a cabo progresivamente un mantenimiento por año, enfocado en las redes eléctricas secundarias en BT.

- **Según Cisneros (2018)** en su trabajo de investigación cuyo título es: “Cambio de Nivel de 10kv a 22.9 kV y su Influencia en la Subestación Tipo Interior de la Zona Registral IX Sede Lima.” Huancayo – Perú.

Tiene el propósito de determinar como el cambio de nivel de tensión de 10kV a 22.9kV afectaría a la subestación interior de la Zona Registral IX Lima, y, por lo tanto, si el cambio de tensión contribuiría a disminuir las caídas de tensión y las pérdidas de energía.

Se utilizo un enfoque de investigación cuasi experimental para realizar un estudio explicativo.

Se implementa la alternativa de cambiar el nivel de tensión aun nivel superior para superar la mala calidad de producto.

Se utilizó como muestra el sistema de utilización correspondiente a la zona registral IX sede lima la misma que trabaja a un nivel de tensión de 10kV perteneciente a Luz del Sur. Se aplico como **Instrumentos**, relación de datos, catálogos de equipo, registros estadísticos de caídas de tensión y perdidas de energía correspondiente a la subestación de uso industrial en estudio.

Para el procesamiento de datos se utiliza el programa estadístico SPSS en relación a la estadística descriptiva.

Los resultados fueron, que para un nivel de tensión de 10Kv se tenía una variación de tensión de 5.22%, mientras que al incrementar la tensión a 22.9kv la variación de tensión sería equivalente al 0.27%, de esta forma al realizar el cambio de nivel de tensión se está cumpliendo lo indicado en la NTCSE de $\Delta V < 5\%$.

finalmente, en consecuencia, al cambio de nivel de tensión también se logra reducir las pérdidas de energía, puesto que para 10kv se tenía 221812.884 kWh de pérdidas y para 22.9kv se logra la disminución en un 73.68% llegando a 58360 kwh de pérdidas de energía.

2.2.3. Antecedente Local

- **Según Salazar y Vergara (2023)** en su trabajo de investigación cuyo título es: “Análisis de la Operación en Régimen Permanente de la Subestación Eléctrica de Potencia de Iquitos de 60/20/45 MVA a 60/22.9/10 kV y propuesta de Cambio de

Nivel de Tensión de las Salidas Existentes a 22.9 kV Proyectada al Año 2024”
Cusco – Perú.

Tiene el propósito de analizar la operación en régimen permanente de la SEP de Iquitos y también evaluar la propuesta de cambio de nivel de tensión de salidas previamente seleccionadas a un nivel de tensión de 22.9 kV.

Se realizo una investigación con enfoque cuantitativo de tipo aplicada y de nivel descriptivo - explicativo.

Se **implementa** el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV a los alimentadores y/o salidas S-03, S-07 y S-08 pertenecientes a la SEP IQUITOS, para garantizar el correcto funcionamiento del transformador de potencia y mejorar su nivel de cargabilidad. Como muestra se tiene el transformador de potencia de 60/20/45 MVA a 60/22.9/10 kV de la SEP Iquitos y las salidas existentes en 10 kV y 22.9 kV que se ubican dentro del área de concesión de la empresa Electro Oriente S.A.

Se aplico como técnicas de recolección de datos las entrevistas a los responsables de la gerencia de operaciones y proyectos de Electro Oriente S.A., la observación mediante las visitas al centro de control y la sala de celdas de Electro Oriente S.A. y finalmente el análisis documental mediante la búsqueda de información y reportes brindadas por la concesionaria.

Para el **procesamiento de datos** se realizó con los softwares Digsilent Power Factory, Autocad y Microsoft office.

Los resultados fueron, que luego de la incorporación de la estrategia de cambiar el nivel de tensión a 22.9 kV de los alimentadores S-03, S-07 y S-08, bajo un escenario de demanda proyectada al año 2024, se tiene que la operación en régimen permanente de la SEP Iquitos garantiza la mejora del nivel de cargabilidad y el funcionamiento correcto del transformador de potencia, por lo expuesto, los resultados mostrados correspondientes a la cargabilidad llegan en el lado de 10 kV a un máximo de **74.628 %**, en el lado de 22.9 kV a **67.401 %** y para el lado de alta de 60 kV a **82.981%**.

- Según **Espinoza y Beltrán (2016)** en su trabajo de investigación cuyo título es: “Mejoramiento del Sistema Eléctrico de la Ciudad de Puerto Maldonado en Media Tensión” Cusco – Perú.

Tiene el propósito de diagnosticar la calidad de energía eléctrica con respecto a la tensión, dicho diagnostico se realiza en los AMT de la subestación de Puerto Maldonado, de acuerdo con la proyección de la demanda eléctrica, con el fin de sugerir opciones de solución que logren optimizar los niveles de calidad de tensión. **Se realizo una investigación** del tipo descriptivo y aplica en ella el método experimental.

Se implementa la alternativa de comparar el sistema eléctrico de puerto Maldonado cuando este tiene incorporado bancos de condensadores y sistemas SVS.

Se utilizo como muestra lecturas de los analizadores de redes de correspondientes a los AMT PM-01, PM-02, PM-03, PM-06 y PM-07 Correspondientes al sistema eléctrico de puerto Maldonado.

Se aplico como Instrumentos (**técnicas y herramientas de recolección de datos**) reportes de los niveles de tensión eléctrica proporcionados por los analizadores de red.

Para el procesamiento de datos se utiliza la hoja de cálculo Excel, Digsilent en simulaciones de flujo de carga y ArcGIS en la georreferenciación de todo el sistema eléctrico.

Los resultados fueron, que para corregir los niveles de tensión eléctrica se requiere la incorporación de banco de condensadores al sistema eléctrico de puerto Maldonado.

Finalmente, que las SVS tienen una inversión de 100 US\$/kVAr mientras que el banco de condensadores de 50 US\$/kVAr, motivo por el cual este último es la mejor alternativa dado su inversión económica.

2.3. Marco Conceptual

2.3.1. Introducción

Para el marco conceptual se tendrá la teoría de calidad de producto de energía eléctrica, tensión y niveles de tensión, tolerancias según la NTCSE, indicadores de calidad de tensión y control, compensaciones por mala calidad, sobre carga sucedida por demanda; finalmente métodos y alternativas en MT y BT para la calidad de tensión y perdidas técnicas.

El marco conceptual de esta investigación se sustenta en la teoría que aborda la calidad del producto de energía eléctrica, con una atención especial a la variable de la tensión y sus distintos

niveles. Para contextualizar de manera apropiada este enfoque, se tomarán en consideración las pautas de tolerancia establecidas en la NTCSE.

La teoría de la calidad del producto de energía eléctrica brinda un fundamento sólido para analizar la tensión, un factor esencial en la prestación de un servicio eléctrico confiable y eficiente. Comprender los niveles de tensión y como se relacionan con la normativa se convierte en un aspecto crucial para garantizar un servicio eléctrico de alta calidad.

Dentro de este marco conceptual, se explorarán también los indicadores que evalúan la calidad de la tensión y las estrategias de control pertinentes. Estos indicadores ofrecen una herramienta eficaz para cuantificar y evaluar la calidad de la tensión en el sistema eléctrico, proporcionando una base cuantitativa para el análisis.

Además, se abordará las compensaciones asociadas a la calidad deficiente del suministro eléctrico y su aplicación, particularmente en situaciones de sobrecarga sucedida por la demanda eléctrica. Entender estas compensaciones resulta vital para asegurar que los usuarios reciban un servicio confiable y de alta calidad.

Finalmente, en el marco conceptual se consideran los métodos y alternativas en las categorías de media y baja tensión que impactan en la calidad de la tensión y reducen las pérdidas técnicas. La exploración de estas estrategias proporciona una visión completa de cómo mejorar tanto la calidad del servicio eléctrico como la eficiencia operativa en sistemas de distribución eléctrica.

2.3.2. Calidad de los Servicios Eléctricos

2.3.2.1. Calidad de Suministro

“La calidad del suministro eléctrico se expresa según la continuidad en la entrega de energía a los usuarios, es decir, basándose en las interrupciones del servicio. Para evaluar esta calidad, se consideran indicadores que cuantifican la cantidad de interrupciones, su duración y la energía no proporcionada debido a estas interrupciones.” (NTCSE, D.S. 020-97-EM, 1997)

2.3.2.2. Calidad de Producto

“La Calidad de Producto se refiere a los niveles de tolerancias permitidas dentro de los parámetros de tensión, frecuencia y perturbaciones en las redes eléctricas.” (NTCSE, D.S. 020-97-EM, 1997)

2.3.3. Cargabilidad

Monzon (2017) dice:

Se define como la mayor cantidad de potencia eléctrica que puede ser enviada a través de una o más líneas de transmisión sin interrumpir el funcionamiento del sistema eléctrico. Por lo tanto, también se define como el límite o la capacidad térmica del conductor, que limita la transferencia de la potencia real; la capacidad térmica se define por la temperatura máxima que el conductor puede soportar sin perder sus características mecánicas eléctricas; un aumento de la temperatura hace que los conductores pierdan la resistencia mecánica. La temperatura del conductor se determina por la magnitud y la duración de la corriente, así como por el entorno físico del conductor. (p. 1)

2.3.4. Caída de Tensión

Juarez Cervantes (1995) dice:

La caída de tensión en sistemas de distribución se presenta cuando la energía eléctrica disminuye durante su recorrido desde la fuente de generación hasta el punto de consumo final. Esta pérdida de voltaje se debe a la corriente de carga que fluye a través de la resistencia y la reactancia en la línea y equipos utilizados en el sistema de distribución, así como a la distancia entre la fuente de energía y el punto de consumo. (p. 55)

2.3.5. Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia se refieren a la potencia que se disipa o se desperdicia durante la transmisión y distribución de electricidad desde la fuente de generación hasta el punto de consumo final.

Juarez Cervantes (1995) dice:

Aunque en todos los elementos de la red se tienen pérdidas, el lugar sobresaliente lo ocupan, sin lugar a duda, los transformadores debido a la conversión de energía y las líneas debido a su impedancia. A pesar de su alta eficiencia, los transformadores generan pérdidas más altas que los generadores ya que tienen cuatro o más veces la potencia instalada de generadores. Esto se debe a la necesidad de muchos pasos de transformación entre la generación y el consumo, así como al hecho de que las cargas están dispersas en amplias áreas territoriales. (p. 81)

2.4. Marco Teórico

En el contexto de esta investigación, el objetivo primordial es presentar un enfoque apropiado para el análisis de sistemas de distribución de energía eléctrica con el fin de sugerir formas de mejorar la calidad del producto específicamente a la calidad de tensión. Cabe destacar que esta metodología incorpora enfoques convencionales y establece una secuencia de procedimientos basados en variables y condiciones previamente definidas, específicas para abordar el problema en cuestión.

Es por ello por lo que las variables y condiciones para alcanzar la meta de esta investigación, serán adquiridos mediante un marco teórico que comprende los siguientes aspectos:

- El análisis de la cargabilidad del alimentador UR-02, conociendo la sobre carga sucedida por demanda.
- La evaluación del perfil de tensión en el sistema de distribución.
- Aplicación del cambio de nivel de tensión a un nivel superior.

Estos análisis se basarán en información recopilada a través de mediciones de tensión, datos técnicos específicos relacionados con el AMT UR-02 y la utilización de software especializado.

Es esencial tener presente que la baja calidad del producto no solamente conlleva reclamos por parte de los clientes regulados, sino que también resultan en pérdidas técnicas de potencia y energía, lo que se traduce en compensaciones para los clientes y sanciones para la empresa concesionaria debido a la deficiente calidad del producto. Por lo tanto, las entidades dedicadas a distribuir y comercializar la energía eléctrica enfrentan el reto de mejorar la calidad de su producto para evitar impactos económicos negativos derivados de una gestión inadecuada.

En este contexto, existen diversas estrategias y alternativas aplicables a los niveles de BT y MT que pueden contribuir a alcanzar este objetivo.

Muños (2021) menciona las soluciones más utilizadas como:

Afinamiento del despacho de tensión en barras de MT, implementación de Bancos de Condensadores, determinación de la posición adecuada del TAP de los transformadores de distribución, implementación de reguladores de tensión en redes MT, reemplazo de conductores por otros de mayor sección y/o implementación de nuevos circuitos en paralelo (Refuerzo de red), cambio a nivel superior de tensión, reconfiguración de redes de distribución, implementación de generación distribuida, implementación de nuevos centros de transformación y/o distribución (p. 21).

En términos generales, estas soluciones no solo contribuyen a mejorar la calidad de la tensión, sino que también coadyuvan en la disminución de pérdidas técnicas, el fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y el incremento de su capacidad de distribución y transformación.

2.4.1. Calidad de la Energía Eléctrica

2.4.1.1. Calidad

La calidad se describe como el nivel en el cual un producto o servicio satisface con los requisitos, explícitos o implícitos, de un cliente específico. Cabe mencionar que diferentes clientes pueden tener distintos conjuntos y niveles de requisitos para productos o servicios similares. Por lo tanto, es crucial que la definición de requisitos sea específica para uno o más clientes concretos. Previo a establecer las especificaciones de un producto, es esencial identificar claramente al cliente al que se destina.

Desde esta perspectiva, la calidad implica que un producto o servicio reúna las características necesarias para cumplir las expectativas del cliente al que va dirigido, satisfaciendo sus requerimientos. Además, la calidad conlleva que la productividad, rentabilidad y aceptación en el mercado estén directamente relacionadas con el nivel de satisfacción del cliente.

Es fundamental comprender que la calidad es el resultado de un esfuerzo continuo y efectivo, donde se trabaja diligentemente para cubrir con las demandas del cliente. La evaluación de si un producto o servicio es positivo o negativo se basa en gran medida en la percepción y respuesta de los clientes.

Finalmente, por lo que, si abarcamos este término en el contexto del servicio de energía eléctrica ofrecido por las empresas distribuidoras, la satisfacción del cliente se logra cuando la concesionaria garantiza un suministro eléctrico confiable, continuo, oportuno y adecuado. En síntesis, la calidad del servicio eléctrico se define por la capacidad de la empresa para consolidar un nivel óptimo de prestación, lo que a su vez garantiza la satisfacción de los usuarios.

2.4.1.2. Calidad del producto

En el ámbito de la ingeniería eléctrica, la calidad de producto se relaciona estrechamente con las características de la onda de tensión. A pesar de las diversas interpretaciones que existen sobre este concepto según diferentes autores, podemos simplificarlo para que sea sencillo de entender tanto para los clientes como para las compañías proveedoras de energía. La calidad de producto se entiende como satisfactoria cuando los dispositivos conectados al sistema eléctrico funcionan correctamente.

Por lo general, cuando tenemos inconvenientes con la calidad de producto eléctrico, podemos notar síntomas como que nuestras computadoras se reinician con frecuencia, dispositivos sensibles se bloquean, la iluminación parpadea o nuestros dispositivos electrónicos de control no funcionan correctamente.

A menudo, los clientes tienden a pensar que la calidad de producto se refiere únicamente al suministro constante y estable de tensión proporcionado por la compañía eléctrica. Sin embargo, es importante comprender que esta problemática no debe atribuirse por completo a la empresa concesionaria, ya que existen numerosos parámetros que pueden perjudicar la calidad del producto eléctrico.

finalmente, es cierto que las causas de los problemas de calidad de producto son debido a la perturbación en las tensiones proporcionados por la empresa distribuidora, no obstante, tenemos que reconocer que la gran de estos problemas también están dentro de nuestras instalaciones interiores.

Ahora bien, algunas causas de estos problemas son:

- Deficiencias en la puesta a tierra.
- Conexiones deficientes.
- Niveles insuficientes de aislamiento, entre otros factores.

Es fundamental comprender que existen niveles de inestabilidad que se pueden detectar y subsanar para prevenir problemas de mala calidad de energía, y esto puede lograrse a un costo razonable. Esto implica la implementación gradual de un enfoque predictivo, basado en la monitorización continua mediante analizadores, análisis y diagnóstico constante de las causas subyacentes de los problemas de calidad de tensión, utilizando dispositivos portátiles.

2.4.2. Tensión Eléctrica

La tensión eléctrica se presenta como una magnitud física crucial. Esta magnitud, especialmente en un circuito eléctrico cerrado, tiene un efecto significativo sobre el flujo de electrones a través de un conductor. Como resultado de esta influencia, se desencadena un fenómeno fundamental: el flujo de corriente eléctrica.

Es relevante destacar que, en palabras técnicas, la diferencia de potencial se interpreta como el trabajo realizado por el campo eléctrico en cada unidad de carga, cuando se traslada una partícula cargada desde un punto hasta otro en el campo eléctrico.

Para medir de manera precisa la tensión eléctrica, utilizamos un instrumento de gran utilidad conocido como voltímetro. Este dispositivo nos proporciona mediciones en voltios (V), una unidad fundamental dentro del SI, que es utilizada para cuantificar el potencial eléctrico.

Es esencial comprender que la tensión eléctrica es independiente de la trayectoria que pueda seguir la carga en su recorrido. Su valor se establece exclusivamente en función del potencial eléctrico existente entre dos puntos, generalmente representados como A y B en el campo eléctrico.

El flujo de electrones es consecuencia de conectar, haciendo uso de un conductor, dos puntos bajo una diferencia de potencial cualquiera. En este proceso, la carga pasa por el conductor desde la parte de mayor a menor potencial. Un dato importante a considerar es que, en ausencia de una fuente externa de energía, como un generador, esta corriente eléctrica se detendrá cuando ambos puntos alcancen un equilibrio en su potencial eléctrico, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Henry. El movimiento de cargas es precisamente lo que denominamos corriente eléctrica.

Un enfoque interesante es visualizar la tensión eléctrica como la energía potencial asociada a una unidad de carga en el contexto de un campo electrostático. Su medida fundamental en el Sistema Internacional (SI) es el voltio. De manera metafórica, podemos considerar esta tensión como una especie de "presión eléctrica". Cuando esta presión se mantiene constante, no se produce un flujo de cargas eléctricas, pero si varía, da origen a la creación de un campo eléctrico que, a su vez, ejerce fuerzas sobre las partículas cargadas.

“Desde una perspectiva matemática, la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos A y B es la integral de línea del campo eléctrico” (Surco & Palomino, 2016, p. 20)

Ecuación 1

Ecuación Diferencia de potencial

$$V(A) - V(B) = - \int_B^A \vec{E} \cdot d\vec{l}$$

Donde:

$V(A) - V(B)$ = Diferencia de potencial entre los puntos A y B

E = Intensidad de campo medida en N/C

$d\vec{l}$ = Distancia que separa los puntos A y B

2.4.2.1. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – Título 5to, Calidad de producto

A. Tensión

La tensión determina la diferencia de potencial efectiva entre un conductor y la tierra, o entre dos conductores.

las tensiones se expresan en valores nominales.

La tensión de funcionamiento de un sistema eléctrico puede diferir por encima o por debajo del valor de tensión nominal.

B. Niveles de Tensión

“La designación de niveles de tensión está dada por: baja tensión, media tensión, alta tensión y muy alta tensión.” (Código Nacional de Electricidad - Suministro, 2011, p. 16) Cada uno de estos niveles desempeña un papel fundamental en la transmisión y distribución de electricidad, y su correcta gestión es esencial para garantizar un suministro de energía seguro y eficiente.

- **Baja Tensión (B.T.):** Nivel de tensión predominante en aplicaciones residenciales y comerciales. Comúnmente definida como tensiones nominales inferiores a 1 kV; la baja tensión es esencial para la alimentación de dispositivos y equipos en hogares y pequeños negocios, y su elección se basa en la prioridad de mantener la seguridad de los usuarios.
- **Media Tensión (M.T.):** Se utiliza en la distribución de electricidad en áreas urbanas y rurales, se define como una tensión nominal superior a 1 kV y hasta 35 kV.
- **Alta Tensión (A.T.):** Se utiliza en la transmisión de electricidad a largas distancias desde las centrales generadoras hasta las subestaciones de transformación, la alta tensión es crucial para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión a larga distancia y es fundamental en la interconexión de sistemas eléctricos, se define como una tensión nominal superior a 35 kV y hasta 230 kV.
- **Muy Alta Tensión (M.A.T.):** Definido como cualquier nivel de tensión superior a 230 kV utilizado en las redes de transmisión eléctrica.

En conclusión, los niveles de tensión eléctrica son fundamentales en el diseño y funcionamiento de los sistemas eléctricos. La baja tensión se utiliza para suministrar energía a los usuarios finales, la media tensión es empleada en el transporte y distribución de energía, mientras que la alta tensión se utiliza en la transmisión de grandes volúmenes de electricidad. Cada nivel

presenta características técnicas y normativas específicas que deben cumplirse para garantizar un suministro eléctrico seguro y eficiente.

En resumen, se muestra el siguiente cuadro con los niveles de tensión.

Figura 2. 1

Cuadro de Niveles de tensión

Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Muy Alta Tensión
380/220 V 440/220 V	20,0 kV (*)	60 kV 138 kV 220 kV	500 kV
	10,5 kV		
	22,9 kV		
	33 kV		
	22,9 / 13,2 kV		
	33 / 19 kV		

Fuente: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

C. Tolerancias

La NTCSE regula las tolerancias en las variaciones de tensión, con un máximo permitido de $\pm 5,0\%$ de las tensiones nominales en las etapas y niveles de tensión (BT, MT, etc.) de los puntos de entrega de energía.

“Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7,5\%$.” (NTCSE, D.S. 020-97-EM, 1997, p12)

Si la tensión queda fuera de los límites establecidos en este apartado durante más del 5% del tiempo de medida, se considerará de mala calidad.

La tolerancia permitida para media tensión según la normativa NTCSE es de $\pm 6\%$, y para baja tensión es de $\pm 7,5\%$.

Por el contrario, es bien establecido que la NTCSE especifica que la calidad de la tensión está sujeta a supervisión y monitoreo mediante el uso de indicadores y sus correspondientes tolerancias.

D. Indicador de Calidad

En relación con la tensión y su respectivo indicador de calidad sabemos que se calcula como, “la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos adquiridos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal de 220V (V_n) del mismo punto”

(NTCSE, DS 020-97-EM, 1997), dicha diferencia es considerada en intervalo de medida (k) en una duración de quince (15) minutos. El indicador de calidad de la tensión se expresa en porcentaje de la tensión nominal en el punto, así como se muestra a continuación:

Ecuación 2

Ecuación del indicador de calidad de la tensión

$$\Delta V_k(\%) = \frac{(V_k - V_n)}{V_n} \times 100\%$$

E. Compensaciones por Mala Calidad de Tensión

Cuando la calidad de un producto no alcanza unos niveles de referencia predeterminados, los proveedores, o concesionarios, están obligados a compensar la diferencia a sus clientes, o usuarios finales regulados.

Para determinar la compensación por variación de tensión, se emplea la siguiente ecuación:

Ecuación 3

Ecuación del indicador de calidad de la tensión

$$C = \sum_p a \times A_p \times E(p)$$

En esta fórmula:

p: se refiere al período de medición durante el cual se exceden los límites de tolerancia en cuanto a los niveles de voltaje.

a: indica la indemnización unitaria por las infracciones de voltaje, la cual varía en distintas etapas.

En la primera etapa, a se mantiene en 0.00

En la segunda etapa, a se establece en 0.01 US \$ por kilovatio-hora

En la tercera etapa, a se fija en 0.05 US \$ por kilovatio-hora

Finalmente, “Ap: Factor de proporcionalidad definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p” (NTCSE, DS N.º 020-97-EM, 1997)

Está de acuerdo con los valores especificados a continuación.

Figura 2. 2

Cuadro de valores del factor de proporcionalidad en función al indicador ΔV_p (%)

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \Delta V_p (\%) \leq 7.5$	1	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) $	$2 + (\Delta V_p (\%) - 7.5)$	NA
$7.5 < \Delta V_p (\%) \leq 10.0$	NA	1
$10.0 < \Delta V_p (\%) $	NA	$2 + (\Delta V_p (\%) - 10)$

Fuente: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

E(p): Energía en Kilovatio-hora proporcionada durante el periodo de medición p.

F. Control del Indicador de Calidad de Tensión

“El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad.” (NTCSE, D.S. 020-97-EM, 1997, p13)

Finalmente, cabe señalar que las empresas concesionarias deben cumplir con la NTCSE y cubrir los gastos de medición y documentación de la calidad con los indicadores antes mencionados. Además, son responsables de determinar las compensaciones en caso de incumplimiento de los umbrales de tolerancia.

En consecuencia, los concesionarios deben financiar la adquisición, instalación y medición de los equipos, así como el registro de los datos. Además, son responsables de los gastos relacionados con el cálculo de los parámetros de calidad de la tensión, la determinación del reembolso adecuado y el suministro de información a las entidades reguladoras.

2.4.2.2. Variaciones de Voltaje

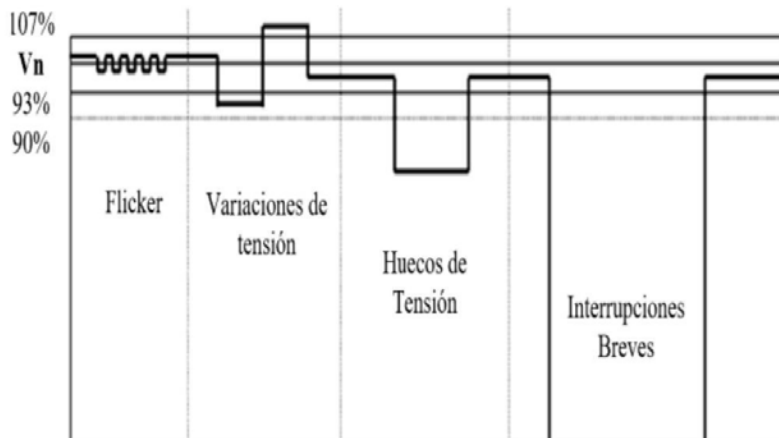
Las fluctuaciones de voltaje se refieren a cambios sistemáticos en los niveles de tensión eléctrica, que generalmente deben mantenerse en el margen de los límites fijados por la NTCSE.

Estas variaciones son comunes y pueden ser ocasionadas por diversas razones, como la conexión o desconexión de cargas, oscilaciones en la magnitud de la tensión de entrada y fluctuaciones en la demanda eléctrica de los distintos dispositivos conectados al sistema.

Los disturbios en el voltaje, que suelen ser de corta duración, a menudo son consecuencia de un funcionamiento deficiente y de fallos en los equipos eléctricos.

Figura 2. 3

Variaciones de tensión en el sistema de distribución



Fuente: Tesis de Pregrado Herrera Guato (2021)

La garantía de una tensión óptima en sistemas residenciales e industriales se convierte en un objetivo de máxima importancia. Para alcanzar este objetivo, resulta imprescindible la reducción tanto de la variación promedio de voltaje como de la variación máxima de voltaje, dos métricas que describen la amplitud de las oscilaciones de tensión en relación con los valores de referencia.

La variación promedio de voltaje se refiere al promedio de las fluctuaciones de tensión con respecto nominal en un sistema. La disminución de esta variación implica mantener una tensión más cercana al valor objetivo, lo que se traduce en una mayor estabilidad y calidad del suministro eléctrico. Estas consideraciones revisten gran importancia en entornos residenciales e industriales, donde la continuidad y fiabilidad del suministro eléctrico son cruciales.

En paralelo, la variación máxima de voltaje expresa la máxima diferencia entre los valores extremos de tensión en un sistema. La reducción de esta variación contribuye a la disminución de las oscilaciones de tensión más acentuadas, lo que a su vez ayuda a evitar los picos o caídas abruptas de tensión que podrían afectar dispositivos sensibles o procesos industriales críticos.

El control de estas variaciones de voltaje no solo mejora la calidad de producto eléctrico, sino que también aumenta la eficiencia y la durabilidad de los dispositivos conectados a la red. La implementación de tecnologías y sistemas de control avanzados, como reguladores de voltaje, sistemas de monitoreo en tiempo real y soluciones de compensación de energía reactiva,

desempeña un papel esencial en la reducción de las variaciones de voltaje y, en consecuencia, en la optimización de la calidad de producto.

En resumen, “Para mantener la tensión adecuada en la carga residencial o industrial, se necesita disminuir la desviación media del voltaje y la desviación máxima de voltaje, que caracteriza la amplitud de las oscilaciones de tensión cerca de ese valor” (Herrera, 2021, p. 4).

Dentro del campo de sistemas de distribución eléctrica, la gestión de la desviación promedio de tensión se presenta como un aspecto crucial para asegurar un rendimiento eficiente. Esta gestión se apoya en la capacidad de ajustar la relación de transformación a través del interruptor de selección, lo que permite controlar eficazmente la desviación promedio de tensión en el sistema. Además, para disminuir el índice de desviación máxima de tensión, se considera apropiado incorporar reguladores automáticos de voltaje.

“La desviación promedio de tensión puede limitarse, modificando de manera eficaz, la relación de transformación mediante el interruptor de selección.” (Herrera, 2021, p. 4).

Esto permite ajustar la tensión en los nodos de la red de distribución, garantizando que se mantenga dentro de los márgenes aceptables. Este enfoque resulta esencial para minimizar la desviación promedio y, por ende, lograr mejorar la calidad de producto proporcionada.

Además de la adaptación de la relación de transformación, los reguladores automáticos de voltaje se configuran como un componente fundamental para atenuar la desviación máxima de tensión. Estos dispositivos detectan las variaciones en el voltaje en tiempo real y ajustan de manera automática la tensión para mantenerla dentro de los límites predeterminados. Su incorporación contribuye en gran medida a la estabilidad del sistema y a la mitigación de los efectos negativos de las fluctuaciones de tensión.

La combinación de la adaptación de la relación de transformación a través del interruptor de selección y la inclusión de reguladores automáticos de voltaje se posiciona como una estrategia completa para optimizar la gestión de la tensión en sistemas de distribución eléctrica. Este enfoque, respaldado por una sólida base teórica y práctica, mejora la calidad y eficiencia del suministro eléctrico, ofreciendo ventajas tanto a los proveedores como a los consumidores de energía eléctrica.

En resumen, “La desviación promedio de tensión puede limitarse, modificando de manera eficaz, la relación de transformación mediante el interruptor de selección. Para atenuar el índice

de desviación máxima de tensión es adecuado implementar reguladores automáticos de voltaje” (Herrera, 2021, p. 4).

A. Desviación promedio de voltaje

La desviación promedio de voltaje juega un papel crucial para optimizar el rendimiento de estos sistemas. Cuando los niveles de tensión en los nodos de una red de distribución se apartan de los valores normales de operación y alcanzan rangos prácticos diferentes, se habla de "desviación de voltaje". Este fenómeno tiene un impacto significativo a la hora de operar los sistemas eléctricos, y la desviación promedio de voltaje se convierte en un indicador esencial para evaluar y comprender estos efectos.

La desviación promedio de tensión es una métrica que permite cuantificar y comparar el grado de desviación registrado en el SEP. Su obtención y análisis son críticos en la planificación y gestión de sistemas de distribución, ya que proporciona una medida consolidada de la variación en los valores de tensión en los nodos de la red.

Específicamente, la desviación promedio de voltaje se convierte en un elemento importante para identificar la ubicación óptima de transformadores con tap en una red de distribución eléctrica. Estos transformadores, que pueden ajustar su relación de transformación, son elementos clave para controlar y mantener la calidad del voltaje en la red. La elección de la ubicación adecuada para estos transformadores se basa principalmente en la desviación promedio de voltaje, lo que permite identificar los puntos críticos que requieren ajustes específicos para garantizar una distribución uniforme de energía eléctrica.

La optimización de esta ubicación, junto con la reducción de la desviación de voltaje, conlleva una mejora en la calidad de producto, beneficiando tanto a los proveedores como a los consumidores.

En resumen, “La desviación promedio se utiliza como un factor determinante en la ubicación adecuada de transformadores con tap. Para obtener la desviación promedio de tensión se utiliza la ecuación” (Herrera, 2021, p. 5).

Ecuación 4

Ecuación de la desviación promedio de tensión

$$V_p = \frac{\sum_{i=1}^n |V_{d_i} - V_i|}{n}$$

Donde:

Vd_i : Voltajes deseados en la barra i en [p.u.]

V_i : Voltaje en la barra i en [p.u.]

n : Numero de barras del sistema

B. Desviación máxima de voltaje

Dentro del campo de la gestión de sistemas eléctricos, se reconoce ampliamente que la reducción de la desviación máxima de voltaje es un aspecto clave para mejorar la eficiencia. Esta cuestión juega un papel crucial en la ingeniería eléctrica, ya que tiene consecuencia directa en la calidad y el rendimiento de la energía eléctrica. En el contexto del presente estudio, se explorará la importancia de reducir las variaciones de voltaje en sistemas eléctricos y se examinará cómo aquellos nodos que exhiben una desviación máxima de voltaje significativa representan un requisito prioritario para la compensación de potencia reactiva.

El concepto de desviación máxima de voltaje se refiere a las discrepancias máximas en los valores de voltaje entre los distintos nodos de un sistema eléctrico interconectado. Se pone un énfasis especial en los nodos que presentan las mayores desviaciones de voltaje, dado que estos puntos demandan una compensación de potencia reactiva sustancial con el fin de preservar la calidad y la estabilidad del sistema.

La posición óptima de los cambiadores de derivación, dispositivos diseñados para gestionar las variaciones de voltaje, se determina a través de un análisis meticuloso basado en la observación de las desviaciones máximas de voltaje. Identificar aquellos nodos con las mayores desviaciones de voltaje proporciona información crítica para la toma de decisiones. La instalación de cambiadores de derivación en estos nodos permite de manera efectiva atenuar las variaciones de voltaje, lo cual, en consecuencia, conduce a mejoras notables en la eficiencia y la fiabilidad del sistema eléctrico.

La adecuada administración de la desviación máxima de voltaje se posiciona como un pilar fundamental en la ingeniería eléctrica y la planificación de redes eléctricas. La reducción de las variaciones de voltaje y la subsiguiente implementación de estrategias de compensación son prácticas esenciales para alcanzar un funcionamiento más eficiente y confiable del sistema eléctrico en su totalidad.

En resumen, “Al reducir la desviación de voltaje del sistema, mejora la eficiencia. Por lo tanto, un nodo con una desviación máxima de voltaje es la que requiere la mayor compensación

de potencia reactiva, la posición del cambiador de derivación se determina observando el valor mínimo desviaciones máximas de voltaje la cual se formula de la siguiente forma” (Herrera, 2021, p. 5).

Ecuación 5

Ecuación de la desviación promedio de tensión

$$Vm = \max |Vd_i - V_i|$$

$$1 < i < n$$

Donde:

Vd_i : Voltajes deseados en la barra i en [p.u.]

V_i : Voltaje en la barra i en [p.u.]

n : Numero de barras del sistema

C. Disturbios de Voltaje

1. Disturbios por Sobrevoltajes Transitorios.

Las sobretensiones transitorias son cambios de onda de tensión que dan lugar a un cambio de onda fundamental en una fracción de ciclo de frecuencia. Las causas más comunes de estos transitorios son provocadas por las descargas atmosféricas, las desconexiones de los interruptores y seccionadores, el funcionamiento de los equipos de interrupción del servicio y los arcos eléctricos provocados por fallos intermitentes o conexiones débiles.

Para garantizar que la tensión no supere los niveles para los que fueron diseñados, los equipos eléctricos convencionales han sido diseñados para tolerar este tipo de transitorios de sobretensión, que pueden soportar repetidamente la tensión nominal de pico. Este tipo de transitorios se ha controlado instalando pararrayos y, en algunos casos, condensadores de frente de onda.

“El equipo de protección contra el frente de onda debe ser adecuado, con reactancias en serie o condensadores en paralelo según sea necesario, además de los pararrayos antes mencionados, para proporcionar una protección adecuada.” (Boada, 2014, p. 7).

Ya que los equipos electrónicos normalmente no pueden soportar estos niveles de tensión. De lo contrario, el equipo podría averiarse o no funcionar correctamente. Incluso los pararrayos capaces de limitar los transitorios a dos o tres veces la tensión nominal suelen ser incapaces de proteger este tipo de equipos.

2. Disturbios por subidas y caídas de voltaje momentáneo.

Las caídas de tensión o breves picos de tensión de la onda fundamental de 60 Hz se conocen como "dips" y los picos o subidas de tensión como "swells"; estas perturbaciones han causado muchos problemas en la época moderna, como el parpadeo de los relojes digitales y la complejidad de los procesos industriales.

Este tipo de comportamiento de la onda de tensión suele deberse a fallos del sistema eléctrico que persisten hasta que se corrigen mediante mecanismos de protección. Estos fallos pueden producirse en la industria como consecuencia de haber puesto en funcionamiento grandes motores, así como en las industrias de servicios.

2.4.2.3. Cambio de Nivel de Tensión

“Para potenciar la capacidad de la red y disminuir las pérdidas de energía, implica el cambio a un nivel de tensión superior de la red primaria de distribución.” (Cisneros, 2018, p. 39)

Este enfoque es una práctica ampliamente reconocida y efectiva en el ámbito de ingeniería eléctrica, con el fin de asegurar el funcionamiento óptimo de la infraestructura eléctrica y asegurar un suministro eléctrico confiable a las comunidades.

Es relevante destacar que, en la actualidad, las compañías de distribución eléctrica han proyectado la adaptación de sus infraestructuras eléctricas con miras a un futuro cercano. Su objetivo principal radica en la transición hacia niveles superiores de tensión. Esta estrategia busca disminuir las pérdidas de energía durante el proceso de distribución y potenciar la capacidad global de la red de distribución.

El aumento del nivel de tensión en la red primaria de distribución tiene múltiples beneficios. En primer lugar, reduce las pérdidas de energía que se producen debido a la resistencia inherente de los conductores eléctricos. mientras que la tensión se incrementa, la corriente disminuye, lo que a su vez reduce las pérdidas por efecto Joule, contribuyendo a la eficiencia del sistema.

Además, esta estrategia permite una mayor capacidad de transmisión de energía a lo largo de la red. Con niveles de tensión superiores, se puede transportar más energía eléctrica sin sobrecargar los conductores y los transformadores. Esto es fundamental para lidiar con el variante crecer de la demanda de energía, especialmente en áreas urbanas en constante expansión y en regiones con una mayor necesidad de electrificación.

La transición hacia niveles superiores de tensión también contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Reduce la probabilidad de fluctuaciones y caídas de tensión en la red, lo que conlleva a mejorar la calidad del producto de energía eléctrica entregado a los usuarios, lo que es objetivo de estudio de esta tesis. Esto es particularmente importante para garantizar que las empresas y los hogares tengan un suministro eléctrico confiable, lo que a su vez promueve la productividad y el bienestar de la comunidad.

En resumen, el cambio en el nivel de tensión en la red primaria de distribución es una táctica fundamental en la evolución de la industria eléctrica. A medida que las compañías de distribución eléctrica se adaptan y buscan niveles superiores de tensión, están contribuyendo a la eficiencia, la capacidad y la confiabilidad del sistema eléctrico en provecho de la población. Este enfoque refleja el compromiso de las empresas concesionarias para el abastecimiento de las demandas energéticas cambiantes y su mejora continua.

2.4.3. Niveles de Cargabilidad

En el ámbito de la distribución eléctrica, la capacidad de carga en los transformadores es un tema crítico que se encuentra en el centro de las preocupaciones de las empresas concesionarias.

Por ello es crucial darle la debida importancia. Sobrecargar un transformador puede llevar en un aumento significativo de la temperatura en sus devanados, lo que a su vez tiene como consecuencia una disminución considerable en su vida útil.

Al enfrentarnos a una situación de sobrecarga en un transformador, es esencial considerar lo siguiente:

1. **El período de tiempo de sobrecarga:** Pues una temperatura que supere los 140 grados centígrados puede complicar su funcionamiento y afectar negativamente al material dieléctrico del mismo.
2. **La altitud sobre el nivel del mar donde se instalará el transformador:** Esto es importante porque a altitudes más elevadas, la densidad del aire disminuye, lo que puede causar dificultades en la disipación de calor del transformador y, en última instancia, conducir a su sobrecalentamiento.

Para evaluar la capacidad de carga de los transformadores, se recurre al factor de uso.

2.4.3.1. Factor de uso

Denominado también como factor de utilización, Su finalidad radica en verificar qué porcentaje de la capacidad de un transformador se está utilizando. En otras palabras, se emplea

para determinar si la demanda máxima que se conecta al transformador está por debajo de su capacidad nominal (potencia máxima para la cual fue diseñado) o si, por el contrario, supera dicha capacidad.

Desde una perspectiva matemática, el factor de utilización se expresa como la relación entre la máxima demanda y la capacidad nominal instalada del transformador. Este indicador es esencial para garantizar un uso eficiente y seguro de estos dispositivos, ya que permite evaluar si están operando dentro de sus límites de capacidad o si existe un riesgo de sobrecarga.

Ecuación 6

Ecuación del Factor de uso

$$Fu = \frac{kVA_{Dmax}}{kvA_{Instalada}}$$

Donde:

$$kVA_{Dmax} = \frac{Dmax}{PF_{Dmax}}$$

Boada (2014) en su trabajo de investigación, menciona:

Cuando el factor de utilización (Fu) es menor o igual a 0.5, se clasifica al transformador como subutilizado. Por otro lado, si el Fu excede el valor de 0.8, se establece la condición de sobrecarga, y se denomina al transformador como sobrecargado o sobre utilizado. (p. 8)

2.4.3.2. Sobrecarga por demanda

Si bien es cierto las empresas del sector eléctrico se proyectan en base a un procesamiento estadístico de datos realizados por el área de planeamiento de dicha empresa, este proporcionará una información aproximada en cuanto a la demanda futura de energía eléctrica que afectará al sistema eléctrico que controla la concesionaria.

Es así que la proyección de la demanda en el sector eléctrico no se limita únicamente al resultado de datos estadísticos. También está intrínsecamente ligada al crecimiento demográfico, el desarrollo económico regional y las dinámicas sociopolíticas.

Gracias a este informe, en conjunto con el trabajo del área de planeamiento, se determinará acciones cruciales, tales como la construcción de nuevas plantas generadoras, la extensión de las redes de transmisión y la incorporación de subestaciones adicionales.

Determinando también la capacidad de instalación de estas, contemplando un horizonte de planificación que abarca desde el corto plazo (5 años) hasta el largo plazo (20 años).

Generalmente los transformadores de potencia instalados en las subestaciones, resultan ser proyectados de 15 a más años de servicio, por lo que satisfecerán la demanda que existente año a año, pero cuando se topa su capacidad, ya sea por el vencimiento del tiempo de vida o un superávit de la demanda, es evidente que con anterioridad se prevé una nueva subestación o ampliación de la existente, que mantendrá la demanda por un nuevo periodo más, finalmente de esta forma evitando la sobrecarga del transformador.

Todas las empresas del sector eléctrico dependen económicamente del gobierno para sus montajes y mejoras en el sistema eléctrico, por lo que para su trámite se entiende que causara retrasos en los proyectos 1 o 2 años, obligando a que los transformadores de las subestaciones mantengan una demanda no proyectada para ellos y así sobrecargándolos.

Ahora bien, se aclara que, en la sobrecarga por demanda, no interviene los factores de falla ya sea voltaje, frecuencia o mala operación del equipo; simplemente es el incremento de la demanda, la cual sobrepasa los valores nominales del transformador.

2.4.4. Flujo de Carga

El cálculo del flujo de carga en SEP se rige como una tarea de vital importancia. Su ejecución tiene como fin relevante obtener información crítica, abarcando aspectos como los niveles de tensión en las barras, los flujos de potencia activa y reactiva a través de las diversas

líneas que están dentro del sistema, así como factores como las corrientes eléctricas y el factor de potencia, entre otros.

Para abordar el desafío del flujo de potencia, se utilizan varios métodos, entre los que destacan:

- Método de Newton-Raphson: Basado en iteraciones sucesivas para converger hacia la solución.
- Método de Gauss - Seidel: Método que se centra en la actualización secuencial de variables para alcanzar el resultado de flujo de potencia.
- Entre otros métodos.

2.4.5. Sistemas de Distribución

Son aquellos que engloban una serie de elementos que se extienden desde las subestaciones primarias hasta la entrega de energía a los distintos tipos de consumidores.

En contraste con las redes de transmisión, las redes de distribución cuentan una serie de aspectos específicos que las distinguen:

- Poseen una topología radial, lo que significa que se distribuye la energía desde un punto central hacia los usuarios finales.
- Exhiben una alta relación entre resistencia y reactancia (R/X), lo que afecta la calidad de la energía entregada.
- Se caracterizan por tener múltiples puntos de conexión, lo que garantiza la disponibilidad de servicio a diferentes ubicaciones.
- Su estructura lateral es compleja, adaptándose a las necesidades de diferentes áreas geográficas.
- Soportan cargas de naturaleza diversa y a menudo presentan desequilibrios en la demanda de energía.
- Sus líneas no incluyen transposiciones, lo que puede influir en la eficiencia de la transmisión.
- Distribuyen cargas de manera dispersa, entre otras particularidades.

A. Tipos de sistemas de distribución

La clasificación de los sistemas de distribución se basa en el tipo de carga eléctrica a la que suministran energía:

- **Sistemas de Distribución Urbana:** Se enfocan en zonas urbanas y metropolitanas, atendiendo a una amplia variedad de usuarios, desde hogares hasta empresas y servicios públicos.
- **Sistemas de Distribución Rural:** Están diseñados para áreas rurales y remotas, donde la densidad de población es menor y la infraestructura puede ser más dispersa.
- **Sistemas de Distribución Industrial:** Abastecen a las instalaciones industriales, que suelen requerir grandes cantidades de energía eléctrica para sus procesos de producción.
- **Sistemas de Distribución Comercial:** Se centran en la entrega de energía a negocios y comercios, adaptándose a los requerimientos específicos de este tipo de usuario.

B. Partes de los sistemas eléctricos de distribución

La distribución de energía eléctrica desempeña un papel crucial en nuestra vida cotidiana, asegurando que los hogares, las empresas y las industrias tengan acceso a la electricidad de manera confiable y eficiente.

Las partes del sistema de distribución son esenciales para el flujo ininterrumpido de energía eléctrica para los consumidores finales.

Los sistemas eléctricos de distribución constan de tres componentes fundamentales:

- **Las subestaciones de distribución:** Son elementos críticos en el sistema eléctrico, ya que actúan como puntos de transformación de la electricidad desde niveles de AT correspondiente a los circuitos de subtransmisión a niveles de MT correspondiente a los alimentadores primarios. Las subestaciones de distribución son instalaciones clave para ajustar la tensión eléctrica a niveles adecuados para la distribución en áreas locales mediante las redes primarias y secundarias, que alimentan al usuario final.
- **Los sistemas de distribución primaria:** Son responsables de transportar la electricidad desde las subestaciones de distribución hasta los correspondientes transformadores de distribución. Dentro de este sistema esta los alimentadores

primarios, cuya potencia depende del voltaje de distribución. el diseño adecuado para estos sistemas es esencial para evitar pérdidas significativas de energía y garantizar una distribución confiable.

- Sistemas de distribución secundaria: Son la última etapa en la cadena de distribución eléctrica antes de que la electricidad llegue a los consumidores finales. Aquí el transformador de distribución reduce la tensión del alimentador primario a una tensión de uso para el cliente final, como son 440 v, 220v y 380v.

Los sistemas de distribución secundaria son las partes más visibles del sistema eléctrico para los consumidores, ya que conectan sus dispositivos y electrodomésticos directamente a la red eléctrica. Estos sistemas funcionan a tensiones aún más bajas y requieren una cuidadosa planificación y mantenimiento para garantizar una distribución confiable.

La calidad del suministro eléctrico es una preocupación constante en los sistemas de distribución secundaria. Es por ello que la planificación de estos sistemas debe considerar factores como la capacidad de carga y la protección contra interrupciones para garantizar un servicio eléctrico sin problemas.

Cabe recalcar, que cada uno de los componentes mencionados desempeña un papel vital en la entrega confiable de electricidad a los consumidores finales. La eficiencia y la confiabilidad de estos sistemas dependen en gran medida de un diseño adecuado, un mantenimiento regular y la adaptación a las crecientes demandas de energía y la transición hacia fuentes de energía más limpias.

2.5. Marco Normativo

En el presente proyecto de tesis se tomó como referencia las siguientes normativas, las cuales contribuyeron a referenciar ciertos conceptos.

- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su reglamento
- Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento respectivamente DL. Nro. 28749 y DS. Nro. 042-2011.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), aprobado por R.D. N° 016-2008-EM-DGE.
- R.D. N°-018-2002-EM/DGE. - “Norma de procedimientos para la elaboración de proyectos y ejecución de obras en sistemas de utilización en media tensión en zonas de concesión de distribución”.
- ANSI C84.1 (American National Standard Institute) for electric power systems and equipment - voltage ratings (60 Hertz).
- IEC 60038 Tensiones estandar IEC.
- Criterios de Ajuste y coordinación de los Sistemas de Protección del Sein – Coes Sinac.
- IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- Anexo 01-A y 01-B “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización” de la Gerencia de proyectos de Electro Sur Este S.A.A.

CAPITULO III

III. EVALUACION DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS EN REGIMEN PERMANENTE DEL ALIMENTADOR UR-02 EN LA SITUACION ACTUAL

3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como finalidad evaluar las condiciones operativas en régimen permanente del Alimentador UR-02, considerando la configuración actual de la red en media tensión, con el objetivo de identificar posibles deficiencias técnicas que afecten la calidad del producto eléctrico suministrado. Esta evaluación constituye una etapa fundamental del estudio, ya que proporciona el diagnóstico de la infraestructura eléctrica existente y permite conocer el estado actual del alimentador UR-02 antes de proponer cualquier medida de mejora.

Inicialmente, se describe el entorno del sistema eléctrico al que pertenece el Alimentador UR-02, detallando su conexión con la Subestación Eléctrica de Potencia de Urubamba, así como las principales características técnicas y estructurales del alimentador en media tensión. Asimismo, se expone el historial de reportes de mala calidad de tensión proporcionados por la empresa concesionaria, lo cual evidencia la necesidad de un análisis técnico detallado.

Posteriormente, se realiza el modelamiento del alimentador en el software Digsilent Power Factory, incorporando la parametrización de todos los elementos del sistema: red equivalente, barras de tensión, líneas de distribución, transformadores y cargas. Con este modelo, se efectúa el análisis de flujo de carga desbalanceado trifásico, considerando distintos escenarios de demanda (mínima, media y máxima), con el fin de evaluar el comportamiento de los niveles de tensión y del flujo de potencia a lo largo del alimentador.

Los resultados obtenidos en esta etapa permitirán sustentar técnicamente si el Alimentador UR-02 opera dentro de los márgenes establecidos por la NTCSE o si presenta deficiencias que justifiquen la necesidad de una intervención.

3.2. Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 – SET URUBAMBA 60 KV

El sistema eléctrico **Valle Sagrado 1**, es operado por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., la cual está ubicada en el departamento de cusco, es una red de distribución que

abastece de energía eléctrica a una vasta región del Valle Sagrado como Písaq, Urubamba, Cachimayo, en la zona sur del Perú.

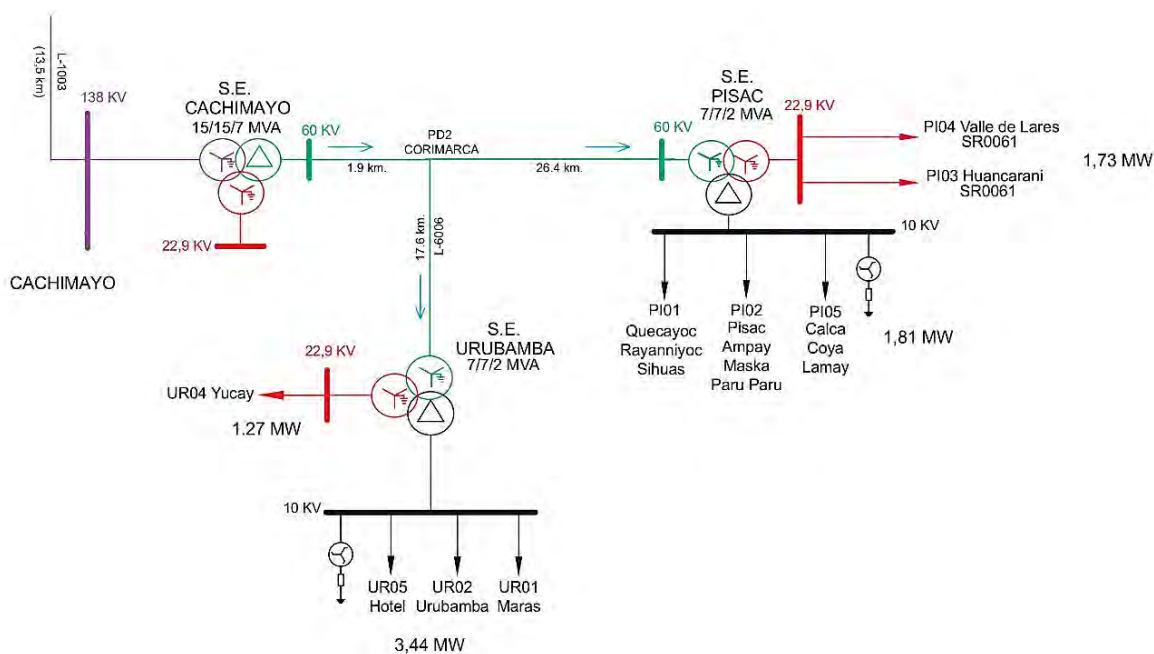
El sistema se compone de varias subestaciones entre las cuales se tiene la Subestación Cachimayo, la Subestación Urubamba, y la Subestación Písaq. Estas subestaciones están interconectadas mediante líneas de transmisión que operan a niveles de tensión, de 138 kV, 60 kV, y 22.9 kV, lo que permite una distribución eficiente de la energía eléctrica a lo largo de la red.

Cabe indicar que el sistema eléctrico del Valle Sagrado 1, es alimentada por la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. mediante la central hidroeléctrica de Machupicchu que cuenta con una subestación de potencia de 13.8/60 kV y una línea de transmisión de 60 kV, mediante el cual se entrega la energía en la S.E. Cachimayo en la barra de 138 kV propiedad de Electro Sur Este S.A.A.

En la siguiente imagen se observa el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico del Valle Sagrado 1.

Figura 3. 1

Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1



Fuente: Osinergmin - Diagramas unifilares de transmisión secundaria de los sistemas de distribución eléctrica

El diagrama unifilar del sistema eléctrico **Valle Sagrado 1** representa la configuración y distribución de energía en la región, destacando las subestaciones, los niveles de voltaje, y las cargas conectadas.

A. Localización y Topología

El sistema eléctrico se extiende desde la Subestación Cachimayo, que opera a un nivel de tensión de 138 kV, conectándose con el alimentador principal a través de la línea L-1003 de 13.5 km. A partir de esta subestación, se transforma la tensión a 60 kV y 22.9 kV, distribuyendo la energía hacia otras subestaciones y alimentadores del sistema.

B. Componentes Eléctricos

1. Subestación Cachimayo (S.E. Cachimayo):

- Transformadores de 15/15/7 MVA.
- Distribución de energía a 22.9 kV y 60 kV.
- Envío de energía a través de dos líneas: una de 22.9 kV hacia la S.E. Urubamba y otra de 60 kV hacia la S.E. Pisac.

2. Subestación Urubamba (S.E. Urubamba):

- Transformador de 7/7/2 MVA.
- Conexión a tres alimentadores: UR01 Maras, UR02 Urubamba y UR05 Hotel, que operan a 10 kV, y UR04 Yucay que opera a 22.9 kV.
- Suministra 3.44 MW de potencia en total a los alimentadores.

3. Subestación Pisac (S.E. Pisac):

- Transformador de 7/7/2 MVA.
- Distribuye energía a dos alimentadores principales a 22.9 kV: PI01 Quecayoc, Rayanniyoc y Sihuas, y PI02 Pisac, Ampay, Maska, y Paru Paru.
- Suministro adicional a PI03 Huancarani y PI04 Valle de Lares.
- Carga total de 1.73 MW y 1.81 MW.

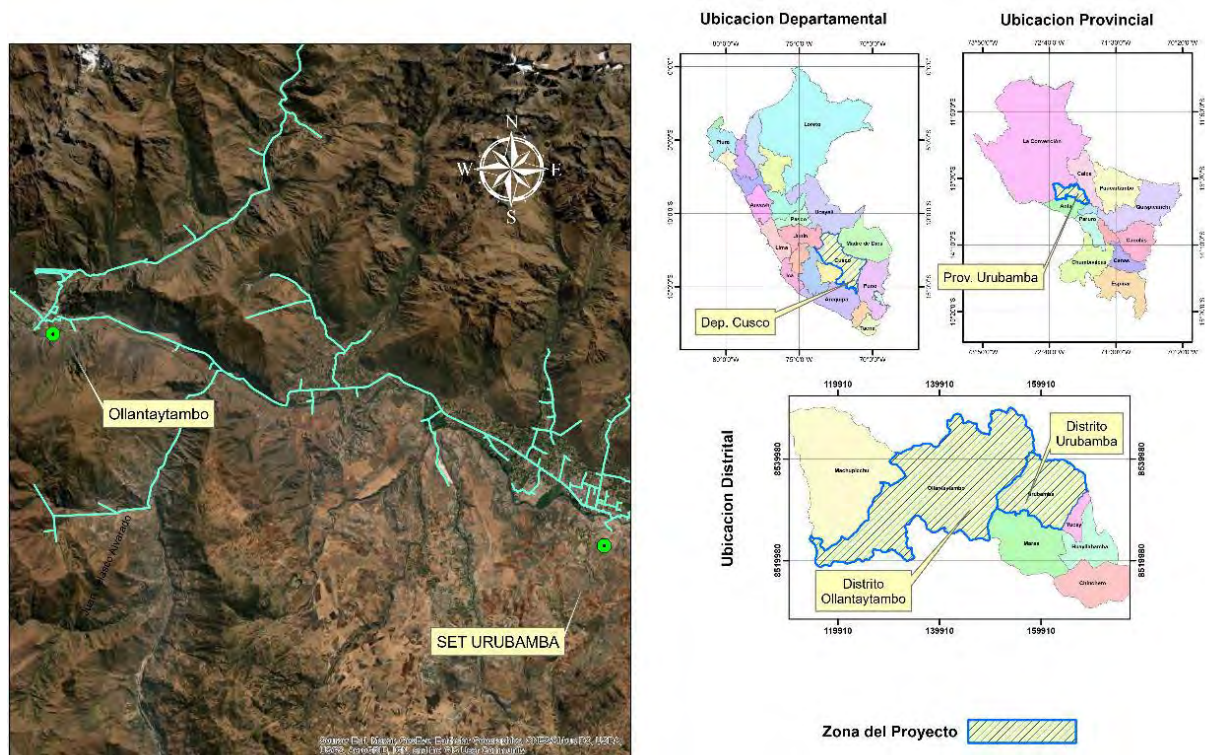
3.3. Descripción General de la Subestación Eléctrica de Potencia de Urubamba - Alimentador en Media Tensión UR-02

3.3.1. Ubicación

El área que será objeto de la presente investigación está situada en la provincia de Urubamba, que forma parte del departamento de cusco. Cuyo centro de transformación se sitúa en el distrito de Urubamba, con altitudes entre 2792 y 2871 m.s.n.m. Esta región está dentro del área de concesión eléctrica de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

Figura 3. 2

Mapa de Ubicación Alimentador Ur-02, Tramo Urubamba - Ollantaytambo



Fuente: Expediente Técnico Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Subestaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 – Gerencia de Proyectos Electro Sur Este S.A.A. 2022

3.3.2. Diagrama Unifilar S.E. Urubamba - Alimentador UR-02 Actual

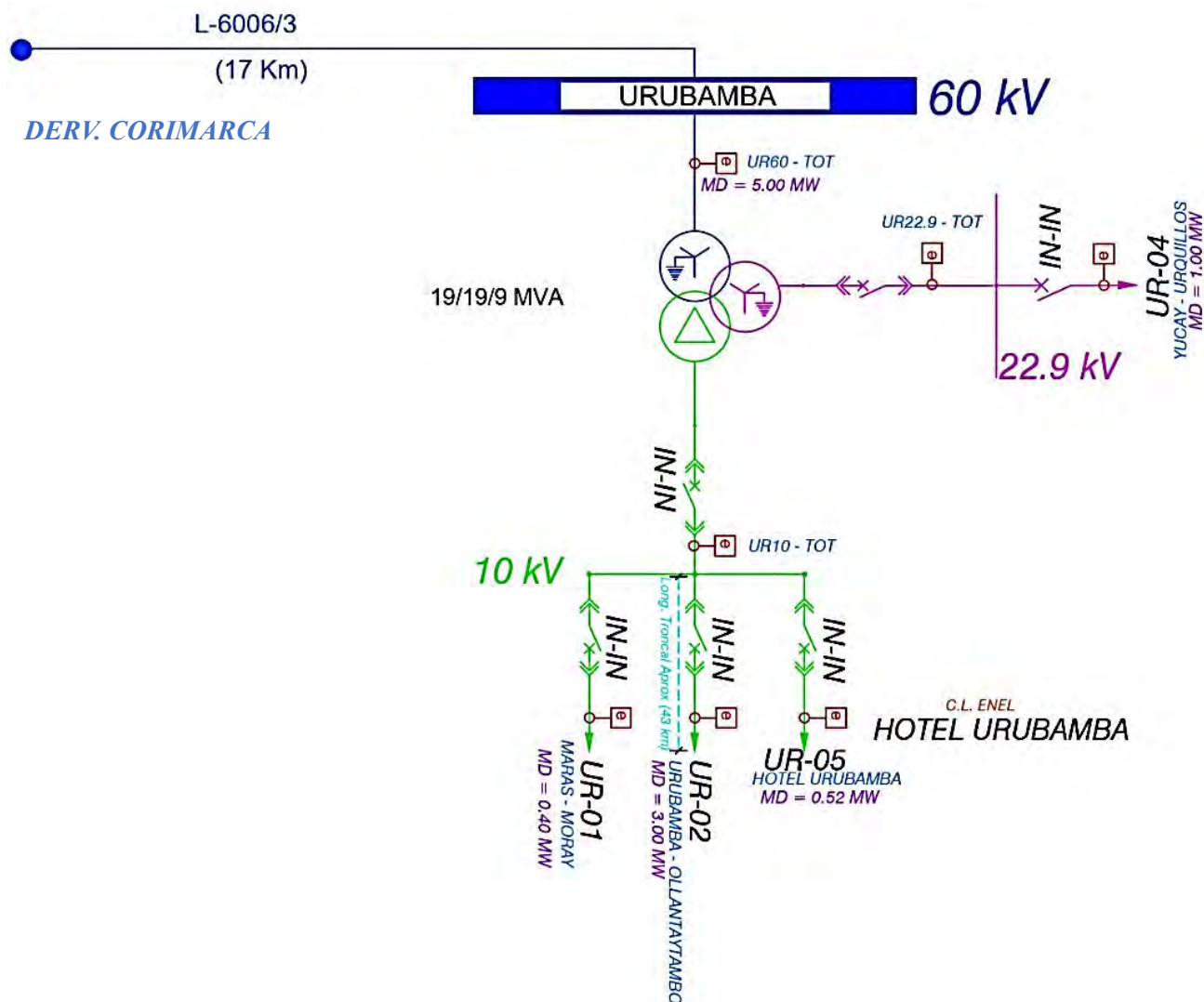
La S.E. Cachimayo suministra a la S.E. Urubamba un nivel de tensión 60 kV alimentando a un transformador de potencia de tres devanados con el tipo de conexionado YN0yn0d5 y con una capacidad de 19/19/9 MVA, La cual realiza la conversión de la tensión de 60 kV a niveles inferiores de 10.0 KV y 22.9 KV a sus respectivas salidas, tiene un patio de llaves con sus respectivas barras, seguido de un relé de protección, reconectores, seccionador de línea y seccionadores de derivación.

Desde el transformador, se tiene dos derivaciones una hacia la barra en 22.9 kV que comprende el alimentador UR-04 cuya troncal va desde Yucay hasta Urquillos (el cual se conecta a la barra a través de un seccionador de barra, relé de protección RE2URT24, REUR4) que suministra a su carga general una potencia de 1.00 MW.

La otra derivación llega a la barra de 10.0 kV que comprende los alimentadores UR-01 cuya troncal va desde Maras a Moray con una carga conectada de 0.40 MW, UR-02 cuya troncal va desde Urubamba a Ollantaytambo con una carga conectada de 3.00 MW y UR-05 con una carga conectada de 0.52 MW cabe recalcar que solo suministra energía al Hotel Urubamba, los cuales se conectan a la barra de 10 kV a través de: Seccionador de barra, relé de protección (RE3URT24, RE1UR2, RE1UR1, RE1UR5) y seccionadores de línea. Como se muestra en la **Figura 3.3**.

Figura 3. 3

Diagrama Unifilar SET URUBAMBA en 60 kV antes de aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión en el Alimentador UR-02



Fuente: Expediente Técnico Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Subestaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 – Gerencia de Proyectos Electro Sur Este S.A.A. 2022

El transformador de potencia trifásico con tres devanados diseñado para operar a un nivel de tensión de 60 kV en su lado de alta cuenta con salidas a dos niveles de tensión diferentes: a 10.0 KV que abastece a tres alimentadores en media tensión (AMT) identificados como Urubamba 01, 02 y 05 (UR-01, UR-02 y UR-05) y a 22.9 KV que abastece al alimentador en media tensión Urubamba 04 (UR-04). El estudio de la presente tesis se centra en el sistema eléctrico del alimentador Urubamba 02 (UR-02).

3.4. Características de la Infraestructura Eléctrica Existente del Alimentador en Media Tensión UR-02

Para entrar a la descripción de las características del Alimentador UR-02, antes es imprescindible conocer las características de la S.E. URUBAMBA, pues es esta quien mediante las barras de 10 kV y 22.9 kV alimenta a las salidas UR-01, UR-04, UR-05 y UR-02 que es el alimentador en estudio.

Para lo cual se obtuvieron las características de la S.E. Urubamba del expediente del proyecto de inversión remodelación alimentador UR-02 de la gerencia de proyectos Electro Sur Este 2022.

3.4.1. Transformador de Potencia Trifásico de la S.E. URUBAMBA 19/19/9 MVA

El transformador de potencia cuenta con tres devanados y tipo de conexión YN0yn0d5 con un nivel de tensión de 60 kV en el lado de alta, a su vez presenta dos niveles de tensión a sus salidas uno de 10 kV el cual comprende a los alimentadores en media tensión denominados (UR-01, UR-02 y UR-05), la otra salida tiene un nivel de tensión de 22.9 kV este comprende el alimentador en media tensión (UR-04). Como ya se indicó el sistema eléctrico a estudiar en la presente tesis es el alimentador UR-02.

A continuación, se muestra la S.E. Urubamba y su respectivo transformador de potencia.

Figura 3. 4

Barra de 10 kV y las Salidas UR-02, UR-01 y UR-05 de la S.E. Urubamba



Fuente: Expediente Técnico Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Subestaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 – Gerencia de Proyectos Electro Sur Este S.A.A. 2022.

Figura 3. 5

Transformador de Potencia de 3 Devanados YN0yn0d5 de la S.E. Urubamba



Fuente: Expediente Técnico Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Subestaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 – Gerencia de Proyectos Electro Sur Este S.A.A. 2022

3.4.2. Características de la topología de la Red de Distribución del Alimentador UR-02

En esta sección se describen las características técnicas y operativas del Alimentador UR-02, se describen las especificaciones técnicas del alimentador, parámetros de operación, las características estructurales de los soportes y tipos de conductores en media tensión, las particularidades de los transformadores de distribución instalados en la red, así como los sistemas de protección.

3.4.2.1. Principales Características del Alimentador de UR-02

El alimentador UR-02 es parte y corresponde a una de las salidas de la barra en 10 kV de la S.E. URUBAMBA, suministra energía eléctrica a los distritos de Urubamba y Ollantaytambo al igual que sus respectivas comunidades. El recorrido del alimentador es mediante líneas aéreas en un sistema radial, para mayor detalle ver **Figura 5.1.**

El alimentador a la fecha cuenta con 207 subestaciones de distribución y las redes eléctricas operan a un nivel de tensión de 10 kV, estas redes eléctricas se extienden desde Urubamba hasta la localidad de Huayllabamba y Málaga del distrito de Ollantaytambo. La línea primaria y/o troncal une los distritos de Urubamba y Ollantaytambo.

Tabla 3. 1*Datos y Especificaciones Técnicas de Operación del Alimentador en Media Tensión UR-02*

DATOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE OPERACIÓN			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO	UNIDAD
01	Modelo del alimentador	Aéreo y Radial	-
02	Tipo de sistema	1Ø - 2Ø - 3Ø	-
03	Tensión o Voltaje Nominal	10	kV
04	Tipo de Conexión	Delta	△
05	Tipo de Protección	<i>Interruptor con relé multifunción con protección a tierra.</i>	-
06	Sector Típico	3	-
07	Nombre Sistema Eléctrico	Valle Sagrado 1	-
08	Código Sucursal	008	-
09	Tramo Total	179.321	km
	Troncal	35.225	km
	Derivaciones	144.096	km
10	Frecuencia de la Red	60	Hz
11	Numero de Circuitos	1	Una Terna
12	Altura Máxima	2871	m.s.n.m.
13	Altura Mínima	2792	m.s.n.m.

Fuente: Programa de georreferenciación ArcGIS – Oficina GIS Electro Sur Este S.A.A.

3.4.2.2. Principales Características de los Soportes en Media Tensión del Sistema de Distribución

Tabla 3. 2

Características Principales de los Soportes en Media Tensión del Sistema de Distribución del Alimentador UR-02

CARACTERÍSTICAS DE LOS SOPORTES EN MEDIA TENSIÓN		
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO
01	Soportes	C.A.C. 12/200 - 12/300 - 12/500
		C.A.C. 13/200 - 13/300 - 13/400
		C.A.C. 15/200 - 15/300 - 15/400
		Madera 11/5D - 11/6D - 12/5D - 12/6D - 12/5C
		Fibra de Vidrio 12/300
		Fierro 12 m
		Monofásico (Bifilar):
		AB1, AB2, AB3, AB4, AB5, AB6
		ABB1, ABB3, ABB4
		ABBV1, ABBV2, ABBV3, ABBV6
02	Armados	ABD3, ABD4
		ABV1, ABV2, ABV4, ABV5, ABV6, ABV7
		ABH1, ABH6
		ABX1
		Trifásico:
		AT1, AT2, AT3, AT4, AT5, AT6
		ATB1, ATB2, ATB3, ATB4, ATB6
		ATV1, ATV2, ATV3, ATV5, ATV6, ATV7
		ATPB1, ATPB3, ATPB5
		ATBV1, ATBV2, ATBV3, ATBV4, ATBV5, ATBV6, ATBV7

CARACTERÍSTICAS DE LOS SOPORTES EN MEDIA TENSIÓN		
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO
		ATD1
		ATP3, ATP5
		ATH1, ATH3, ATH5, ATH6
		AT1M, AT2M
		ATVD1, ATVD2, ATVD3, ATVD4, ATVD5,
		ATVD6
		ATX1, ATX3, ATX6
03	Aislamiento	
		<i>Aislador tipo pin de porcelana</i>
		<i>Aislador de suspensión de porcelana</i>
		<i>Aislador polimérico tipo suspensión (RPP 25)</i>
04	Dispositivos de Protección	
		<i>Recloser</i>
		<i>Relés de reconexión</i>
		<i>Seccionadores con fusibles tipo cut - out</i>

Fuente: Programa de georreferenciación ArcGIS – Oficina GIS Electro Sur Este S.A.A.

3.4.2.3. Principales Características de los Conductores en el Alimentador UR-02

Tabla 3. 3

Características Principales de los Conductores en Media Tensión del Sistema de Distribución del Alimentador UR-02

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES EN MEDIA TENSIÓN			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO	UNIDAD
01	Conductor		
		AAAC	-
		ACSR	-
		CU-DES	-
		N2XS2Y	-

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES EN MEDIA TENSIÓN			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO	UNIDAD
		N2XSEY	-
		N2XSY	-
		NA2XSA2Y-S	-
		NA2XSY	-
		NKY	-
02	Sección Nominal	10 - 16 - 25 - 35 - 50 - 70	mm2
03	Longitud Total de los Conductores		
	10 mm2	0.307	km
	16 mm2	24.398	km
	25 mm2	61.658	km
	35 mm2	85.246	km
	50 mm2	6.197	km
	70 mm2	2.595	km

Fuente: Programa de georreferenciación ArcGIS – Oficina GIS Electro Sur Este S.A.A.

3.4.2.4. Principales Características de los Transformadores de distribución del Alimentador UR-02

Tabla 3. 4

Características Principales de las Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR-02

CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO	UNIDAD
01	Código SED	Varios	Nro
02	Nivel de Tensión		
	- LADO DE ALTA	10 - 3Ø	kV
	- LADO DE BAJA	0.22 - 1Ø - 3Ø	kV
		0.38 - 3Ø	kV

CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR INDICADO	UNIDAD
		0.44 - 1Ø	kV
07	Potencia Instalada Total SED	756313	KW
08	Factor de Potencia	0.9	-
09	Potencia Aparente SED	5	KVA
		10	KVA
		15	KVA
		25	KVA
		30	KVA
		37.5	KVA
		40	KVA
		50	KVA
		75	KVA
		80	KVA
		100	KVA
		125	KVA
		160	KVA
		175	KVA
		200	KVA
		250	KVA
		300	KVA
		400	KVA
10	Tipo de Conexionado	DyN5 - DD	-
11	Cantidad de Subestaciones	210	Nro
12	Cantidad de Beneficiarios	11532	Usuarios ELSE

Fuente: Programa de georreferenciación ArcGIS – Oficina GIS Electro Sur Este S.A.A.

3.5. Reporte de Variaciones de Tensión por Mala Calidad del Alimentador UR-02 de la Empresa Concesionaria Electro Sur Este S.A.A.

Electro Sur Este S.A.A. ha proporcionado un reporte que detalla los niveles de tensión en las subestaciones de distribución pertenecientes al alimentador UR-02. Este reporte sirve como base inicial para el análisis del comportamiento de la red, aunque su alcance está limitado a los puntos de conexión en las subestaciones, sin incluir un desglose detallado de las tensiones en toda la red del alimentador.

Para este estudio, resulta imprescindible profundizar en el comportamiento de la tensión a lo largo de la topología completa del alimentador UR-02, ya que las variaciones de tensión tienen un impacto directo en la calidad del producto eléctrico percibido por los usuarios, especialmente en los tramos más alejados de las subestaciones.

Con este propósito, se ha llevado a cabo un modelamiento integral del alimentador UR-02 en el software Digsilent Power Factory, que se detallará en las siguientes secciones. Este modelamiento permite obtener datos precisos sobre las tensiones en cada tramo y nodo del sistema, considerando las condiciones reales de operación y con datos de la demanda de potencia actualizados a la fecha. Los resultados obtenidos del modelamiento ofrecen una visión detallada de las zonas críticas con caídas de tensión que podrían exceder los valores permitidos según la NTCSE.

La **Tabla 3.5.** muestra los registros de variaciones de tensión en valores nominales y en valores por unidad correspondientes al lado de baja tensión de las subestaciones eléctricas de distribución del alimentador UR-02, información proporcionada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Esta data, si bien representa una referencia importante del comportamiento del sistema en baja tensión, se ve complementada mediante el modelamiento y simulación del alimentador UR-02 en el software Digsilent Power Factory, el cual permite obtener resultados más completos bajo distintos escenarios de operación. A través de esta herramienta, se accede no solo a los niveles de tensión en el lado de baja tensión de cada SED, sino también a los valores de tensión en media tensión para derivaciones y nodos, lo que permite un análisis más integral del comportamiento eléctrico del alimentador UR-02.

Tabla 3. 5

*Reporte de Variaciones de Tensión en el lado de Baja Tensión de las Subestaciones de
Distribución del Alimentador UR-02, en Valores Nominales [V] y en Valores P.U.*

Código SED	VR min	VR MIN [PU]	VS min	VS MIN [PU]	VT Min	VT MIN [PU]	VR máx.	VR MAX [PU]	VS máx.	VS MAX [PU]	VT máx.	VS MAX [PU]
0080507	207.36	0.94	207.44	0.94	208.02	0.95	216.87	0.99	218.21	0.99	217.57	0.99
0080172	214.78	0.98	218.30	0.99	220.06	1	227.56	1.03	229.19	1.04	229.36	1.04
0080173	212.15	0.96	211.71	0.96	203.84	0.93	224.15	1.02	222.58	1.01	220.97	1
0080195	201.13	0.91	198.86	0.9	192.82	0.88	227.93	1.04	225.02	1.02	224.20	1.02
0080198	192.55	0.88	202.72	0.92	196.70	0.89	229.08	1.04	233.44	1.06	228.50	1.04
0080199	201.99	0.92	196.37	0.89	195.82	0.89	233.45	1.06	230.03	1.05	227.62	1.03
0080200	201.88	0.92	209.56	0.95	205.69	0.93	232.15	1.06	235.38	1.07	231.47	1.05
0080229	224.42	1.02	221.10	1.01	221.91	1.01	230.75	1.05	228.19	1.04	229.02	1.04
0080230	215.45	0.98	213.20	0.97	218.60	0.99	227.15	1.03	226.80	1.03	229.15	1.04
0080231	224.64	1.02	224.75	1.02	222.36	1.01	230.49	1.05	230.62	1.05	228.20	1.04
0080233	230.53	1.05	230.10	1.05	232.26	1.06	238.59	1.08	239.31	1.09	240.36	1.09
0080235	232.63	1.06	231.17	1.05	227.51	1.03	240.89	1.09	239.80	1.09	238.22	1.08
0080236	215.08	0.98	218.09	0.99	218.36	0.99	226.69	1.03	226.61	1.03	228.63	1.04
0080237	220.35	1	220.00	1	216.72	0.99	229.27	1.04	227.76	1.04	227.44	1.03
0080508	210.17	0.96	208.01	0.95	205.14	0.93	218.23	0.99	218.71	0.99	216.92	0.99
0080588	207.01	0.94	206.88	0.94	204.73	0.93	218.06	0.99	216.84	0.99	215.58	0.98
0080241	225.16	1.02	227.02	1.03	226.68	1.03	233.00	1.06	235.18	1.07	235.54	1.07
0080243	228.18	1.04	225.91	1.03	228.58	1.04	234.00	1.06	233.58	1.06	235.22	1.07
0080239	226.73	1.03	226.50	1.03	224.82	1.02	240.55	1.09	237.66	1.08	237.89	1.08
0080242	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0
0080722	213.70	0.97	216.10	0.98	211.70	0.96	223.55	1.02	224.50	1.02	221.95	1.01
0080197	208.33	0.95	200.57	0.91	203.84	0.93	235.51	1.07	232.55	1.06	229.70	1.04
0080242	0.00	0	0.00	0	0.00	0	238.90	1.09	238.95	1.09	241.70	1.1
0080986	195.76	0.89	201.36	0.92	205.55	0.93	232.08	1.05	233.74	1.06	237.70	1.08
0080194	207.57	0.94	213.86	0.97	201.09	0.91	234.92	1.07	237.92	1.08	231.55	1.05
0080208	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0
0080925	197.06	0.9	208.44	0.95	204.56	0.93	227.44	1.03	231.47	1.05	227.77	1.04
0080208	195.58	0.89	207.00	0.94	200.35	0.91	227.06	1.03	231.22	1.05	226.46	1.03
0080467	217.16	0.99	221.00	1	219.30	1	228.67	1.04	230.88	1.05	230.84	1.05
0080577	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0
0080171	219.35	1	219.76	1	216.14	0.98	229.67	1.04	229.47	1.04	226.91	1.03
0080194	208.25	0.95	215.65	0.98	201.05	0.91	232.75	1.06	236.95	1.08	231.90	1.05
0080195	202.75	0.92	197.50	0.9	190.70	0.87	229.10	1.04	224.95	1.02	224.20	1.02
0080198	197.54	0.9	209.27	0.95	205.06	0.93	230.31	1.05	235.28	1.07	230.73	1.05
0080199	188.42	0.86	204.86	0.93	204.08	0.93	226.87	1.03	234.32	1.07	230.12	1.05
0080200	210.12	0.96	196.13	0.89	206.39	0.94	235.47	1.07	230.03	1.05	231.39	1.05
0080201	197.00	0.9	196.85	0.89	0.00	0	223.25	1.01	223.35	1.02	0.00	0
0080208	193.30	0.88	206.65	0.94	200.40	0.91	224.95	1.02	230.05	1.05	225.75	1.03

Código SED	VR min	VR MIN [PU]	VS min	VS MIN [PU]	VT Min	VT MIN [PU]	VR máx.	VR MAX [PU]	VS máx.	VS MAX [PU]	VT máx.	VS MAX [PU]
0080229	223.85	1.02	219.00	1	223.35	1.02	231.15	1.05	229.25	1.04	229.55	1.04
0080230	217.35	0.99	214.50	0.98	219.40	1	228.55	1.04	227.70	1.04	230.25	1.05
0080233	228.88	1.04	230.54	1.05	232.21	1.06	239.81	1.09	240.21	1.09	241.83	1.1
0080234	231.60	1.05	231.25	1.05	234.40	1.07	240.70	1.09	240.95	1.1	243.55	1.11
0080235	230.53	1.05	228.68	1.04	227.84	1.04	241.96	1.1	238.70	1.09	238.68	1.08
0080236	214.45	0.97	217.95	0.99	218.90	1	227.65	1.03	227.95	1.04	229.55	1.04
0080237	220.90	1	221.65	1.01	217.70	0.99	230.50	1.05	229.95	1.05	228.45	1.04
0080239	229.15	1.04	226.60	1.03	226.55	1.03	241.80	1.1	238.70	1.09	239.15	1.09
0080241	224.90	1.02	228.40	1.04	226.75	1.03	234.35	1.07	236.95	1.08	236.35	1.07
0080242	230.05	1.05	224.05	1.02	230.40	1.05	243.10	1.11	237.50	1.08	242.95	1.1
0080243	227.45	1.03	223.85	1.02	228.60	1.04	235.25	1.07	234.65	1.07	236.90	1.08
0080588	227.90	1.04	229.95	1.05	226.40	1.03	237.20	1.08	237.05	1.08	234.35	1.07
0080844	194.95	0.89	203.75	0.93	189.40	0.86	222.65	1.01	224.50	1.02	218.75	0.99

Fuente: Reporte oficina de control ELSE – 2018

3.6. Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory

Para el modelamiento del Alimentador UR-02 se hizo uso del software Digsilent Power Factory 2021, herramienta que para el modelamiento hace uso de las características eléctricas del equipamiento existente como son los transformadores de distribución, Líneas primarias, Redes primarias, cargas y red equivalente.

La recopilación de las características técnicas eléctricas de cada equipamiento que conforma el alimentador en estudio, fueron seleccionadas de la base de datos Gis de la empresa concesionaria Electro sur este S.A.A.

3.6.1. Ingreso de parámetros eléctricos para el modelamiento

En el presente apartado se realiza la parametrización del equipamiento eléctrico que conforma el alimentador UR-02 como son: barras o nodos de voltaje, transformadores, líneas, cargas y red equivalente.

3.6.1.1. Parametrización de la Red Equivalente

Para modelar la Red Equivalente es importante obtener tanto el aporte de potencia de corto circuito “Sk” como la corriente de cortocircuito “Ik”, esto se hace mediante el cálculo de cortocircuito trifásico utilizando el método IEC 60909 en la barra 10 kV de la S.E. Urubamba, la misma que se muestra en la **Figura 3.6**.

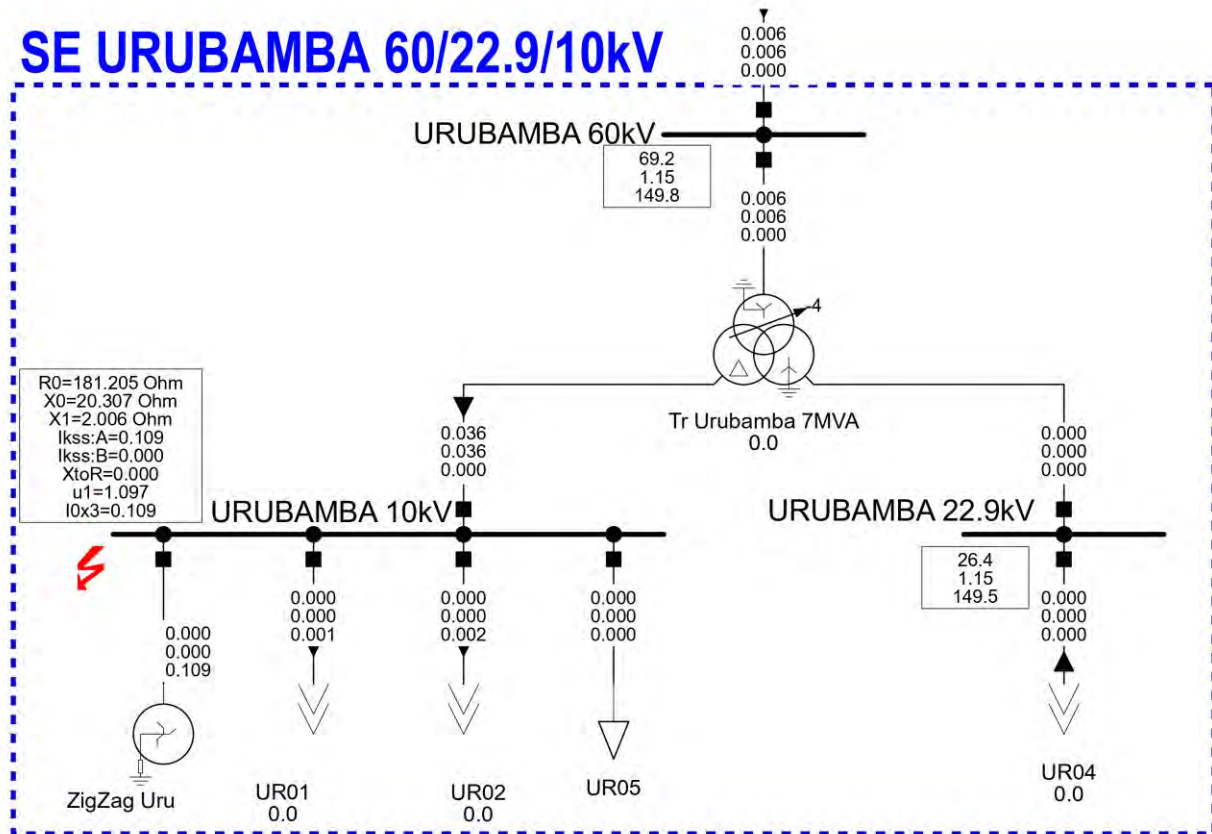
Calculo Cortocircuito Trifásico mediante el Método IEC 60909 en la Barra de 10 kV de la S.E.



Por otro lado, en la misma barra se realiza el cálculo de cortocircuito monofásico a tierra que nos proporciona las impedancias de secuencia positiva y cero.

Figura 3. 7

Calculo de Cortocircuito Monofásico-Tierra mediante el método IEC60909 en la barra de 10 kV de la S.E. Urubamba



Fuente: Archivo PFD de simulación del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 Centro de Control Electro Sur Este S.A.A.

Una vez realizado los cálculos de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra de 10 kV de la S.E. Urubamba, se obtiene los valores del nivel de tensión en PU y el ángulo de desfase de la barra mediante el flujo de potencia desbalanceado, estos datos se observan en las **Tablas 3.6., 3.7. y 3.8.**

Tabla 3. 6

Datos del cálculo de cortocircuito trifásico en la barra de 10 Kv.

CORTOCIRCUITO TRIFASICO	
Sk"	60.023
Ik"	3.3
R	0.238
X	2.006
R/X	0.119

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 7

Datos del cálculo de cortocircuito monofásico-tierra en la barra de 10 kV.

CORTOCIRCUITO MONOFASICO	
R0	181.205
X0	20.307
X1	2.006
X0/X1	10.123
R0/X0	8.923

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 8

Datos del cálculo de flujo de potencia desbalanceado en la barra de 10 kV.

FLUJO DE CARGA	
P.U. (Tensión)	Desfase Angulo
0.98	53.842

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, con los datos obtenidos ya serian suficiente para el modelamiento de la red externa equivalente.

Figura 3. 8

Modelamiento de la Red Externa Equivalente - Pestaña de Flujo de carga.

Red Externa - AMT UR-02 10 KV\Red Externa(1).ElmXnet

Datos Básicos

- Descripción
- Flujo de Carga**
- Cortocircuito VDE/IEC
- Cortocircuito Completo
- Cortocircuito ANSI
- Cortocircuito IEC 61363
- Cortocircuito DC
- Simulación Cuasi Dinámica
- Simulación RMS
- Simulación EMT
- Calidad de Energía/Armónicos
- Confiabilidad
- Análisis de la Capacidad de Integración
- Flujo Óptimo de Potencia
- Planificación del Despacho
- Colocación Óptima de Equipos

General | Avanzado | Despacho Automático

Control de subestación Externa: [v] →

Controlador Secundario Externo: [v] →

Tipo de Barra: SL [v] | Punto de Operación: local [v]

☐ Fuera de servicio cuando la potencia activa es cero

Punto de Operación

Modo de Entrada: Por defecto [v] ...

Potencia Activa: 0. [] MW

Potencia Reactiva: 0. [] Mvar

Tensión de Operación: 1.05 [] p.u.

Ángulo: 53.842 [] deg

Barra de Referencia: [v] →

Polarización de Frecuencia Pri: 0. [] MW/Hz

Polarización de Frecuencia sec: 0. [] MW/Hz

Límites Operativos de Potencia Reactiva

Curva de capacidad: [v] →

Mín.	-9999. []	Mvar	Factor de Escala (mín.)	100. []	%
Máx.	9999. []	Mvar	Factor de Escala (máx.)	100. []	%

OK | Cancelar | Figura | Ir a ...

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Figura 3. 9

Modelamiento de la Red Externa Equivalente - Pestaña Simulación RMS para datos de cortocircuito trifásico y monofásico.

Red Externa - AMT UR-02 10 KV\Red Externa(1).ElmXnet

☐ Algoritmo de integración Estable A

Constante de Tiempo de Aceleració. 8. s

Polarización de Frecuencia sec. 0. MW/Hz

Usar para el cálculo Valores Máx. v

Valores Máximos

Potencia c.c. SK"-máx	60.	MVA
Corriente c.c. Ik"-máx	3.464102	kA
Factor c (máx.)	1.	
Relación R/X (máx.)	0.119	
Relación de Impedancia		
X0/X1 máx.	10.123	
R0/X0 máx.	8.923	

Valores Mínimos

Potencia c.c. SK"-mín	8000.	MVA
Corriente de Cortocircuito Ik"-mín	461.8802	kA
Factor c (mín.)	1.	
Relación R/X (mín.)	0.1	
Relación de Impedancia		
X0/X1 mín.	1.	
R0/X0 mín.	0.1	

Constantes de Tiempo Transitorias

Td'	1.	s
Tq'	1.	s

Reactancias Subsíncronas

xd	0.2	p.u.
xq	0.2	p.u.

Constantes de Tiempo Subtransitorias

Td''	0.1	s
Tq''	0.1	s

Reactancias Transitorias

xd'	0.2	p.u.
xq'	0.2	p.u.

Factor de Potencia 0.8

Potencia Aparente Nominal 12.08467 MVA

OK Cancelar Figura Ir a ...

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

3.6.1.2. Parametrización de Barras de Tensión

Para el modelamiento de las barras y nodos en Digsilent Power Factory se debe tomar en cuenta el tipo de sistema si es corriente alterna o continua, el número de fases como su tecnología correspondiente y el nivel de tensión nominal. A continuación, en la **Figura 3.10.** se muestra los datos básicos necesarios para esta parametrización.

Figura 3. 10

Modelamiento de la Barra en 10 kV de la SET Urubamba - pestaña datos básicos

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Para el modelamiento se consideró barras de los siguientes niveles de tensión: 10 KV, 0.22 KV, 0.38 KV y 0.44 KV.

Figura 3. 11

Modelamiento del Nodo en Baja Tensión de la SED 0080843 en 0.38 kV Trifásico

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

3.6.1.3. Parametrización de Conductores en Media Tensión

Para el modelamiento de las líneas en Digsilent Power Factory se debe considerar varios parámetros eléctricos del tipo de conductor escogido, dichos parámetros se obtienen de catálogos donde se observa las características eléctricas de cada de conductor según sea su sección y tipo.

Los datos básicos necesarios para la parametrización de una línea en Media Tensión se muestran en las siguientes figuras.

Figura 3. 12

Modelamiento de Líneas en Media Tensión - Pestaña Datos Básicos para la longitud de línea

The screenshot shows the 'Datos Básicos' (Basic Data) tab for a line named 'LP-02'. The interface includes a left sidebar with navigation options, a main input area, and a results table.

Inputs:

- Nombre: LP-02
- Tipo: ...ca de Tipos\AAAC CONDUCTOR\3X35 AAAC 10 KV
- Terminal i: AMT UR-02 10 KV\NMT 12291\Cub_2 (NMT 12291)
- Terminal j: AMT UR-02 10 KV\NMT 9630\Cub_1 (NMT 9630)
- Zona: Terminal i → URUBAMBA 10 KV
- Área: Terminal i →
- ☐ Fuera de servicio
- Número de Líneas en paralelo: 1
- Parámetros: Capacidades Térmicas
- Longitud de Línea: 490.28 m
- Factor de Reducción: 1.
- Tipo de Línea: Aéreo
- Modelo de la Línea: ☒ Parámetros Concentrados (PI) ☐ Parámetros Distribuidos
- Cargas de Secciones/Líneas

Valores resultantes:

Parámetro	Valor
Corriente Nominal (act.)	0.18 kA
Impedancia Sec. Pos. Z1	0.4710735 Ohm
Impedancia Sec. Pos. Áng.	30.17831 deg
Resistencia Sec. Pos. R1	0.4072266 Ohm
Reactancia Sec. Pos. X1	0.2368052 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	0.551565 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	0.9310418 Ohm
Corriente de tierra, Ice	0.01317094 A
Factor tierra k0, Magnitud	0.5017494
Factor tierra k0, Áng.	48.07667 deg

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Figura 3. 13

Modelamiento de Lineas en Media Tensión - Creación del Tipo de Línea - Pestaña Datos Básicos

Tipo de Línea - Biblioteca de Tipos\AAAC CONDUCTOR\3X35 AAAC 10 KV.TypLne

Datos Básicos

Nombre: 3X35 AAAC 10 KV

Tensión Nominal: 10. kV

Corriente Nominal: 0.18 kA

Cable / Aéreo: Aéreo

Tipo de Sistema: AC Fases: 3 No. de Neutros: 0

Frecuencia Nominal: 60. Hz

Parámetros de Secuencias 1,2 (por Long.)

Resistencia AC R'(20°C): 0.8306 Ohm/km

Reactancia X': 0.483 Ohm/km

Parámetro de Secuencia Cero por Long.

Resistencia AC R0': 1.125 Ohm/km

Reactancia X0': 1.899 Ohm/km

OK Cancelar

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Figura 3. 14

Modelamiento de Lineas en Media Tensión - Creación del Tipo de Línea - Pestaña Flujo de carga

Tipo de Línea - Biblioteca de Tipos\AAAC CONDUCTOR\3X35 AAAC 10 KV.TypLne

Flujo de Carga

Parámetros de Secuencias 1,2 (por Long.)

Máx. Temperatura Operación: 80. degC

Resistencia AC R'(20°C): 0.8306 Ohm/km

Material del Conductor: Aluminio

Parámetros de Secuencias 1,2 (por Long.)

Susceptancia B': 3.4 uS/km

Tangente delta: 0.

Parámetro de Secuencia Cero por Long.

Susceptancia B0': 1.551 uS/km

Tangente delta: 0.

OK Cancelar

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

3.6.1.4. Parametrización de Transformadores de Distribución en Media Tensión

Para el modelamiento de los transformadores en Digsilent Power Factory se debe considerar varios parámetros eléctricos del tipo de transformador escogido, dichos parámetros se obtienen de la placa características del transformador donde se observa las características eléctricas como la potencia nominal, frecuencia, tensión nominal, grupo vectorial, tensión de corto circuito, pérdidas en el cobre, ángulo de desfase, características del tap, corriente en vacío y pérdidas en el hierro.

Para este caso los datos básicos necesarios para la parametrización de un transformador en Media Tensión se recopilaron del “Archivo PFD de simulación del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 Centro de Control Electro Sur Este S.A.A.” y muestran en las siguientes figuras.

Figura 3. 15

Modelamiento de Transformadores de Distribución en Media Tensión - Pestaña Datos básicos

Transformador de dos Devanados - AMT UR-02 10 KV\0080229.ElmTr2

Datos Básicos

Descripción

Flujo de Carga

Cortocircuito VDE/IEC

Cortocircuito Completo

Cortocircuito ANSI

Cortocircuito IEC 61363

Cortocircuito DC

Simulación RMS

Simulación EMT

Protección

Calidad de Energía/Armónicos

Opt. de Enlaces Abiertos

Confiabilidad

Análisis de la Capacidad de Integración

Flujo Óptimo de Potencia

Planificación del Despacho

Colocación Óptima de Equipos

Estimación de Estado

General Conductor a tierra/neutro

Nombre 0080229

Tipo ...SFORMADORES TRIFASICOS\T 100 KVA 10/0.38 KV

Lado AT AMT UR-02 10 KV\NMT 0080229\Cub_1 NMT 0080229

Lado BT AMT UR-02 10 KV\NBT 0080229\Cub_1 NBT 0080229

Zona Lado AT -> URUBAMBA 10 KV

Área Lado AT ->

☐ Fuera de servicio

Número de

Transformadores en paralelo 1 Intercambiar Conexiones

Capacidades Térmicas

Factor de clasificación 1. Potencia Nominal (act.) 0.1 MVA

Elementos Suministrados

Marcar Elementos en el Gráfico Editar Elementos

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Figura 3. 16

Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Datos Básicos

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

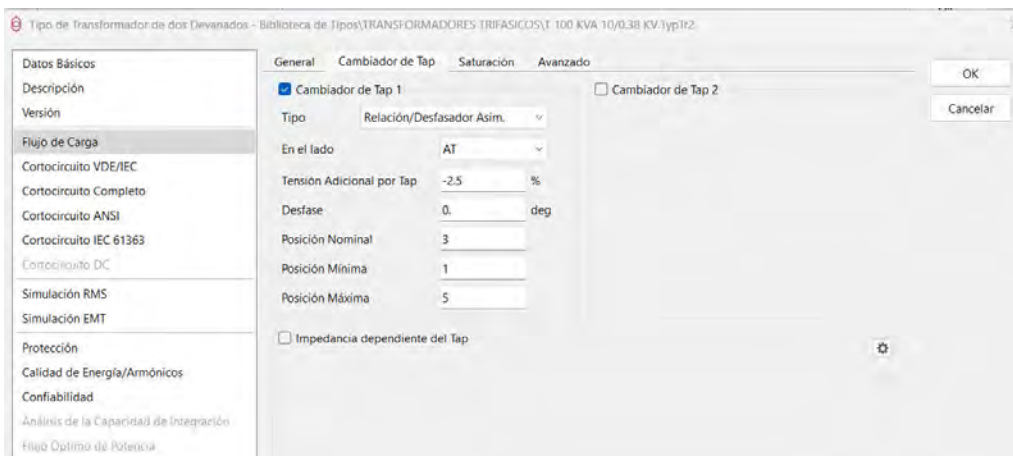
Figura 3. 17

Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Flujo de Carga (General)

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Figura 3. 18

Modelamiento de Transformadores de Distribución En media Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Flujo de Carga (Cambiador de Tap)



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

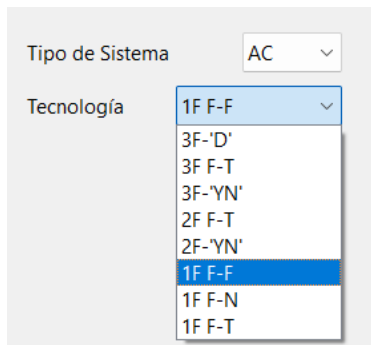
3.6.1.5. Parametrización de Cargas

Para el modelamiento de cargas eléctricas en Digsilent Power Factory se debe considerar los aspectos del tipo de sistemas sea corriente alterna o continua y la tecnología de fases, puesto que dado el caso podemos optar por conexionado trifásico delta, trifásica estrella, monofásica fase – fase, monofásica fase – tierra, etc.

Lo indicado se muestra en la siguiente **Figura 3.19**.

Figura 3. 19

Tecnología de las fases de conexionado para cargas eléctricas de distribución



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Para este caso, en los datos básicos necesarios para la parametrización de las cargas eléctricas se considera un porcentaje según el factor de utilización de la potencia nominal del transformador a la que está conectado la carga, lo mencionado se muestra en las siguientes figuras.

Figura 3. 20

Modelamiento de la carga eléctrica - SED 0080629 T 400 KVA 10/0.22 KV - Pestaña Datos básicos

The screenshot shows the 'Carga General' dialog box for the load 'UR02BT0080629'. The 'Datos Básicos' tab is active. The fields are as follows:

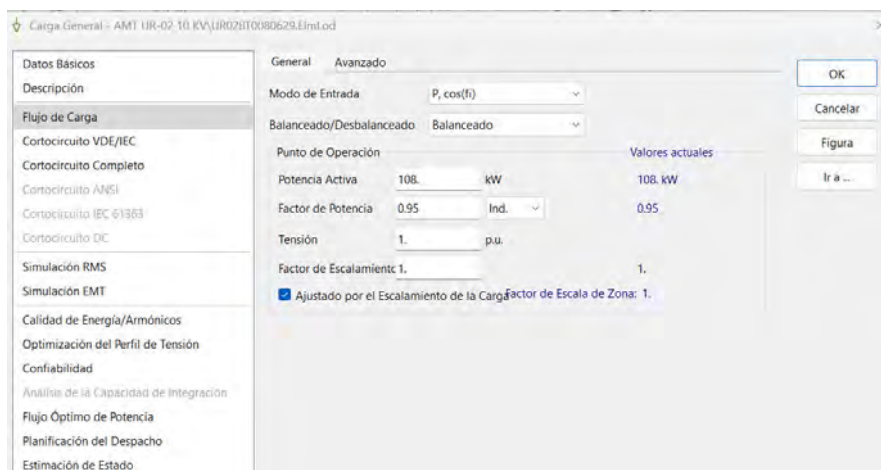
- Nombre:** UR02BT0080629
- Tipo:** (empty dropdown)
- Terminal:** AMT UR-02 10 KV\NBT 0080629\Cub_2
- Zona:** URUBAMBA 10 KV
- Área:** (empty dropdown)
- Fuera de servicio:** ☐
- Tecnología:** 3F-D
- Considerar el Transformador de Carga:** ☐
- Clasificación de la Carga:** (empty dropdown)

Buttons on the right: OK, Cancelar, Figura, Ir a ...

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021.

Figura 3. 21

Modelamiento de la carga eléctrica - SED 0080629 T 400 KVA 10/0.22 KV - Pestaña Datos básicos



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

3.7. Diagnóstico de la Operación Actual en Régimen Permanente del Alimentador UR-02

Electro Sur Este S.A.A. mediante la gerencia de operaciones y el centro de control analiza las condiciones operativas de todo el sistema eléctrico que pertenece a su jurisdicción, es así como esto incluye al sistema eléctrico valle sagrado 1 que es a donde pertenece el alimentador UR-02.

Según la simulación del sistema eléctrico valle sagrado 1 proporcionado por Electro Sur Este S.A.A. en la barra de 10 kV de la SET URUBAMBA, la tensión es de 1.03 p.u. (10.28 kV) en un escenario de Avenida Máxima para el año 2018.

Para evaluar el modelamiento solo de nuestro alimentador en estudio, en este apartado se presentará el diagnóstico de la operación actual del alimentador UR-02, perteneciente a la red de distribución de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. El análisis se enfocará en la evaluación de los niveles de tensión tanto en las barras de media tensión (MT) como en baja tensión (BT) a lo largo de todo el alimentador, bajo diferentes condiciones de demanda.

Para llevar a cabo el diagnóstico, se han considerado tres casos de estudio que representan las condiciones de demanda mínima, media y máxima. La simulación del flujo de potencia fue realizada utilizando el software Digsilent Power Factory 2021, bajo condiciones normales de

operación o régimen permanente, lo que permitió obtener un panorama detallado del comportamiento de la red en distintos escenarios de operación.

El análisis se ha basado en los registros de la demanda máxima, mínima y media del año 2023 del alimentador UR-02 (realizado con los datos proporcionados de perfiles de carga de los últimos 5 años emitido por la gerencia de operaciones de Electro Sur Este S.A.A.), con el fin de verificar y evaluar los niveles de tensión, potencias (activa, reactiva y aparente) y otros parámetros eléctricos críticos como la cargabilidad. Esto ha permitido no solo un diagnóstico preciso de la operación actual, sino también la identificación de posibles puntos críticos en términos de calidad de producto y cumplimiento normativo.

3.7.1. Consideraciones para el Análisis y Simulación del Flujo de Carga Desbalanceado Trifásico del Alimentador UR-02 Mediante Software Digsilent Power Factory

En el presente apartado, se abordarán las consideraciones empleadas para el análisis y simulación del flujo de carga desbalanceado trifásico del alimentador UR-02, utilizando el software Digsilent Power Factory. Para llevar a cabo este análisis, se consideró la distribución de las cargas en las diferentes zonas pertenecientes al alimentador UR-02, las cuales incluyen: Urubamba 10 kV, Urubamba - Ollantaytambo 22.9 kV y Ollantaytambo 10 kV.

El dimensionamiento de las cargas respectivas por SED se realizó tomando un porcentaje de la potencia nominal instalada de cada subestación de distribución, definiendo así un escenario base para la simulación. En este escenario base, se asignó el 30% de la capacidad instalada por SED a su respectiva carga en las zonas Urubamba 10 kV y Urubamba - Ollantaytambo 22.9 kV análogamente un 20% se asignó a las cargas correspondientes a la zona Ollantaytambo 10 kV.

Posteriormente, a este porcentaje de potencia instalada de cada subestación, se le aplicó un factor de Escalamiento de carga, que permitió generar tres escenarios diferentes: mínima demanda, media demanda y máxima demanda. De esta manera, cada factor de escalamiento de carga “FC” fue aplicado a cada carga por subestación de cada zona, permitiendo aproximarse así a los valores de demanda reales del alimentador UR-02 durante el año 2023, según los datos de perfiles de carga proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

El valor considerado para los factores de escalamiento de carga por zona y para cada escenario de operación se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 3. 9

Factores de escalamiento de carga por escenario de operación y zona del alimentador UR-02

DESCRIPCION		ESCENARIOS DE OPERACION			
SIMULACION	ZONA	Esc.	Demanda	Demanda	Demanda
		Base	Mínima	Media	Máxima
		KW	FC (Min)	FC (Med)	FC (Max)
30%	URUBAMBA 10 KV	1014.53			1.29781
	URUBAMBA -				
30%	OLLANTAYTAMBO	942.98	0.57374	0.78768	1.29781
	22.9 KV				
20%	OLLANTAYTAMBO	510.50			1.2116
	10 KV				
	TOTAL, AMT UR-02	2468.01	1416	1944	3159
	(KW)				

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, al considerar los factores de escalamiento de carga por cada escenario de operación, la potencia en KW por zona y por escenario en el 2023 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3. 10

Demanda de potencia para el año 2023 por escenario de operación y zona del alimentador UR-02

Demanda de Potencia 2023 (KW)			
DESCRIPCION	Mínima Demanda	Media Demanda	Maxima Demanda
Red Existente para Mantener en 10 kV	582.08	799.12	1316.67
Urubamba 10 kV	582.08	799.12	1316.67
Proyecto Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV	833.92	1144.88	1842.33
Urubamba - Ollantaytambo 22.9 kV	541.03	742.77	1223.81
Ollantaytambo 10 kV	292.89	402.11	618.52
TOTAL, AMT UR-02 (KW)	1416	1944	3159

Fuente: Elaboración Propia

3.7.2. Análisis de los Niveles de Tensión (caídas de tensión) en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 Mediante el Software Digsilent Power Factory

A partir de la simulación en estado estacionario realizada con el software Digsilent Power Factory 2021, se determinaron los niveles de tensión para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Estos resultados son fundamentales para verificar las condiciones actuales de operación respecto a las caídas de tensión a lo largo del alimentador UR-02.

Según lo establecido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), la caída de tensión permitida en áreas urbanas no debe exceder el 5 % y Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. Conforme a esta normativa, se evaluaron los nodos del diagrama de simulación del alimentador UR-02, cuyos resultados se presentan en las siguientes tablas de resumen.

Tabla 3. 11

Resumen del Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de mínima demanda

Tramo / Zona	Total de Nodos Evaluados	Tensión Óptima (0.95 – 1.05 p.u.)	Caída de Tensión (< 0.95 p.u.)	Sobretensión (> 1.05 p.u.)
URUBAMBA 10 kV	184	184	0	0
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	192	86	106	0
OLLANTAYTAMBO 10 kV	1	0	1	0
TOTAL	377	270	107	0

Fuente: Elaboración Propia - Reporte de Resultados de los niveles de tensión bajo un escenario de operación de mínima demanda del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Tabla 3. 12

Resumen del Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de media demanda

Tramo / Zona	Total de Nodos Evaluados	Tensión Óptima (0.95 – 1.05 p.u.)	Caída de Tensión (< 0.95 p.u.)	Sobretensión (> 1.05 p.u.)
URUBAMBA 10 kV	184	184	0	0
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	192	65	127	0
OLLANTAYTAMBO 10 kV	1	0	1	0
TOTAL	377	249	128	0

Fuente: Elaboración Propia - Reporte de Resultados de los niveles de tensión bajo un escenario de operación de media demanda del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Tabla 3. 13

Resumen del Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de operación de máxima demanda

Tramo / Zona	Total de Nodos Evaluados	Tensión Óptima (0.95–1.05 p.u.)	Caída de Tensión (< 0.95 p.u.)	Sobretensión (> 1.05 p.u.)
URUBAMBA 10 kV	184	149	35	0
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	192	0	192	0
OLLANTAYTAMBO 10 kV	1	0	1	0
TOTAL	377	149	228	0

Fuente: Elaboración Propia - Reporte de Resultados de los niveles de tensión bajo un escenario de operación de máxima demanda del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Cabe señalar que, para complementar la comprensión de las tablas de resumen presentadas, el análisis detallado de los niveles de tensión en todos los nodos del alimentador UR-02, correspondiente a los tres escenarios de demanda simulados, se encuentra en el **Anexo N° 1**, titulado “*Reporte de Niveles de Tensión en el Alimentador UR-02*”. Este reporte ha sido generado mediante el software Digsilent Power Factory y contiene la información completa proveniente de las simulaciones en régimen permanente.

3.7.2.1. Evaluación de los Niveles de Tensión en Condiciones de Mínima, Media y Máxima Demanda del Alimentador UR-02

A continuación, se presenta la evaluación detallada de los niveles de tensión en el alimentador UR-02 bajo tres condiciones operativas: mínima, media y máxima demanda. Utilizando el software **Digsilent Power Factory 2021**, se evaluaron los perfiles de tensión en régimen permanente con el objetivo de identificar posibles problemas de caídas de tensión en las barras y nodos del sistema. Los resultados obtenidos permiten evaluar el comportamiento del sistema ante variaciones en la carga y sirven como base para plantear soluciones que aseguren la calidad del producto eléctrico.

A. Caso de Estudio de Mínima demanda

La siguiente tabla representa los rangos de tensión en valores p.u. como son: sobretensión, subtensión y un valor de tensión óptimo, para cada uno de ellos se registra la cantidad de nodos y barras que están dentro de cada categoría, según los resultados de niveles de tensión obtenidos bajo condiciones de mínima demanda en el Alimentador UR-02.

Tabla 3. 14

Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Mínima Demanda.

Color	Nodos Evaluados BT y MT	P.U.	Leyenda
	0	Mayores a 1.05 P.U.	Sobretensión
	107	Menores a 0.95 P.U.	Subtensión / Caídas de Tensión
	270	Entre 0.95 a 1.05 P.U.	Valor Óptimo

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, los resultados se desglosan en los gráficos de pastel y el gráfico de barras mostrados en la **Figura 3.22.** y la **Figura 3.23.**

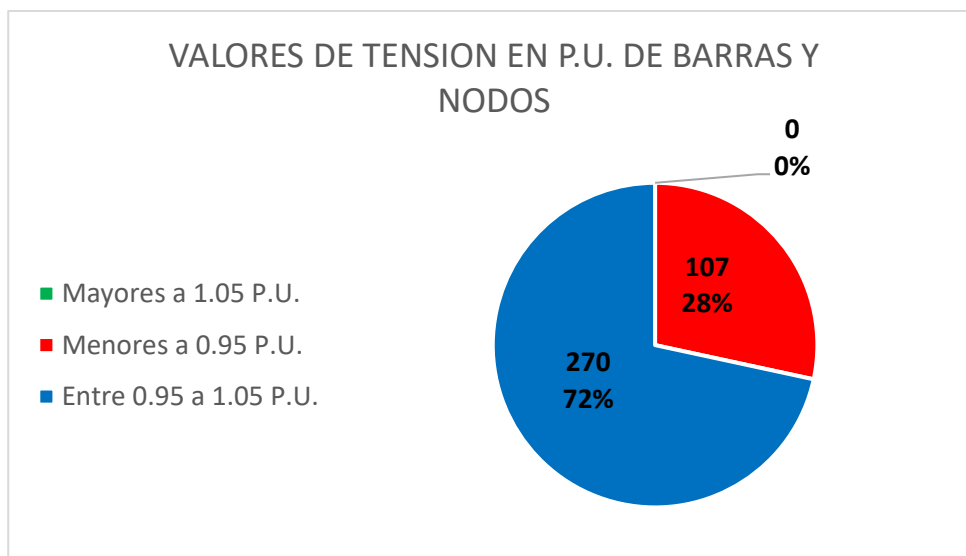
En general estos gráficos muestran la distribución porcentual de valores de tensión bajo este escenario de mínima demanda, indicando lo siguiente.

- El 72% (que representa a 270 de las barras o nodos) mantienen un nivel de tensión entre 0.95 y 1.05 P.U., lo que indica que la mayor parte del sistema opera dentro de parámetros aceptables.

- El 28% (que representa 107 entre barras y nodos) se encuentra por debajo de 0.95 P.U., lo que refleja la presencia de caídas de tensión significativas en estas barras o nodos.
- No se observan valores de sobretensión.

Figura 3. 22

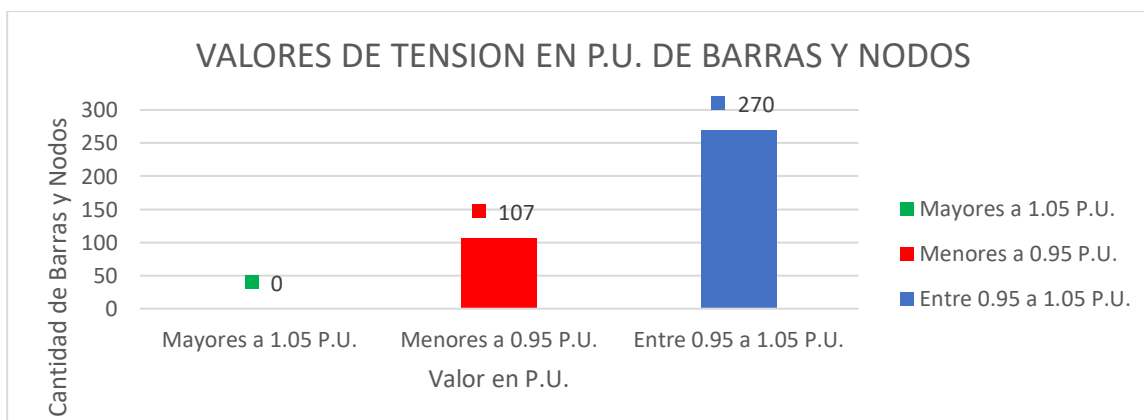
Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Mínima Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 3. 23

Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Mínima Demanda



Fuente: Elaboración Propia

B. Caso de Estudio de Media demanda

La siguiente tabla representa los rangos de tensión en valores p.u. como son: sobretensión, subtensión y un valor de tensión óptimo, para cada uno de ellos se registra la cantidad de nodos y barras que están dentro de cada categoría, según los resultados de niveles de tensión obtenidos bajo condiciones de media demanda en el Alimentador UR-02.

Tabla 3. 15

Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Media Demanda.

Color	Nodos Evaluados BT y MT	P.U.	Leyenda
	0	Mayores a 1.05 P.U.	Sobretensión
	128	Menores a 0.95 P.U.	Subtensión / Caídas de Tensión
	249	Entre 0.95 a 1.05 P.U.	Valor Optimo

Fuente: Elaboración Propia

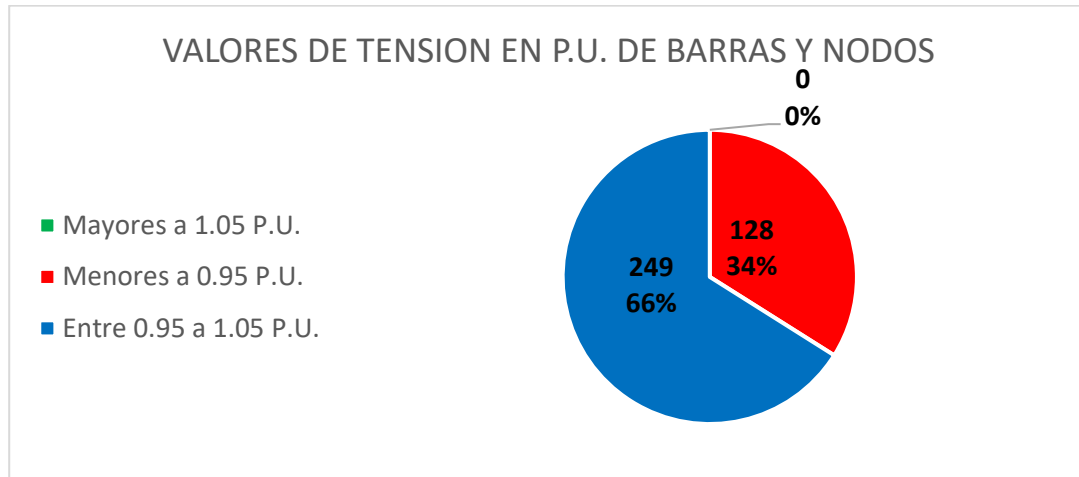
Finalmente, los resultados se desglosan en los gráficos de pastel y el grafico de barras mostrados en la **Figura 3.24.** y la **Figura 3.25.**

En general estos gráficos muestran la distribución porcentual de valores de tensión bajo este escenario de media demanda, indicando lo siguiente.

- El 66% (que representa a 249 entre barras y nodos) mantienen un nivel de tensión entre 0.95 y 1.05 P.U., lo que indica que, bajo media demanda, la mayor parte del sistema mantiene una calidad de tensión aceptable.
- El 34% (que representa 128 entre barras y nodos) se encuentra por debajo de 0.95 P.U., lo que refleja un aumento en la incidencia de caídas de tensión en comparación con el escenario de mínima demanda.
- No se presentan condiciones de sobretensión.

Figura 3. 24

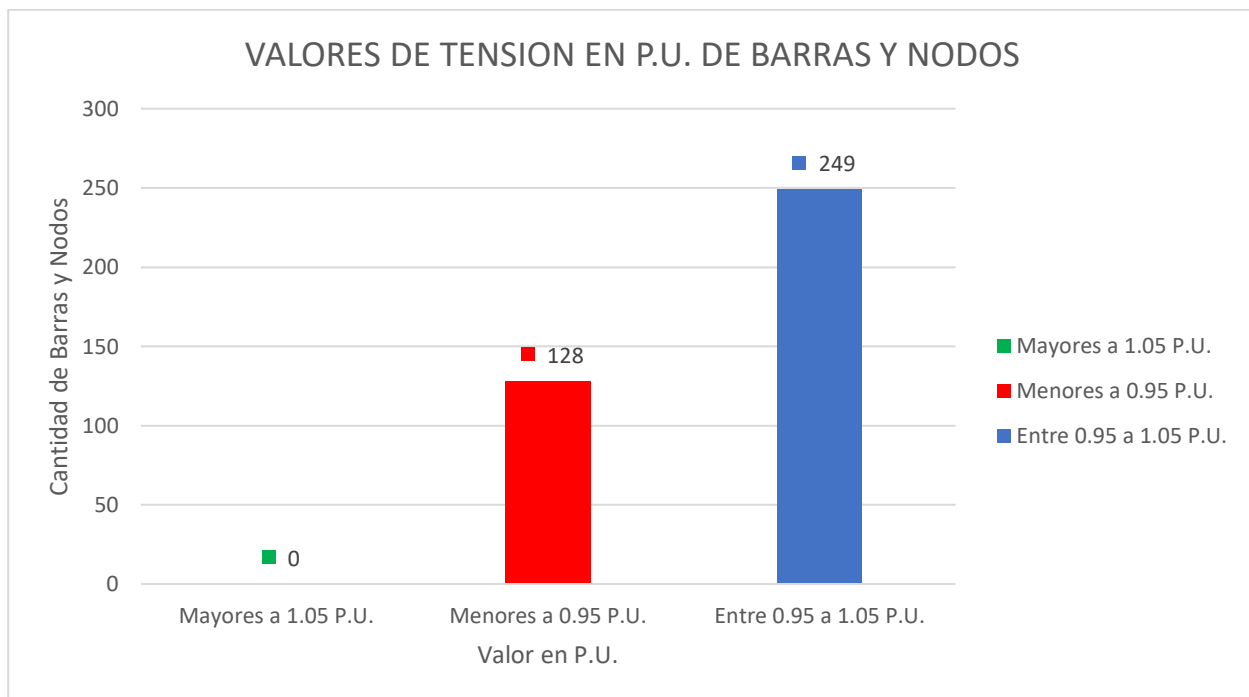
Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Media Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 3. 25

Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Media Demanda



Fuente: Elaboración Propia

C. Caso de Estudio de Máxima demanda

La siguiente tabla representa los rangos de tensión en valores p.u. como son: sobretensión, subtensión y un valor de tensión optimo, para cada uno de ellos se registra la cantidad de nodos y barras que están dentro de cada categoría, según los resultados de niveles de tensión obtenidos bajo condiciones de máxima demanda en el Alimentador UR-02.

Tabla 3. 16

Barras y Nodos que Presentan Sobretensión y Subtensión en un escenario de Máxima Demanda.

Color	Nodos Evaluados BT y MT	P.U.	Leyenda
	0	Mayores a 1.05 P.U.	Sobretensión
	228	Menores a 0.95 P.U.	Subtensión / Caídas de Tensión
	149	Entre 0.95 a 1.05 P.U.	Valor Optimo

Fuente: Elaboración Propia

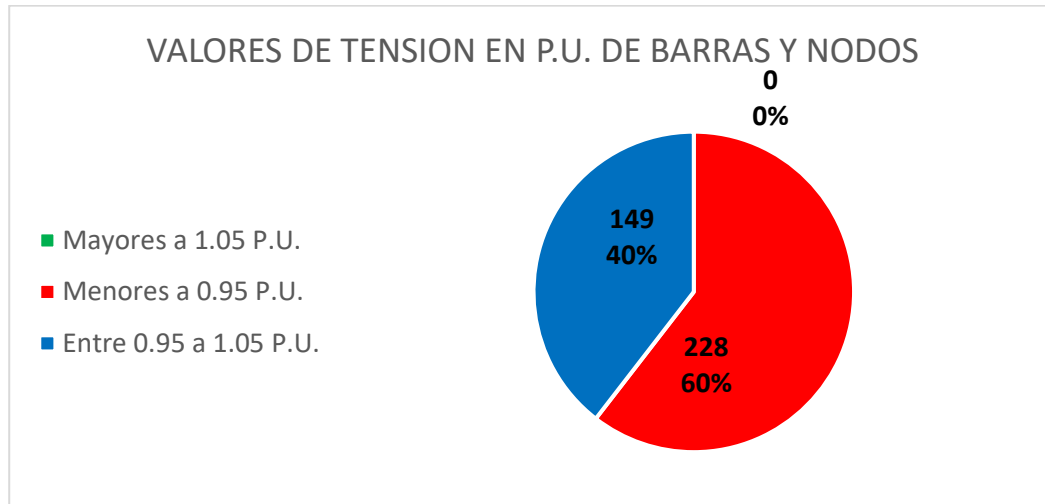
Finalmente, los resultados se desglosan en los gráficos de pastel y el grafico de barras mostrados en la **Figura 3.26. y la Figura 3.27.**

En general estos gráficos muestran la distribución porcentual de valores de tensión bajo este escenario de máxima demanda, indicando lo siguiente.

- El 40% (que representa a 149 entre barras y nodos) mantienen un nivel de tensión entre 0.95 y 1.05 P.U., lo que indica que, bajo máxima demanda y a medida que aumente la demanda en comparación con los otros escenarios de mínima y media demanda, el porcentaje de barras y nodos dentro del rango optimo y condiciones aceptables de nivel de tensión se tiende a reducir.
- El 60% (que representa 228 entre barras y nodos) se encuentra por debajo de 0.95 P.U., lo que refleja un aumento en la incidencia de caídas de tensión a medida que incrementa la demanda, es aquí donde estamos en un escenario critico ya que la mayor parte del sistema viene operando con caídas de tensión excesivas.
- No se presentan condiciones de sobretensión.

Figura 3. 26

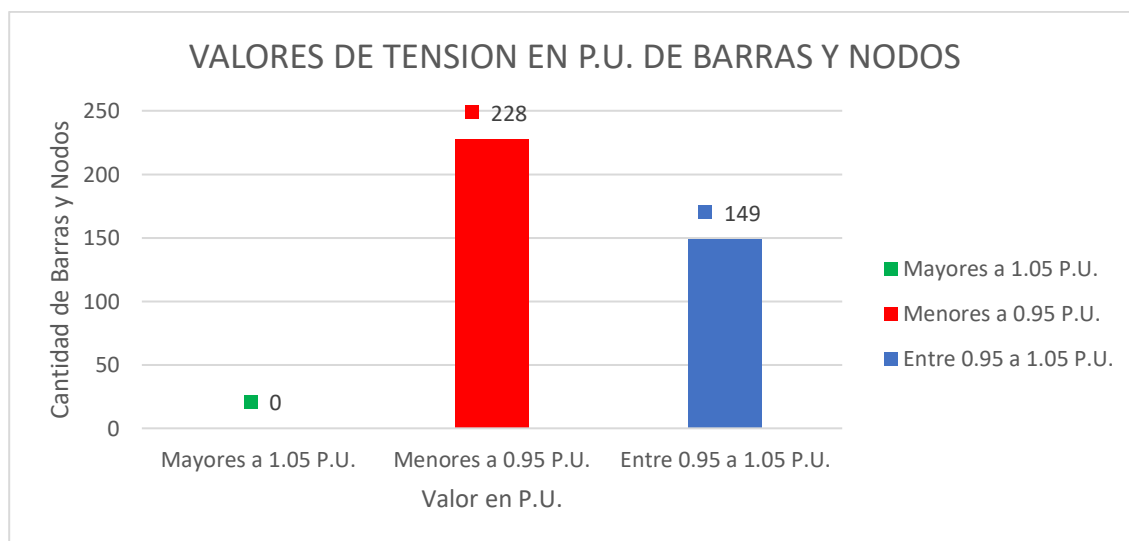
Grafica de Pastel de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Máxima Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 3. 27

Grafica de Barras de los Valores en P.U. de Tensión en Barras y Nodos en un Escenario de Máxima Demanda



Fuente: Elaboración Propia

D. Conclusión

A lo largo de los tres escenarios, se observa un **deterioro progresivo** del perfil de tensión del alimentador UR-02 conforme aumenta la demanda. Mientras que bajo mínima demanda la mayor parte del sistema (72% entre barras y nodos) opera adecuadamente, los escenarios de media y máxima demanda presentan una creciente incidencia de caídas de tensión, alcanzando su punto crítico bajo máxima demanda, donde el 60% de las barras y nodos sufren de subtensión.

Se entiende que para el escenario de mínima demanda las líneas de distribución no están sometidas a grandes corrientes, lo que minimiza las caídas de tensión debido a la resistencia y reactancia del sistema. Mientras que para los escenarios de media y máxima demanda se entiende que el aumento considerable de caídas de tensión (subtensión) es consecuencia directa del alto flujo de corriente requerido para satisfacer la demanda máxima. Los **efectos acumulativos de las pérdidas resistivas** y las caídas de tensión por reactancia se amplifican a medida que la carga aumenta, afectando principalmente a las barras más distantes y las líneas de menor capacidad.

Es importante recordar que las caídas de tensión se deben a los factores como:

- Pérdidas resistivas: La caída de tensión en una línea es proporcional a la corriente que fluye a través de la resistencia del conductor. A mayor demanda, mayor es el flujo de corriente, lo que incrementa la caída de tensión.
- Reactancia inductiva: Las líneas de transmisión también presentan reactancia inductiva, lo que contribuye a una caída adicional en la tensión. Este efecto se acentúa en sistemas con largas distancias entre la fuente de generación y las cargas.
- Impedancia acumulativa: En alimentadores largos, la impedancia total de la línea es mayor, lo que causa caídas de tensión más severas en las barras y nodos alejados.
- Carga desigual: Distribuciones de carga desbalanceadas entre diferentes tramos del alimentador pueden generar mayores caídas de tensión en ciertas zonas, particularmente en los puntos donde la demanda es mayor.

Algo positivo de los resultados de cada escenario de operación es la ausencia de sobretensiones, ya que evita riesgos de daño a los equipos, pero la elevada cantidad de nodos en subtensión implica un problema considerable que debe ser abordado.

Este comportamiento es típico en sistemas de potencia que carecen de mecanismos adecuados de compensación y regulación para manejar variaciones en la carga, lo que conlleva una degradación en la calidad de tensión cuando la demanda es alta.

Para lo indicado líneas arriba, existen alternativas de solución como las siguientes medidas a considerar:

- Compensación reactiva, mediante la instalación de capacitores a lo largo del alimentador se puede mejorar el perfil de tensión.
- Regulación de voltaje, implementando reguladores automáticos de voltaje lo que mantendrá valores estables en toda la red.
- Ajuste de taps de los transformadores, lo que permite realizar ajustes en el nivel de tensión, proporcionando una mejor respuesta ante cambios de demanda.
- Reforzamiento de conductores, lo que implica incrementar la sección del conductor disminuyendo así la resistencia y reactancia de las líneas reduciendo las caídas de tensión.
- Reconfiguración del alimentador, mediante la redistribución de las cargas entre diferentes tramos del sistema puede balancear la demanda, minimizando las áreas afectadas por caídas de tensión.
- Cambio del nivel de tensión actual a un nivel superior.
- Incorporación de la generación distribuida, entre otros.

Considerando las alternativas técnicas identificadas, se concluye que no resulta suficiente la implementación aislada de una sola medida para resolver de manera efectiva las limitaciones operativas del alimentador UR-02. En tal sentido, se plantea que la solución más adecuada deberá integrar de manera estratégica la combinación de varias de las medidas mencionadas, con el objetivo de formular una propuesta técnica integral orientada a mejorar los niveles de tensión, reducir pérdidas eléctricas y optimizar la capacidad operativa del sistema de distribución.

3.7.3. Análisis del Flujo de Potencia (KW, KVar y KVA) en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 Mediante el Software Digsilent Power Factory

A partir de la simulación del flujo de potencia desbalanceado en estado estacionario (correspondiente al alimentador UR-02) realizada con el Software Digsilent Power Factory 2021, se determinaron los valores de la potencia activa (KW), reactiva (KVar) y aparente (KVA).

Los resultados del análisis de flujo de potencia resultan esenciales para asegurar la estabilidad operativa del alimentador, permitiendo identificar posibles sobrecargas y puntos de ineficiencia en la red eléctrica. Además, este estudio ayuda a optimizar la distribución de la carga y reducir las pérdidas de energía, mejorando el rendimiento general del sistema. Los resultados también proporcionan información crucial para la planificación futura de la red, asegurando que esta pueda satisfacer las demandas crecientes sin comprometer la estabilidad ni la seguridad operativa.

En definitiva, este análisis sirve para evaluar la capacidad y comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de carga (mínima, media y máxima demanda) los cuales servirán para validar las condiciones operativas actuales como niveles de tensión y el nivel cargabilidad.

Los resultados de simulación se muestran a continuación

Tabla 3. 17

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Cantidad de Barras, Líneas, Transformadores y Cargas del Alimentador UR-02

PARÁMETRO	CANTIDAD	OBSERVACIONES
Número de Subestaciones	0	No se modelaron subestaciones en el sistema.
Número de Barras	377	-
Número de Terminales	1	-
Número de Líneas	265	-
Número de Trafos (2 devanados)	112	-
Número de Trafos (3 devanados)	0	No se utilizaron transformadores de 3 devanados.
Número de Máquinas síncronas	0	No se modelaron generadores síncronos.
Número de Máquinas asíncronas	0	No se modelaron máquinas asíncronas.

PARÁMETRO	CANTIDAD	OBSERVACIONES
Número de Cargas	113	-
Número de Shunts/Filtros	0	No se utilizaron filtros o shunts.
Número de SVS	0	No se modelaron Sistemas de Compensación.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 18

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Factor de potencia considerado en las cargas del Alimentador UR-02

PARÁMETRO	VALOR	OBSERVACIÓN
Factor de Potencia - Generación	0	No hay generación en el sistema.
Factor de Potencia - Carga/Motor	0.95 / 0.00	El sistema tiene carga, pero no hay motores

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 19

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Mínima Demanda

MINIMA DEMANDA				
Parámetro	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Observaciones
Generación	0	0	0	No hay generación interna en el sistema.
Alimentador Externo	1572.9	567.35	1672.1	Toda la potencia proviene de un alimentador externo.
Carga P(U)	1416	465.42	1490.52	-
Carga P(Un)	1416	465.42	1490.52	-

MINIMA DEMANDA				
Parámetro	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Observaciones
Carga P(Un-U)	0	0	-	No hay diferencias entre carga nominal y desbalanceada.
Carga del Motor	0	0	0	No se modelaron motores en el sistema.
Pérdidas en la Red	156.9	101.94	-	-
Carga de la Línea	-	-44.18	-	La línea presenta características capacitivas.
Compensación Inductiva	-	0	-	No se aplicó compensación inductiva.
Compensación Capacitiva	-	0	-	No se aplicó compensación capacitiva.
Capacidad Instalada	0	-	-	No hay generación instalada en el sistema.
Reserva Rodante	0	-	-	No hay reserva de generación disponible.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 20

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Media Demanda

Parámetro	MEDIA DEMANDA			Observaciones
	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	
Generación	0	0	0	No hay generación interna en el sistema.
Alimentador Externo	2232.73	795.15	2370.1	Toda la potencia proviene de un alimentador externo.
Carga P(U)	1944	638.96	2046.31	-
Carga P(Un)	1944	638.96	2046.32	-
Carga P(Un-U)	0.01	0	-	Diferencia mínima entre carga nominal y desbalanceada.
Carga del Motor	0	0	0	No se modelaron motores en el sistema.
Pérdidas en la Red	288.75	156.19	-	-
Carga de la Línea	-	-42.21	-	La línea presenta características capacitivas.
Compensación Inductiva	-	0	-	No se aplicó compensación inductiva.

MEDIA DEMANDA				
Parámetro	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Observaciones
Compensación Capacitiva	-	0	-	No se aplicó compensación capacitiva.
Capacidad Instalada	0	-	-	No hay generación instalada en el sistema.
Reserva Rodante	0	-	-	No hay reserva de generación disponible.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3. 21

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Máxima Demanda

MAXIMA DEMANDA				
Parámetro	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Observaciones
Generación	0	0	0	No hay generación interna en el sistema.
Alimentador Externo	4580.66	1655.45	4870.62	Toda la potencia proviene de un alimentador externo.
Carga P(U)	3158.93	1038.28	3325.18	-
Carga P(Un)	3159	1038.31	3325.26	-

Parámetro	MAXIMA DEMANDA			Observaciones
	Potencia	Potencia	Potencia	
	Activa (kW)	Reactiva (kvar)	Aparente (kVA)	
Carga P(Un-U)	0.07	0.03	-	Diferencia mínima entre carga nominal y desbalanceada.
Carga del Motor	0	0	0	No se modelaron motores en el sistema.
Pérdidas en la Red	1421.74	617.17	-	-
Carga de la Línea	-	-35.19	-	La línea presenta características capacitivas.
Compensación Inductiva	-	0	-	No se aplicó compensación inductiva.
Compensación Capacitiva	-	0	-	No se aplicó compensación capacitiva.
Capacidad Instalada	0	-	-	No hay generación instalada en el sistema.
Reserva Rodante	0	-	-	No hay reserva de generación disponible.

Fuente: Elaboración Propia

3.7.3.1. Evaluación del flujo de potencia (KW, KVAr y KVA) Condiciones de Mínima, Media y Máxima Demanda del Alimentador UR-02

A continuación, se presenta la evaluación detallada del flujo de potencia en el alimentador UR-02 bajo tres escenarios representativos de demanda: mínima, media y máxima. Utilizando el software Digsilent Power Factory, se analizan los valores de potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR) y potencia aparente (kVA) en régimen permanente, con el objetivo de identificar el comportamiento del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones de carga.

La tabla siguiente muestra un análisis comparativo del flujo de potencia para tres escenarios de demanda: mínima, media y máxima, en un sistema alimentado por una red externa equivalente

y diversas cargas conectadas a la red eléctrica. Los parámetros evaluados incluyen la potencia activa (kW), la potencia reactiva (kVAR) y la potencia aparente (kVA), con el propósito de analizar el comportamiento del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones de carga.

Tabla 3. 22

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para los Escenarios de Mínima, Media y Máxima Demanda

Parámetro Eléctrico	MINIMA DEMANDA			MEDIA DEMANDA			MAXIMA DEMANDA		
	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente
	(kW)	(kvar)	(kVA)	(kW)	(kvar)	(kVA)	(kW)	(kvar)	(kVA)
Generación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alimentador Externo	1572.90	567.35	1672.10	2232.73	795.15	2370.10	4580.66	1655.45	4870.62
Carga P(U)	1416.00	465.42	1490.52	1944.00	638.96	2046.31	3158.93	1038.28	3325.18
Carga P(Un)	1416.00	465.42	1490.52	1944.00	638.96	2046.32	3159.00	1038.31	3325.26
Carga P(Un-U)	0.00	0.00	-	0.01	0.00	-	0.07	0.03	-
Pérdidas en la Red	156.90	101.94	-	288.75	156.19	-	1421.74	617.17	-
Carga de la Línea	-	-44.18	-	-	-42.21	-	-	-35.19	-

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de simulación de flujo de potencia desbalanceado dan a entender los siguientes aspectos:

- 1. La Generación:** No se registra generación de potencia en los tres escenarios, lo que indica que el sistema depende completamente de la alimentación externa (Red externa equivalente) para cubrir las demandas de las cargas conectadas.
- 2. El Alimentador Externo:** La potencia activa requerida desde el alimentador externo aumenta significativamente desde 1572.90 kW en la mínima demanda, seguido de 2232.73 kW para la media demanda y finalmente hasta 4580.66 kW en la máxima demanda. De igual manera, la potencia reactiva también incrementa, de 567.35 kVAR en el caso de mínima demanda, 795.15 kVAR para media demanda, hasta 1655.45

kVAR en el escenario de máxima demanda. Este aumento en los valores mencionados indica un incremento considerable de las necesidades energéticas a medida que crece la carga.

3. **Las Carga P(U) y Carga P(Un):** Que representan respectivamente la potencia de la carga bajo condiciones de un sistema eléctrico Balanceado y Desbalanceado. Estas cargas presentan valores idénticos en cada escenario, lo cual es representado con la carga P(Un-U) que representa la diferencia entre las potencias en condiciones balanceadas y no balanceadas, llegando a obtener resultados que van desde 0.00 kW en mínima demanda hasta apenas 0.07 kW en máxima demanda, lo que refleja baja presencia de desbalances significativos en el sistema.

Por otro lado, bajo una simulación de flujo de potencia desbalanceado, la potencia activa varía desde 1416 kW en mínima demanda, seguido de 1944 kW para media demanda, hasta 3159 kW en máxima demanda (valores considerados de la **Tabla 3.10.:** Demanda de potencia para el año 2023 por escenario de operación y zona del alimentador UR-02), lo que representa un incremento sustancial, paralelo a la potencia reactiva que aumenta de 465.42 kVAR a 1038.31 kVAR.

4. **Las Pérdidas en la Red:** Las pérdidas en la red también muestran un aumento considerable a medida que crece la demanda. En el escenario de mínima demanda, las pérdidas activas son de 156.90 kW, seguido de 288.75 kW para media demanda, mientras que en el de máxima demanda alcanzan los 1421.74 kW. Esto refleja la mayor cantidad de energía disipada en forma de calor y otras ineficiencias a medida que la carga demandada en el sistema se incrementan.
5. **La Carga de la Línea:** Se observa una contribución negativa en la potencia reactiva en la carga de la línea en todos los escenarios, con valores de -44.18 kVAR en mínima demanda, -42.21 kVAR para media demanda y -35.19 kVAR en máxima demanda. Lo que significa que las líneas están inyectando o entregando potencia reactiva al sistema. Este fenómeno sugiere una compensación reactiva natural en la red, producto de la capacitancia intrínseca de las líneas.

6. Conclusión: Se concluye que para el año 2023, el análisis del flujo de potencia en los tres escenarios de demanda (mínima, media y máxima) muestra un aumento significativo en los requerimientos de potencia activa, reactiva y aparente a medida que incrementa la carga del sistema. Este comportamiento refleja que la red externa equivalente debe enfrentar una mayor demanda de energía, lo que genera un incremento considerable en las pérdidas de la red, especialmente en condiciones de máxima demanda. Si no se gestionan adecuadamente, estas pérdidas podrían comprometer la eficiencia operativa y la estabilidad del sistema eléctrico. Este tipo de análisis resulta crucial para asegurar una operación confiable y eficiente de la red, ya que permite identificar puntos críticos donde es posible implementar mejoras, como la reducción de pérdidas energéticas, la mejora del factor de potencia y la optimización del uso de los recursos eléctricos. Además, los resultados obtenidos son esenciales para la planificación futura del sistema, facilitando la toma de decisiones sobre la necesidad de expandir o reforzar el alimentador y otros componentes de la infraestructura eléctrica para adaptarse a la creciente demanda y garantizar su operación segura y estable.

3.8. Conclusiones

- Bajo el escenario de máxima demanda, considerado como el más crítico para la operación del sistema de distribución, se evidencia un deterioro crítico del perfil de tensión, donde el 60% de las barras y nodos presentan niveles por debajo de 0.95 P.U., lo cual refleja una presencia significativa de caídas de tensión. Este resultado pone en evidencia un deterioro progresivo de la calidad del producto eléctrico conforme aumenta la demanda.
- A medida que la demanda aumenta, el porcentaje de nodos dentro del rango óptimo de tensión (0.95 a 1.05 P.U.) disminuye progresivamente, confirmando que el sistema actual no está preparado para operar eficientemente bajo cargas elevadas.
- El flujo de potencia desde el alimentador externo muestra un incremento significativo tanto en potencia activa como reactiva, alcanzando valores de hasta 4580.66 kW y 1655.45 kVAR respectivamente en máxima demanda, este

comportamiento señala una creciente presión sobre la red debido al aumento de la carga.

- Las pérdidas activas en la red también aumentan considerablemente con la demanda, alcanzando 1421.74 kW en máxima demanda, lo que evidencia una baja eficiencia energética y mayor disipación de energía en forma de calor.
- Se observa una compensación reactiva negativa en todos los escenarios, atribuida a la capacitancia natural de las líneas del sistema de distribución, dicha contribución es insuficiente para mitigar las caídas de tensión registradas bajo condiciones de máxima carga.
- No se detectaron sobretensiones en ninguno de los escenarios, lo cual es favorable, ya que evita riesgos de daños en equipos, aunque no compensa la problemática dominante de las subtensiones.

En el presente capítulo se abordó el análisis de los niveles de tensión en régimen permanente del alimentador UR-02 y como complemento se analizó el flujo de potencia. Cabe señalar que el análisis detallado de la cargabilidad de los componentes del sistema de distribución del alimentador UR-02 se desarrollará en el siguiente capítulo.

CAPITULO IV

IV. ANALISIS DE LA CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR UR-02 EN LA SITUACION ACTUAL Y ELABORACION DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

4.1. Introducción

El presente capítulo tiene como finalidad realizar el análisis de la cargabilidad del Alimentador UR-02 en la situación actual y desarrollar la proyección de la demanda eléctrica considerando un horizonte de 20 años (2024-2044). Este análisis constituye un componente fundamental para el diagnóstico técnico de la red de distribución, ya que permite identificar los tramos de infraestructura eléctrica que operan cerca o por encima de su capacidad nominal.

Inicialmente, se realiza la caracterización de la demanda eléctrica correspondiente al año 2023, utilizando los perfiles de carga proporcionados por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. A partir de esta información, se determinan los valores representativos de demanda mínima y máxima para dicho año. Cabe señalar que, si bien el análisis detallado se presenta únicamente para el año 2023 como caso ilustrativo, la proyección de la demanda se construye considerando los perfiles históricos del periodo 2015–2023, aplicando el mismo procedimiento de cálculo para cada año.

Con estos datos históricos y los valores anuales de demanda máxima y mínima del alimentador UR-02, se elabora la proyección de la demanda eléctrica hasta el año 2044, tanto a nivel global como desagregado por subestaciones eléctricas de distribución. Posteriormente, se describe la metodología empleada para dicha proyección, basada en modelos de regresión estadística. La elección del modelo final se realiza en función del comportamiento que mejor se ajuste a la tendencia observada entre los años 2015 y 2023, priorizando que la curva proyectada mantenga coherencia y realismo en su evolución, sin desviaciones abruptas o inconsistentes respecto a los valores históricos de demanda.

Finalmente, se presenta el análisis de la cargabilidad de los elementos principales del Alimentador UR-02 como son transformadores de distribución, líneas y redes primarias bajo condiciones de operación en los distintos escenarios de demanda. Este estudio permite evidenciar el grado de saturación actual de los componentes del sistema.

4.2. Cálculo de la Máxima y Mínima Demanda en el Alimentador UR-02 Según Perfiles de Carga Proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

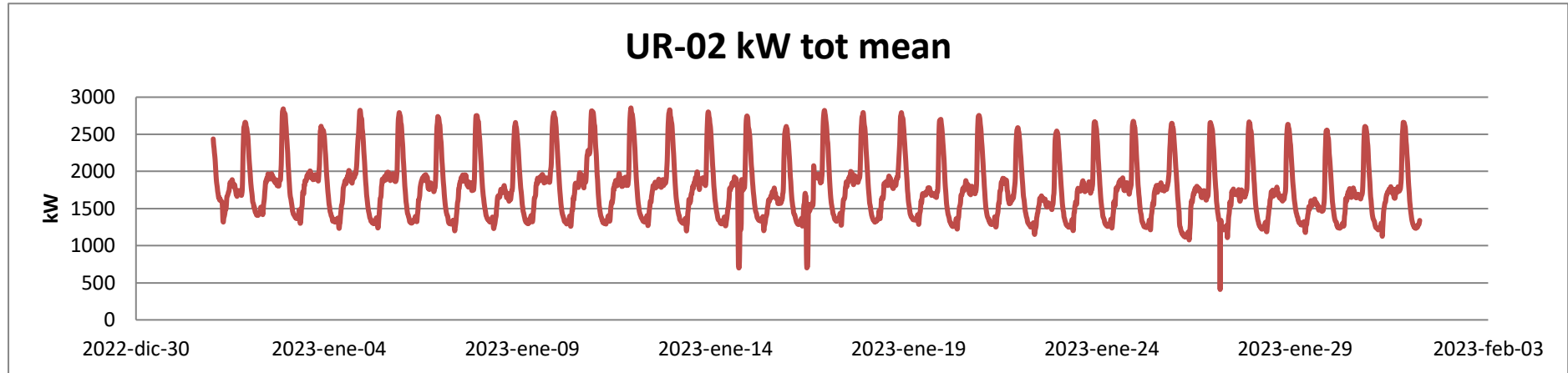
El cálculo de la máxima y mínima demanda del alimentador UR-02 se basa en los perfiles de carga suministrados por Electro Sur Este S.A.A. Estos perfiles reflejan el comportamiento de la demanda en diferentes periodos y condiciones operativas (se recopiló datos proporcionados por la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. de los últimos 9 años). Para determinar la demanda mínima y máxima, se utiliza un análisis estadístico de los datos históricos de carga, considerando factores como la estacionalidad, variaciones diarias y picos de demanda. El objetivo es obtener un valor representativo que permita diseñar y dimensionar adecuadamente las infraestructuras eléctricas como por ejemplo conductores en media tensión y subestaciones de distribución.

Para un estudio detallado del cálculo de la mínima y máxima demanda se utilizó los perfiles de carga correspondientes del año 2023, mismos datos que aportaron en la *“Evaluación de las Condiciones Operativas Actuales del Alimentador UR-02”*, que se detallaron en el **capítulo III**.

La siguiente figura muestra el comportamiento de la potencia demandada a lo largo de un mes (enero – febrero) dichas mediciones se realizan cada 15 minutos durante el día, según lo establecido por NTCSE.

Figura 4. 1

Perfiles de carga del Alimentador UR-02 correspondiente al mes de enero 2023



Fuente: Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

La figura muestra el comportamiento de la demanda proyectada correspondiente al alimentador UR-02, bajo mediciones cada 15 minutos realizados durante el mes de enero del 2023, si bien es cierto para el mes de enero, los valores de demanda oscilan desde el valor mínimo de 409.521606 kW hasta un valor máximo de 2855.26465 kW, los valores pico podrían variar en un estudio completo realizado a lo largo de los 365 días del año 2023. Es así como es importante considerar no solo el comportamiento de los perfiles de carga para un solo mes, sino realizarlo en los 12 meses del año, obteniendo así los valores de mediciones más altas y mínimas, como las mediciones más frecuentes altas y mínimas de la potencia demandada. Lo mismo que se ira detallando de mejor manera en el presente capítulo.

4.2.1. Demanda Promedio AMT UR02 - AÑO 2023

La demanda promedio es un indicador clave que refleja el comportamiento típico del consumo de potencia en el alimentador UR-02 durante un periodo determinado. Para el año 2023, el cálculo de la demanda promedio se basa en los datos horarios de perfiles de carga proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

La demanda promedio se obtiene a partir de la suma de las mediciones registradas a lo largo de un día, dividida entre el número total de horas en las que se realizaron las mediciones. Este valor es fundamental para la planificación de la operación del alimentador, ya que permite identificar el comportamiento estándar del sistema y su capacidad para abastecer las cargas bajo condiciones normales.

Dado el volumen de información registrada diariamente durante el año 2023, se presenta a continuación un extracto representativo con los promedios diarios de las mediciones de potencia activa [kW] y reactiva [kVAR], correspondiente al año 2023.

Tabla 4. 1

Valores Promedio de Potencia Activa y Reactiva por Dia del Alimentador UR-02 correspondiente al año 2023

NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
1	01/01/2023	1878.979885	-28.10591783
2	02/01/2023	1880.193364	11.18840952
3	03/01/2023	1846.047801	27.28218787
4	04/01/2023	1839.359027	8.389104173
5	05/01/2023	1824.689598	4.712546624
6	06/01/2023	1794.370449	-12.62228225
7	07/01/2023	1796.179984	-15.36922691
8	08/01/2023	1714.800644	-41.26716751
9	09/01/2023	1836.759232	10.82027929
10	10/01/2023	1853.585176	14.09265504
11	11/01/2023	1818.923668	17.15674326
12	12/01/2023	1817.113482	13.60597371
13	13/01/2023	1795.245213	8.27124812
14	14/01/2023	1704.803112	19.20682964

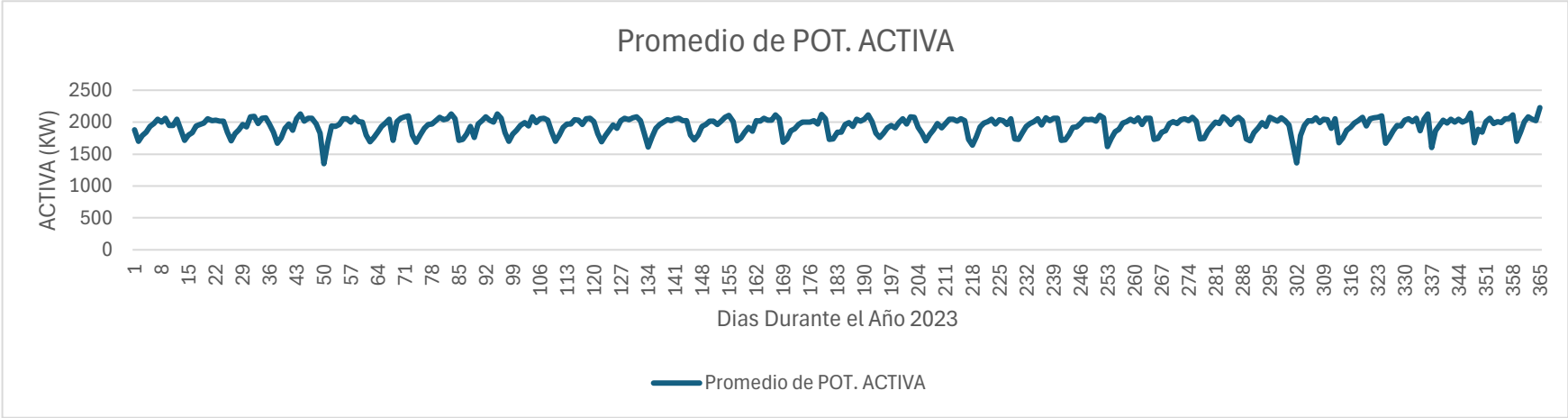
NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
15	15/01/2023	1686.299695	-42.39575611
16	16/01/2023	1732.854726	58.78308677
17	17/01/2023	1830.743193	31.84892432
18	18/01/2023	1829.257785	22.19102399
19	19/01/2023	1729.922927	-30.97270488
20	20/01/2023	1740.833181	-23.17759447
21	21/01/2023	1717.603873	-1.853019786
22	22/01/2023	1619.303686	-61.1831866
23	23/01/2023	1728.878215	-15.26790452
24	24/01/2023	1736.409472	-12.08326972
25	25/01/2023	1736.352172	-22.280834
26	26/01/2023	1655.89584	-5.621100212
27	27/01/2023	1675.869013	-33.95002887
28	28/01/2023	1672.396942	-45.20789303
29	29/01/2023	1604.205385	-82.32947045
30	30/01/2023	1680.595132	-41.95773993
31	31/01/2023	1701.476957	-42.09155887

Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

Para su consulta detallada, la información completa de la tabla se encuentra disponible en el **Anexo N° 2.1.**

Figura 4. 2

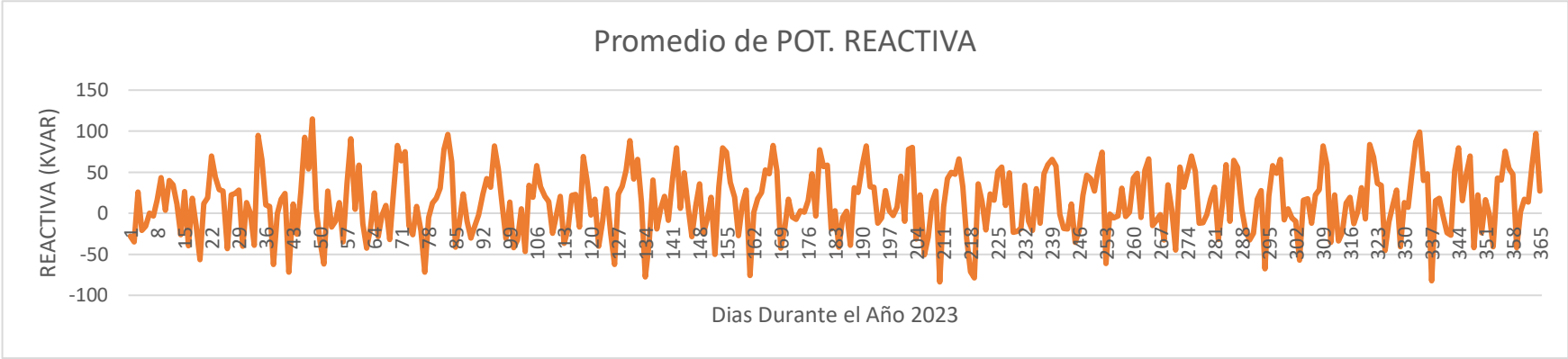
Diagrama de la Potencia Activa Promedio del Alimentador UR-02 Año 2023



Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

Figura 4. 3

Diagrama de la Potencia Reactiva Promedio del Alimentador UR-02 Año 2023



Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

4.2.2. Demanda Máxima y Mínima AMT UR02 - AÑO 2023

El análisis de la demanda máxima y mínima del alimentador AMT UR02 en el año 2023 es esencial para comprender el comportamiento extremo de la carga en el sistema y asegurar que el alimentador opere de manera eficiente y confiable. Este análisis se basa en los perfiles de carga proporcionados por Electro Sur Este S.A.A., los cuales reflejan las variaciones horarias y estacionales de la demanda eléctrica a lo largo del año.

La demanda máxima del alimentador se refiere al valor más alto de carga registrado en un determinado periodo, que generalmente ocurre durante horas punta o pico (comprendido desde las 18:00 horas a 23:00 horas de cada día del año), es decir periodos de alta actividad económica y estacional.

La demanda mínima es el valor más bajo de carga registrado, y típicamente se observa durante periodos de baja actividad, como las horas fuera de punta (periodo que corresponde al resto de horas del día no comprendidas en las horas de punta).

Para el cálculo de estos valores de máxima y mínima demanda se han considerado las mediciones en la barra de 10 kV del alimentador UR-02 a lo largo del año y se ha identificado el momento de mayor y menor demanda por día (365 días del año 2023), mediante un análisis estadístico de los picos de carga.

En la siguiente tabla se muestra un extracto representativo de los registros diarios de las mediciones de máxima y mínima demanda del alimentador UR-02 durante el año 2023.

Tabla 4. 2

Mediciones de Máxima Demanda y Mínima Demanda del Alimentador UR-02 (Barra 10 kV) – por día correspondiente al Año 2023

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
1	01/01/2023	2624	1354
2	02/01/2023	2818	1415
3	03/01/2023	2566	1373
4	04/01/2023	2788	1268
5	05/01/2023	2754	1285
6	06/01/2023	2677	1311

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
7	07/01/2023	2722	1257
8	08/01/2023	2599	1258
9	09/01/2023	2758	1304
10	10/01/2023	2809	1308
11	11/01/2023	2808	1303
12	12/01/2023	2806	1330
13	13/01/2023	2754	1296
15	15/01/2023	2554	1254
16	16/01/2023	2768	1010
17	17/01/2023	2755	1338
18	18/01/2023	2762	1325
19	19/01/2023	2668	1344
20	20/01/2023	2721	1263
21	21/01/2023	2546	1289
22	22/01/2023	2517	1187
23	23/01/2023	2624	1253
24	24/01/2023	2651	1265
25	25/01/2023	2627	1251
26	26/01/2023	2616	1129
27	27/01/2023	2617	1080
28	28/01/2023	2592	1212
29	29/01/2023	2492	1227
30	30/01/2023	2565	1240
31	31/01/2023	2637	1222

Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

Para su consulta detallada, la información completa de la tabla se encuentra disponible en el **Anexo N° 2.2.**

4.2.2.1. Cálculo Máxima Demanda AMT UR02 - AÑO 2023

A. Datos de entrada y mediciones

- Mediciones diarias: Considerando que las mediciones se realizan cada 15 minutos durante el día, se recopilan las mediciones únicamente de máxima demanda por día del alimentador UR-02 para el año 2023. Los valores están expresados en kilovatios (kW), y en total se tienen 357 datos (esta cantidad de datos debería ser igual al total de días del año, sin embargo, se opta por realizar un filtro donde aquellas mediciones que no guardan relación con los valores máximos de los demás días, no se consideran).
- Valor máximo y mínimo: Se determina que el valor máximo y mínimo de las mediciones de máxima demanda son de 3451 kW y de 2461 kW respectivamente.

B. Análisis estadístico de los datos

Se realiza un análisis estadístico utilizando la regla de Sturges, que establece el número óptimo de intervalos en una distribución de datos para luego ser representado en una tabla de frecuencias para datos agrupados. Esto se expresa mediante la fórmula:

Ecuación 7

Regla de Sturges

$$K = 1 + 3.322 \times \log (N)$$

Donde:

- K: es el número de intervalos
- N: es la cantidad de datos, que en este caso es 357.

Al aplicar la fórmula, obtenemos aproximadamente 9.48 intervalos, que se redondea a 8 para simplificar el análisis.

C. Definición de los intervalos

Para definir los intervalos, se procede a calcular la **amplitud** de cada intervalo. La amplitud es la diferencia entre el valor máximo y el mínimo de la demanda, dividida entre el número de intervalos:

Ecuación 8

Amplitud para Datos Agrupados

$$\text{Amplitud} = \frac{\text{Valor maximo} - \text{Valor minimo}}{K} = \frac{3451 - 2461}{8} = 124 \text{ kW}$$

A partir de esta amplitud, se establecen los intervalos de demanda, comenzando desde el valor mínimo de 2461 kW hasta el valor máximo de 3451 kW, con un incremento de 124 kW en cada intervalo.

D. Frecuencia de ocurrencia

Una vez definidos los intervalos, se cuenta el número de veces de las mediciones de máxima demanda que se encuentra dentro de cada uno. Esto permite construir una tabla de frecuencias para datos agrupados. El intervalo con la mayor frecuencia de ocurrencia es el que va de 3080 kW a 3204 kW (intervalo 6), con una frecuencia de 124 (cantidad de valores de mediciones dentro de este intervalo).

Lo indicado se refleja en los siguientes cuadros de parámetros de cálculo y tabla de frecuencias.

Tabla 4. 3

Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Máxima demanda 2023

Val. Máx	Val. Mín	# de Datos	# Intervalo K	# Intervalo K1	Amplitud
3,451	2,461	357	9.48	8	124

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. 4

Tabla de frecuencias para datos agrupados - Máxima demanda 2023

Nro	Intervalo		Frecuencia
1	2461	2585	11
2	2585	2708	34
3	2708	2832	30
4	2832	2956	40
5	2956	3080	94
6	3080	3204	124

Nro	Intervalo		Frecuencia
7	3204	3327	23
8	3327	3451	1
Total, Datos			357

Fuente: Elaboración Propia

E. Valor frecuente de la máxima demanda

El valor de demanda más frecuente, es decir, el que ocurre con mayor regularidad, se elige del intervalo 6 comprendido desde 3080 hasta 3204 kW y de este intervalo se considera el valor de medición máxima. De acuerdo con el análisis de frecuencias, el valor frecuente de máxima demanda en 2023 es **3203 kW**. Este valor ocurrió el 13 de octubre de 2023, como se indica a continuación.

Tabla 4. 5

Valor frecuente de máxima demanda del alimentador UR-02 2023

	KW	FECHA
VALOR FRECUENTE DE MÁX. DEMANDA 2023	3,203	13/10/2023

Fuente: Elaboración Propia

F. Medida más Alta de máxima demanda

La medida más alta de máxima demanda en el año ocurre el 31 de diciembre de 2023 a las 19:30, se considera el mes de diciembre puesto que el valor máximo de la tabla “*Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Máxima demanda 2023*” pertenece a dicho mes. Seguidamente de las mediciones de cada 15 minutos proporcionadas por Electro Sur Este S.A.A. se elige el máximo valor de todas las mediciones correspondientes a la fecha 31/12/2023 obteniéndose 3537.47 kW, como se muestra a continuación.

Tabla 4. 6

Medida más alta de máxima demanda del alimentador UR-02 - 2023

MEDIDA MÁS ALTA DE MÁX. DEMANDA 2023	
Fecha de medición	31/12/2023 19:30

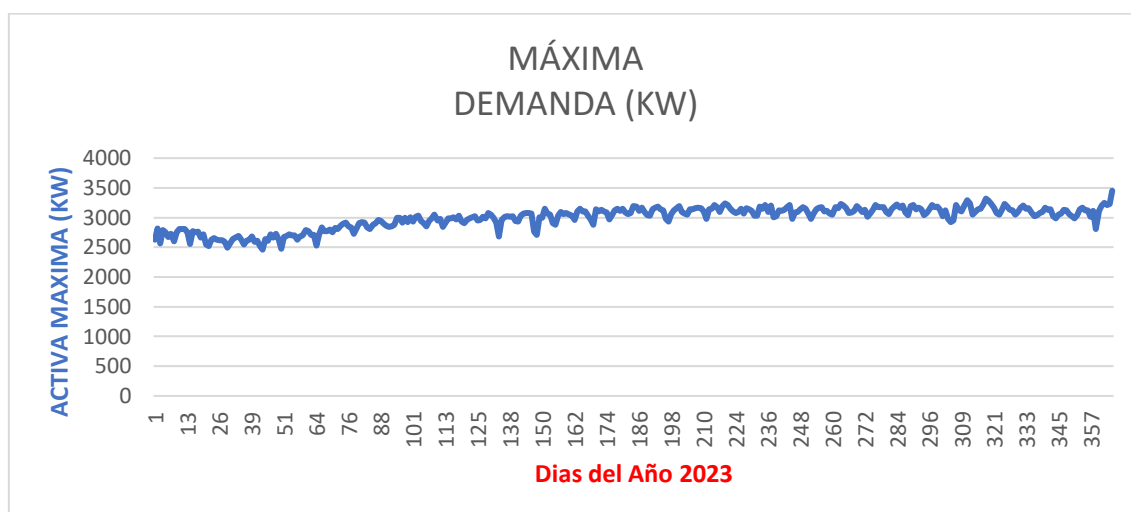
MEDIDA MÁS ALTA DE MÁX. DEMANDA 2023

P (KW)	3,537.47
Q (KVAR)	142.80
fdp	0.99918623
Tensión (V)	9,951.58
V (%)	99.52%

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 4

Diagrama del comportamiento de la máxima demanda del Alimentador UR-02 Año 2023



Fuente: Elaboración Propia

4.2.2.2. Calculo Mínima Demanda AMT UR02 - AÑO 2023

A. Datos de entrada y mediciones

- Mediciones diarias: Considerando que las mediciones se realizan cada 15 minutos durante el día, se recopilan las mediciones únicamente de mínima demanda por día del alimentador UR-02 para el año 2023. Los valores están expresados en kilovatios (kW), y en total se tienen 357 datos (esta cantidad de datos debería ser igual al total de días del año, sin embargo, se opta por realizar un filtro donde aquellas mediciones que no guardan relación con los valores mínimos de los demás días no se consideran.

- Valor máximo y mínimo: Se determina que el valor máximo y mínimo de las mediciones de mínima demanda son de 1551 kW y de 1009 kW respectivamente.

B. Análisis estadístico de los datos

Se realiza un análisis estadístico utilizando la **regla de Sturges**, que establece el número óptimo de intervalos en una distribución de datos para luego ser representado en una tabla de frecuencias para datos agrupados. Esto se expresa mediante la fórmula:

$$K = 1 + 3.322 \times \log (N)$$

Donde:

- K: es el número de intervalos
- N: es la cantidad de datos, que en este caso es 357.

Al aplicar la fórmula, obtenemos aproximadamente 9.48 intervalos, que se redondea a 8 para simplificar el análisis.

C. Definición de los intervalos

Para definir los intervalos, se procede a calcular la **amplitud** de cada intervalo. La amplitud es la diferencia entre el valor máximo y el mínimo de la demanda, dividida entre el número de intervalos:

$$Amplitud = \frac{Valor\ máximo - Valor\ mínimo}{K} = \frac{1551 - 1009}{8} = 68kW$$

A partir de esta amplitud, se establecen los intervalos de demanda, comenzando desde el valor mínimo de 1009 kW hasta el valor máximo de 1551 kW, con un incremento de 68 kW en cada intervalo.

D. Frecuencia de ocurrencia

Una vez definidos los intervalos, se cuenta el número de veces de las mediciones de mínima demanda que se encuentra dentro de cada uno. Esto permite construir una tabla de frecuencias para datos agrupados. El intervalo con la mayor frecuencia de ocurrencia es el que va de 1416 kW a 1484 kW (intervalo 7), con una frecuencia de 158 (cantidad de valores de mediciones dentro de este intervalo).

Lo indicado se refleja en los siguientes cuadros de parámetros de cálculo y tabla de frecuencias.

Tabla 4. 7

Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Mínima demanda 2023

Val. Máx	Val. Mín	# de Datos	# Intervalo K	# Intervalo K1	Amplitud
1,551	1,009	357	9.48	8	68

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. 8

Tabla de frecuencias para datos agrupados - Mínima demanda 2023

Nro	Intervalo		Frecuencia
1	1009	1077	4
2	1077	1144	2
3	1144	1212	2
4	1212	1280	34
5	1280	1348	45
6	1348	1416	58
7	1416	1484	158
8	1484	1551	54
Total, Datos			357

Fuente: Elaboración Propia

E. Valor frecuente de la mínima demanda

El valor de demanda más frecuente, es decir, el que ocurre con mayor regularidad, se elige del intervalo 7 comprendido desde 1416 hasta 1484 kW y de este intervalo se considera el valor de medición mínima. De acuerdo con el análisis de frecuencias, el valor frecuente de mínima demanda en 2023 es **1416 kW**. Este valor ocurrió el 19 de mayo de 2023, como se indica a continuación.

Tabla 4. 9

Valor frecuente de mínima demanda del alimentador UR-02 2023

	KW	FECHA
VALOR FRECUENTE DE MÍN. DEMANDA 2023	1,416	19/05/2023

Fuente: Elaboración Propia

F. Medida más baja de mínima demanda

La medida más baja de mínima demanda en el año ocurre el 21 de junio de 2023 a las 04:00, se considera el mes de junio puesto que el valor mínimo de la tabla “*Datos de parámetros de cálculo para tabla de frecuencias – Mínima demanda 2023*” pertenece a dicho mes. Seguidamente de las mediciones de cada 15 minutos proporcionadas por Electro Sur Este S.A.A. se elige el mínimo valor de todas las mediciones correspondientes a la fecha 21/06/2023 obteniéndose 984.26 kW, como se muestra a continuación.

Tabla 4. 10

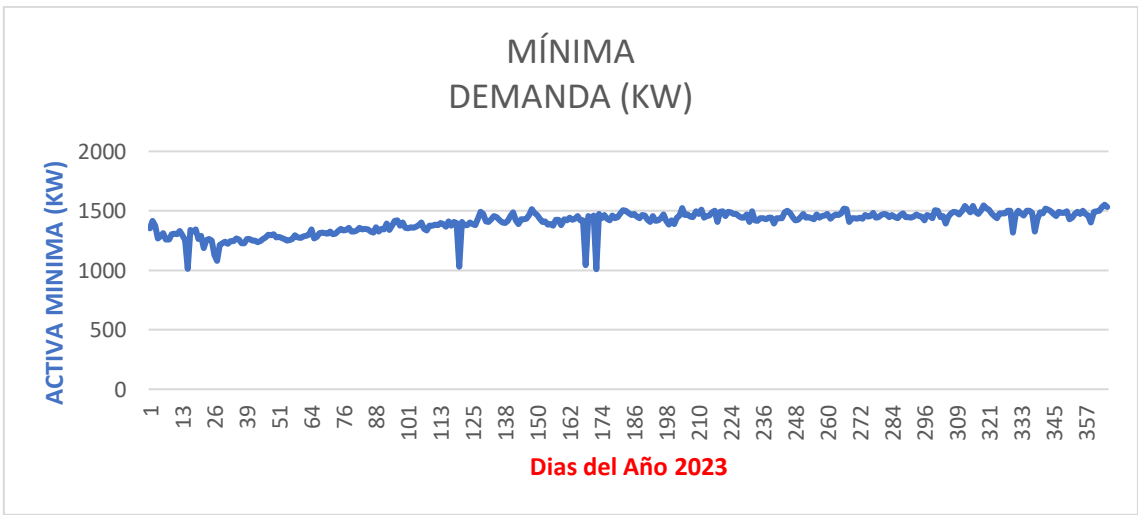
Medida más baja de mínima demanda del alimentador UR-02 - 2023

MEDIDA MÁS BAJA DE MÍN. DEMANDA 2023	
Fecha de medición	21/06/2023 4:00
P (KW)	984.26
Q (KVAR)	-267.73
fdp	0.96493955
Tensión (V)	10,060.83
V (%)	100.61%

Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 5

Diagrama del comportamiento de la mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2023



Fuente: Elaboración Propia

4.3. Método Aplicado para la Proyección de la Demanda Eléctrica

En este capítulo se describe detalladamente el método aplicado para la proyección de la demanda eléctrica, una tarea esencial en el contexto de la planificación eléctrica, ya que permite prever el comportamiento futuro de la demanda y garantizar la eficiencia del sistema. Para este fin, se ha desarrollado un análisis comparativo de diferentes modelos de proyección, utilizando como base los datos históricos de las mediciones de la demanda de potencia máximas y mínimas por año desde el 2015 al 2023 correspondientes al alimentador UR-02, las mismas que son obtenidas del área de control de Electro Sur Este S.A.A. La elección del método adecuado resulta fundamental, dado que impacta directamente en la precisión de las predicciones y, por ende, en la toma de decisiones estratégicas sobre el sistema eléctrico.

4.3.1. Elección del Horizonte de Estudio

El primer paso en el desarrollo de la proyección es la elección del horizonte de evaluación que es el periodo establecido para evaluar los beneficios y costos atribuibles a un determinado proyecto de inversión pública, con el fin de evaluar su rentabilidad social, en otras palabras (es el tiempo de la fase de ejecución más el tiempo de la fase de funcionamiento). Este horizonte debe ser seleccionado de manera meticulosa, considerando factores de crecimiento demográfico y la aparición de nuevas cargas de potencia considerable.

En este caso, el horizonte evaluación está definido por la vida útil del proyecto que, en electrificación, tiene un promedio de 20 años siguiendo las directrices establecidas por el sistema de inversión pública peruano Invierte.pe, el cual recomienda que, para garantizar la viabilidad de un proyecto, se debe demostrar su sostenibilidad y rentabilidad en un horizonte de 20 años. Esta duración asegura que se contemplen tanto los flujos de beneficios a largo plazo como los riesgos asociados al comportamiento de la demanda de energía en dicho periodo.

4.3.2. Modelos de Regresión para el Pronóstico de la Demanda

Para la proyección de la demanda, se han considerado cuatro enfoques estadísticos basados en modelos de regresión: lineal, logarítmica, exponencial y polinómica de tercer grado. Estos modelos serán sometidos a un análisis comparativo con el fin de seleccionar

el que mejor se ajuste a los datos históricos de demanda de potencia. A continuación, se detallan las características de cada modelo:

- **Modelo de Regresión Lineal:** Este es el enfoque más sencillo y asume que existe una relación directa y constante entre la demanda de potencia y las variables predictoras, lo que se traduce en una línea recta que minimiza el error entre las observaciones y las predicciones. Es una opción eficaz cuando los datos muestran un comportamiento lineal a lo largo del tiempo.
- **Modelo de Regresión Logarítmica:** Este modelo se utiliza cuando se observa que los incrementos en la demanda tienden a disminuir conforme aumentan los valores de las variables predictoras, lo que indica que el crecimiento no es constante. Es útil en escenarios donde los aumentos en la demanda se desaceleran con el tiempo.
- **Modelo de Regresión Exponencial:** A diferencia del modelo lineal, la regresión exponencial es útil cuando la demanda crece a un ritmo proporcional, lo que significa que la tasa de crecimiento de la demanda es constante en términos relativos. Es aplicable en contextos donde se espera un crecimiento exponencial en la demanda energética.
- **Modelo de Regresión Polinómica de Tercer Grado:** Este modelo permite capturar relaciones más complejas entre las variables, donde el comportamiento de la demanda puede experimentar varios puntos de inflexión. La naturaleza polinómica permite modelar curvas más ajustadas, que se adaptan mejor a datos que muestran fluctuaciones y no siguen un patrón claramente lineal o exponencial.

Cada uno de estos modelos será evaluado en función de su capacidad para ajustarse a los datos históricos de demanda de potencia. Para seleccionar el modelo más adecuado, se utilizarán métricas estadísticas como el coeficiente de determinación (R^2), que permite identificar el modelo que ofrece la mayor precisión en la predicción de la demanda futura. El modelo que presente el mejor ajuste a los datos históricos será seleccionado como la herramienta predictiva óptima para la proyección de la demanda eléctrica en el horizonte temporal establecido.

4.3.2.1. Modelos de Regresión para Valores Frecuentes de Máxima y Mínima Demanda

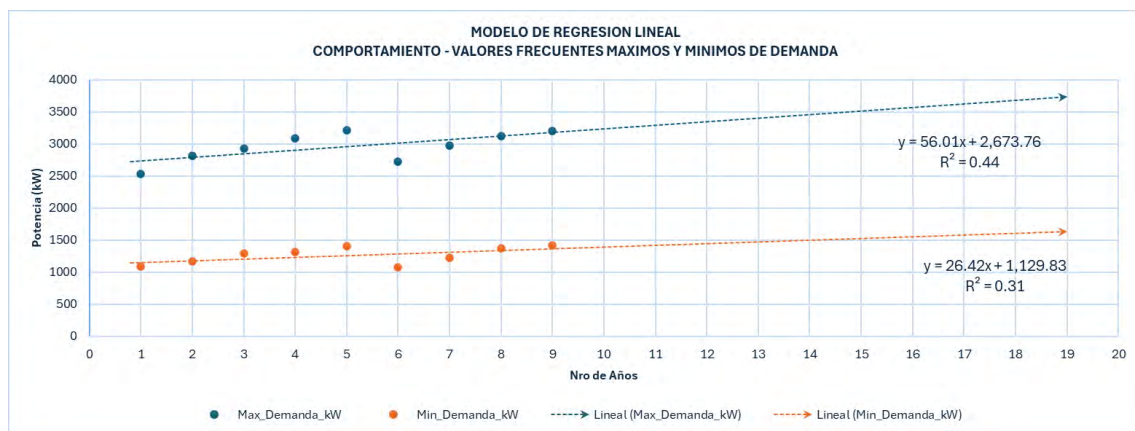
A continuación, se presentan diferentes modelos de regresión matemática aplicados a la **proyección de los valores frecuentes de máxima y mínima demanda del alimentador UR-02**, con base en los datos históricos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A. y al cálculo de máximas y mínimas demandas para los periodos 2015 – 2023 (Siguiendo el mismo proceso realizado en los apartados 4.2.2.1 y 4.2.2.2. de la presente tesis).

Los modelos utilizados incluyen la regresión lineal, logarítmica, exponencial y polinómica de tercer grado, y se aplicaron para realizar una proyección de 20 años. Cada modelo generó gráficos que muestran las tendencias proyectadas, pero los valores obtenidos mediante las respectivas ecuaciones de modelamiento de cada regresión no guardan una relación directa con los datos históricos de demanda máxima y mínima del periodo 2015 al 2023, lo que evidencia las variaciones en la precisión de los modelos al proyectar la demanda futura. Esta comparativa gráfica es fundamental para determinar qué modelo se ajusta mejor a las necesidades de predicción de la demanda.

En las siguientes figuras se muestran los gráficos de las tendencias proyectadas para cada modelo de regresión indicado.

Figura 4. 6

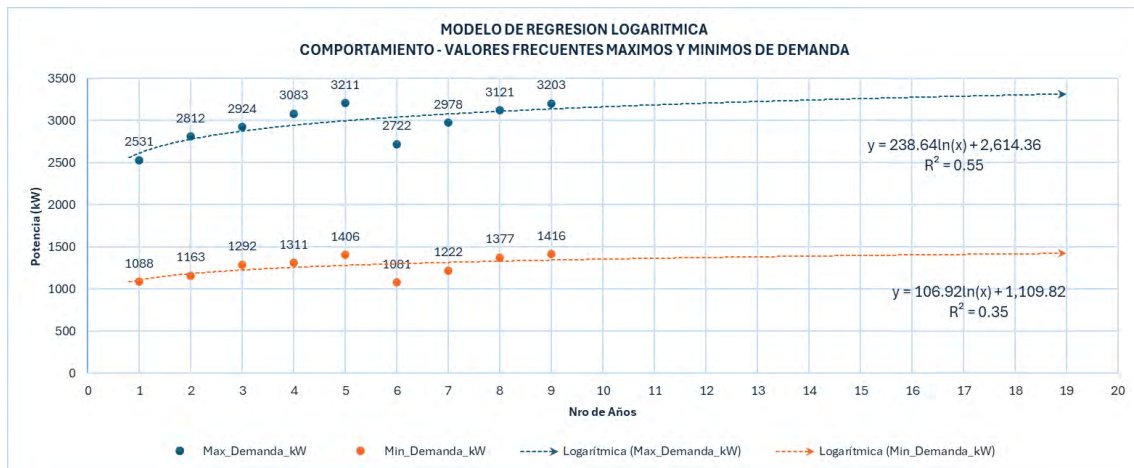
Modelo de Regresión Lineal – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 7

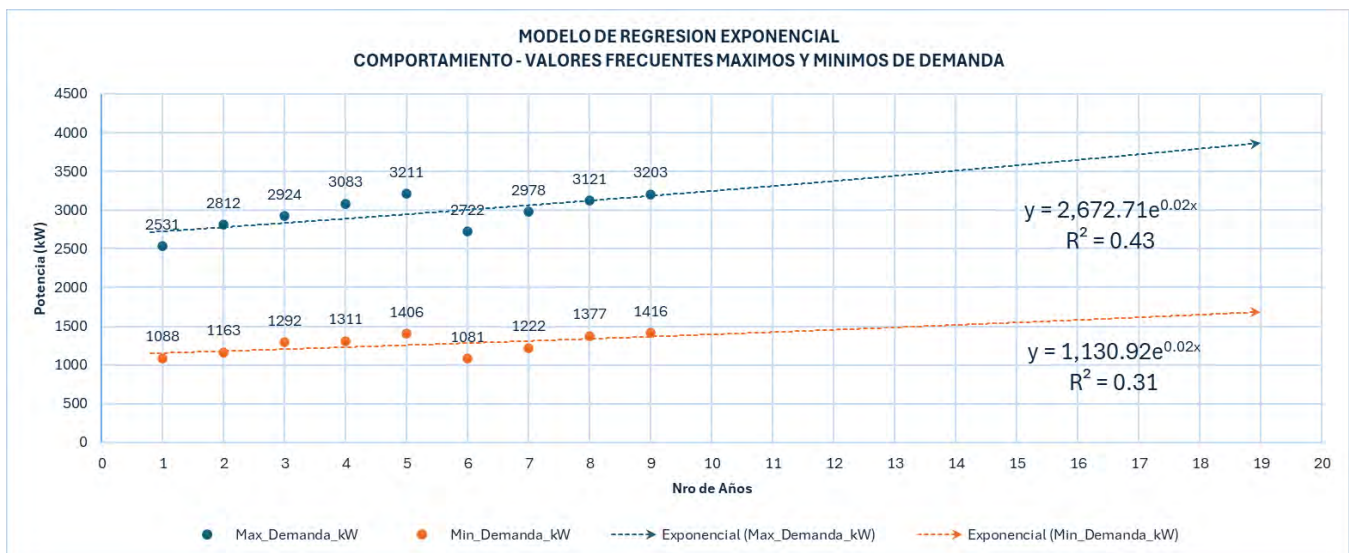
Modelo de Regresión Logarítmica – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 8

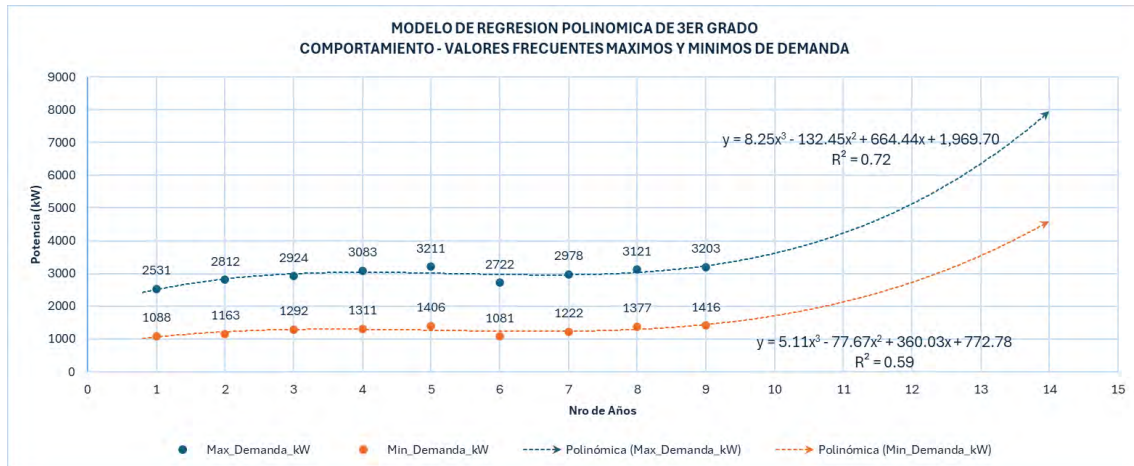
Modelo de Regresión Exponencial – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 9

Modelo de Regresión Polinómica de 3er Grado – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda



Fuente: Elaboración Propia

En conclusión, Al usar el modelo polinómico optamos por obtener un valor de R^2 próximo a la unidad, lo que representaría que el método utilizado de proyección es el más óptimo, sin embargo, al incrementar el grado del polinomio se obtiene un incremento brusco en la demanda, lo mismo que no guarda relación gráfica con el comportamiento de la potencia en los 9 primeros años de los datos históricos, lo mismo sucede en la regresión logarítmica y exponencial. por ende, se optó por considerar La regresión lineal como mejor alternativa de proyección, aun teniendo un R^2 alejado de la unidad.

Figura 4. 10

Proyección de la Demanda Modelo Regresión Lineal, Logarítmica, Exponencial y Polinómica – Valores Frecuentes Máximos y Mínimos de Demanda

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
Regresión Lineal				
1	-	2015	2531	1088
2	-	2016	2812	1163
3	-	2017	2924	1292
4	-	2018	3083	1311
5	-	2019	3211	1406
6	-	2020	2722	1081
7	-	2021	2978	1222
8	-	2022	3121	1377
9	-	2023	3203	1416
10	AÑO 0	2024	3234	1394
11	AÑO 1	2025	3290	1420
12	AÑO 2	2026	3346	1447
13	AÑO 3	2027	3402	1473
14	AÑO 4	2028	3458	1500
15	AÑO 5	2029	3514	1526
16	AÑO 6	2030	3570	1552
17	AÑO 7	2031	3626	1579
18	AÑO 8	2032	3682	1605
19	AÑO 9	2033	3738	1632
20	AÑO 10	2034	3794	1658
21	AÑO 11	2035	3850	1685
22	AÑO 12	2036	3906	1711
23	AÑO 13	2037	3962	1737
24	AÑO 14	2038	4018	1764
25	AÑO 15	2039	4074	1790
26	AÑO 16	2040	4130	1817
27	AÑO 17	2041	4186	1843
28	AÑO 18	2042	4242	1869

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
29	AÑO 19	2043	4298	1896
30	AÑO 20	2044	4354	1922
Regresión Logarítmica				
10	AÑO 0	2024	3164	1356
11	AÑO 1	2025	3187	1366
12	AÑO 2	2026	3207	1376
13	AÑO 3	2027	3226	1384
14	AÑO 4	2028	3244	1392
15	AÑO 5	2029	3261	1399
16	AÑO 6	2030	3276	1406
17	AÑO 7	2031	3290	1413
18	AÑO 8	2032	3304	1419
19	AÑO 9	2033	3317	1425
20	AÑO 10	2034	3329	1430
21	AÑO 11	2035	3341	1435
22	AÑO 12	2036	3352	1440
23	AÑO 13	2037	3363	1445
24	AÑO 14	2038	3373	1450
25	AÑO 15	2039	3383	1454
26	AÑO 16	2040	3392	1458
27	AÑO 17	2041	3401	1462
28	AÑO 18	2042	3410	1466
29	AÑO 19	2043	3418	1470
30	AÑO 20	2044	3426	1473
Regresión Exponencial				
10	AÑO 0	2024	3264	1381
11	AÑO 1	2025	3330	1409
12	AÑO 2	2026	3398	1438
13	AÑO 3	2027	3466	1467
14	AÑO 4	2028	3536	1496
15	AÑO 5	2029	3608	1527
16	AÑO 6	2030	3681	1557

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
17	AÑO 7	2031	3755	1589
18	AÑO 8	2032	3831	1621
19	AÑO 9	2033	3908	1654
20	AÑO 10	2034	3987	1687
21	AÑO 11	2035	4068	1721
22	AÑO 12	2036	4150	1756
23	AÑO 13	2037	4234	1791
24	AÑO 14	2038	4319	1828
25	AÑO 15	2039	4407	1865
26	AÑO 16	2040	4496	1902
27	AÑO 17	2041	4586	1941
28	AÑO 18	2042	4679	1980
29	AÑO 19	2043	4774	2020
30	AÑO 20	2044	4870	2061
Regresión Polinómica de Tercer Grado				
10	AÑO 0	2024	3619	1716
11	AÑO 1	2025	4233	2136
12	AÑO 2	2026	5126	2739
13	AÑO 3	2027	6349	3554
14	AÑO 4	2028	7950	4612
15	AÑO 5	2029	9979	5944
16	AÑO 6	2030	12486	7580
17	AÑO 7	2031	15519	9552
18	AÑO 8	2032	19130	11890
19	AÑO 9	2033	23366	14624
20	AÑO 10	2034	28279	17785
21	AÑO 11	2035	33916	21405
22	AÑO 12	2036	40328	25512
23	AÑO 13	2037	47564	30139
24	AÑO 14	2038	55673	35316
25	AÑO 15	2039	64706	41074
26	AÑO 16	2040	74711	47442

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
27	AÑO 17	2041	85738	54452
28	AÑO 18	2042	97837	62135
29	AÑO 19	2043	111057	70521
30	AÑO 20	2044	125448	79641

Fuente: Elaboración Propia

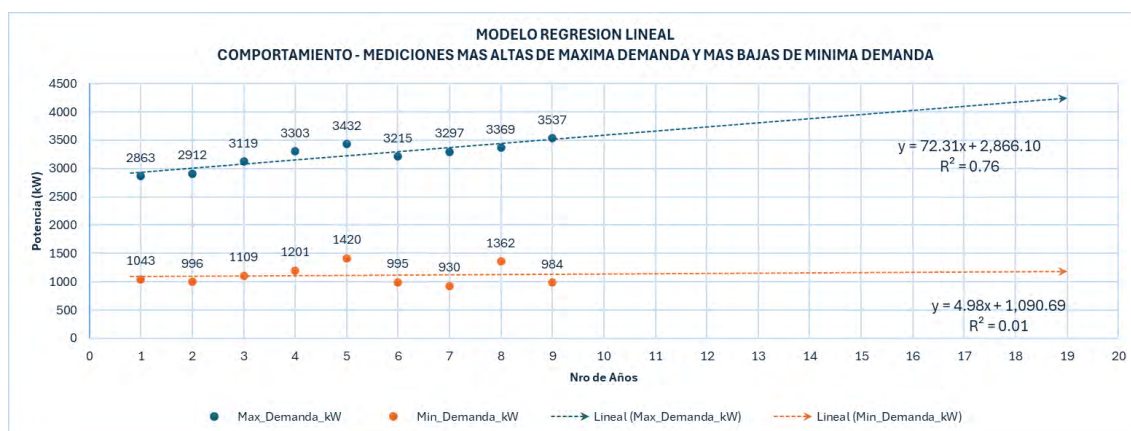
4.3.2.2. Modelos de Regresión para Mediciones más Altas de Máxima Demanda y más Bajas de Mínima Demanda.

A continuación, se presentan los modelos de regresión lineal, logarítmica, exponencial y polinómica de tercer grado aplicados a la proyección de 20 años de las **mediciones más altas de máxima demanda y más bajas de mínima demanda** del alimentador UR-02, con base en los datos históricos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A. y al cálculo de máximas y mínimas demandas para los periodos 2015 – 2023 (Que siguen el mismo proceso realizado en los **apartados 4.2.2.1 y 4.2.2.2.** de la presente tesis).

En las siguientes figuras se muestran los gráficos de las tendencias proyectadas para cada modelo de regresión indicado.

Figura 4. 11

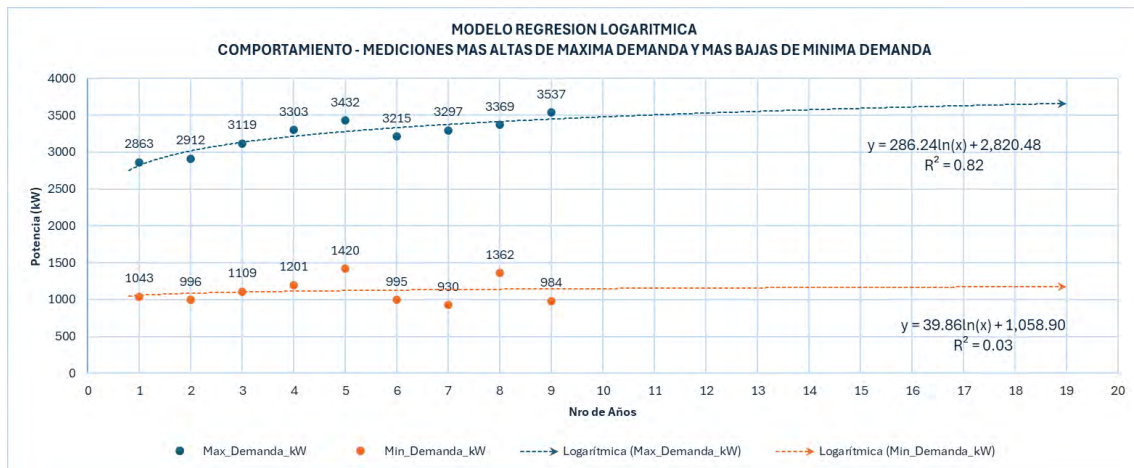
Modelo Regresión Lineal – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 12

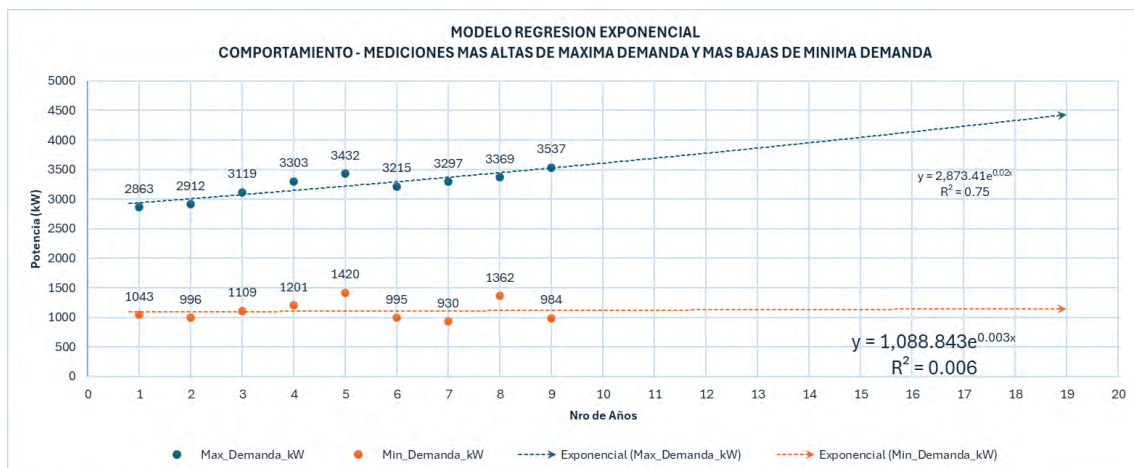
Modelo Regresión Logarítmica – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda



Fuente: *Elaboración Propia*

Figura 4. 13

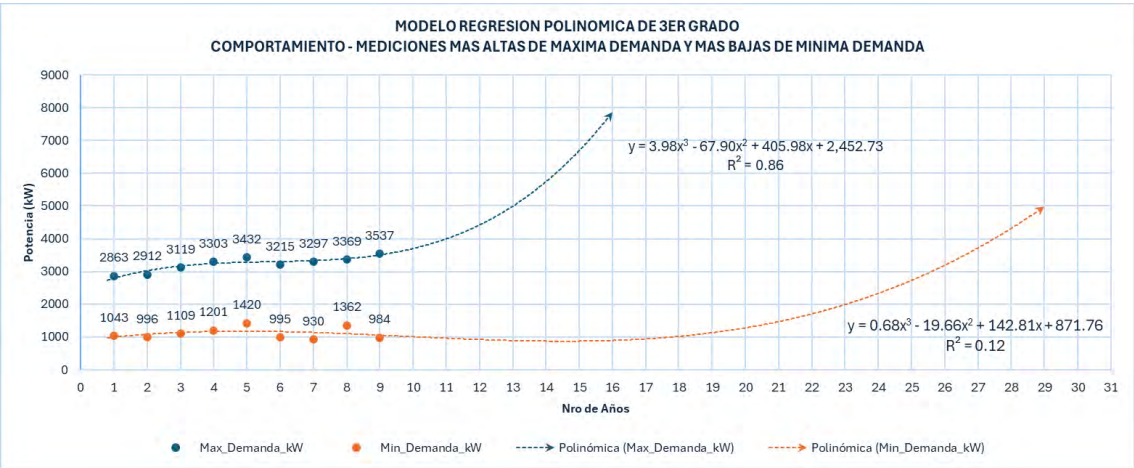
Modelo Regresión Exponencial – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda



Fuente: *Elaboración Propia*

Figura 4. 14

Modelo Regresión Polinómica de 3er Grado – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda



Fuente: *Elaboración Propia*

Como se mencionó anteriormente buscamos el mejor modelo para obtener un valor de R² próximo a la unidad, lo que representaría que el método utilizado de proyección es el más óptimo, sin embargo al proyectar el comportamiento que se tendría de la proyección de demanda para cada modelo utilizado, la curva dibujada no guarda relación grafica con el comportamiento de la potencia en los 9 primeros años de los datos históricos, por ende se optó por considerar la regresión lineal como mejor alternativa de proyección, ya que la curva generada y proyectada tiende a seguir una relación adecuada con los valores de demanda máximos y mínimos que se tiene como datos de los 9 primeros años.

Figura 4. 15

Proyección de la Demanda Modelo Regresión Lineal, Logarítmica, Exponencial y Polinómica – Mediciones Mas Altas de Máxima Demanda y Mas Bajas de Mínima Demanda

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
Regresión Lineal				
1	-	2015	2863	1043
2	-	2016	2912	996
3	-	2017	3119	1109
4	-	2018	3303	1201
5	-	2019	3432	1420

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
6	-	2020	3215	995
7	-	2021	3297	930
8	-	2022	3369	1362
9	-	2023	3537	984
10	AÑO 0	2024	3589	1140
11	AÑO 1	2025	3661	1145
12	AÑO 2	2026	3734	1150
13	AÑO 3	2027	3806	1155
14	AÑO 4	2028	3878	1160
15	AÑO 5	2029	3951	1165
16	AÑO 6	2030	4023	1170
17	AÑO 7	2031	4095	1175
18	AÑO 8	2032	4168	1180
19	AÑO 9	2033	4240	1185
20	AÑO 10	2034	4312	1190
21	AÑO 11	2035	4385	1195
22	AÑO 12	2036	4457	1200
23	AÑO 13	2037	4529	1205
24	AÑO 14	2038	4601	1210
25	AÑO 15	2039	4674	1215
26	AÑO 16	2040	4746	1220
27	AÑO 17	2041	4818	1225
28	AÑO 18	2042	4891	1230
29	AÑO 19	2043	4963	1235
30	AÑO 20	2044	5035	1240
Regresión Logarítmica				
10	AÑO 0	2024	3480	1151
11	AÑO 1	2025	3507	1154
12	AÑO 2	2026	3532	1158
13	AÑO 3	2027	3555	1161
14	AÑO 4	2028	3576	1164
15	AÑO 5	2029	3596	1167

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
16	AÑO 6	2030	3614	1169
17	AÑO 7	2031	3631	1172
18	AÑO 8	2032	3648	1174
19	AÑO 9	2033	3663	1176
20	AÑO 10	2034	3678	1178
21	AÑO 11	2035	3692	1180
22	AÑO 12	2036	3705	1182
23	AÑO 13	2037	3718	1184
24	AÑO 14	2038	3730	1186
25	AÑO 15	2039	3742	1187
26	AÑO 16	2040	3753	1189
27	AÑO 17	2041	3764	1190
28	AÑO 18	2042	3774	1192
29	AÑO 19	2043	3784	1193
30	AÑO 20	2044	3794	1194
Regresión Exponencial				
10	AÑO 0	2024	3510	1122
11	AÑO 1	2025	3580	1125
12	AÑO 2	2026	3653	1129
13	AÑO 3	2027	3727	1132
14	AÑO 4	2028	3802	1136
15	AÑO 5	2029	3879	1139
16	AÑO 6	2030	3957	1142
17	AÑO 7	2031	4037	1146
18	AÑO 8	2032	4119	1149
19	AÑO 9	2033	4202	1153
20	AÑO 10	2034	4287	1156
21	AÑO 11	2035	4373	1160
22	AÑO 12	2036	4462	1163
23	AÑO 13	2037	4552	1167
24	AÑO 14	2038	4644	1170
25	AÑO 15	2039	4737	1174

Nro Años	Proyección	Año	Max_Demanda_kW	Min_Demanda_kW
26	AÑO 16	2040	4833	1177
27	AÑO 17	2041	4931	1181
28	AÑO 18	2042	5030	1184
29	AÑO 19	2043	5132	1188
30	AÑO 20	2044	5236	1191
Regresión Polinómica de Tercer Grado				
10	AÑO 0	2024	3703	1014
11	AÑO 1	2025	4000	969
12	AÑO 2	2026	4424	929
13	AÑO 3	2027	4999	900
14	AÑO 4	2028	5749	884
15	AÑO 5	2029	6697	885
16	AÑO 6	2030	7868	909
17	AÑO 7	2031	9285	959
18	AÑO 8	2032	10972	1038
19	AÑO 9	2033	12953	1152
20	AÑO 10	2034	15252	1304
21	AÑO 11	2035	17893	1498
22	AÑO 12	2036	20900	1739
23	AÑO 13	2037	24296	2030
24	AÑO 14	2038	28105	2375
25	AÑO 15	2039	32352	2780
26	AÑO 16	2040	37060	3246
27	AÑO 17	2041	42253	3780
28	AÑO 18	2042	47956	4384
29	AÑO 19	2043	54190	5064
30	AÑO 20	2044	60982	5822

Fuente: Elaboración Propia

4.4. Proyección de la Máxima y Mínima Demanda del Alimentador UR-02

Periodo 2024-2044

Para la proyección de la demanda eléctrica del alimentador UR-02, se utiliza los datos históricos proporcionados por Electro Sur Este, que cubren los años 2015 a 2023 de los cuales se calculó anteriormente la máxima y mínima demanda para cada año, seguidamente se aplicó el modelo de regresión lineal obteniendo con su ecuación correspondiente los valores en kW de la demanda.

La proyección abarca un periodo de 20 años, desde el 2024 hasta el 2044, e incluye tanto los valores frecuentes de máxima y mínima demanda como las mediciones más altas de máxima y más bajas de mínima demanda.

La **Tabla 4.11.** muestra la proyección de la demanda del alimentador UR-02 en un horizonte de 20 años, detallando las siguientes características:

1. Valores Frecuentes de Demanda:

- Se detallan los valores de Máxima Demanda (en kW) y Mínima Demanda (en kW), correspondientes a cada año del periodo proyectado.
- También se incluye el porcentaje de crecimiento anual (% Crec.), que refleja la variación de la demanda respecto al año anterior.

Por ejemplo, para el año 2024, la máxima demanda proyectada es de 3234 kW, lo que representa un incremento del 0.98% respecto al año anterior. De manera similar, la mínima demanda proyectada es de 1394 kW, con una ligera disminución del 1.55%.

2. Mediciones Más Altas y Bajas:

- En esta sección se muestran los valores más altos de máxima demanda y los más bajos de mínima demanda, observados históricamente y sus respectivas proyecciones futuras.
- Al igual que en los valores frecuentes, se incluyen los porcentajes de crecimiento anual.

Por ejemplo, en 2024, la medida más alta de máxima demanda proyectada es de 3589 kW con un incremento del 1.46%, mientras que la medida más baja de mínima demanda proyectada es de 1140 kW, que presenta un notable crecimiento del 15.82% respecto al año anterior.

3. Tendencias de Crecimiento:

- A medida que avanzamos en los años proyectados, se observa una tendencia general al alza en la máxima demanda.
- Para el año 2044, se proyecta que la máxima demanda frecuente alcanzará los 4354 kW, lo que implica un crecimiento acumulado del 34.63% con relación al 2024. En el caso de la medición más alta de la máxima demanda proyectada es de 5035 kW, con un crecimiento total del 40.29% en relación al 2024.
- La mínima demanda también experimenta un crecimiento, aunque más moderado. La mínima demanda frecuente para 2044 se proyecta en 1922 kW, lo que representa un incremento del 37.88%, mientras que la medición más baja de mínima demanda alcanza los 1240 kW con un crecimiento del 8.77%.

4. En conclusión:

- A lo largo del periodo proyectado, se puede observar que la demanda eléctrica del alimentador UR-02 experimenta una tendencia al crecimiento, con un comportamiento estable en los valores de máxima demanda.
- Las proyecciones de mínima demanda muestran mayor variabilidad en los primeros años, con una recuperación en los años finales del análisis.
- El crecimiento proyectado es relevante para el mejoramiento de la infraestructura eléctrica, permitiendo anticipar las posibles sobrecargas o necesidades de mejora en el sistema de distribución.

Tabla 4. 11

Proyección de Demanda Eléctrica Periodo 2024 - 2044 del Alimentador UR-02

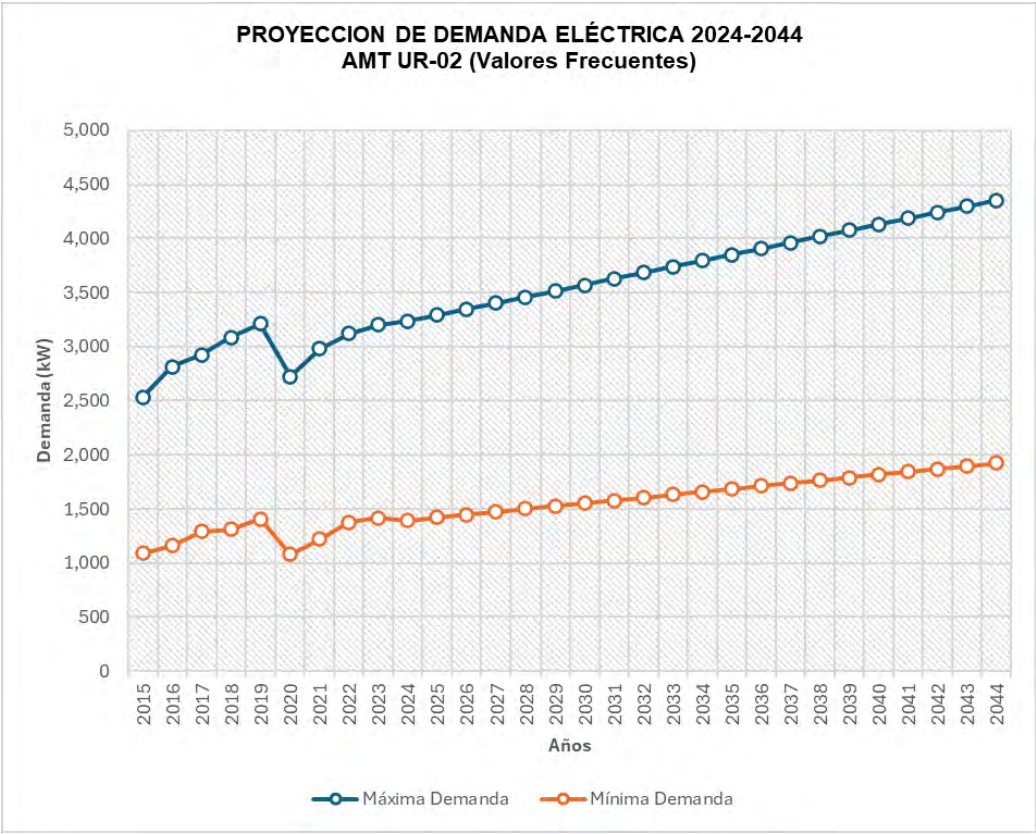
Proyección	Año	Valores Frecuentes				Mediciones Más Altas			
		Máxima Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		kW	% Crec.	kW	% Crec.	kW	% Crec.	kW	% Crec.
AÑO 0	2015	2,531		1,088		2,863		1,043	
	2016	2,812	11.11%	1,163	6.87%	2,912	1.74%	996	-4.49%
	2017	2,924	4.00%	1,292	11.13%	3,119	7.11%	1,109	11.39%
	2018	3,083	5.43%	1,311	1.45%	3,303	5.87%	1,201	8.22%
	2019	3,211	4.14%	1,406	7.28%	3,432	3.92%	1,420	18.28%
	2020	2,722	-15.22%	1,081	-23.13%	3,215	-6.33%	995	-29.92%
	2021	2,978	9.39%	1,222	13.08%	3,297	2.57%	930	-6.61%
	2022	3,121	4.83%	1,377	12.66%	3,369	2.18%	1,362	46.53%
	2023	3,203	2.61%	1,416	2.81%	3,537	4.99%	984	-27.74%
	2024	3,234	0.98%	1,394	-1.55%	3,589	1.46%	1,140	15.82%
AÑO 1	2025	3,290	1.73%	1,420	1.87%	3,661	2.01%	1,145	0.44%
AÑO 2	2026	3,346	1.70%	1,447	1.90%	3,734	1.99%	1,150	0.44%
AÑO 3	2027	3,402	1.67%	1,473	1.80%	3,806	1.93%	1,155	0.43%
AÑO 4	2028	3,458	1.65%	1,500	1.83%	3,878	1.89%	1,160	0.43%
AÑO 5	2029	3,514	1.62%	1,526	1.73%	3,951	1.88%	1,165	0.43%
AÑO 6	2030	3,570	1.59%	1,552	1.70%	4,023	1.82%	1,170	0.43%
AÑO 7	2031	3,626	1.57%	1,579	1.74%	4,095	1.79%	1,175	0.43%
AÑO 8	2032	3,682	1.54%	1,605	1.65%	4,168	1.78%	1,180	0.43%
AÑO 9	2033	3,738	1.52%	1,632	1.68%	4,240	1.73%	1,185	0.42%
AÑO 10	2034	3,794	1.50%	1,658	1.59%	4,312	1.70%	1,190	0.42%
AÑO 11	2035	3,850	1.48%	1,685	1.63%	4,385	1.69%	1,195	0.42%
AÑO 12	2036	3,906	1.45%	1,711	1.54%	4,457	1.64%	1,200	0.42%
AÑO 13	2037	3,962	1.43%	1,737	1.52%	4,529	1.62%	1,205	0.42%
AÑO 14	2038	4,018	1.41%	1,764	1.55%	4,601	1.59%	1,210	0.41%
AÑO 15	2039	4,074	1.39%	1,790	1.47%	4,674	1.59%	1,215	0.41%
AÑO 16	2040	4,130	1.37%	1,817	1.51%	4,746	1.54%	1,220	0.41%
AÑO 17	2041	4,186	1.36%	1,843	1.43%	4,818	1.52%	1,225	0.41%
AÑO 18	2042	4,242	1.34%	1,869	1.41%	4,891	1.52%	1,230	0.41%
AÑO 19	2043	4,298	1.32%	1,896	1.44%	4,963	1.47%	1,235	0.41%
AÑO 20	2044	4,354	1.30%	1,922	1.37%	5,035	1.45%	1,240	0.40%
% Crecimiento (Año 2024-2044)			34.63%		37.88%		40.29%		8.77%

Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente se muestra como es la evolución de la máxima y mínima demanda en un horizonte de 20 años, considerando los valores frecuentes y mediciones altas y bajas de demanda.

Figura 4. 16

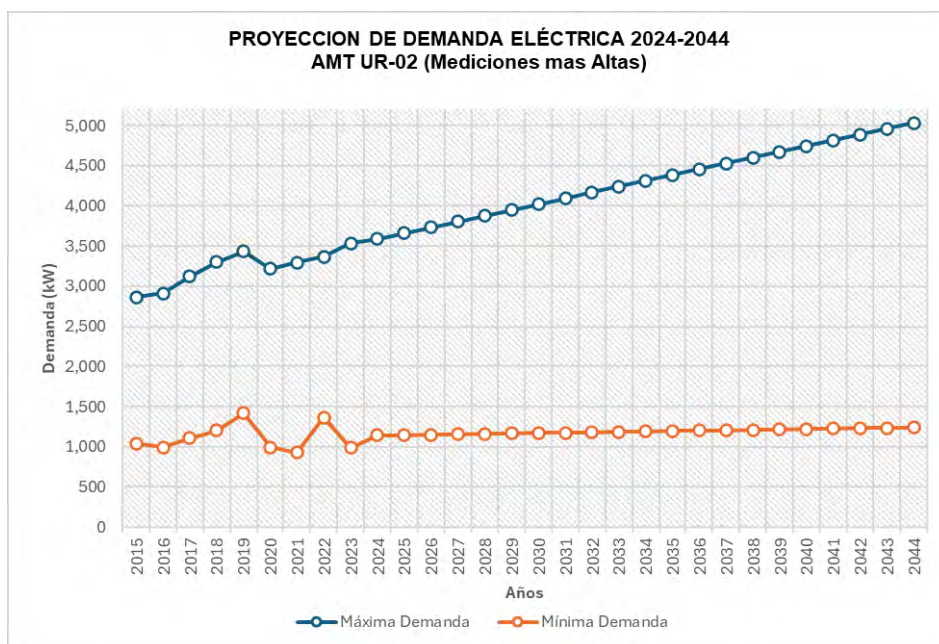
Diagrama del comportamiento de la máxima y mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2024 - 2044 (Valores Frecuentes)



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4. 17

Diagrama del comportamiento de la máxima y mínima demanda del Alimentador UR-02 Año 2024 - 2044 (Mediciones más Altas y Bajas)



Fuente: Elaboración Propia

4.4.1. Desagregado por Subestación Eléctrica de Distribución (SED) Para El Cálculo de la Demanda Máxima del Alimentador UR-02 Periodo 2024 - 2044

Este apartado presenta un análisis desagregado de la demanda máxima de cada Subestación Eléctrica de Distribución (SED) asociada al alimentador UR-02, con base en la información proporcionada por Electro Sur Este S.A.A. Los datos recopilados incluyen mediciones de CEA facturado y mediciones de cargabilidad. Para aquellas SED que no cuentan con mediciones directas, se realizó el cálculo de la demanda actual utilizando un factor de utilización (FU) de 0.41.

Para comprender de mejor manera la **Tabla 4.12.**, es importante tener presente las siguientes consideraciones que ayudaron a la elaboración de la proyección de la demanda mediante el desagregado por SED, las que se detallan a continuación:

1. Características Técnicas de las Subestaciones Eléctricas de Distribución

La información técnica de cada subestación eléctrica de distribución fue obtenida a través del sistema de georreferenciación GIS, facilitado por la oficina SID de

Electro Sur Este. Esta herramienta permitió detallar los atributos técnicos fundamentales por SED, tales como:

- Capacidad nominal (S en kVA), que define la potencia aparente máxima que la subestación puede manejar.
- Tensiones de operación primarias y secundarias (kV), que detallan los niveles de voltaje entre los cuales la subestación transforma la energía.
- Tipo de fase para el que está diseñado sea trifásico o monofásico.
- Tipo de subestación como Monoposte, Biposte o caseta

La Pmax (máxima demanda en 2023), fue obtenida directamente a partir de los datos de facturación o mediciones de cargabilidad.

2. Proyección de la demanda máxima (2024-2044)

La **Tabla 4.12.** presenta una proyección de la demanda máxima para cada SED desde el año 2024 hasta el 2044, basada exclusivamente en los datos de máxima demanda registrados en el año 2023 (según datos de facturación y medición de cargabilidad proporcionados por la empresa concesionaria) y la consideración de las mediciones más altas de la máxima demanda mostrados en la **Tabla 4.11.** Esta metodología difiere de la utilizada en capítulos previos (como en el **apartado 4.2.2.1**), donde se emplearon datos históricos de los últimos 9 años (2015-2023) y modelos de regresión para su respectiva proyección.

A las mediciones más altas de máxima demanda correspondientes a cada año proyectado, se le reduce el porcentaje de 5% (correspondiente a las pérdidas en la línea y la SED), luego este valor es afectado por un factor de simultaneidad y a este último valor de demanda se le divide entre el valor de máxima demanda del 2023, para finalmente multiplicarse por cada Pmax de cada SED. Es así como se obtiene los valores desagregados por SED proyectados en un horizonte de 20 años.

3. Distribución por Zonas

La clasificación de las SED por zonas, tal como se indica en la última columna de la **Tabla 4.12.**, facilita la identificación de áreas clave dentro del sistema de distribución del Alimentador UR-02. Este análisis por tramos y/o zonas permite detallar aquellas zonas a mantenerse con la misma infraestructura eléctrica y al mismo nivel de tensión y aquellas zonas a ser intervenidas mediante la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión.

Tabla 4. 12

Proyección de la Demanda Máxima 2024 - 2044 Mediante Desagregado por SED.

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080169	LARESPAMPA 1	PU	MON	T	50	22.9-10	0.400	40.00	0.95	0.84	CEA Facturado	40.58	41.40	42.22	43.04	43.85	44.68	48.76	52.85	56.93	URUBAMBA 10 KV	
0080170	LARESPAMPA 2	PU	MON	T	50	22.9-10	0.400	32.41	0.95	0.68	CEA Facturado	32.88	33.54	34.21	34.87	35.53	36.20	39.51	42.82	46.13	URUBAMBA 10 KV	
0080171	PISONAYNIYOC	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.398-0.230	52.36	0.95	0.55	Mediciones Cargabilidad	53.12	54.19	55.27	56.33	57.40	58.48	63.82	69.18	74.53	URUBAMBA 10 KV	
0080172	URB. VALLE SAGRADO	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.400	80.20	0.95	0.84	Mediciones Cargabilidad	81.37	83.00	84.66	86.29	87.92	89.58	97.76	105.97	114.15	URUBAMBA 10 KV	
0080173	ILLARY	PU	BIP	T	25	10	0.400	37.06	0.95	1.56	Mediciones Cargabilidad	37.60	38.35	39.12	39.87	40.63	41.39	45.17	48.97	52.75	URUBAMBA 10 KV	
0080174	SOL Y LUNA	PA	BIP	T	175	22.9-10	0.230	181.86	0.95	1.09	CEA Facturado	184.51	188.21	191.96	195.66	199.37	203.12	221.68	240.29	258.85	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080175	PALLCCARAQUI 1 CAPILLA	PU	BIP	T	100	10	0.400	22.50	0.95	0.24	CEA Facturado	22.83	23.29	23.75	24.21	24.67	25.13	27.43	29.73	32.02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080176	PALLCCARAQUI 2	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400	17.58	0.95	0.37	CEA Facturado	17.84	18.19	18.56	18.91	19.27	19.64	21.43	23.23	25.02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080177	CHACHUAR	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400	33.25	0.95	0.70	CEA Facturado	33.73	34.41	35.10	35.77	36.45	37.14	40.53	43.93	47.33	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080178	RUMICHACA CCOTOWINCHO 1	PU	MON	T	50	10	0.398-0.230	61.61	0.95	1.30	CEA Facturado	62.51	63.76	65.03	66.29	67.54	68.81	75.10	81.40	87.69	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080179	RUMICHACA CRISTO ASUNCION	PU	BIP	T	100	10	0.400-0.231	69.21	0.95	0.73	CEA Facturado	70.22	71.63	73.06	74.46	75.87	77.30	84.36	91.45	98.51	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080180	RUMICHACA CCOTOWINCHO 2	PU	BIP	T	50	10	0.380-0.220	21.27	0.95	0.45	CEA Facturado	21.58	22.01	22.45	22.88	23.32	23.76	25.93	28.10	30.27	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080181	TARABAMBA MEDIA LUNA	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.400	39.76	0.95	0.42	CEA Facturado	40.34	41.15	41.97	42.78	43.59	44.41	48.47	52.53	56.59	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080182	PICHINGOTO	PU	MON	M	15	10	0.460-0.230	1.11	0.95	0.08	CEA Facturado	1.13	1.15	1.17	1.19	1.22	1.24	1.35	1.47	1.58	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080183	SALINERAS MARAS	PU	BIP	T	80	10.5	0.230	7.77	0.95	0.10	CEA Facturado	7.88	8.04	8.20	8.36	8.52	8.68	9.47	10.27	11.06	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080184	YANAHUARA 1	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400	57.37	0.95	1.21	CEA Facturado	58.21	59.37	60.56	61.72	62.89	64.08	69.93	75.80	81.66	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080185	YANAHUARA 2	PU	BIP	T	100	10	0.230	30.75	0.95	0.32	CEA Facturado	31.20	31.82	32.46	33.08	33.71	34.34	37.48	40.63	43.77	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080186	YANAHUARA 3	PU	MON	T	100	10	0.400	27.49	0.95	0.29	CEA Facturado	27.89	28.45	29.02	29.58	30.14	30.70	33.51	36.32	39.13	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080187	PUCARA	PU	MON	M	15	10	0.440	3.97	0.95	0.28	CEA Facturado	4.03	4.11	4.19	4.27	4.35	4.43	4.84	5.25	5.65	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080188	CHAQUIHUAYCO	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400-0.231	3.94	0.95	0.08	CEA Facturado	4.00	4.08	4.16	4.24	4.32	4.40	4.80	5.21	5.61	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080189	PAUCARBAMBA	PU	BIP	T	25	10	0.400	6.89	0.95	0.29	CEA Facturado	6.99	7.13	7.27	7.41	7.55	7.70	8.40	9.10	9.81	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080190	RINCONADA - YANAHUARA	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.400-0.231	37.07	0.95	0.39	CEA Facturado	37.61	38.36	39.13	39.88	40.64	41.40	45.19	48.98	52.76	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080192	PACHAR	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	21.49	0.95	0.45	CEA Facturado	21.80	22.24	22.68	23.12	23.56	24.00	26.20	28.39	30.59	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080193	CHULLARACCAY	PU	BIP	T	50	10.5	0.400-0.231	7.34	0.95	0.15	CEA Facturado	7.45	7.60	7.75	7.90	8.05	8.20	8.95	9.70	10.45	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080194	MASKABAMBA	PU	MON	T	50	10	0.230	19.79	0.95	0.42	Mediciones Cargabilidad	20.08	20.48	20.89	21.29	21.70	22.10	24.12	26.15	28.17	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080195	PILLCOHUASI	PU	BIP	T	100	10	0.230	61.63	0.95	0.65	Mediciones Cargabilidad	62.53	63.78	65.05	66.31	67.56	68.83	75.12	81.43	87.72	OLLANTAYTAMBO 10 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080196	PAKARITUMPU S.A.C	PA	BIP	T	50	10	0.230	20.29	0.95	0.43	CEA Facturado	20.59	21.00	21.42	21.83	22.24	22.66	24.73	26.81	28.88	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080197	FERROCARRIL	PU	BIP	T	100	10	0.231	82.39	0.95	0.87	Mediciones Cargabilidad	83.59	85.27	86.97	88.64	90.32	92.02	100.43	108.86	117.27	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080198	ARACCAMA	PU	CAS	T	100	10	0.230	70.14	0.95	0.74	Mediciones Cargabilidad	71.16	72.59	74.04	75.46	76.89	78.34	85.50	92.67	99.83	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080199	CALLE PRINCIPAL	PU	CAS	T	50	10	0.230	54.61	0.95	1.15	Mediciones Cargabilidad	55.41	56.52	57.64	58.76	59.87	60.99	66.57	72.16	77.73	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080200	TASQUINA CCOYUCALLE	PU	CAS	T	50	10	0.230	35.06	0.95	0.74	Mediciones Cargabilidad	35.57	36.28	37.01	37.72	38.43	39.16	42.74	46.32	49.90	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080201	MISCANAPAMPA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	34.36	0.95	1.45	CEA Facturado	34.86	35.56	36.27	36.97	37.67	38.38	41.88	45.40	48.91	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080202	MUÑAYPAMPA	PU	MON	T	25	10	0.400	6.12	0.95	0.26	CEA Facturado	6.21	6.33	6.46	6.58	6.71	6.84	7.46	8.09	8.71	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080203	PALLATA	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400-0.231	3.59	0.95	0.08	CEA Facturado	3.64	3.72	3.79	3.86	3.94	4.01	4.38	4.74	5.11	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080204	CCOLLARACCAY	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	0.86	0.95	0.04	CEA Facturado	0.87	0.89	0.91	0.93	0.94	0.96	1.05	1.14	1.22	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080205	HUILLOC 1	PU	BIP	M	75	22.9-10	0.460-0.230	9.51	0.95	0.13	CEA Facturado	9.65	9.84	10.04	10.23	10.43	10.62	11.59	12.57	13.54	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080206	HUILLOC 2	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	2.62	0.95	0.11	CEA Facturado	2.66	2.71	2.77	2.82	2.87	2.93	3.19	3.46	3.73	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080207	PATACANCHA	PU	MON	M	25	10	0.460-0.230	6.76	0.95	0.28	CEA Facturado	6.86	7.00	7.14	7.27	7.41	7.55	8.24	8.93	9.62	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080208	COMPONE	PU	MON	T	50	10	0.230	32.23	0.95	0.68	Mediciones Cargabilidad	32.70	33.36	34.02	34.68	35.33	36.00	39.29	42.58	45.87	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080210	CACHICCATA 1	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	3.04	0.95	0.21	CEA Facturado	3.08	3.15	3.21	3.27	3.33	3.40	3.71	4.02	4.33	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080211	HUAYRACUNCO	PU	MON	M	25	10.5	0.460-0.230	2.10	0.95	0.09	CEA Facturado	2.13	2.17	2.22	2.26	2.30	2.35	2.56	2.77	2.99	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080212	CACHICCATA 2	PU	BIP	M	50	22.9-10	0.460-0.230	2.26	0.95	0.05	CEA Facturado	2.29	2.34	2.39	2.43	2.48	2.52	2.75	2.99	3.22	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080213	PHYRY NUEVA	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	20.40	0.95	0.86	CEA Facturado	20.70	21.11	21.53	21.95	22.36	22.78	24.87	26.95	29.04	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080214	PAMPALLACTA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	3.72	0.95	0.16	CEA Facturado	3.77	3.85	3.93	4.00	4.08	4.15	4.53	4.92	5.29	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080215	TANCCAC 1	PU	MON	M	25	10	0.460-0.230	7.19	0.95	0.30	CEA Facturado	7.29	7.44	7.59	7.74	7.88	8.03	8.76	9.50	10.23	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080216	TANCCAC 2	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	7.29	0.95	0.31	CEA Facturado	7.40	7.54	7.70	7.84	7.99	8.14	8.89	9.63	10.38	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080217	SILQUIPUNTA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	4.94	0.95	0.52	CEA Facturado	5.01	5.11	5.21	5.31	5.42	5.52	6.02	6.53	7.03	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080218	PRIMAVERA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	4.25	0.95	0.45	CEA Facturado	4.31	4.40	4.49	4.57	4.66	4.75	5.18	5.62	6.05	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080219	CAMICANCHA 1	PU	MON	M	25	10	0.460-0.230	4.22	0.95	0.18	CEA Facturado	4.28	4.37	4.45	4.54	4.63	4.71	5.14	5.58	6.01	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080221	CHILCA SAN AGUSTIN	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	6.72	0.95	0.14	CEA Facturado	6.82	6.95	7.09	7.23	7.37	7.51	8.19	8.88	9.56	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080222	CHILCA PALOMAR 1	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	3.46	0.95	0.24	CEA Facturado	3.51	3.58	3.65	3.72	3.79	3.86	4.22	4.57	4.92	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080223	CHILCA PALOMAR 2	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	4.38	0.95	0.46	CEA Facturado	4.44	4.53	4.62	4.71	4.80	4.89	5.34	5.79	6.23	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080224	TIAPARO	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	1.65	0.95	0.17	CEA Facturado	1.67	1.71	1.74	1.78	1.81	1.84	2.01	2.18	2.35	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080225	OLMIRON	PU	MON	T	25	22.9-10	0.460-0.230	3.66	0.95	0.15	CEA Facturado	3.71	3.79	3.86	3.94	4.01	4.09	4.46	4.84	5.21	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080226	PISCACUCHO 1	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	4.32	0.95	0.18	CEA Facturado	4.38	4.47	4.56	4.65	4.74	4.83	5.27	5.71	6.15	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080227	PISCACUCHO 2	PU	MON	M	10	10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080228	CHOQUELLUSCA	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	2.42	0.95	0.17	CEA Facturado	2.46	2.50	2.55	2.60	2.65	2.70	2.95	3.20	3.44	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080229	CABO CONCHATUPA	PU	BIP	T	100	10	0.230	61.81	0.95	0.65	Mediciones Cargabilidad	62.71	63.97	65.24	66.50	67.76	69.04	75.34	81.67	87.98	URUBAMBA 10 KV	
0080230	YUPANQUI	PU	BIP	T	100	10.5	0.230	104.04	0.95	1.10	Mediciones Cargabilidad	105.56	107.67	109.82	111.94	114.06	116.20	126.82	137.47	148.08	URUBAMBA 10 KV	
0080231	CABO CONCHATUPA	PU	BIP	T	25	10	0.230	14.76	0.95	0.62	Mediciones Cargabilidad	14.98	15.28	15.58	15.88	16.18	16.49	17.99	19.50	21.01	URUBAMBA 10 KV	
0080233	SUCRE 1	PU	CAS	T	100	10-5.2	0.230	76.51	0.95	0.81	Mediciones Cargabilidad	77.62	79.18	80.76	82.32	83.88	85.45	93.26	101.09	108.90	URUBAMBA 10 KV	
0080234	SUCRE 2	PU	CAS	T	100	10-5.2	0.230	75.20	0.95	0.79	Mediciones Cargabilidad	76.30	77.83	79.38	80.91	82.44	83.99	91.67	99.36	107.03	URUBAMBA 10 KV	
0080235	ZAVALA	PU	BIP	T	100	10-5.3	0.230	79.49	0.95	0.84	Mediciones Cargabilidad	80.65	82.27	83.91	85.52	87.14	88.78	96.89	105.03	113.14	URUBAMBA 10 KV	
0080236	PINTACHA 1	PU	BIP	T	100	10.5	0.230	107.99	0.95	1.14	Mediciones Cargabilidad	109.56	111.76	113.99	116.19	118.39	120.61	131.63	142.69	153.71	URUBAMBA 10 KV	
0080237	PINTACHA 2	PU	BIP	T	100	10.5	0.230	70.11	0.95	0.74	Mediciones Cargabilidad	71.13	72.56	74.01	75.43	76.86	78.31	85.46	92.64	99.79	URUBAMBA 10 KV	
0080238	ISTEP	PA	MON	T	75	10	0.230	14.67	0.95	0.21	CEA Facturado	14.88	15.18	15.49	15.78	16.08	16.38	17.88	19.38	20.88	URUBAMBA 10 KV	
0080239	BOLOGNESI	PU	BIP	T	100	10	0.230	119.30	0.95	1.26	Mediciones Cargabilidad	121.04	123.47	125.93	128.36	130.78	133.25	145.42	157.63	169.80	URUBAMBA 10 KV	
0080240	TELEFÓNICA	PA	BIP	T	50	10	0.230	22.20	0.95	0.47	CEA Facturado	22.52	22.98	23.43	23.89	24.34	24.80	27.06	29.33	31.60	URUBAMBA 10 KV	
0080241	9 DE NOVIEMBRE	PU	BIP	T	160	10	0.400-0.231	71.24	0.95	0.47	Mediciones Cargabilidad	72.28	73.73	75.20	76.65	78.10	79.57	86.84	94.13	101.40	URUBAMBA 10 KV	
0080242	PACACCALLE	PU	BIP	T	40	10	0.230	58.80	0.95	1.55	Mediciones Cargabilidad	59.66	60.85	62.07	63.26	64.46	65.67	71.67	77.69	83.69	URUBAMBA 10 KV	
0080243	MARISCAL CASTILLA	PU	BIP	T	125	10	0.230	46.93	0.95	0.40	Mediciones Cargabilidad	47.61	48.57	49.54	50.49	51.45	52.42	57.21	62.01	66.80	URUBAMBA 10 KV	
0080244	BUENAVISTA	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.380	31.68	0.95	0.67	CEA Facturado	32.14	32.79	33.44	34.08	34.73	35.38	38.62	41.86	45.09	URUBAMBA 10 KV	
0080245	CHICON YANACONAS 02	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	17.38	0.95	0.73	CEA Facturado	17.63	17.99	18.35	18.70	19.05	19.41	21.19	22.96	24.74	URUBAMBA 10 KV	
0080246	SAN ISIDRO CHICON I	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	11.64	0.95	0.25	CEA Facturado	11.81	12.05	12.29	12.52	12.76	13.00	14.19	15.38	16.57	URUBAMBA 10 KV	
0080247	SAN ISIDRO CHICON 01	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	7.46	0.95	0.31	CEA Facturado	7.57	7.72	7.87	8.03	8.18	8.33	9.09	9.86	10.62	URUBAMBA 10 KV	
0080248	PACA VILCANOTA	PU	BIP	T	50	10	0.230	26.16	0.95	0.55	CEA Facturado	26.54	27.07	27.61	28.15	28.68	29.22	31.89	34.56	37.23	URUBAMBA 10 KV	
0080275	CCATAN	PU	MON	T	25	10.5	0.230	26.23	0.95	1.10	CEA Facturado	26.61	27.15	27.69	28.22	28.75	29.30	31.97	34.66	37.33	URUBAMBA 10 KV	
0080283	TEFELONICA MOVILES S.A (Antes Bell South Peru S.A.)	PA	MON	M	10	10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	URUBAMBA 10 KV	
0080290	EL TARAL	PA	MON	T	25	10	0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080465	CERAMICAS SEMINARIO E.I.R.L.	PA	MON	T	50	10	0.230	14.03	0.95	0.30	CEA Facturado	14.23	14.52	14.81	15.10	15.38	15.67	17.10	18.54	19.97	URUBAMBA 10 KV	
0080466	ANCAPACHA	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	21.31	0.95	0.45	CEA Facturado	21.62	22.05	22.49	22.93	23.36	23.80	25.98	28.16	30.33	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080467	RUMICHACA	PU	MON	T	50	10	0.398-0.230	26.95	0.95	0.57	Mediciones Cargabilidad	27.34	27.89	28.45	29.00	29.54	30.10	32.85	35.61	38.36	URUBAMBA 10 KV	
0080468	PUMAHUANCA	PU	MON	T	25	10	0.398-0.230	3.79	0.95	0.16	CEA Facturado	3.85	3.92	4.00	4.08	4.15	4.23	4.62	5.01	5.39	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080469	RECOLETA	PA	BIP	T	50	10	0.230	22.01	0.95	0.46	CEA Facturado	22.33	22.78	23.23	23.68	24.13	24.58	26.83	29.08	31.33	URUBAMBA 10 KV	
0080482	HUANCA-HUANCA	PA	MON	M	15	10	0.460-0.230	0.88	0.95	0.06	CEA Facturado	0.89	0.91	0.93	0.95	0.96	0.98	1.07	1.16	1.25	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080484	CONDOMINIO HIGUSPUCRO	PA	BIP	M	10	10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	URUBAMBA 10 KV	
0080485	PREDIO	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	1.95	0.95	0.08	CEA Facturado	1.98	2.02	2.06	2.10	2.14	2.18	2.38	2.58	2.78	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080486	TELEFONICA MOVILES S.A (Antes Bell South Bandalista)	PA	MON	M	15	10	0.460-0.230	5.84	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	5.93	6.04	6.16	6.28	6.40	6.52	7.12	7.72	8.31	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080488	NESSUS HOTELES PERU S.A.	PA	BIP	T	25	10	0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080489	ASOCIACION NIÑOS DEL ARCO IRIS	PA	MON	T	50	10	0.230	5.45	0.95	0.11	CEA Facturado	5.53	5.64	5.75	5.86	5.97	6.09	6.64	7.20	7.76	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080501	AMERICA MOVIL OLLANTAYTAMBO	PA	MON	M	15	10	0.460-0.230	7.14	0.95	0.50	CEA Facturado	7.24	7.39	7.54	7.68	7.83	7.97	8.70	9.43	10.16	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080506	TIOPUNKO	PU	MON	M	25	10	0.460-0.230	10.27	0.95	0.43	CEA Facturado	10.42	10.63	10.84	11.05	11.26	11.47	12.52	13.57	14.62	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080507	CCOTTOHUINCHO 1	PU	BIP	T	25	10.5	0.400-0.230	25.33	0.95	1.07	Mediciones Cargabilidad	25.70	26.21	26.74	27.25	27.77	28.29	30.88	33.47	36.05	URUBAMBA 10 KV	
0080508	CCOTTOHUINCHO 2	PU	MON	T	25	10.5	0.400-0.230	14.94	0.95	0.63	Mediciones Cargabilidad	15.16	15.46	15.77	16.07	16.38	16.69	18.21	19.74	21.26	URUBAMBA 10 KV	
0080509	ANTENA NEXTEL OLLANTAYTAMBO	PA	MON	T	37.5	10	0.230	28.98	0.95	0.81	CEA Facturado	29.40	29.99	30.59	31.18	31.77	32.37	35.33	38.29	41.25	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080511	ANTENA NEXTEL URUBAMBA	PA	BIP	T	100	10	0.230	21.61	0.95	0.23	CEA Facturado	21.92	22.36	22.81	23.25	23.69	24.14	26.34	28.55	30.76	URUBAMBA 10 KV	
0080513	PACACALLE	PA	MON	T	50	10	0.230	0.26	0.95	0.01	CEA Facturado	0.26	0.27	0.27	0.28	0.29	0.29	0.32	0.34	0.37	URUBAMBA 10 KV	
0080525	RECOLETA URUBAMBA	PA	MON	T	25	10	0.400-0.231	3.89	0.95	0.16	CEA Facturado	3.95	4.03	4.11	4.19	4.26	4.34	4.74	5.14	5.54	URUBAMBA 10 KV	
0080526	TAQE SAC	PA	BIP	T	25	10	0.400-0.231	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080552	ANTENA CLARO URUBAMBA	PA	BIP	M	15	10	0.460-0.230	18.43	0.95	1.29	CEA Facturado	18.70	19.07	19.45	19.83	20.20	20.58	22.47	24.35	26.23	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080559	HOTEL RIO SAGRADO	PA	BIP	T	50	10	0.230	19.48	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	19.76	20.16	20.56	20.96	21.36	21.76	23.75	25.74	27.73	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080564	UNKA RANCH	PA	BIP	T	50	10	0.230	19.48	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	19.76	20.16	20.56	20.96	21.36	21.76	23.75	25.74	27.73	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080568	YANACONAS	PA	BIP	T	25	10	0.230	1.62	0.95	0.07	CEA Facturado	1.64	1.68	1.71	1.74	1.78	1.81	1.97	2.14	2.31	URUBAMBA 10 KV	
0080570	CCARPAMAYO	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.95	0.95	0.10	CEA Facturado	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.16	1.26	1.35	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080571	MESSCAY	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.95	0.95	0.07	CEA Facturado	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.16	1.26	1.35	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080572	CHAMANA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	2.28	0.95	0.24	CEA Facturado	2.31	2.36	2.41	2.45	2.50	2.55	2.78	3.01	3.25	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080573	TARAYOC	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	2.11	0.95	0.22	CEA Facturado	2.14	2.18	2.23	2.27	2.31	2.36	2.57	2.79	3.00	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080574	QORIHUAYRACHINA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	9.16	0.95	0.96	CEA Facturado	9.29	9.48	9.67	9.86	10.04	10.23	11.17	12.10	13.04	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080575	JATUNCHACA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	1.27	0.95	0.13	CEA Facturado	1.29	1.31	1.34	1.37	1.39	1.42	1.55	1.68	1.81	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080576	WUAYLLABAMBA	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	6.46	0.95	0.45	CEA Facturado	6.55	6.69	6.82	6.95	7.08	7.22	7.87	8.54	9.19	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080577	PANTEON	PU	MON	M	15	10	0.460-0.230	8.69	0.95	0.61	CEA Facturado	8.82	8.99	9.17	9.35	9.53	9.71	10.59	11.48	12.37	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080578	HUAYRONCOYO	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	2.69	0.95	0.11	CEA Facturado	2.73	2.78	2.84	2.89	2.95	3.00	3.28	3.55	3.83	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080579	NUEVO PICHINGOTO	PU	MON	T	50	10.5	0.230	12.31	0.95	0.26	CEA Facturado	12.49	12.74	12.99	13.24	13.50	13.75	15.01	16.26	17.52	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080580	RUMICHACA	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.398-0.230	10.06	0.95	0.21	CEA Facturado	10.21	10.41	10.62	10.82	11.03	11.24	12.26	13.29	14.32	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080581	CONDOMINIO FERROCHAYOC	PA	BIP	T	100	22.9-10	0.400-0.231	20.88	0.95	0.22	CEA Facturado	21.18	21.61	22.04	22.46	22.89	23.32	25.45	27.59	29.72	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080583	PAUCARBAMBA	PA	MON	T	25	10	0.230	7.40	0.95	0.31	CEA Facturado	7.51	7.66	7.81	7.96	8.11	8.27	9.02	9.78	10.53	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080584	PERU RAIL	PA	BIP	T	25	10	0.230	33.59	0.95	1.41	CEA Facturado	34.08	34.76	35.46	36.14	36.82	37.52	40.94	44.38	47.81	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080585	RUMIRA ORCCOCCOCHA	PA	MON	T	50	10	0.230	4.30	0.95	0.09	CEA Facturado	4.36	4.45	4.54	4.63	4.71	4.80	5.24	5.68	6.12	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080586	MUÑAYPATA	PA	MON	T	25	10	0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080588	MERCADO	PU	BIP	T	160	10	0.230	48.06	0.95	0.32	Mediciones Cargabilidad	48.76	49.74	50.73	51.71	52.69	53.68	58.58	63.50	68.41	URUBAMBA 10 KV	
0080600	ANTENA TELEFONICA MOVILES S.A	PA	MON	T	25	10	0.230	10.42	0.95	0.44	CEA Facturado	10.57	10.78	11.00	11.21	11.42	11.64	12.70	13.77	14.83	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080606	ESCCOCANCHA CHAQUEHUAYCO	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	2.17	0.95	0.23	CEA Facturado	2.20	2.25	2.29	2.33	2.38	2.42	2.65	2.87	3.09	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080607	SECTOR RAYANCANCHA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.32	0.95	0.03	CEA Facturado	0.32	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080610	ALTO PATACANCHA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	1.03	0.95	0.04	CEA Facturado	1.05	1.07	1.09	1.11	1.13	1.15	1.26	1.36	1.47	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080611	JUKI	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.18	0.95	0.02	CEA Facturado	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.22	0.24	0.26	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080623	CONDOMINIO CANTUCHAYOC	PU	CAS	T	300	22.9-10	0.400-0.230	13.58	0.95	0.05	CEA Facturado	13.78	14.05	14.33	14.61	14.89	15.17	16.55	17.94	19.33	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080629	CENTRO DE SALUD URUBAMBA	PA	COM	T	400	22.9-10	0.400-0.230	4.12	0.95	0.01	CEA Facturado	4.18	4.26	4.35	4.43	4.52	4.60	5.02	5.44	5.86	URUBAMBA 10 KV	
0080662	CACHICATA-COLPAPAMPA	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	3.33	0.95	0.23	CEA Facturado	3.38	3.45	3.52	3.58	3.65	3.72	4.06	4.40	4.74	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080672	PILCOBAMBA	PU	MON	M	10	10.5	0.460-0.230	0.55	0.95	0.06	CEA Facturado	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.67	0.73	0.78	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080673	SOCMA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	1.46	0.95	0.15	CEA Facturado	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.63	1.78	1.93	2.08	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080674	RAPPCA	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.45	0.95	0.09	CEA Facturado	0.46	0.47	0.48	0.48	0.49	0.50	0.55	0.59	0.64	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080681	HOTEL MABEY	PA	CAS	T	5	22.9-10	0.400-0.231	1.95	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	1.98	2.02	2.06	2.10	2.14	2.18	2.38	2.58	2.78	URUBAMBA 10 KV	
0080683	INTIKA	PA	CAS	T	100	22.9-10	0.400-0.231	34.04	0.95	0.36	CEA Facturado	34.54	35.23	35.93	36.62	37.32	38.02	41.49	44.98	48.45	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080717	APV. PROFESOR CESANTE	PU	MON	T	25	10.5	0.400-0.231	2.75	0.95	0.12	CEA Facturado	2.79	2.85	2.90	2.96	3.01	3.07	3.35	3.63	3.91	URUBAMBA 10 KV	
0080722	LA CANTUTA	PU	BIP	T	50	10.5	0.398-0.230	29.40	0.95	0.62	Mediciones Cargabilidad	29.83	30.43	31.03	31.63	32.23	32.84	35.84	38.85	41.85	URUBAMBA 10 KV	
0080723	PALCARAQUI-CAPILLANIA	PU	MON	M	37.5	22.9-10	0.460-0.230	10.88	0.95	0.31	CEA Facturado	11.04	11.26	11.48	11.71	11.93	12.15	13.26	14.38	15.49	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080731	RAYAN	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.45	0.95	0.09	CEA Facturado	0.46	0.47	0.48	0.48	0.49	0.50	0.55	0.59	0.64	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080732	MARCURAY - I	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.82	0.95	0.17	CEA Facturado	0.83	0.85	0.87	0.88	0.90	0.92	1.00	1.08	1.17	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080733	MARCURAY - II	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.70	0.95	0.15	CEA Facturado	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.85	0.92	1.00	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080735	TIRIHUAY	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	0.34	0.95	0.01	CEA Facturado	0.34	0.35	0.36	0.37	0.37	0.38	0.41	0.45	0.48	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080736	PALCCACPAMPA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	0.73	0.95	0.03	CEA Facturado	0.74	0.76	0.77	0.79	0.80	0.82	0.89	0.96	1.04	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080737	YANAMAYO I	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	1.64	0.95	0.35	CEA Facturado	1.66	1.70	1.73	1.76	1.80	1.83	2.00	2.17	2.33	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080739	YANAMAYO II	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.16	0.95	0.03	CEA Facturado	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.20	0.21	0.23	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080740	PAUCARCANCHA - QESQA I	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.65	0.95	0.14	CEA Facturado	0.66	0.67	0.69	0.70	0.71	0.73	0.79	0.86	0.93	OLLANTAYTAMBO 10 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080741	SALLAC - QESQA II	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	0.79	0.95	0.17	CEA Facturado	0.80	0.82	0.83	0.85	0.87	0.88	0.96	1.04	1.12	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080787	YAWARHUACCAC I	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.12	0.95	0.01	CEA Facturado	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.13	0.15	0.16	0.17	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080788	YAWARHUACCAC II	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.64	0.95	0.07	CEA Facturado	0.65	0.66	0.68	0.69	0.70	0.71	0.78	0.85	0.91	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080820	HOSPEDAJE SACRED DREAMS LODGE	PA	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080821	PISCACUCHO	PU	BIP	T	50	10	0.400	13.49	0.95	0.28	CEA Facturado	13.69	13.96	14.24	14.51	14.79	15.07	16.44	17.82	19.20	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080822	GRIFO PECSA	PA	BIP	T	100	10.5	0.230	38.95	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	39.52	40.31	41.11	41.91	42.70	43.50	47.48	51.46	55.44	URUBAMBA 10 KV	
0080839	CACHICATA COLPAMPA	PU	MON	T	25	10	0.230	0.57	0.95	0.02	CEA Facturado	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.64	0.69	0.75	0.81	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080843	BCP URUBAMBA	PA	CAS	T	75	10	0.230	29.21	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	29.64	30.23	30.83	31.43	32.02	32.62	35.61	38.59	41.58	URUBAMBA 10 KV	
0080844	ASOCIACION DE PRODUCTORES RUMIRA	PU	MON	T	37.5	22.9-10	0.400-0.231	20.35	0.95	0.57	Mediciones Cargabilidad	20.65	21.06	21.48	21.89	22.31	22.73	24.81	26.89	28.96	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080845	SECTOR PUMAMARCA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	0.74	0.95	0.03	CEA Facturado	0.75	0.77	0.78	0.80	0.81	0.83	0.90	0.98	1.05	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080846	SECTOR MURIS	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.41	0.95	0.03	CEA Facturado	0.42	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.50	0.54	0.58	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080852	PUENTE PACHAR	PA	BIP	T	50	10	0.230	9.45	0.95	0.20	CEA Facturado	9.59	9.78	9.98	10.17	10.36	10.55	11.52	12.49	13.45	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080862	TARABAMBA-MEDIA LUNA	PU	BIP	T	100	10.5	0.398-0.230	44.86	0.95	0.47	CEA Facturado	45.51	46.43	47.35	48.27	49.18	50.10	54.68	59.27	63.85	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080863	RUMICHACA NUEVA	PU	BIP	T	75	10.5	0.400-0.231	21.89	0.95	0.31	CEA Facturado	22.21	22.65	23.11	23.55	24.00	24.45	26.68	28.92	31.16	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080864	HUACHAC COCHA	PU	MON	T	50	10.5	0.230	20.23	0.95	0.43	CEA Facturado	20.52	20.94	21.35	21.77	22.18	22.59	24.66	26.73	28.79	URUBAMBA 10 KV	
0080882	CHANCADORA VIDA-URUBAMBA	PA	BIP	T	160	22.9-10	0.400-0.231	79.24	0.95	0.52	CEA Facturado	80.39	82.01	83.64	85.26	86.87	88.50	96.59	104.70	112.78	URUBAMBA 10 KV	
0080884	CAMICANCHA 2	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.81	0.95	0.06	CEA Facturado	0.82	0.84	0.86	0.87	0.89	0.90	0.99	1.07	1.15	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080886	ENTRADA A YANAHUARA	PU	BIP	T	30	10	0.400-0.230	3.58	0.95	0.13	CEA Facturado	3.63	3.71	3.78	3.85	3.92	4.00	4.36	4.73	5.10	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080891	"NUEVA SED"	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230	1.95	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	1.98	2.02	2.06	2.10	2.14	2.18	2.38	2.58	2.78	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080923	TANCAC 1 SED N°1	PU	MON	T	50	22.9-10	0.400-0.231	0.98	0.95	0.02	CEA Facturado	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.19	1.29	1.39	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080924	TANCCAC 2 SED N°2	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.46	0.95	0.05	CEA Facturado	0.47	0.48	0.49	0.49	0.50	0.51	0.56	0.61	0.65	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080925	MISCANAPAMPA	PU	MON	T	50	10	0.230	17.94	0.95	0.38	Mediciones Cargabilidad	18.20	18.57	18.94	19.30	19.67	20.04	21.87	23.70	25.53	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080928	SAN ISIDRO CHICON 02	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	0.15	0.95	0.01	CEA Facturado	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.18	0.20	0.21	URUBAMBA 10 KV	
0080929	SAN ISIDRO CHICON 03	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	0.29	0.95	0.01	CEA Facturado	0.29	0.30	0.31	0.31	0.32	0.32	0.35	0.38	0.41	URUBAMBA 10 KV	
0080930	CHICON YANA CONAS 01	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	6.78	0.95	0.29	CEA Facturado	6.88	7.02	7.16	7.29	7.43	7.57	8.26	8.96	9.65	URUBAMBA 10 KV	
0080931	CHICON YANA CONAS 03	PU	MON	T	25	22.9-10	0.400-0.231	0.12	0.95	0.01	CEA Facturado	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.13	0.15	0.16	0.17	URUBAMBA 10 KV	
0080935	BANDOLISTA	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	3.43	0.95	0.07	CEA Facturado	3.48	3.55	3.62	3.69	3.76	3.83	4.18	4.53	4.88	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080936	VILLA CHICON	PA	COM	T	200	22.9-10	0.230	77.90	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	79.03	80.62	82.23	83.81	85.40	87.01	94.96	102.93	110.88	URUBAMBA 10 KV	
0080939	HOTEL SOL DEL INCA	PA	CAS	T	250	22.9-10	0.400-0.231	97.38	0.95	0.41	Calculado con FUMed 0.41	98.80	100.78	102.79	104.77	106.75	108.76	118.70	128.67	138.60	OLLANTAYTAMBO 10 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20		
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044		
0080941	ANTENA LA RINCONADA YANAHUARA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.94	0.95	0.10	CEA Facturado	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.15	1.24	1.34	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0080959	COMUNIDAD CHILLCA	PU	MON	T	25	10	0.400-0.231	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080960	TALLER DE MANTENIMIENTO INCA RAIL	PA	CAS	T	250	22.9-10	0.400-0.231	97.38	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	98.80	100.78	102.79	104.77	106.75	108.76	118.70	128.67	138.60	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080963	CCAHUAN	PU	MON	M	15	10.5	0.460-0.230	0.22	0.95	0.02	CEA Facturado	0.22	0.23	0.23	0.24	0.24	0.25	0.27	0.29	0.31	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080964	PATOCCHA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.06	0.95	0.01	CEA Facturado	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.09	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080965	CHAULLACOCCHA II	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.33	0.95	0.02	CEA Facturado	0.33	0.34	0.35	0.36	0.36	0.37	0.40	0.44	0.47	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080966	CHAULLACOCCHA I	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.11	0.95	0.01	CEA Facturado	0.11	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.15	0.16	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080967	MISKAPAMPA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	0.09	0.95	0.01	CEA Facturado	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.12	0.13	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080968	CHUPANI	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.55	0.95	0.04	CEA Facturado	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.67	0.73	0.78	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080969	CHUPANI PAMPA	PU	MON	M	15	22.9-10	0.460-0.230	0.07	0.95	0.00	CEA Facturado	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080972	FABU SAC	PA	COM	T	100	10	0.230	41.50	0.95	0.44	CEA Facturado	42.10	42.95	43.81	44.65	45.49	46.35	50.59	54.83	59.07	URUBAMBA 10 KV	
0080975	RUMIRA	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	0.61	0.95	0.01	CEA Facturado	0.62	0.63	0.64	0.66	0.67	0.68	0.74	0.81	0.87	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0080986	PILLCOHUASI II	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	6.90	0.95	0.15	Mediciones Cargabilidad	7.00	7.14	7.28	7.42	7.56	7.71	8.41	9.12	9.82	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081004	YANAHUARA - SEXTO PARADERO	PU	BIP	T	50	10	0.400-0.231	19.48	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	19.76	20.16	20.56	20.96	21.36	21.76	23.75	25.74	27.73	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0081006	"SED NUEVA"	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081007	PLANTA INDUSTRIAL MARASAL	PA	BIP	T	75	22.9-10	0.400-0.231	29.21	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	29.64	30.23	30.83	31.43	32.02	32.62	35.61	38.59	41.58	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0081012	AV OLLANTAYTAMBO	PU	MON	M	37.5	10	0.230	14.61	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	14.82	15.12	15.42	15.72	16.02	16.32	17.81	19.30	20.79	URUBAMBA 10 KV	
0081028	HABASPAMPA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081029	COLLPANI	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081030	PEÑAS	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081031	CCOSÑIRITI	PU	MON	M	10	10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081032	TTASTAYOC	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081033	MALAGA CHICO	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081034	ABRA MALAGA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081071	HUINCHO	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231	19.48	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	19.76	20.16	20.56	20.96	21.36	21.76	23.75	25.74	27.73	URUBAMBA 10 KV	
0081076	OXIGEN MEDICAL NETWORK	PA	COM	T	250	22.9-10	0.400-0.231	97.38	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	98.80	100.78	102.79	104.77	106.75	108.76	118.70	128.67	138.60	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	
0081089	URUBAMBA 02 "nuevo"	PU	MON	M	15	10	0.460-0.230	5.84	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	5.93	6.04	6.16	6.28	6.40	6.52	7.12	7.72	8.31	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081090	URUBAMBA 02 - 2 "nuevo"	PU	MON	M	10	10	0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	
0081091	HUILLOC CHIMPA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230	3.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	3.96	4.04	4.12	4.20	4.28	4.36	4.75	5.15	5.55	OLLANTAYTAMBO 10 KV	

Código SED	Nombre SED	Prop.	Características SED					Máxima Demanda 2023 (KW)				Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)										Zona (para elaboración de proyecto)	
			Tipo	Fase s	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)	Pmax (kW)	f.d.p	FU	Referencia	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20			
												2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044			
0081092	PAMPALLAQTA	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	OLLANTAYTAMBO 10 KV		
0081097	YANAMAYO II (NUEVO)	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230	9.74	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	9.88	10.08	10.28	10.48	10.68	10.88	11.87	12.87	13.86	OLLANTAYTAMBO 10 KV		
0081138	PUENTE PACHARI NUEVA	PU	BIP	T	100	10	0.400	38.95	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	39.52	40.31	41.11	41.91	42.70	43.50	47.48	51.46	55.44	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV		
0081155	"SED NUEVA"	PU	BIP	T	200	22.9-10	0.400-0.231	77.90	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	79.03	80.62	82.23	83.81	85.40	87.01	94.96	102.93	110.88	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV		
0081162	"SED NUEVO"	PU	MON	M	5	10	0.460-0.230	1.95	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	1.98	2.02	2.06	2.10	2.14	2.18	2.38	2.58	2.78	OLLANTAYTAMBO 10 KV		
0081208	QUILQUE	PU	BIP	T	100	10	0.400-0.231	1.90	0.95	0.02	Calculado con FUméd 0.02	1.93	1.97	2.01	2.04	2.08	2.12	2.32	2.51	2.70	OLLANTAYTAMBO 10 KV		
0080992	CHILLCA PALOMAR (TEMPORAL)	PU	MON	T	100	10	0.400-0.231	0.95	0.95	0.01	Calculado con FUméd 0.01	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.16	1.26	1.35	OLLANTAYTAMBO 10 KV		
0081205	BARDOCK	PA	COM	T	75	22.9-10	0.400-0.231	29.21	0.95	0.41	Calculado con FUméd 0.41	29.64	30.23	30.83	31.43	32.02	32.62	35.61	38.59	41.58	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV		
Máxima Demanda								4,137.71				4,197.98		4,282.20	4,367.59	4,451.80	4,536.02	4,621.41	5,043.66	5,467.09	5,889.34		
Factor de Simultaneidad General								0.81				0.81		0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81		
Máxima Demanda con FS								3,360.60				3,409.55		3,477.95	3,547.30	3,615.70	3,684.10	3,753.45	4,096.40	4,440.30	4,783.25		
% Pérdidas Líneas MT Y SED								5.00%				5.00%		5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%		
Máxima Demanda AMT UR-02								3,537.47				3,589.00		3,661.00	3,734.00	3,806.00	3,878.00	3,951.00	4,312.00	4,674.00	5,035.00		

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. 13

Resultados de Proyección de la Demanda 2024 - 2044 por Zona y/o Tramos

	Máxima Demanda 2023 (KW)	Proyección de Máxima Demanda 2024-2044 (KW)								
	-	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20
	Pmax (kW) 2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2034	2039	2044
RED EXISTENTE PARA MANTENER EN 10 KV										
URUBAMBA 10 KV	1,572.06	1,594.96	1,626.96	1,659.40	1,691.40	1,723.39	1,755.84	1,916.26	2,077.14	2,237.57
	1,572.06	1,594.96	1,626.96	1,659.40	1,691.40	1,723.39	1,755.84	1,916.26	2,077.14	2,237.57
PROYECTO CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN A 22.9 KV										
URUBAMBA -	1,126.04	1,142.45	1,165.36	1,188.60	1,211.52	1,234.44	1,257.68	1,372.59	1,487.82	1,602.73
OLLANTAYTAMBO 22.9 KV										
OLLANTAYTAMBO 10 KV	839.37	851.59	868.68	886.00	903.08	920.17	937.49	1,023.15	1,109.04	1,194.70
	1,965.41	1,994.04	2,034.04	2,074.60	2,114.60	2,154.61	2,195.16	2,395.74	2,596.86	2,797.43

Fuente: Elaboración Propia

En referencia a la **Tabla 4.13.** anteriormente mostrada, se tiene como conclusión lo siguiente:

- La presente tesis contempla la evaluación de cambio de nivel de tensión de las líneas y redes primarias comprendidas en el tramo Urubamba-Ollantaytambo de 10 a 22.9 kV, que vendría a ser la troncal del alimentador UR-02.
- Las líneas y redes primarias de Ollantaytambo y sectores se conservarán en 10 kV, y será alimentada a través de un transformador reductor de tensión de 2 MVA y relación de transformación de 22.9/10 kV en el ingreso a Ollantaytambo, esto se detallará de mejor manera en el capítulo V.
- La Máxima Demanda de 1965.41 kW (año 2023) hasta 2797.43 kW (año 2044), será alimentada mediante una nueva línea primaria desde la barra en 22.9 kV de la SET Urubamba.

4.5. Análisis de la Cargabilidad del Alimentador UR-02 para la Situación Actual Año 2023

El análisis de cargabilidad del Alimentador UR-02, es evaluado bajo tres escenarios de demanda: mínima, media y máxima. Las simulaciones en estado estacionario, realizadas con el software Digsilent Power Factory 2021, permiten identificar las redes y subestaciones cercanas a su límite operativo (próximas a sobrecargarse) y aquellas que presentan sobrecarga.

En este análisis, se considera que las instalaciones que operan con una carga entre el 75% y el 100% de su capacidad nominal se encuentran próximas a cargarse y se identificarán con el color naranja en las tablas del **Anexo N° 3** “Reportes de cargabilidad del Alimentador UR-02 en la Situación Actual”. Estas instalaciones requieren un seguimiento especial, ya que podrían sobrecargarse en condiciones de alta demanda y bajo una proyección de la demanda eléctrica.

Por otro lado, las instalaciones que superan el 100% de su capacidad nominal son consideradas sobrecargadas y se denotarán con el color rojo igualmente en los reportes de cargabilidad del **Anexo N° 3.**

4.5.1. Cargabilidad de los Transformadores de Distribución Alimentador UR-02

En este apartado se examina el rendimiento de los Transformadores de distribución bajo los distintos escenarios de demanda (mínima, media y máxima), con el fin de evaluar su cargabilidad y detectar posibles sobrecargas que puedan comprometer la operación segura del sistema de distribución.

4.5.1.1. Cargabilidad en un Escenario de Mínima Demanda de los Transformadores de Distribución

Bajo un escenario de mínima demanda, se entiende que la operación de los transformadores de distribución es en el periodo que comprende las horas fuera de punta, la **Tabla 4.14.** indica el resumen del reporte de resultados de cargabilidad, donde evidentemente se puede notar que no se tiene ninguna subestación de distribución sobrecargada ni próxima a sobrecargarse, puesto que todas las SED's no superan ni el 20 % de su capacidad nominal, ver **Anexo N° 3.1.**

Tabla 4. 14

Resumen del Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima Demanda

Tramo / Zona	Total de SED's Evaluados	Próximas a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	54	0	0	54
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	58	0	0	58
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	112	0	0	112

Fuente: Elaboración Propia

4.5.1.2. Cargabilidad en un Escenario de Media Demanda de los Transformadores de Distribución

Bajo un escenario de demanda media, las SED's operan con un consumo regular del Alimentador UR-02, la **Tabla 4.15.** indica el resumen del reporte de resultados de cargabilidad, donde se evidencia que para este escenario de operación aún no se tiene ninguna subestación

de distribución sobrecargada ni próxima a sobrecargarse, puesto que todas las SED's no superan ni el 30 % de su capacidad nominal, teniendo como máximo porcentaje de operación a la SED Nro. 0080482 ubicada en el tramo Urubamba – Ollantaytambo con un 29 % de su capacidad nominal, ver **Anexo N° 3.1.**

Tabla 4. 15

Resumen del Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Media Demanda

Tramo / Zona	Total de SED's Evaluados	Próximas a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	54	0	0	54
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	58	0	0	58
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	112	0	0	112

Fuente: Elaboración Propia

4.5.1.3. Cargabilidad en un Escenario de Máxima Demanda de los Transformadores de Distribución

Bajo un escenario de máxima demanda, las SED's operan en el periodo de horas punta o pico, lo que representa mayor actividad por los usuarios del Alimentador UR-02, la **Tabla 4.16.** indica el resumen del reporte de resultados de cargabilidad, además el **Anexo N° 3.1.**, evidencia que para este escenario de operación la cargabilidad de todos las SED's es superior a los escenarios de mínima y demanda media. La evaluación de la cargabilidad en este escenario permitirá identificar sobrecargas y planificar medidas correctivas antes de que se afecte la confiabilidad del sistema.

Tabla 4. 16

Resumen del Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda

Tramo / Zona	Total de SED's Evaluados	Próximas a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	54	0	0	54
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	58	4	0	54
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	112	4	0	108

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la **Tabla 4.17.** en el escenario de máxima demanda, existen 4 subestaciones de distribución que están próximas a sobrecargarse, tal como se observa en el **Anexo N° 3.1.** estas subestaciones son: SED Nro. 0080466, 0080482, 0080506 y 0080578; de estas cuatro la más crítica es la SED 0080578 denominada HUAYRONCOYO que tiene una cargabilidad de 84.57 % y suministra a un total de 32 usuarios Gis, se prevé que para una proyección en la demanda eléctrica la potencia instalada de 25 KVA de la SED no será suficiente, lo mismo sucedería con las demás subestaciones.

Tabla 4. 17

Resumen de SED's Próximas a Sobrecargarse en un Escenario de Máxima Demanda del Alimentador UR-02

Color	Cantidad SED	Leyenda
	4	Próximas a Sobrecargarse
	0	Sobrecargadas

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2. Cargabilidad de las Líneas Primarias y Redes Primarias de Distribución Alimentador UR-02

Este apartado se centra en el análisis de las líneas primarias (LP) y redes primarias (RP) del alimentador UR-02, evaluando sus condiciones de operación en escenarios de demanda mínima, media y máxima, con el fin de evaluar su cargabilidad.

4.5.2.1. Cargabilidad en un Escenario de Mínima Demanda de LP y RP

Bajo el escenario de mínima demanda se entiende que el alimentador está operando en condiciones de horas fuera de punta donde la actividad de los usuarios es reducida. La **Tabla 4.18.** indica el resumen del reporte de cargabilidad para las líneas y redes primarias, donde se puede observar que no se tiene redes eléctricas sobrecargadas ni próximas a serlo.

Además, el **Anexo N° 3.2.** evidencia que el máximo nivel de cargabilidad alcanzado en este escenario es de un 66.46 % correspondiente a la LP-01 que tiene una sección de 25 mm² a un nivel de tensión de 10 kV.

Tabla 4. 18

Resumen del Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima Demanda

Tramo / Zona	Total de Líneas y Redes Primarias Evaluados	Próximo a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	133	0	0	133
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	132	0	0	132
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	265	0	0	265

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2.2. Cargabilidad en un Escenario de Media Demanda de LP y RP

Bajo el escenario de media demanda la **Tabla 4.19.** indica el resumen del reporte de cargabilidad para las líneas y redes primarias, donde se observa que existe una red eléctrica próxima a sobrecargarse.

Cabe señalar que, para este escenario de media demanda, la cargabilidad de las redes eléctricas tiende a incrementarse, ya que la simulación del alimentador UR-02 se realiza con una demanda mayor en comparación con el escenario de mínima demanda.

Tabla 4. 19

Resumen del Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Media Demanda

Tramo / Zona	Total de Líneas y Redes Primarias Evaluados	Próximas a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	133	1	0	132
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	132	0	0	132
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	265	1	0	264

Fuente: Elaboración Propia

Para este escenario de operación de demanda media, como lo indica la **Tabla 4.20.**, se tiene una línea próxima a sobrecargarse, que resulta ser la LP-01 ya que su nivel de cargabilidad asciende a 94.20 % elevándose un 27.74 % a comparación de su nivel de cargabilidad del escenario de mínima demanda el cual es de 66.46 %, ver **Anexo N° 3.2.**

Tabla 4. 20

Resumen de LP y RP Próximas a Sobrecargarse en un Escenario de Media Demanda del Alimentador UR-02

Color	Cantidad Líneas	Leyenda
	1	Próximas a Sobrecargarse
	0	Sobrecargadas

Fuente: Elaboración Propia

4.5.2.3. Cargabilidad en un escenario de Máxima Demanda de LP y RP

Bajo el escenario de máxima demanda se entiende que el alimentador está operando en condiciones de horas punta y/o pico. La **Tabla 4.21.** indica el resumen del reporte de cargabilidad para las líneas y redes primarias.

Además, en el **Anexo N° 3.2.** se puede observar que la cantidad de líneas próximas a sobrecargarse y sobrecargadas asciende en comparación con los otros escenarios vistos. Con respecto a las líneas sobrecargadas el valor de cargabilidad como máximo llega a 193.90 % mientras que el porcentaje de cargabilidad para las líneas próximas a sobrecargarse asciende como máximo a 96.87 %.

Tabla 4. 21

Resumen del Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda

Tramo / Zona	Total de Líneas y Redes Primarias Evaluados	Próximas a Sobrecargarse (75 - 100 %)	Sobrecargadas (> 100 %)	Aceptable (< 75 %)
Interpretación Técnica	-	<i>Supervisión técnica necesaria</i>	<i>Excede límite, requiere intervención</i>	<i>Operación segura</i>
URUBAMBA 10 kV	133	0	14	119
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 kV	132	12	12	108
OLLANTAYTAMBO 10 kV	0	0	0	0
TOTAL	265	12	26	227

Fuente: Elaboración Propia

Para este escenario de operación de máxima demanda, como lo indica la **Tabla 4.22.**, se tiene doce líneas próximas a sobrecargarse y veinte seis líneas sobrecargadas.

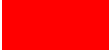
Por otro lado, del reporte de resultados de cargabilidad correspondientes al **Anexo N° 3.2.** se puede deducir lo siguiente:

- Para las líneas próximas a sobrecargarse, los niveles de cargabilidad abarcan desde el 77.18 % como mínimo hasta los 96.87 % de cargabilidad como máximo, mientras que para las líneas ya sobrecargadas el valor mínimo de cargabilidad es de 100.77 % que asciende hasta los 193.90 %.

- Las líneas que abarcan la zona “Urubamba 10 kV” tienen sus porcentajes de cargabilidad entre los 100.77 % hasta los 193.90 %, dentro de estos valores de líneas sobrecargadas las más críticas son de 193.90 %, 150.81 %, 140.69 %, 138.31 %, 136.63 % y 135.82 % que representan a las líneas LP-01, LP-02, LP-07, LP-08, LP-09, LP-10 y LP-11 respectivamente, ver **Anexo N° 3.2.** y **Anexo N° 4** que muestra el diagrama unifilar del alimentador UR-02 modelado en Digsilent.
- Las líneas que abarcan la zona “Urubamba-Ollantaytambo 22.9 kV” tienen sus porcentajes de cargabilidad oscilando entre 101.04 % hasta los 126.69 %.
- La zona operación más crítica con respecto a la mala cargabilidad se encuentra en Urubamba 10 kV.
- En comparación con los escenarios de mínima y media demanda las líneas LP-02, 07, 08, 09 10 y 11 ni siquiera estaban próximas a sobrecargarse, sin embargo, para un escenario de máxima demanda ya podemos detectar estos inconvenientes que se tiene en la infraestructura eléctrica actual.

Tabla 4. 22

Resumen de LP y RP Próximas a Sobrecargarse y Sobrecargadas en un Escenario de Máxima Demanda del Alimentador UR-02

Color	Cantidad Líneas	Leyenda
	12	Próximas a Sobrecargarse
	26	Sobrecargadas

Fuente: Elaboración Propia

4.6. Conclusiones

- El análisis de cargabilidad en la situación actual evidenció condiciones críticas en varios tramos del alimentador UR-02, especialmente en la zona Urubamba 10 kV, donde 14 líneas primarias superan ampliamente su capacidad nominal, mientras que en la zona Urubamba Ollantaytambo 22.9 kV se identificaron 12 líneas primarias sobrecargadas, confirmando la existencia de sobrecargas operativas.
- Se identificaron 4 subestaciones eléctricas de distribución próximas a sobrecargarse, siendo la más crítica la SED Huayroncoyo, con un nivel de cargabilidad del 84.57 %, lo que pone de manifiesto su vulnerabilidad frente al incremento de la demanda y la necesidad de futuras adecuaciones.
- En el análisis de cargabilidad se evaluaron 265 líneas y redes primarias, de las cuales 26 presentan sobrecargas alcanzando valores entre 100.77 % y 193.90 %, mientras que otras 12 están próximas a sobrecargarse (entre 75 % y 100 %), lo que confirma una saturación progresiva de la infraestructura actual.
- En cuanto a la proyección de la demanda, se determinó que la regresión lineal es el modelo más adecuado para estimar el crecimiento esperado, al presentar un ajuste coherente con la evolución de los datos históricos de la demanda del alimentador UR-02 registrados entre 2015 y 2023.
- Se proyecta un incremento sostenido en la demanda eléctrica hacia el año 2044, con valores de “demanda máxima frecuente” que representan un crecimiento del 34.63 % con relación al año base 2024, lo que incrementará la exigencia sobre los componentes de la red que actualmente ya operan con altos niveles de carga.
- Se concluye que el alimentador UR-02 opera bajo condiciones de alta exigencia en varios de sus tramos y que la proyección de demanda comprometerá aún más su desempeño, validando así la hipótesis planteada y justificando la necesidad de una intervención técnica integral.

CAPITULO V

V. EVALUACION DE LA PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DEL ALIMENTADOR UR-02 DE 10 KV A 22.9 KV PARA REDUCIR LAS CAIDAS DE TENSION Y MEJORAR LA CARGABILIDAD

5.1. Introducción

En el presente capítulo se desarrolla la evaluación de la propuesta de cambio de nivel de tensión del alimentador UR-02, pasando de 10 kV a 22.9 kV, con el propósito de reducir las caídas de tensión y mejorar la cargabilidad de la red. Esta propuesta surge como respuesta a las limitaciones operativas identificadas en el análisis de la situación actual del alimentador UR-02.

La propuesta evaluada toma como referencia una solución técnica previamente considerada por la empresa concesionaria ELSE. No obstante, su inclusión se justifica porque se pretende dar una validación técnica propia, basada en el diagnóstico realizado mediante simulaciones en los capítulos anteriores, además de incorporar soluciones adicionales a la problemática no desarrolladas en el expediente técnico, con el fin de comprobar la efectividad de ambas propuestas en la mejora de la calidad de producto.

Inicialmente, se justifica la elección del alimentador UR-02 como objeto del cambio de nivel de tensión frente a otros alimentadores pertenecientes a la SEP Urubamba. Seguidamente, se establecen las consideraciones técnicas necesarias para la implementación del proyecto de cambio de tensión. Luego, se presenta el nuevo diagrama unifilar del alimentador UR-02 a 22.9 kV, el cual muestra el seccionamiento de la zona Urubamba Ciudad y la inclusión de una nueva línea de alimentación desde la barra a 22.9 kV de la SEP Urubamba.

Posteriormente, se propone la selección óptima de la nueva infraestructura eléctrica del alimentador UR-02, la cual contempla variaciones de la red actual, como la liberación de carga de la zona Urubamba Ciudad, así como la remodelación de líneas primarias, redes primarias y subestaciones de distribución adecuadas al nuevo nivel de operación de 22.9 kV.

El modelamiento eléctrico de la propuesta se lleva a cabo en el software Digsilent Power Factory, considerando la proyección de la demanda para el periodo 2024 – 2044. En función de los valores de demanda máxima del alimentador UR-02 obtenidos para cada año del periodo de 20 años, se establecen distintos niveles de carga representativos para cada escenario de simulación. A partir de este análisis, se evalúa el comportamiento del alimentador en régimen permanente, enfocándose en tres parámetros fundamentales: el flujo de potencia,

los niveles de tensión en valores por unidad (p.u.) y la cargabilidad de los componentes eléctricos.

Cabe destacar que todos los resultados son obtenidos sobre la base de la infraestructura eléctrica propuesta a 22.9 kV para el horizonte proyectado y su validación se realiza mediante la contrastación con los resultados correspondientes al estado actual del alimentador UR-02 operando a 10 kV; Esta comparación permite determinar los beneficios alcanzados con el incremento de tensión.

Finalmente, se aborda la evaluación de la coordinación de protecciones para la red a 22.9 kV, considerando la protección por sobrecorriente, así como la coordinación entre fusibles y relés, para lo cual se establece criterios de ajuste y se presenta los parámetros de configuración de los dispositivos de protección para la nueva configuración a 22.9 kV.

5.2. Determinación de la Salida (Alimentador) Propuesta para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9kV

Para determinar que salida de la SET Urubamba traerá más beneficios al realizar el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, debemos tener presente las siguientes consideraciones mínimas:

- La oferta de transformación de potencia del transformador de potencia de la SET URUBAMBA el cual es de 19/19/9 MVA.
- Las salidas UR-01 y UR-05 conectadas a la barra de 10 kV no cambiarán de nivel de tensión a 22.9 kV, según lo estipulado en el perfil de inversión *“Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco”* de Electro Sur Este S.A.A.
- El principio de mejoramiento para una salida o alimentador es evaluar aquellas que tengan una demanda superior a 3 MW.
- Se hará un enfoque principalmente en la salida o alimentador con mayor cantidad de SED's y presente deficiencias de caídas de tensión y cargabilidad.

Se debe prever que, la suma actual y futura proyectada del alimentador o salida a aplicar la propuesta de mejora, junto con las demás salidas no deberán superar la capacidad nominal del devanado de que los alimenta, en este caso 9 MVA para la barra de 10 kV de la SET Urubamba.

Considerando lo indicado líneas arriba, en el siguiente cuadro se muestra la salidas o alimentadores de la SET Urubamba, las cuales se evalúan en función a las consideraciones mínimas indicadas, para el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV.

Para los alimentadores UR-01, UR-04 y UR-05 se muestra su respectiva demanda máxima actual, según simulaciones en Digsilent Power Factory proporcionadas por la oficina de control de Electro Sur este S.A.A mientras que para el alimentador UR-02 es obtenido en los cálculos de demanda actual y proyectada realizada en el **capítulo IV**.

Tabla 5. 1

Máxima demanda de los alimentadores conectados en las barras de 10kv y 22.9kv de la Subestación Urubamba - 2023

SET URUBAMBA		
ALIMENTADOR	DEMANDA MAX (MW)	BARRA
UR-01	0.410	10 KV
UR-02	3.203	10 KV
UR-05	0.455	10 KV
UR-04	0.955	22.9 KV
TOTAL, BARRA 10 KV	4.068	
TOTAL, BARRA 22.9 KV	0.955	
TOTAL (MW)	5.023	

Fuente: Archivo PFD de simulación del Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1 Centro de Control Electro Sur Este S.A.A.

Del cuadro anterior y las consideraciones indicadas para la elección del alimentador a aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión, se concluye que:

- La demanda total actual (4.068 MW o 4.141 MVA) de las salidas de la barra de 10kv no supera la oferta de transformación disponible de 9 MVA.
- Debido a que Electro Sur Este S.A.A. considera que los alimentadores o salidas para realizar el mejoramiento de cambio de nivel de tensión, deben tener una demanda actual superior a los 3 MW, se concluye que el alimentador UR-02 cumple con esta condición y es este alimentador el que presenta deficiencias de caídas de tensión y cargabilidad tal como se detalló en el **capítulo III y IV** mediante la evaluación de las condiciones operativas actuales, por lo que la evaluación de la propuesta de cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV se realiza en el alimentador UR-02.

5.2.1. Descripción de las Características de la Salida o Alimentador Seleccionado.

El alimentador UR-02 conformada por la línea primaria troncal y las derivaciones en media tensión, es alimentado por la barra de 10 kV de la SEP Urubamba 60/22.9/10 kV, y su zona de influencia son los distritos Urubamba y Ollantaytambo con sus respectivas comunidades, con redes diseñadas a un nivel de tensión de 10 kV y con 210 SED's que suministra energía.

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de las características principales de las SED's.

Tabla 5. 2

Resumen de las Características de las Subestaciones de distribución del alimentador UR-02

CATEGORÍA	CLASIFICACIÓN	CANTIDAD
Tipo de propiedad	Pública	166
	Privada	44
Capacidad de transformador	5 kVA	11
	10 kVA	34
	15 kVA	20
	25 kVA	48
	30 kVA	1
	37.5 kVA	4
	40 kVA	1
	50 kVA	44
	75 kVA	6
	80 kVA	1
	100 kVA	28
	125 kVA	1
	160 kVA	3
	175 kVA	1
	200 kVA	2
	250 kVA	3
Tipo de Instalación	300 kVA	1
	400 kVA	1
	Monoposte (MON)	131

5.3. Consideraciones para la Ejecución de Proyectos que Aplican el Cambio de Nivel de Tensión de las Salidas Existentes a 22.9 kV

Para la presente tesis se consideran los siguientes criterios:

- A. Líneas y Redes Primarias en Media Tensión:** Las LP y RP que estén diseñadas para un nivel de tensión de 10 kV, deberán ser mejorados y/o reemplazados por otros que estén diseñados al nuevo nivel de tensión de 22.9 kV, esto implica realizar cambios en los (postes, armados, aisladores, ferretería, conductores y equipos de protección).
- B. Subestaciones Eléctricas de Distribución Públicas:** Las SED's Públicas pertenecen a la empresa Electro Sur Este S.A.A. son aquellas instaladas en vía pública y están conformadas por un transformador de distribución, dispositivos de protección, cables, tablero en BT, etc. Para el alimentador UR-02 la mayoría de las SED's fueron diseñadas para funcionar a un nivel de tensión de 10 kV sin embargo últimamente por exigencia de la Oficina de Normas y Estandarización de la Gerencia de Proyectos de Electro Sur Este S.A.A. se están aprobando proyectos donde las subestaciones funcionen a doble nivel de tensión para que cuando llegue el momento de realizar el cambio de nivel de tensión hallan menos subestaciones a ser mejoradas. Es por ello que se debe considerar el reemplazo a aquellas subestaciones propias que solo funcionan a 10 kV por otras que trabajen a doble de nivel de tensión o a 22.9 kV, el criterio en general cuando se pretende cambiar el nivel de tensión a un alimentador es considerar que el alimentador tenga mayor cantidad de SED's Públicas, en este caso el alimentador UR-02 tiene un total de 166 SED's públicas, esto es importante puesto que no habría tantos conflictos con su reemplazo porque estos dispositivos pertenecen a la concesionaria y son ellos quienes deciden realizar mejoramientos a aquello que se encuentre dentro de su zona de concesión.
- C. Subestaciones Eléctricas de Distribución Particular:** Las SED's privadas o particulares son propiedad del cliente regulado como tal, en este caso de clientes mayores por el nivel de potencia contratado, los clientes mayores cuentan instalación propia (transformador, dispositivos de protección, tableros en BT, trafomix, etc.) los cuales son diseñados al nivel de tensión según lo establecido por el punto de diseño otorgado por la gerencia de proyectos de Electro Sur Este S.A.A. que para el alimentador UR-02 todas las subestaciones particulares fueron diseñadas a un nivel de tensión de 10 kV. El criterio en general cuando se pretende cambiar el nivel de tensión a un alimentador es considerar que el alimentador tenga menor cantidad de SED's Particulares, en este caso

el alimentador UR-02 tiene un total de 44 SED's privadas, puesto que ocasionaría conflictos con el cliente por el simple hecho de que estas instalaciones son propiedad del cliente, él puso el dinero para ejecutar dicho proyecto y solo Electro Sur Este S.A.A. aprueba en este caso el proyecto y la ejecución del mismo, más económicamente no interfiere en estas instalaciones, motivo por el cual llegar a un dialogo y/o acuerdo con el propietario para que realice un mejoramiento en sus instalaciones de su SED particular es complicado porque se entiende que nuevamente la inversión del cliente para reemplazar sus instalaciones por otros que funciones aun nivel de tensión de 22.9 kV es un gasto de dinero. Sin embargo, debido a que Electro Sur Este S.A.A. mejorará sus redes que si le perteneces para que operen al nivel de tensión de 22.9 kV al cliente no le queda otra alternativa que realizar también el cambio ya que sus instalaciones que operan a 10 kV quedarían inservibles. Es por ello por lo que es importante realizar dicho cambio de nivel de tensión a aquellos alimentadores que tengan menor de cantidad de SED's particulares.

D. Clientes Críticos a la Interrupción del Servicio Eléctrico: los clientes críticos se consideran a aquellos establecimientos que no se les puede quitar el servicio de energía eléctrica por largos periodos de tiempo debido a la importancia de su operación continua, tales como todos los establecimientos de salud o hospitales, estaciones de bomberos y centros de policía, plantas de tratamiento de agua y sistemas de alcantarillado, aeropuertos y terminales de transporte, centros de datos (gestionan la infraestructura crítica de telecomunicaciones, redes y sistemas de información), estaciones de televisión y radio, supermercados y centros de distribución de alimentos, industrias químicas y farmacéuticas, instituciones financieras (bancos), centros de investigación y laboratorios, plantas de generación de energía eléctrica, centros penitenciarios. Es importante tener presente que tipo de clientes es lo que se tiene en un alimentador antes de realizar el cambio de nivel de tensión, debido que al momento de ejecutar la obra de cambio de nivel de tensión se deben realizar cortes estratégicos del servicio de energía eléctrica que abarcan como máximo las 12 horas por día. Este suceso perjudicaría a todos los clientes regulados, pero con mayor intensidad a los clientes críticos, por ejemplo, considerando el tipo de cliente habitual en el alimentador UR-02 como los pacientes de un hospital, centros de policía, plantas de tratamiento de agua y alcantarillado e instituciones financieras serían muy afectadas en el proceso de ejecución de obra. Muy parte de ello el cambio de nivel de tensión implicaría en el cambio y mejoramiento de todas las instalaciones actuales del alimentador UR-02 que

operan a un nivel de tensión de 10 kV. Finalmente, el criterio en general cuando se pretende cambiar el nivel de tensión a un alimentador es considerar que el alimentador no debería tener gran cantidad de clientes críticos.

En conclusión, tomando en cuenta las consideraciones anteriores, en especial la existencia de clientes críticos en el Alimentador UR-02, se opta por dividir en tres zonas el alimentador:

- **Urubamba 10 kV:** Que abarca la zona urbana del distrito de Urubamba
- **Urubamba – Ollantaytambo 22.9 kV:** Que abarca la troncal que parte de las afueras de la zona urbana de Urubamba hasta la entrada a la parte urbana de Ollantaytambo.
- **Ollantaytambo 10 kV:** que abarca la zona urbana y comunidades del distrito de Ollantaytambo.

En otras palabras según lo estipulado en el Anexo 01-A y 01-B “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización” de la Gerencia de proyectos de Electro Sur Este S.A.A., las recomendaciones técnicas sobre diseño, selección de equipos y materiales, indica que la relación de transformación de los transformadores debe ser para doble nivel de tensión con excepción de aquellas ciudades o zonas urbanas de cusco que funcionan a 10.5 kV, (Sicuani, Quillabamba, puerto Maldonado, Urubamba) que operan a 10 kV y (Abancay, Andahuaylas) en 13.2 kV.

Esto indica que Electro Sur Este S.A.A. pretende y recomienda para los nuevos proyectos mantener su diseño en el nivel de operación de 10.5 kV, 10 kV y 13.2 kV para aquellas zonas urbanas que tengan esa infraestructura eléctrica según corresponda, sin embargo para las zonas rurales y zonas que no estén dentro de la excepción mencionada, el diseño debería ser para doble nivel de tensión incluyendo el nivel de tensión actual y el de 22.9 kV, es decir, para estas zonas rurales se pretende en un futuro realizar el cambio de nivel de tensión mientras que para las zonas urbanas mantener el mismo nivel de tensión.

En el **Apartado 5.6. “Propuesta de Alternativa de Solución para la Problemática de Caídas de Tensión en el Alimentador UR-02”**, se detallará de mejor manera por qué al alimentador UR-02 se le divide en 3 Zonas de trabajo y se elegirá la zona de operación factible para realizar en el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV.

5.4. Diagrama Unifilar con el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV del Nuevo Alimentador UR-02 de la SET Urubamba.

Con la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión se observa una renovación en el alimentador UR-02.

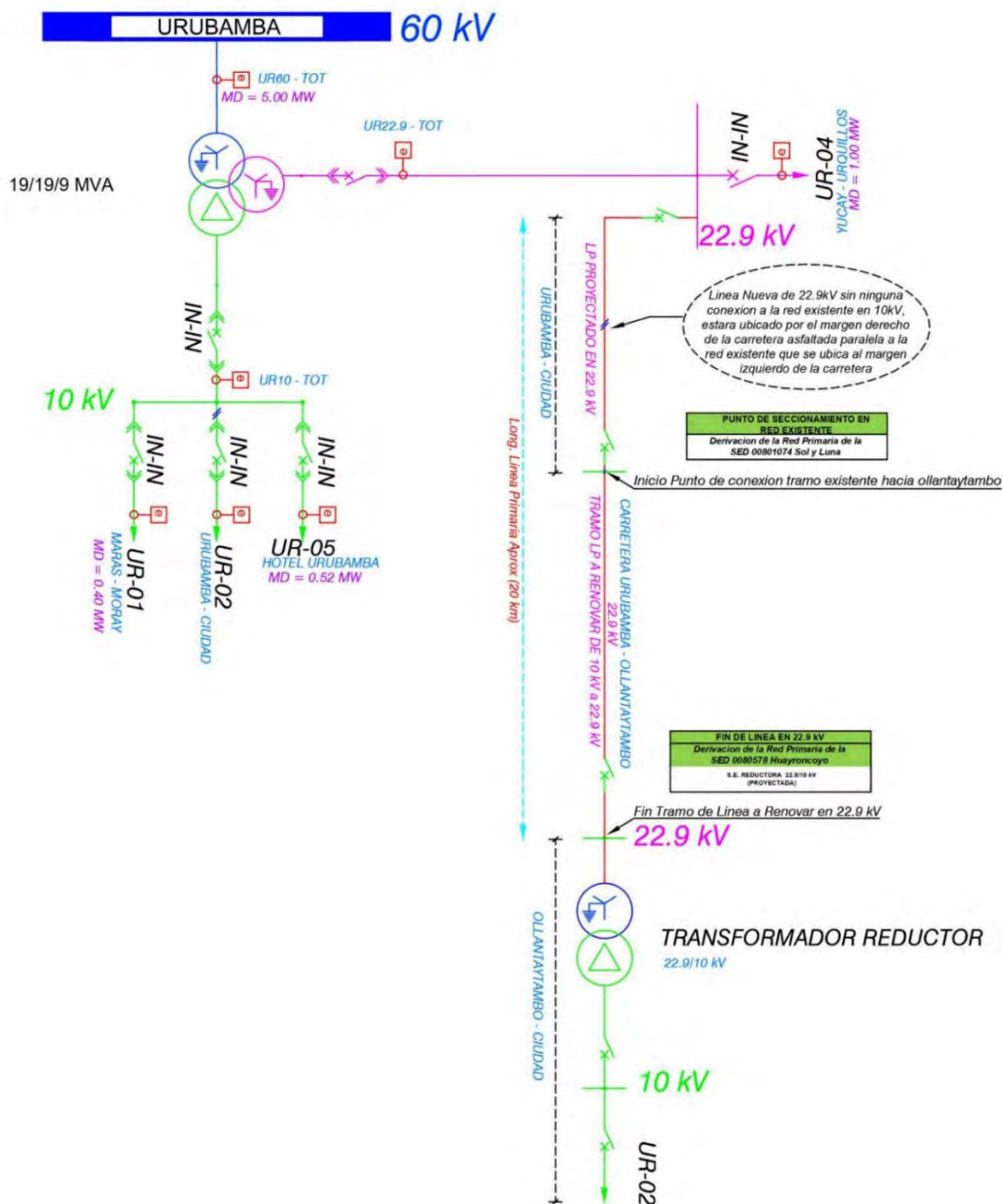
Se contempla que para lograr el cambio de nivel de tensión se crea un tramo de línea nuevo desde la barra de 22.9 kV de la SET URUBAMBA la misma que llegará a la carretera Urubamba – Ollantaytambo sin tener ninguna conexión a las redes existentes operando en 10 kV, salvo a las afueras de Urubamba – Ciudad.

La línea nueva de 22.9 kV estará ubicado por la margen derecha de la carretera asfaltada paralela a la red existente que se ubica al margen izquierdo de la carretera.

El seccionamiento será en la derivación de la red primaria de la SED 00801074 Sol y Luna, donde a partir de aquí se pretende conectar al tramo existente que va hacia Ollantaytambo (este tramo de infraestructura eléctrica pasara a operar a un nivel de tensión de 22.9kV) y finalizando en el ingreso a Ollantaytambo - Ciudad, puesto que no es recomendable realizar el cambio de tensión en zonas urbanas que implica sacar de servicio cargas importantes y/o clientes críticos, esto mismo se explicó en el Apartado 5.3. “Consideraciones para la Ejecución de Proyectos que Aplican el Cambio de Nivel de Tensión de las Salidas Existentes a 22.9 kV”, para lograr este fin y no alterar la configuración de la zona Ollantaytambo - Ciudad se debe proyectar un transformador reductor de 22.9 kV a 10 kV el mismo que estará ubicado en la derivación de la red primaria de la SED 0080578 Huayroncoyo, que solventará la demanda aguas abajo; para la visualización del diagrama unifilar con el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV, ver el **Anexo N° 4** y además la siguiente figura.

Figura 5. 2

Diagrama Unifilar después de aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión



Fuente: Elaboración propia

5.5. Propuesta de Selección Óptima de Infraestructura Eléctrica a Aplicarse en el Alimentador UR-02 Frente al Incremento de Tensión.

Debido a las características constructivas de la infraestructura eléctrica actual del alimentador UR-02 que operan a 10 kV, estas deberían ser modificadas o mejoradas para que el equipamiento o infraestructura eléctrica opere a un nivel de tensión de 22.9 kV, los cuales son equipos de protección y maniobra, transformadores, conductores, etc. A continuación, como lo indica la memoria descriptiva del perfil *“Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco”* se detalla la configuración y características constructivas de la nueva infraestructura eléctrica a un nivel de tensión de 22.9 kV.

Tabla 5. 3

Características Eléctricas del Nuevo Sistema a 22.9 kV del Alimentador UR-02

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA		
Tensión nominal de la red	:	22.9 kV
Tensión máxima de servicio	:	25 kV
Frecuencia nominal	:	60 Hz
Factor de potencia	:	0.9 (atraso)
Conexión del sistema	:	Estrella, neutro efectivamente puesto a tierra en la S.E.
Potencia de cortocircuito mínima	:	250 MVA.
Nivel isoceraunico	:	60
Tipo de conductor	:	AAAC y NA2XSA2Y-S
Sección nominal	:	35, 50 y 70 mm ²
Altitud	:	2806 a 3700 m.s.n.m

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 4

Características Técnicas Eléctricas de las Líneas Primarias para un Nivel de Tensión de 22.9 kV

CARACTERISTICAS DEL PROYECTO		
1. LINEAS PRIMARIAS		
Sistema	:	Trifásico
Tensión Nominal	:	22.9 kV
Longitud Total	:	25.06 km
Altitud promedio	:	2,900 m.s.n.m.
Conductor	:	Aleación aluminio AAAC, desnudo 70 y 95 mm ²
		Poste de C°A°C° 13/300/150/345
		Poste de C°A°C° 13/400/180/375
Estructuras	:	Poste de C°A°C° 15/400/180/405
		Poste de C°A°C° 15/600/210/435
		Poste de C°A°C° 18/600/210/480
Crucetas	:	Cruceta de fierro galvanizado de 75 x 75 x 2500 mm, y 75 x 75 x 4300 mm
Armados	:	Según normalización de ELSE
Vano Máximo	:	320 m
Vano Mínimo	:	15 m
Vano Promedio	:	80 m
Disposición del Conductor	:	Horizontal y Vertical
Aisladores	:	Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-3
		Aislador polimérico tipo suspensión Clase RPP-25
		Según normalización de ELSE:
		Retenida Inclínada Aislada (ARI-A)
		Retenida Vertical Aislada (ARV-A)
Retenidas	:	Retenida Inclínada Aislada Doble (ARI-AD)
		Retenida Vertical Aislada Doble (ARV-AD)
		Retenida Aérea Aislada (ARA-A)
Puestas a Tierra	:	PAT-0, con conductor de cobre desnudo temple suave de 25 mm ² .

CARACTERISTICAS DEL PROYECTO

1. LINEAS PRIMARIAS

		PAT-1, con 1 varilla de cobre de 2.40 m x 19 mm Ø, plancha antirrobo, conector Anderson, cemento conductivo y tierra negra.
		Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 170 kV-BIL.
Equipos de Protección y maniobra	:	Pararrayos de Oxido Metálico, 21 kV, 10 KA, 170 kV BIL. Seccionador Bajo Carga Trifásico de 27 KV, 150 KV BIL, 630 Amp Fusible Tipo Expulsión de 6, 30, 50 y 80 A, Tipo K

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 5

Características Técnicas Eléctricas de las Redes Primarias para un Nivel de Tensión de 22.9 kV

2. REDES PRIMARIAS

Sistema	:	Trifásico
Tensión Nominal	:	22.9 kV
Longitud Total	:	19.29 km
No. de Ternas	:	1
Altitud promedio	:	2,900 m.s.n.m.
Conductor	:	Aleación aluminio AAAC, desnudo 35 y 70 mm ² Autoportante de Al NA2XSA2Y-S 3-1x50 mm ² (18/30 KV)
Estructuras	:	Poste de C°A°C° 13/300/150/345 Poste de C°A°C° 13/400/180/375 Poste de C°A°C° 15/400/180/405 Poste de C°A°C° 15/600/210/435
Crucetas	:	Cruceta de fierro galvanizado de 64 x 64 x 2500 mm, y 64 x 64 x 4300 mm
Armados	:	Según normalización de ELSE
Vano Máximo	:	200 m

2. REDES PRIMARIAS

Vano Mínimo	:	20 m
Vano Promedio	:	100 m
Disposición del Conductor	:	Horizontal y Vertical
Aisladores	:	Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-3 Aislador polimérico tipo suspensión Clase RPP-25 Según normalización de ELSE:
Retenidas	:	Retenida Inclínada Aislada (ARI-A) Retenida Inclínada Aislada Doble (ARI-AD) Retenida Vertical Aislada Doble (ARV-AD) PAT-0, con conductor de cobre desnudo temple suave de 25 mm ² .
Puestas a Tierra	:	PAT-1, con 1 varilla de cobre de 2.40 m x 19 mm Ø, plancha antirrobo, conector Anderson, cemento conductivo y tierra negra. Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de
Equipos de Protección y maniobra	:	27/38 kV, 100A, 170 kV-BIL. Pararrayos de Oxido Metálico, 21 kV, 10 KA, 170 kV BIL. Fusible Tipo Expulsión de 2, 3, 5 y 6 A, Tipo K

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 6

Características Técnicas Eléctricas de las Subestaciones de Distribución para un Nivel de Tensión de 22.9 kV

3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Sistema	:	Trifásico y monofásico (bifilar)
Tensión Nominal	:	22.9 kV
Altitud promedio	:	2,900 m.s.n.m.
Armados	:	Según normalización de ELSE: Armado Bifásico para Subestación Monoposte (ABSM)

3. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Transformadores	:	Armado Trifásico para Subestación Biposte (ATSB)
		Armado Trifásico para Subestación Monoposte (ATSM)
		T. 3Ø 25 KVA, 22.9-10/0.380 KV
		T. 3Ø 50 KVA, 22.9-10/0.380 KV
		T. 3Ø 75 KVA, 22.9-10/0.220 KV
		T. 3Ø 100 KVA, 22.9-10/0.220 KV
		T. 1Ø 10 KVA, 22.9-10/0.220 KV
		T. 1Ø 15 KVA, 22.9-10/0.220 KV
		T. 1Ø 25 KVA, 22.9-10/0.220 KV
		T. Reductor de Tensión 3Ø 2000 KVA, 22.9 / 10 kV (1 unid)
Puestas a Tierra	:	PAT-1, con 1 varilla de cobre de 2.40 m x 19 mm Ø, plancha antirrobo, conector Anderson, cemento conductivo y tierra negra.
		Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 170 kV-BIL.
Equipos de Protección y maniobra	:	Pararrayos de Oxido Metálico, 21 kV, 10 KA, 170 kV BIL.
		Reconectador Automático (Recloser) Trifásico, de 27 kV, 150 kV BIL, 16 KA
		Fusible Tipo Expulsión de 1, 2, 3, 5 y 30 A, Tipo K

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

En el software de simulación Digsilent Power Factory se prioriza la remodelación de los conductores, transformadores y barras a un nivel de tensión de 22.9 kV, dicho cambio o remodelación se realiza mediante la pestaña “Modelo de Red” opción “Variaciones de Red” que cuenta el Digsilent, el modelamiento de esta remodelación se detalla de mejor manera en el Apartado **5.7. Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory.**

Las tablas de especificaciones técnicas para estos componentes eléctricos (conductores y transformadores) considerados en el Perfil del proyecto “*Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco*” se muestran a continuación.

Tabla 5. 7*Datos Técnicos para Conductor de Aleación de Aluminio AAAC*

Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	
1.0	CARACTERÍSTICAS GENERALES:			
1.1	Fabricante / País			
1.2	Numero de Alambres		7	19
1.3	Norma de Fabricación y Pruebas	IEC	61089	
		ASTM	B398	
		ASTM	B399	
2.0	DIMENSIONES:			
2.1	Sección Nominal	mm ²	35	70
2.2	Sección Real	mm ²	34,36	65,81
2.3	Diámetros de los Alambres	mm	2,50	2,10
2.4	Diámetro Exterior del Conductor	mm	7,5	10,50
3.0	CARACTERÍSTICAS MECANICAS:			
3.1	Masa del Conductor	Kg/Km	0,096	0,245
3.2	Carga de Rotura Mínima	KN	10,35	20,71
3.3	Módulo de Elasticidad Inicial	kN/mm ²		
3.4	Módulo de Elasticidad Final	kN/mm ²	60,82	
3.5	Coefficiente de la Dilatación Térmica	1/°C	23x10 ⁻⁶	
4.0	CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS:			
4.1	Resistencia Eléctrica Máxima en C.C. a 20°C	Ohm/km	0,966	0,507
4.2	Coefficiente Térmico de Resistencia Eléctrica	1/°C		

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 8*Datos Técnicos para Conductores Auto soportados de Aluminio Tipo NA2XS2Y-S*

Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
1.0	CARACTERÍSTICAS GENERALES		
1.1	Fabricante / País		
1.2	Número de Alambres		7
1.3	Norma de Fabricación y Pruebas		NTP-IEC 228 NTP-IEC 60502
2.0	DIMENSIONES		
2.1	Sección Nominal	mm ²	50
2.2	Espesor Aislamiento	mm	8
2.3	Espesor Cubierta	mm	1,8
2.4	Diámetro Exterior del Conductor	mm	75
3.0	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
3.1	Masa del Conductor	kg/km	1890
3.2	Carga de Rotura Mínima	kN	301,5
4.0	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
4.1	Resistencia Eléctrica Máxima en C.C. a 20°C	Ohm/km	0,868
4.2	Capacidad De Corriente	A	165
5.0	CARACTERÍSTICAS DEL SOPORTE (ACERO GALVANIZADO)		
5.1	Diámetro Nominal	mm	6,35
5.2	Carga De Rotura	N	301,5
5.3	Coefficiente De Dilatación Lineal	1/°C	11,5 x 10 ⁻⁶
5.4	Módulo De Elasticidad	kg/mm ²	20000

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 9

Datos Técnicos para Transformadores de Distribución Monofásico para Conectarse entre Fases

Nº	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	País de Fabricación		
1.3	Numero De Arrollamientos		2
1.4	Altitud de Instalación	msnm	Hasta 4500
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia Nominal	Hz	60
2.2	Potencia Nominal ONAN	KVA	10, 15 y 25
2.3	Alta Tensión Nominal en Vacío	KV	10 - 23 $\pm$ 2x2,5%
2.4	Baja Tensión Nominal en Vacío	KV	0,460 – 0,230
2.5	Nivel De Aislamiento Alta Tensión		
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Externo	KVp	170
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Interno	kVp	125
	- Tensión de Sostenimiento a la Frecuencia Industrial	kV	70
	- Numero de Bornes	U	3
2.6	Nivel De Aislamiento Baja Tensión y Neutro		
	- Tensión de Sostenimiento a la Frecuencia Indust.	KV	2,5
	- Numero de Bornes	U	3
2.7	Grupo de Conexión		Ii0
2.8	Tensión de Corto Circuito Aa75 °c		
2.9	Perdidas:	%	Menores al 2%
	- En Vacío con Tensión Nominal y Frecuencia en Toma Central	KW	
2.10	- En Cortocircuito con Corriente Nominal (a 75 °C) y Frecuencia Nominal	KW KW	

N°	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
	- Pérdidas Totales		
	Sobre Elevación de Temperatura Limite a Máxima		
	Potencia (ONAN) y a 40 °C de Temperatura Ambiente y		
	1000 msnm:	KVA	
	- En Arrollamiento (métodos de resistencia)	OC	65
	- En el Aceite, Parte Superior (medido con		
	termómetro)	OC	60
3.0	MASAS, DIMENSIONES Y ESQUEMAS		
	- Masa de una Unidad	Kg	
	- Masa Total del Aceite	Kg	
	- Masa de la Caja Embalada para Transporte	Kg	
	Dimensiones:	Mm	
4.0	- Dimensiones Exteriores del Transformador	Mm	
	- Altura Total		
	- Ancho Total		
	Longitud Mínima de la Línea de Fuga del Aislador	mm	625
	Pasatapas de Alta Tensión (fase – tierra)		

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 10

Datos Técnicos para Transformadores de Distribución Trifásico de 25, 50, 75 y 100 KVA

N°	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		
1.2	País de Fabricación		
1.3	Numero de Arrollamientos		2
1.4	Altitud de Instalación	msnm	Hasta 4500
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia Nominal	Hz	60
2.2	Potencia Nominal ONAN	KVA	25, 50, 75 y 100

Nº	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
2.3	Alta Tensión Nominal en Vacío	KV	10 - 23 ± 2x2,5%
2.4	Baja Tensión Nominal en Vacío	KV	0,400 – 0,230
2.5	Nivel de Aislamiento Alta Tensión		
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Externo	KVp	170
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Interno	kVp	125
	- Tensión de Sostenimiento a la Frecuencia Industrial	kV	70
	- Numero de Bornes	U	3
2.6	Nivel de Aislamiento Baja Tensión y Neutro		
	- Tensión de Sostenimiento a la Frecuencia Indust.	KV	2,5
	- Numero de Bornes	U	4
2.7	Grupo de Conexión		Dyn5
2.8	Tensión de Corto Circuito a 75 °C		
2.9	Perdidas:	%	MENORES AL 2%
	- En Vacío con Tensión Nominal y Frecuencia en Toma Central	KW	
2.10	- En Cortocircuito con Corriente Nominal (a 75 °c) y Frecuencia Nominal	KW	
	- Pérdidas Totales	KW	
	Sobre Elevación de Temperatura Limite a Máxima Potencia (ONAN) y a 40 °C de Temperatura Ambiente y 1000 msnm:	KVA	
	- En Arrollamiento (métodos de resistencia)	OC	65
	- En el Aceite, Parte Superior (medido con termómetro)	OC	60
3.0	Masas, Dimensiones y Esquemas		
	- Masa de una Unidad	Kg	
	- Masa Total del Aceite	Kg	
4.0	- Masa de la Caja Embalada para Transporte	Kg	
	Dimensiones:	Mm	
	- Dimensiones Exteriores del Transformador	Mm	

Nº	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
	- Altura Total		
	- Ancho Total		
	Longitud Mínima de la Línea de Fuga del Aislador	mm	625
	Pasatapas de Alta Tensión (fase – tierra)		

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

Tabla 5. 11

Datos Técnicos para Transformador Reductor de 2 MVA de 22.9/10 KV

Nº	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
1.0	Datos Generales		
1.1	Fabricante		
1.2	País de Fabricación		
1.3	Numero de Arrollamientos		2
1.4	Altitud de Instalación	msnm	Hasta 4500
2.0	Datos Nominales y Características		
2.1	Frecuencia Nominal	Hz	60
2.2	Potencia Nominal ONAN	MVA	2
2.3	Alta Tensión Nominal en Vacío	KV	23 ± 2x2,5%
2.4	Baja Tensión Nominal en Vacío	KV	10
2.5	Nivel de Aislamiento Alta Tensión		
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Externo	KVp	170
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Interno	kVp	125
	- Tensión de Sostenimiento a La Frecuencia Industrial	kV	70
	- Numero de Bornes	U	3
2.6	Nivel de Aislamiento Baja Tensión		
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Externo	KVp	95

Nº	CARACTERISTICAS	UNID.	VALOR REQUERIDO
	- Tensión de Sostenimiento al Impulso 1.2/50 del Aislamiento Interno	kVp	75
	- Tensión de Sostenimiento a La Frecuencia Industrial	kV	28
	- Numero de Bornes	U	4
2.7	Grupo de Conexión		Dyn5
2.8	Tensión de Corto Circuito a 75 °C		
2.9	Perdidas:	%	MENORES AL 2%
	- En Vacío con Tensión Nominal y Frecuencia en Toma Central		
	- En Cortocircuito con Corriente Nominal (a 75 °C) y Frecuencia Nominal	KW KW KW	
2.10	- Pérdidas Totales Sobre Elevación de Temperatura Limite a Máxima Potencia (ONAN) y a 40 °C de Temperatura Ambiente y 1000 msnm:	KVA	
	- En Arrollamiento (métodos de resistencia)	°C	65
	- En el Aceite, Parte Superior (medido con termómetro)	°C	60
3.0	Masas, Dimensiones y Esquemas		
	- Masa de una Unidad	Kg	
	- Masa Total del Aceite	Kg	
	- Masa de la Caja Embalada para Transporte	Kg	
	Dimensiones:	Mm	
4.0	- Dimensiones Exteriores del Transformador	Mm	
	- Altura Total		
	- Ancho Total		
	Longitud Mínima de la Línea de Fuga del Aislador		
	Pasatapas de Alta Tensión (fase – tierra)	mm	625
	Pasatapas de Baja Tensión (fase – tierra)	mm	300

Fuente: Perfil del Proyecto Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02

5.6. Propuesta de Solución para la Problemática de Caídas de Tensión en el Alimentador UR-02

La propuesta de solución planteada en la presente tesis consiste en la remodelación de la infraestructura eléctrica actual de la troncal del alimentador UR-02, basada en la implementación de un cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV.

La solución integral contempla, en primer lugar, el incremento del nivel de tensión de la troncal del alimentador UR-02 a 22.9 kV, lo cual permitirá reducir las pérdidas resistivas y mejorar los perfiles de tensión. En complemento, se plantea el reforzamiento de la troncal del alimentador en media tensión mediante el uso de conductores de mayor sección, con el fin de aumentar la capacidad de conducción y reducir la caída de tensión a lo largo de la red.

Asimismo, se propone la reconfiguración operativa del alimentador, que consiste en la liberación de las cargas actualmente conectadas al tramo “Urubamba 10 kV” (Urubamba Ciudad) mediante un seccionamiento de este tramo. Estas cargas continuarán siendo alimentadas desde la misma barra de 10 kV, mientras que el tramo “Urubamba – Ollantaytambo 22.9 kV” (Troncal del alimentador UR-02) pasará a operar a 22.9 kV, conectándose directamente a la barra de 22.9 kV de la Subestación Eléctrica de Potencia Urubamba mediante una nueva línea. Finalmente, el tramo “Ollantaytambo 10 kV” seguirá operando a 10 kV ya que se proyecta un transformador reductor de 22.9/10 kV ubicada al final de la troncal del alimentador (ingreso a Ollantaytambo).

En conjunto, esta estrategia permitirá optimizar el desempeño del sistema de distribución, aliviando la carga sobre el alimentador UR-02 y la barra de 10 kV de la SET Urubamba, además de mejorar los perfiles de tensión y la capacidad de transporte de potencia del sistema, asegurando una operación técnica más eficiente y confiable, en concordancia con los estándares de calidad de producto establecidos por la normativa vigente.

5.6.1. Alcances de la Propuesta de Solución para la Problemática Existente

Los alcances de la propuesta comprenden principalmente:

- Líneas Primarias
- Redes Primarias

- Subestaciones de Distribución

Los alcances de la propuesta para la problemática existente desarrollados en este capítulo se complementan con el plano de ubicación poligonal del **Anexo N° 5**.

5.6.1.1. Remodelación Líneas Primarias

La troncal del alimentador UR-02 es la línea primaria Urubamba-Ollantaytambo, que se encuentra a lo largo de la carretera asfalta que une ambos distritos, a partir de esta línea se derivan redes primarias que alimentan 210 subestaciones de distribución (según el sistema de georreferenciación GIS de Electro Sur Este S.A.A.).

Actualmente este tramo de línea primaria opera a un nivel de tensión de 10 kV, con conductores de aluminio desnudo con calibres entre 16, 25, 35 y 70 mm² presentando pérdidas y caídas de tensión a lo largo del tramo.

Se propone la alternativa de remodelar esta infraestructura eléctrica con conductores de mayor sección (como el de 70 mm²), armados y aisladores que operen a un nivel de tensión nominal de 22.9 kV. Sin embargo, para que este sistema opere a 22.9 kV es necesario incorporar una nueva línea primaria que debe partir desde la barra en 22.9 kV de la SET Urubamba hasta llegar a la carretera asfaltada Urubamba-Ollantaytambo, desde el cual continuará hacia Ollantaytambo, por el margen derecho de la carretera asfaltada paralela a la red existente ubicada al margen izquierdo.

La conexión de la nueva línea en 22.9 kV con la infraestructura eléctrica existente en 10 kV se realiza a las afueras de la zona urbana de Urubamba (Ciudad), en otras palabras la conexión de la nueva línea en 22.9 kV será partir de la derivación de la red primaria de la SED 0080174 Sol y Luna, donde a partir de este nodo se conectará al tramo de línea existente que va hacia el distrito de Ollantaytambo, el que será renovado por completo, cambiando toda la infraestructura eléctrica existente de 10 kV para que opera un nivel de tensión de 22.9 kV, y terminará en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo, donde se proyecta un transformador reductor de tensión de 2 MVA y R/T de 22.9/10 kV, el mismo que estará ubicado en la derivación de la red primaria de la SED 0080578 Huayroncoyo, desde el que se alimentará las redes existentes aguas abajo a un nivel de tensión de 10 kV.

5.6.1.2. Remodelación Redes Primarias

Se realizará el cambio de la infraestructura eléctrica, postes, conductores, armados, aisladores de las redes primarias que derivan de las líneas primarias antes mencionadas, estas son redes primarias que ingresan hacia las subestaciones de distribución ubicados en centros

de carga. Para fines prácticos en la simulación con Digsilent Power Factory el diseño de las redes primarias se considera a un nivel de tensión de 22.9 kV.

De las redes primarias existentes a lo largo del alimentador UR-02 solo se cambian a 22.9 kV aquellos que comprende el tramo o zona “Urubamba-Ollantaytambo 22.9 kV”, ya que el resto de las redes primarias ira en función a lo estipulado con la remodelación de líneas primarias indicado en el **Apartado 5.6.1.**

5.6.1.3. Remodelación Subestaciones de Distribución

De las subestaciones de distribución que comprende el alimentador UR-02 se intervienen únicamente 59 SED's de estas 18 son particulares y 41 publicas (las cuales pertenecen al tramo o zona Urubamba – Ollantaytambo 22.9 kV) estos deberán ser cambiados por transformadores con doble relación de transformación 10 y 22.9 kV, para fines prácticos en la simulación con Digsilent Power Factory se cambia estos transformadores para que operen a 22.9 kV; Finalmente para el resto de transformadores de distribución se mantiene el nivel de operación actual de 10 kV tanto para la zona “Urubamba 10 kV” y la zona “Ollantaytambo 10 kV” con la única diferencia que para esta última zona se considera la instalación de un transformador reductor de 2 MVA 22.9/10 kV en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo para conectar las redes existentes de dicho distrito y sus comunidades que todavía operaran con redes primarias en 10 kV.

5.6.1.4. Tramos de Operación del Alimentador UR-02

En conclusión, para que el alimentador UR-02 opere en 22.9 kV, es necesario la incursión de una nueva línea, la misma que será conectada a la red existente luego de seccionar la red en el Nodo de Media Tensión Nro 1872 (Derivación SED Sol y Luna). Para este fin es importante considerar el fraccionamiento del alimentador UR-02 en tres zonas o tramos:

- **Zona: Urubamba 10 kV,** Se denomina así puesto que tomando en cuenta el Apartado 5.3. “Consideraciones para la Ejecución de Proyectos que Aplican el Cambio de Nivel de Tensión de las Salidas Existentes a 22.9Kv”, aquí se tiene gran cantidad de clientes críticos a la interrupción del servicio eléctrico (como los establecimientos de salud), es por lo que la mejor opción es mantener el nivel de tensión de operación en 10 kV, evitando así conflictos por interrupción a los clientes regulados que pertenecen a esta zona, como también se estaría cumpliendo lo establecido por el Anexo 01-A y 01-B “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización” de la Gerencia de proyectos de Electro Sur Este S.A.A. el propósito de

mantener a esta zona en 10 kV, es seccionarlo de los demás tramos o zonas del alimentador pretendiendo liberar cargas al alimentador UR-02 nuevo, esto conlleva a la disminución de caídas de tensión.

- **Zona: Urubamba – Ollantaytambo 22.9 kV**, se denomina así puesto que este tramo es el que debe ser remodelado de 10 kV a 22.9 kV, por ser una línea extensa con conductores de bajo calibre como 16, 25 y 35 mm², se opta por la remodelación con conductores de 70 mm² de sección, esto se refleja en la simulación en Digsilent Power Factory.

Por otro lado, la No Presencia de clientes críticos en este tramo posibilita la mejor opción para aplicar el cambio de nivel de tensión, mientras que a su vez se estaría cumpliendo con lo estipulado en el Anexo 01-A y 01-B “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización” donde se indica que el diseño para zonas no urbanas debe ser a doble nivel de tensión, en este caso de 10 kV y 22.9 kV.

Esta zona sería la más factible para realizar el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, el propósito es remodelar la infraestructura eléctrica existente (como los conductores de la línea primaria) incrementando la sección del conductor a lo largo de este tramo o zona y elevando su nivel de tensión de operación reduciendo así las caídas de tensión.

- **Zona: Ollantaytambo 10 kV**, se denomina así puesto que, como lo indica el Anexo 01-A y 01-B “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización” de la Gerencia de Proyectos de Electro Sur Este S.A.A. no es recomendable realizar el diseño a doble nivel de tensión en zonas urbanas que ya estén operando a un nivel de tensión definido, en este caso de 10 kV, pues esta consideración implica en el futuro cambiar el nivel de tensión y a la hora de ejecutar dicha propuesta se sacaría de servicio cargas importantes y/o clientes críticos; esto misma consideración se aplica en la zona Urubamba 10 kV. El propósito es no alterar la configuración eléctrica de la zona Ollantaytambo (Ciudad y comunidades) para ello se proyecta un transformador reductor de 22.9 kV a 10 kV logrando así que a pesar de ser alimentado con una nueva línea de 22.9 kV esta zona seguirá trabajando al nivel de 10 kV actual mediante la incorporación de un transformador reductor de tensión, evitando conflictos con los clientes críticos y costosas operaciones de remodelación

en cuanto a la infraestructura eléctrica, puesto que a la fecha todos los transformadores, líneas, barras y demás equipamientos operan a 10 kV.

5.6.1.5. Proyección de la Máxima Demanda Coincidente de las 3 Zonas del Alimentador UR-02 para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV de la SET URUBAMBA.

La demanda eléctrica es la carga eléctrica que consume las zonas o tramos de operación del Alimentador UR-02, para el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, el modelamiento y simulación en Digsilent Power Factory solo comprende las redes eléctricas del AMT UR-02 a excepción de Urubamba Ciudad, como se detalla en el **Apartado 5.6.**

La proyección de la demanda del año 2024 al 2044 se elaboró en base a los registros de máximas demandas entre los años 2015 al 2023 proporcionados por Electro Sur Este S.A.A; tal y como se detalló en el **Capítulo III.** A continuación, se muestra la proyección de la máxima demanda para las tres zonas de operación del Alimentador UR-02 que resulta:

Tabla 5. 12

Proyección de la Máxima Demanda de las 3 Zonas de Operación del Alimentador UR-02 para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV

REDES ELÉCTRICAS	ANTES DE LA PROPUESTA <i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									OBSERVACIONES
	2023	Año 0 (2024)	Año 1 (2025)	Año 2 (2026)	Año 3 (2027)	Año 4 (2028)	Año 5 (2029)	Año 10 (2034)	Año 15 (2039)	Año 20 (2044)	
RED EXISTENTE A MANTENER EN 10 KV	1,572.06	1,594.96	1,626.96	1,659.40	1,691.40	1,723.39	1,755.84	1,916.26	2,077.14	2,237.57	
• URUBAMBA CIUDAD <i>(URUBAMBA 10 KV)</i>	1,572.06	1,594.96	1,626.96	1,659.40	1,691.40	1,723.39	1,755.84	1,916.26	2,077.14	2,237.57	SE MANTENDRA EN 10 KV
RED CAMBIO DE NIVEL DE TENSION A 22.9 KV	1,965.41	1,994.04	2,034.04	2,074.60	2,114.60	2,154.61	2,195.16	2,395.74	2,596.86	2,797.43	
• TRAMO URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO <i>(URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV)</i>	1,126.04	1,142.45	1,165.36	1,188.60	1,211.52	1,234.44	1,257.68	1,372.59	1,487.82	1,602.73	PROYECTADO A 22.9 KV
• OLLANTAYTAMBO CIUDAD Y COMUNIDADES <i>(OLLANTAYTAMBO 10 KV)</i>	839.37	851.59	868.68	886.00	903.08	920.17	937.49	1,023.15	1,109.04	1,194.70	SE MANTENDRA EN 10 KV, Y SE CONECTARA A LA LINEA DE 22.9 KV A TRAVES DE UN TRANSFORMADOR REDUCTOR DE TENSIÓN 22.9/10 KV
TOTAL, AMT UR-02	3,537.47	3,589.00	3,661.00	3,734.00	3,806.00	3,878.00	3,951.00	4,312.00	4,674.00	5,035.00	

Fuente: Elaboración Propia

La propuesta de cambio de nivel de tensión abastecerá de energía a una parte del alimentador existente UR-02 (con un nivel de tensión de 22.9 kV), el que estará comprendido por las cargas ubicadas entre las redes del tramo “Urubamba – Ollantaytambo”, así como “Ollantaytambo Ciudad y sus comunidades”, mientras que las redes del tramo “Urubamba Ciudad” se mantendrá operando al mismo nivel de tensión de 10 kV.

Para la “Evaluación de la Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión para Disminuir las Caídas de Tensión del Alimentador UR-02” se considera en la simulación los tramos “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” mientras que el tramo “Urubamba Ciudad” pasa a ser seccionado por lo que representaría una carga desconectada para la nueva línea proyectada en 22.9 kV.

Los tramos indicados a ser considerados en la simulación tienen en conjunto como máxima demanda actual el valor de 1965.41 kW (año 2023), y la proyectada para el año 2044 resulta 2797.43 kW, finalmente con los valores de proyección de la demanda en un horizonte de 20 años indicados en la **Tabla 5.12**, se realiza el modelamiento del alimentador de media tensión en el software Digsilent Power Factory.

5.6.2. Criterios Técnicos para la Implementación de la Propuesta de Solución

5.6.2.1. Definición del Diagrama Unifilar de la Propuesta

Explicación del Diagrama unifilar de la propuesta planteada:

El diagrama unifilar de la propuesta planteada considera la liberación de carga del tramo “Urubamba Ciudad”, que en términos de potencia representa **1572.06 kW** de máxima demanda, correspondiente a la zona urbana del distrito de Urubamba, el cual continuará operando al nivel de tensión de 10 kV desde la barra en 10 kV de la S.E. Urubamba.

Con la finalidad de aislar dicho tramo y transferir el resto del alimentador a un nuevo nivel de tensión, en el límite entre la zona urbana de Urubamba y el inicio del tramo de la troncal de la red a 10 kV (Derivación Sol y Luna), se proyecta la instalación de un interruptor de media tensión con capacidad de maniobra bajo carga, seguido de un seccionador tripolar, permitiendo la desconexión segura y el aislamiento eléctrico permanente del tramo que será transferido a un nuevo nivel de tensión; cabe precisar que la instalación de estos equipos también deberá hacerse a la misma altura pero para la nueva línea en 22.9 kV.

A partir del punto de derivación Sol y Luna, los tramos “Troncal Urubamba– Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” pasan a ser alimentados mediante

una nueva línea de media tensión proveniente de la barra de 22.9 kV de la S.E. Urubamba, lo cual constituye el cambio de nivel de tensión propuesto.

La línea primaria proyectada será proveniente de la S.E. Urubamba desde la barra de 22.9 kV y se empleará la salida y recorrido del AMT UR-04, hasta llegar a la carretera asfaltada Urubamba-Ollantaytambo, desde el cual continuará hacia la Ollantaytambo, por el margen derecho de la carretera asfaltada, sin ninguna conexión a las redes existentes en 10 kV (redes que se ubican al margen izquierdo de la carretera), hasta la derivación de la red primaria de la SED 0080174 Sol y Luna, donde se conectará al tramo de línea existente hacia Ollantaytambo, el que será renovado por completo, cambiando toda la infraestructura eléctrica a 22.9 kV y terminará en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo.

Para la conexión de esta nueva línea a la red existente, se considera la instalación de un interruptor bajo carga y un seccionador tripolar, garantizando condiciones adecuadas de operación, maniobra y seguridad.

Como parte de la propuesta, el tramo de la troncal “Urubamba–Ollantaytambo” operará íntegramente a 22.9 kV, lo cual implica la remodelación de la infraestructura eléctrica existente para adecuarla a los requerimientos técnicos, operativos y de aislamiento propios de dicho nivel de tensión. En ese sentido, con el propósito de reforzar la red y garantizar una adecuada capacidad de transporte de energía, se propone además el incremento de la sección del conductor a 70 mm², desde la salida de la barra en 22.9 kV hasta el final del tramo de la troncal.

Como se indicó, la remodelación culmina en el ingreso a Ollantaytambo, específicamente en la derivación Huayroncoyo, donde se proyecta la instalación de un transformador reductor de 22.9/10 kV, permitiendo que las cargas aguas abajo continúen operando al nivel de tensión de 10 kV.

Dicho lo anterior se entiende que no solo la troncal deberá ser renovado para que opere a 22.9 kV, sino que también las derivaciones provenientes de dicha troncal en 10 kV, para ello, una vez sea renovado las derivaciones para que operen a 22.9 kV, deberán pasar a la nueva troncal o línea proyectada en 22.9 kV, de tal manera que la troncal en 10 kV deberá ser desmontada.

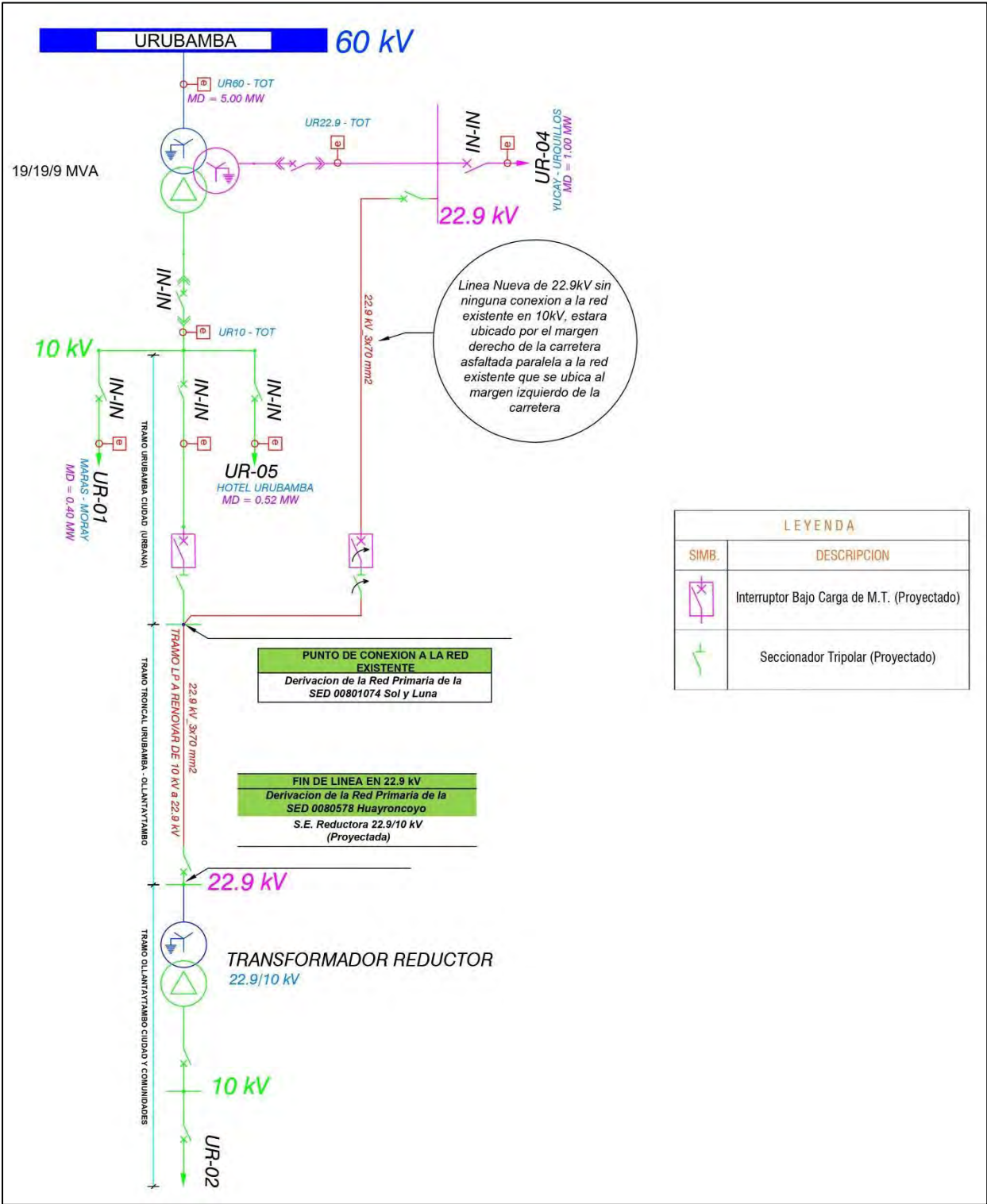
Para que las cargas correspondientes al tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades” de la red en 10 kV puedan conectarse al lado de baja del transformador reductor proyectado, perteneciente a la nueva línea en 22.9 kV, es necesario incorporar en la red de 10 kV un seccionador estructuras después de la derivación Huayroncoyo, de tal manera que podríamos seccionar el tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades”, además es importante considerar seccionadores aguas arriba y abajo del transformador reductor de la nueva línea en 22.9 kV.

Cabe precisar que el tramo “Urubamba Ciudad” de una demanda máxima de **1572.06 kW** no forma parte de la nueva línea de 22.9 kV, ya que ha sido previamente seccionado, manteniendo su alimentación desde la barra de 10 kV, lo cual representa la liberación efectiva de carga de un tramo del alimentador UR-02 planteada en la propuesta.

Por otro lado, el tramo “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” de **1126.04 kW** y **839.37 kW** de máxima demanda respectivamente, pasarían a ser abastecidas por la nueva línea proveniente de la barra en 22.9 kV de la S.E. Urubamba, eso quiere decir que se abastecería un total de **1965.41 kW** de máxima demanda.

A continuación, se detalla el diagrama unifilar explicado líneas arriba.

Figura 5.3
Diagrama Unifilar de la Propuesta Planteada



Fuente: Elaboración Propia

5.6.2.2. Identificación de las Cargas y S.E. Transferidas a la Red de 22.9 kV

El cambio de nivel de tensión considera la transferencia de todas las cargas ubicadas a lo largo del tramo “Urubamba – Ollantaytambo” (Troncal a 10 kV) y sus respectivas derivaciones o redes primarias, estas cargas incluyen cargas residenciales, comerciales e industriales como:

Hoteles, predios, asociaciones, antenas, centros de salud, ladrilleras, etc.

Para mayor claridad las siguientes subestaciones eléctricas de distribución pasaran a operar a 22.9 kV, sin embargo, dentro de la lista existen transformadores con doble nivel de tensión en el primario (22.9-10 kV) cuyo cambio sería más accesible que los que tienen un solo nivel de tensión en el primario (10 kV).

Tabla 5. 13

Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR-02 que Pasarán a la Nueva Línea en 22.9 kV

Código SED	Nombre SED	Propiedad	Tipo	Fases	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)
0080174	SOL Y LUNA	PA	BIP	T	175	22.9-10	0.230
0080175	PALLCCARAQUI 1 CAPILLA	PU	BIP	T	100	10	0.400
0080176	PALLCCARAQUI 2	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400
0080177	CHACHUAR	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400
0080178	RUMICHACA CCOTOWINCHO 1	PU	MON	T	50	10	0.398-0.230
0080179	RUMICHACA CRISTO ASUNCION	PU	BIP	T	100	10	0.400-0.231
0080180	RUMICHACA CCOTOWINCHO 2	PU	BIP	T	50	10	0.380-0.220
0080181	TARABAMBA MEDIA LUNA	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.400
0080182	PICHINGOTO	PU	MON	M	15	10	0.460-0.230
0080183	SALINERAS MARAS	PU	BIP	T	80	10	0.230
0080184	YANAHUARA 1	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400
0080185	YANAHUARA 2	PU	BIP	T	100	10	0.230
0080186	YANAHUARA 3	PU	MON	T	100	10	0.400
0080187	PUCARA	PU	MON	M	15	10	0.440
0080188	CHAUQUIHUAYCO	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.400-0.231
0080189	PAUCARBAMBA	PU	BIP	T	25	10	0.400
0080190	RINCONADA -YANAHUARA	PU	BIP	T	100	22.9-10	0.400-0.231
0080192	PACHAR	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231
0080193	CHULLARACCAY	PU	BIP	T	50	10	0.400-0.231
0080290	EL TARAL	PA	MON	T	25	10	0.230
0080466	ANCAPACHA	PU	MON	T	50	10	0.400-0.231
0080468	PUMAHUANCA	PU	MON	T	25	10	0.398-0.230
0080482	HUANCA-HUANCA	PA	MON	M	15	10	0.460-0.230
0080485	PREDIO	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230
0080488	NESSUS HOTELES PERU S.A.	PA	BIP	T	25	10	0.230
0080489	ASOCIACION NIÑOS DEL ARCO IRIS	PA	MON	T	50	10	0.230
0080506	TIOPUNCO	PU	MON	M	25	10	0.460-0.230
0080526	TAQE SAC	PA	BIP	T	25	10	0.400-0.231
0080552	ANTENA CLARO URUBAMBA	PA	BIP	M	15	10	0.460-0.230
0080559	HOTEL RIO SAGRADO	PA	BIP	T	50	10	0.230

Código SED	Nombre SED	Propiedad	Tipo	Fases	S (KVA)	Prim. (kV)	Sec. (kV)
0080564	UNKA RANCH	PA	BIP	T	50	10	0.230
0080578	HUAYRONCOYO	PU	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230
0080579	NUEVO PICHINGOTO	PU	MON	T	50	10	0.230
0080580	RUMICHACA	PU	BIP	T	50	22.9-10	0.398-0.230
0080581	CONDOMINIO FERROCHAYOC	PA	BIP	T	100	22.9-10	0.400-0.231
0080583	PAUCARBAMBA	PA	MON	T	25	10	0.230
0080584	PERU RAIL	PA	BIP	T	25	10	0.230
0080606	ESCCOCANCHA CHAQUEHUAYCO	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230
0080623	CONDOMINIO CANTUCHAYOC	PU	CAS	T	300	22.9-10	0.400-0.230
0080672	PILCOBAMBA	PU	MON	M	10	10	0.460-0.230
0080673	SOCMA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230
0080674	RAPPCA	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230
0080683	INTIKA	PA	CAS	T	100	22.9-10	0.400-0.231
0080723	PALCARAQUI-CAPILLANIA	PU	MON	M	37.5	22.9-10	0.460-0.230
0080731	RAYAN	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230
0080732	MARCURAY- I	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230
0080733	MARCURAY - II	PU	MON	M	5	22.9-10	0.460-0.230
0080820	HOSPEDAJE SACRED DREAMS LODGE	PA	MON	M	25	22.9-10	0.460-0.230
0080852	PUENTE PACHAR	PA	BIP	T	50	10	0.230
0080862	TARABAMBA-MEDIA LUNA	PU	BIP	T	100	10	0.398-0.230
0080863	RUMICHACA NUEVA	PU	BIP	T	75	10	0.400-0.231
0080886	ENTRADA A YANAHUARA	PU	BIP	T	30	10	0.400-0.230
0080941	ANTENA LA RINCONADA YANAHUARA	PU	MON	M	10	22.9-10	0.460-0.230
0081004	YANAHUARA - SEXTO PARADERO	PU	BIP	T	50	10	0.400-0.231
0081007	PLANTA INDUSTRIAL MARASAL	PA	BIP	T	75	22.9-10	0.400-0.231
0081076	OXIGEN MEDICAL NETWORK	PA	COM	T	250	22.9-10	0.400-0.231
0081138	PUENTE PACHARI NUEVA	PU	BIP	T	100	10	0.400
0081155	"SED NUEVA"	PU	BIP	T	200	22.9-10	0.400-0.231
0081205	BARDOCK	PA	COM	T	75	22.9-10	0.400-0.231

Fuente: Elaboración Propia

5.6.2.3. Procedimiento Técnico para el Cambio de Nivel de Tensión de los Transformadores

Los transformadores que pasarán a la nueva línea en 22.9 kV y operarán a ese nivel de tensión, serán aquellos que forman parte de la troncal o tramo “Urubamba Ollantaytambo”.

El cambio de tensión se realizará mediante la reconfiguración del tap de selección de tensión del devanado primario de los transformadores existentes que disponen de doble nivel de tensión (22.9/10 kV), con respecto a los transformadores que únicamente tiene un solo nivel de tensión (10 kV) se realizara la sustitución del mismo por unidades cuya tensión nominal sea de 22.9 kV.

A continuación, en la siguiente tabla se detalla los transformadores a intervenirse.

Tabla 5. 14*Transformadores Públicos y Privados a Intervenirse*

Propiedad	Cantidad	Tensión Primario	Tensión Primario
		10 kV	22.9 – 10 kV
Publico	41	22	19
Particular	18	11	7

Fuente: Elaboración Propia

En el aspecto técnico a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. le corresponde hacer la intervención obligatoria de las SED's publicas ya que es su responsabilidad, de estos existen transformadores con doble nivel de tensión 22.9/10 kV y transformadores con un solo nivel de tensión en el primario de 10 kV, es así como seguidamente se indica lo que se hará técnicamente con los transformadores existentes a intervenir:

A. Para transformadores con doble nivel de tensión en el primario (10 kV / 22.9 kV), el proceso técnico consiste en:

1. Antes de cualquier maniobra verificar las características de la placa del transformador, para verificar si el transformador tiene doble nivel de tensión.
2. Desenergización del transformador, mediante la apertura de los dispositivos de maniobra aguas arriba (siguiendo de base las 5 reglas de oro para trabajos con riesgo eléctrico).
3. Considerar una puesta a tierra temporal para el equipo.
4. Acceso e identificación del Tap selector de tensión de 10 a 22.9 kV.
5. Reconfiguración del Tap de selección de tensión del devanado primario, pasando del borne de 10 kV a 22.9 kV, lo cual definirá la nueva relación de transformación del equipo.
6. De ser necesario ajustar Tap conmutador para regular la tensión en el secundario del transformador.
7. Adecuación de las protecciones y dispositivos de corte, conforme a la nueva corriente nominal del transformador al operar en 22.9 kV.
8. Realizar pruebas eléctricas básicas antes de la energización para verificar el correcto funcionamiento.
9. Se recomienda la energización del transformador secuencialmente en las fases S, T y R.

Para complementar el proceso técnico, en las siguientes imágenes se muestra el COMPARTIMIENTO para media tensión (llegada) de un transformador tipo pedestal con doble nivel de tensión.

Figura 5. 4

Conmutador de cambio de tensión primaria y Conmutador de cambio de regulación



Fuente: Visita de Campo

Figura 5. 5

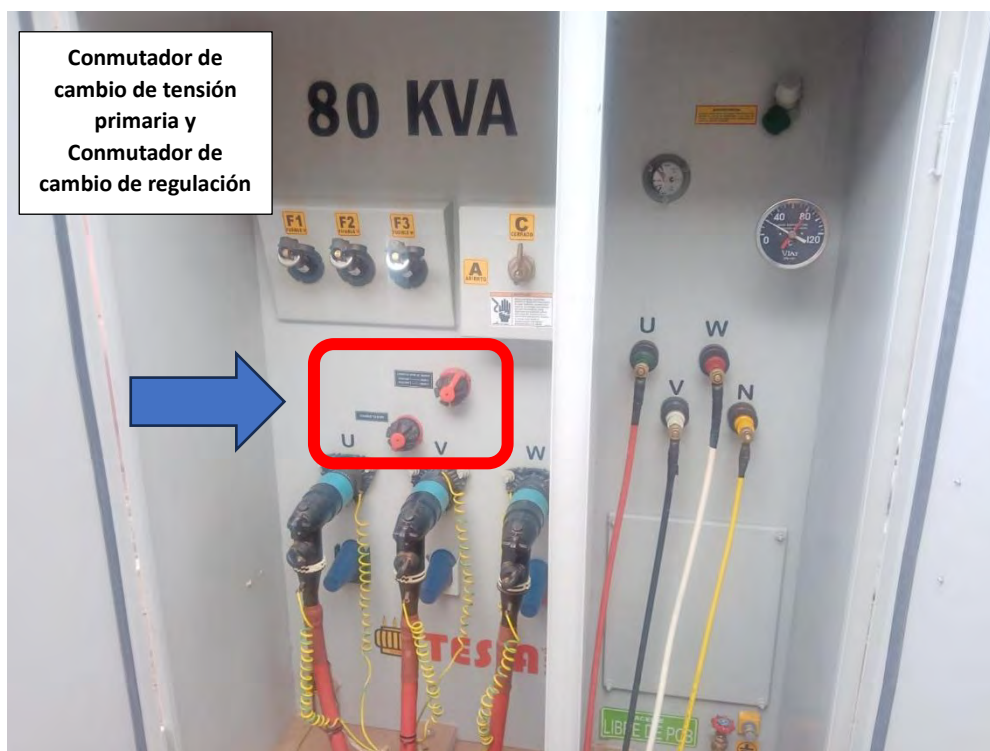
Compartimiento de media tensión (llegada) del transformador Tipo Pedestal



Fuente: Visita de Campo

Figura 5. 6

Compartimiento de media tensión (llegada)



Fuente: Visita de Campo

B. Para transformadores con un solo nivel de tensión en el primario (10 kV), el proceso técnico consiste en:

1. Desenergización mediante los dispositivos de maniobra aguas arriba, siguiendo las cinco reglas de oro para trabajos con riesgo eléctrico.
2. Desmontaje de los transformadores existentes, cuyo devanado primario está diseñado exclusivamente para operar a 10 kV.
3. Instalación y/o montaje de nuevos transformadores MT/BT, diseñados para operar en el nuevo nivel de tensión, con las siguientes características mínimas:
 - Primario: 22.9 kV
 - Secundario: 0.46 kV, 0.40 kV, 0.23 kV según la subestación
 - Conexión estándar: Ii0 (1Ø) y Dyn5 (3Ø)
4. Adecuación de los dispositivos de protección, considerando la nueva corriente nominal del transformador al operar en 22.9 kV.
5. Verificación y pruebas eléctricas previas a la puesta en servicio, tales como medición de resistencia de aislamiento y comprobación de la relación de transformación, asegurando la correcta operación del equipo.

Cabe precisar que, para los transformadores particulares sucede lo mismo solo que ahora el usuario o propietario debe ser el responsable de las acciones necesarias para el correcto acondicionamiento de sus instalaciones eléctricas en el nuevo nivel de tensión de 22.9 kV.

Sin embargo, esta situación es complicada por lo que debe realizarse gestiones previas entre la entidad y el cliente regulado, de tal manera que puedan llegar a un acuerdo.

La siguiente tabla resume de mejor manera las acciones técnicas a realizarse.

Tabla 5. 15

Acciones Técnicas a Realizarse en los Transformadores de Distribución Intervenidos

TIPO SED	TENSION PRIMARIO	CANTIDAD	ACCION TECNICA A REALIZAR
PU (Publico)	Un nivel de tensión 10 kV	22	Reemplazo completo por transformador de 22.9 kV.
	Doble nivel de tensión 22.9 – 10 kV	19	Cambio en la configuración del Tap Selector de Tensión en el primario en la posición de 22.9 kV.
PA (Particular)	Un nivel de tensión 10 kV	11	Reemplazo completo por transformador de 22.9 kV.
	Doble nivel de tensión 22.9 – 10 kV	7	Cambio en la configuración del Tap Selector de Tensión en el primario en la posición de 22.9 kV.

Fuente: Elaboración Propia

5.6.2.4. Descripción de la Propuesta Técnica del Expediente ELSE

Propuesta Expediente ELSE:

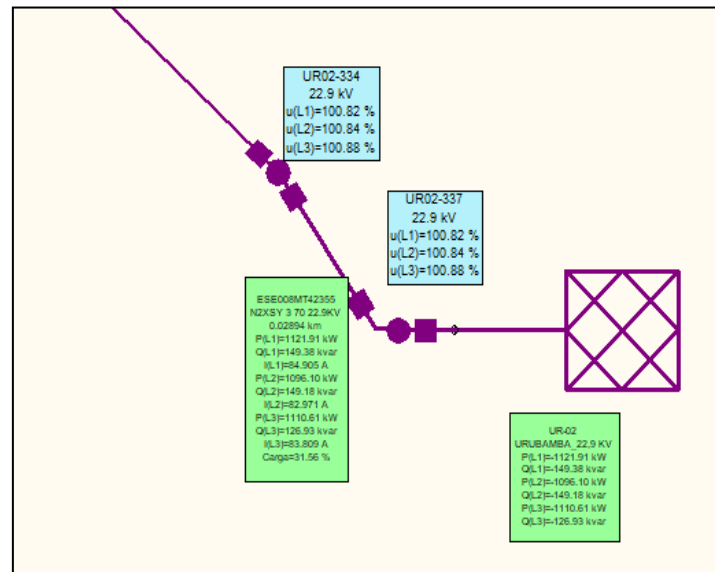
La propuesta comprende el aprovechamiento de la barra de 22.9 kV de la S.E. Urubamba para proyectar una línea en 22.9 kV, que será paralela a la red existente en 10 kV del alimentador UR-02, sin ninguna conexión a las redes en 10 kV.

Se proyecta un transformador reductor a las afueras del distrito de Maras (entrada a Urubamba), el cual permitirá reducir el nivel de tensión de 22.9 kV a 10 kV, la red que se derivara del lado de alta (22.9 kV) del transformador reductor recorrerá la carretera asfaltada Urubamba - Ollantaytambo sin ninguna conexión salvo hasta llegar a la afueras de la parte urbana de Urubamba, específicamente la derivación de la SED Sol y Luna, donde se conectará con el tramo existente de la línea que va hacia Ollantaytambo; el que será renovado por completo para operar al nuevo nivel de tensión de 22.9 kV.

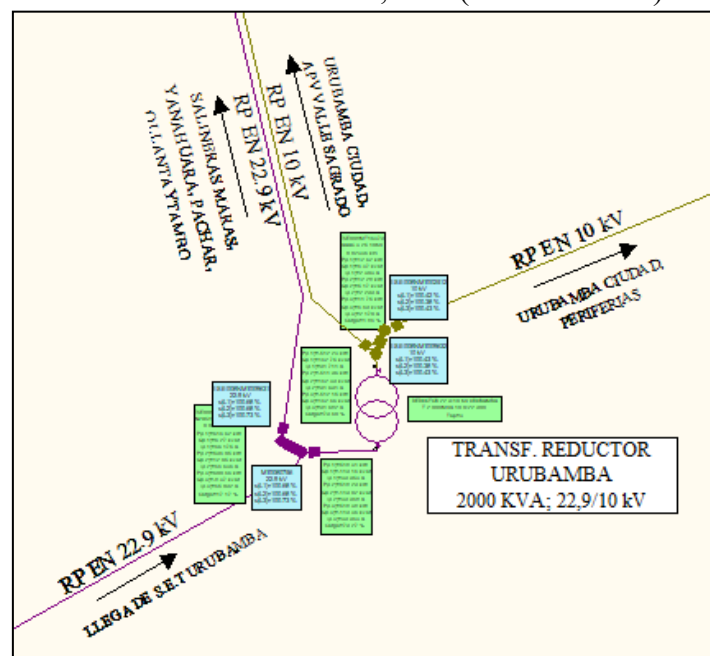
Por otro lado, desde el lado de baja tensión (secundario en 10 kV) del transformador reductor se abastecerán las redes pertenecientes a la parte urbana de Urubamba ciudad; de esta manera el alimentador UR-02, originalmente alimentado desde la barra en 10 kV de la S.E. Urubamba, pasará a ser abastecido por una nueva línea en 22.9 kV proveniente de la barra de 22.9 kV de la S.E. Urubamba.

Figura 5. 7

Propuesta Técnica Electro Sur Este S.A.A.



Salida de la Barra en 22,9 kV (Set Urubamba)



Ubicación Del Transformador Reductor Urubamba
(Ubicado En La Antigua Set Urubamba)

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

5.6.2.5. Diferencias Técnicas entre la Propuesta ELSE y la Propuesta de la Tesis

Para definir las diferencias técnicas entre ambas propuestas primero recapitulemos la propuesta planteada en la presente tesis.

Propuesta Planteada Tesis:

1. Línea Primaria.

La propuesta contempla la creación de una nueva línea proveniente de la barra en 22.9 kV de la S.E. Urubamba, se empleará la salida y recorrido del Alimentador UR-04, hasta llegar a la carretera asfaltada Urubamba – Ollantaytambo desde el cual continuará hacia el distrito de Ollantaytambo, por el margen derecho de la carretera asfaltada, sin ninguna conexión a las redes existentes en 10 kV (redes que se ubican al margen izquierdo de la carretera).

Esta línea abastecerá a todo el tramo comprendido desde las afueras de la parte urbana de Urubamba hasta Ollantaytambo.

La nueva línea se conectará a la red existente en la derivación sol y luna, donde se conectará al tramo de la línea existente hacia Ollantaytambo, el que será renovado por completo, cambiando toda la infraestructura eléctrica para que opere a 22.9 kV y terminará en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo, por lo que habrá un seccionamiento en la red existente de 10 kV estructuras antes de la derivación sol y luna, con el propósito de liberar carga de la parte urbana de Urubamba ya que este tramo no formará parte de la nueva línea en 22.9 kV.

Por lo mencionado líneas arriba se proyecta un interruptor bajo carga y seccionador tripolar en la red existente de 10 kV, los que serán ubicados estructuras antes de la derivación sol y luna, puesto que dispositivos que permitan este accionar, no se encuentran en el punto donde se pretende realizar el seccionamiento.

Además, con el propósito de seguir abasteciendo al distrito de Ollantaytambo al mismo nivel de tensión y evitar sacar de servicio cargas importantes (de considerarse realizar la remodelación de la infraestructura eléctrica a 22.9 kV) y considerando que este tramo es zona turística, se prevé un transformador reductor de 22.9/10 kV ubicado en la derivación Huayroncoyo (ingreso a Ollantaytambo) desde el que se alimentará las redes existentes aguas abajo.

Para este fin es importante proyectar un seccionador en la red existente de 10 kV estructuras después de la derivación Huayroncoyo para aislar ahora el tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades”, el cual deberá conectarse en el lado de baja

del transformador reductor que es parte de la nueva línea en 22.9 kV (ubicado al margen derecho de la red existente).

Con este accionar, se estaría cumpliendo las recomendaciones técnicas establecidas en los Anexos 01-A y 01-B, “Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización”, de la gerencia de proyectos de ELSE, donde se indica que: “La relación de transformación de los transformadores debe ser para doble nivel de tensión, con excepción de aquellas ciudades o zonas urbanas de cusco que funcionan a 10.5 kV, (Sicuani, Quillabamba, puerto Maldonado, Urubamba) que operan a 10 kV y (Abancay, Andahuaylas) en 13.2 kV.”

Por otro lado, dado que la intervención se realiza únicamente en la troncal del alimentador, mediante el cambio de tensión y reemplazo de infraestructura a 22.9 kV, se aprovecha dicha intervención con el reforzamiento de la red con conductores de mayor sección, para el estudio se considera conductores de 70 mm², los cuales reemplazarán a los conductores existentes de la troncal que habitualmente presentan secciones entre 16, 25 y 35 mm².

2. Redes Primarias (Derivaciones)

En todas las derivaciones se considera el cambio de la infraestructura eléctrica como aisladores, pararrayos y transformadores de tal manera que puedan operar para un nivel de tensión de 22.9 kV.

Por lo que, previamente la nueva troncal en 22.9 kV debe estar ya instalada al margen derecho de la carretera asfaltada Urubamba-Ollantaytambo y además conectada con el transformador reductor que alimentara el tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades” para que los usuarios de dicho tramo no sean perjudicados con el corte de servicio a la hora de intervenir las derivaciones.

El personal capacitado deberá intervenir todas las derivaciones de la troncal del alimentador UR-02 simultáneamente, evitando dejar fuera de servicio al cliente regulado por mucho tiempo, para luego conectarlas a la nueva línea en 22.9 kV; este accionar implicaría el desmontaje de la troncal original de 10 kV, una vez realizado el traslado de las derivaciones a la nueva línea proyectada en 22.9 kV.

3. Subestaciones de Distribución

Dado que las SED's Publicas son responsabilidad de ELSE se intervendrá 41 subestaciones de distribución. De los cuales 19 subestaciones tienen la opción de reajuste del nivel de tensión primaria a 22.9 kV, y 22 deberán ser cambiados por transformadores con doble relación de transformación 10 y 22.9 kV, con regulación

en el lado de 22.9 kV. Así mismo la propuesta considera la instalación de un transformador reductor de tensión de 22.9/10 kV en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo (Derivación Huayroncoyo), para conectar las redes existentes de dicho distrito y sus comunidades que todavía contarán con redes primarias en 10 kV.

La propuesta planteada en la tesis no replica el expediente técnico; más bien, lo toma como referencia para incorporar un análisis adicional no desarrollado en el expediente, como los que se indican a continuación:

a. Complementos en el análisis técnico.

Como, por ejemplo:

- Propuestas de liberación de carga del tramo “Urubamba ciudad” y propuesta de incremento de la sección de conductor de la troncal.
- **Evaluación de la situación actual**, con simulaciones detalladas de:
 - caídas de tensión.
 - cargabilidad.
 - pérdidas técnicas.
- **Estudio de coordinación de protecciones** mediante relés - fusibles
- **Modelamiento del sistema en Digsilent Power Factory**, bajo condiciones de demanda mínima, media como máxima y escenarios de operación que incluyen las variaciones en la red antes y después de la propuesta.

b. Incorporación de una metodología de evaluación económica

La cual es:

- **Metodología de Evaluación económica para el mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución**, que permite demostrar mediante indicadores económicos que la propuesta técnica de la tesis es viable ya que la propuesta trae consigo:
 - reducción de pérdidas.
 - Mejora en la confiabilidad del sistema.
 - Efectos positivos en indicadores de calidad de producto.
 - Incremento de los ingresos por venta de energía.
 - Reducción de costos operativos y costos por compensación de calidad de producto.

El uso del presupuesto del expediente como base se justifica, ya que el alcance de la propuesta de evaluación técnica y económica planteada resulta funcional y permite, además, validar la viabilidad de un proyecto.

La siguiente tabla resume las diferencias técnicas de las propuestas.

Tabla 5. 16

Diferencias Técnicas de las Propuesta ELSE y Propuesta de la Tesis

PROPUESTA TECNICA ELSE	PROPUESTA TECNICA TESIS
Creación de una línea en 22.9 kV desde la barra en 22.9 kV de la S.E. Urubamba.	Creación de una línea en 22.9 kV desde la barra en 22.9 kV de la S.E. Urubamba.
No se considera ninguna liberación de carga, los tres tramos considerados del alimentador UR-02 en 10 kV, pasaran a ser alimentados desde la barra en 22.9 kV de la S.E. Urubamba.	Se contempla la liberación de carga de un tramo del alimentador UR-02 considerando lo siguiente: 1. Liberación de carga de la red existente tramo “Urubamba ciudad” (parte urbana de Urubamba), este tramo no formará parte de la línea proyectada. 2. El tramo “Urubamba ciudad” liberado, seguirá siendo alimentado desde la barra en 10 kV de la S.E. Urubamba. 3. La liberación de carga representa 1572.06 kW de máxima demanda
La nueva línea en 22.9 kV, abastecerá los tramos: 1. “Urubamba ciudad” 2. “Troncal Urubamba – Ollantaytambo” 3. “Ollantaytambo ciudad y comunidades” Con un total de máxima demanda de 3537.47 kW	La nueva línea en 22.9 kV, abastecerá los tramos: 1. “Troncal Urubamba – Ollantaytambo” 2. “Ollantaytambo ciudad y comunidades” Con un total de máxima demanda de 1965.41 kW
Incorporación de un transformador reductor de 22.9 kV a 10 kV a la salida del distrito de Maras para alimentar las cargas del tramo “Urubamba ciudad” a 10 kV.	Incorporación de un transformador reductor de 22.9 kV a 10 kV en la entrada a Ollantaytambo para abastecer las cargas aguas abajo al nivel de 10 kV.

PROPUESTA TECNICA ELSE	PROPUESTA TECNICA TESIS
Reemplazo de la infraestructura eléctrica de la troncal para que operen a 22.9 kV.	Incremento de la sección del conductor a 70 mm ² de la troncal y reemplazo de infraestructura eléctrica para que operen a 22.9 kV.
Considera protección entre fusibles.	Se incorpora la coordinación de protección entre Relé – Fusible.

Fuente: Elaboración Propia

5.7. Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory

Para el modelamiento del Alimentador UR-02 con la propuesta de cambio de nivel de tensión a 22.9 kV y la proyección de la máxima demanda en un horizonte de 20 años, se utilizó el software Digsilent Power Factory 2021, este software cuenta con herramientas que nos ayudan a realizar modificaciones paramétricas y modificaciones estructurales sin afectar el caso de estudio, estas herramientas son: Escenarios de operación y Variaciones de Red.

5.7.1. Escenarios de Operación

Los escenarios de operación utilizados son para distinguir los tipos de simulación que se realizó en Digsilent antes y después de aplicar la propuesta de mejora y son:

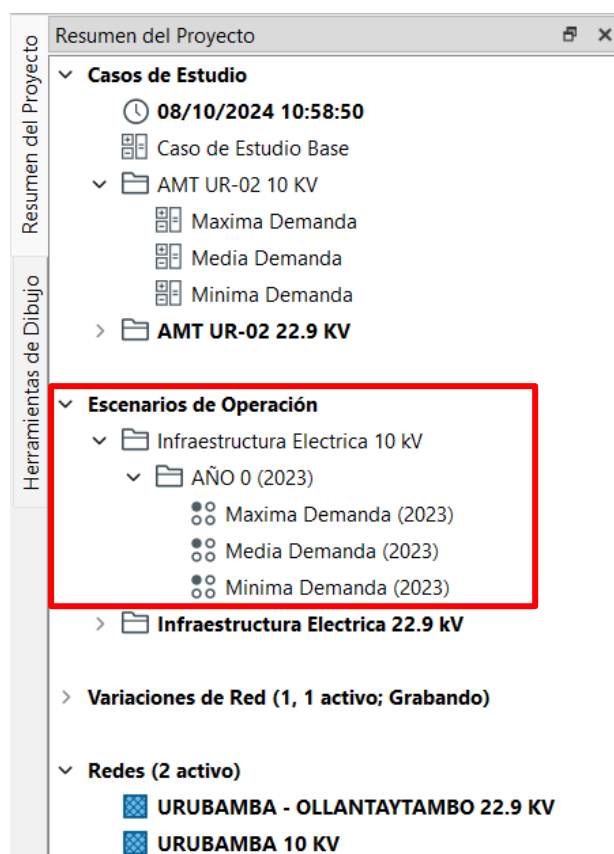
- 1. Simulación para las Condiciones Operativas Actuales del Alimentador:** se consideran tres escenarios de operación que representan la mínima, media y máxima demanda del alimentador UR-02 sin sufrir ninguna modificación, es decir bajo condiciones operativas actuales (año 2023) e infraestructura eléctrica operando a 10 kV, para fines prácticos se crea un caso de estudio para cada escenario de operación considerado.

Este procedimiento facilita la operación e inclusión de Factores de escalamiento de carga para un escenario de máxima, mínima y media demanda, ya que en referencia al **Apartado 4.2.** “Cálculo de la máxima y mínima demanda en el alimentador UR-02 según perfiles de carga proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.” indicado en el **Capítulo IV**, se utilizaron en la simulación factores de escalamiento de carga diferentes para modelar las cargas existentes por cada subestación de distribución del alimentador UR-02 y así en conjunto estas cargas se aproximen a los valores obtenidos para una demanda máxima, mínima o promedio.

Seguidamente se muestra los casos de estudio y escenarios de operación para esta simulación.

Figura 5. 8

Escenarios de Operación Considerados en la Simulación para Condiciones Operativas Actuales del Alimentador UR-02 10 kV



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 10 kV en Digsilent Power Factory 2021

2. **Simulación para las Condiciones Operativas del Alimentador bajo una Proyección de Máxima Demanda y Cambio de Nivel de Tensión:** Se consideran nueve escenarios de operación que representan la proyección de la máxima demanda del alimentador UR-02 en un horizonte de 20 años (año 0, año 1, año 2, año 3, año 4, año 5, año 10, año 15 y año 20) en esta simulación el alimentador sufre modificación, por lo que ahora opera con una infraestructura eléctrica a 22.9 kV, para fines prácticos se crea un caso de estudio para cada escenario de operación considerado.

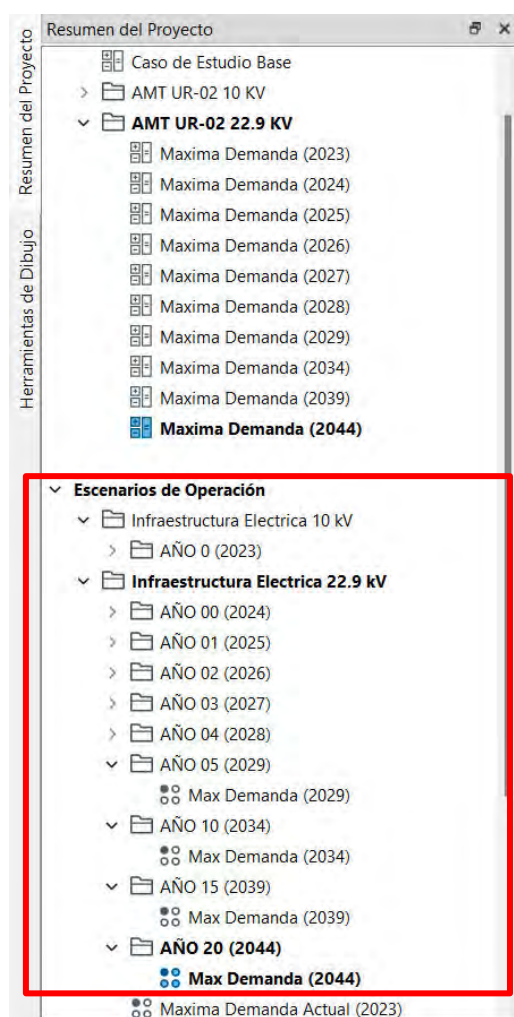
Este procedimiento facilita la operación e inclusión de Factores de escalamiento de Carga para escenarios de máxima demanda a lo largo de un horizonte de 20 años ya que al considerar el **Apartado 4.4.1.** “Desagrado por Subestación Eléctrica de Distribución (SED) Para El Cálculo de la Demanda Máxima del Alimentador UR-02 periodo 2024 -

2044” indicado en el **Capítulo IV**, se debe utilizar en la simulación factores de escalamiento de carga diferentes por cada Tramo de Operación del Alimentador UR-02 (**Apartado 5.7.3.** del presente Capitulo). y así en conjunto las cargas de cada subestación de distribución que correspondan al tramo a ser remodelado con un nivel de tensión de 22.9 kV, se aproximen en conjunto a los valores obtenidos en la **Tabla 5.12.**, “Proyección de la Máxima Demanda de las 3 Zonas de Operación del Alimentador UR-02 para el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV”

Seguidamente se muestra los casos de estudio y escenarios de operación para esta simulación.

Figura 5. 9

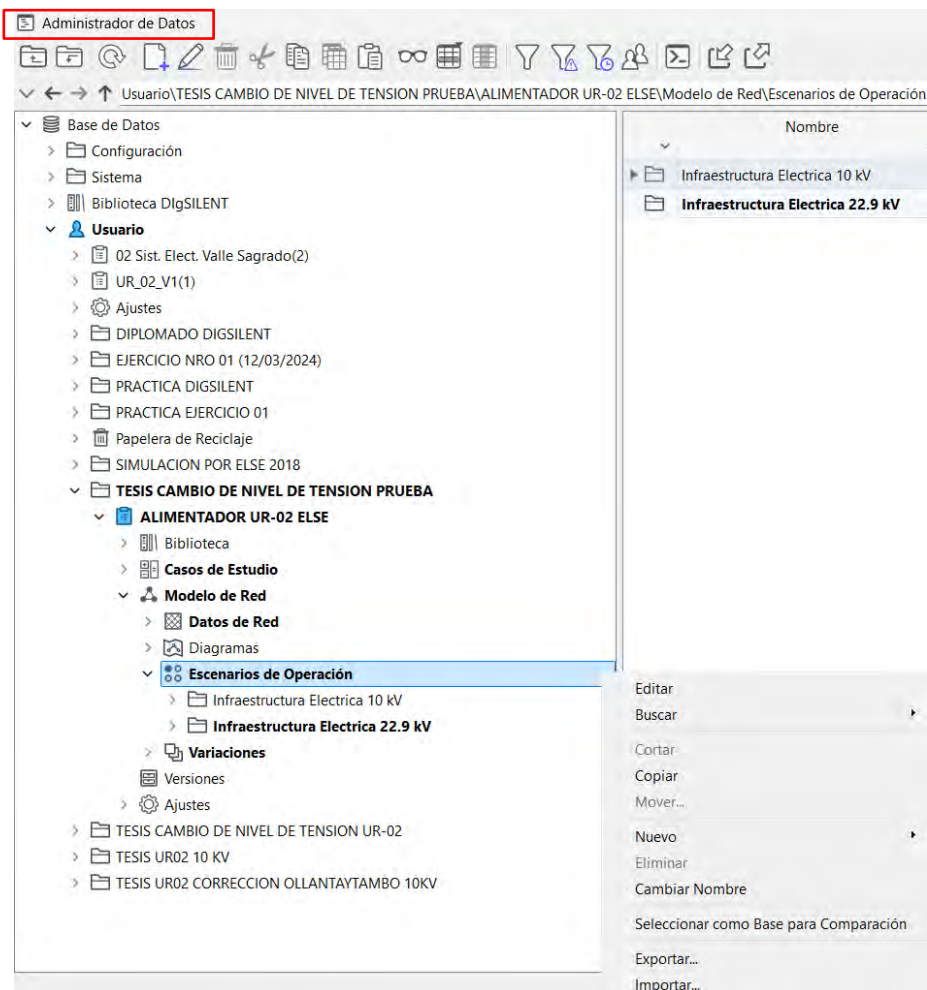
Escenarios de Operación Considerados en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

Figura 5. 10

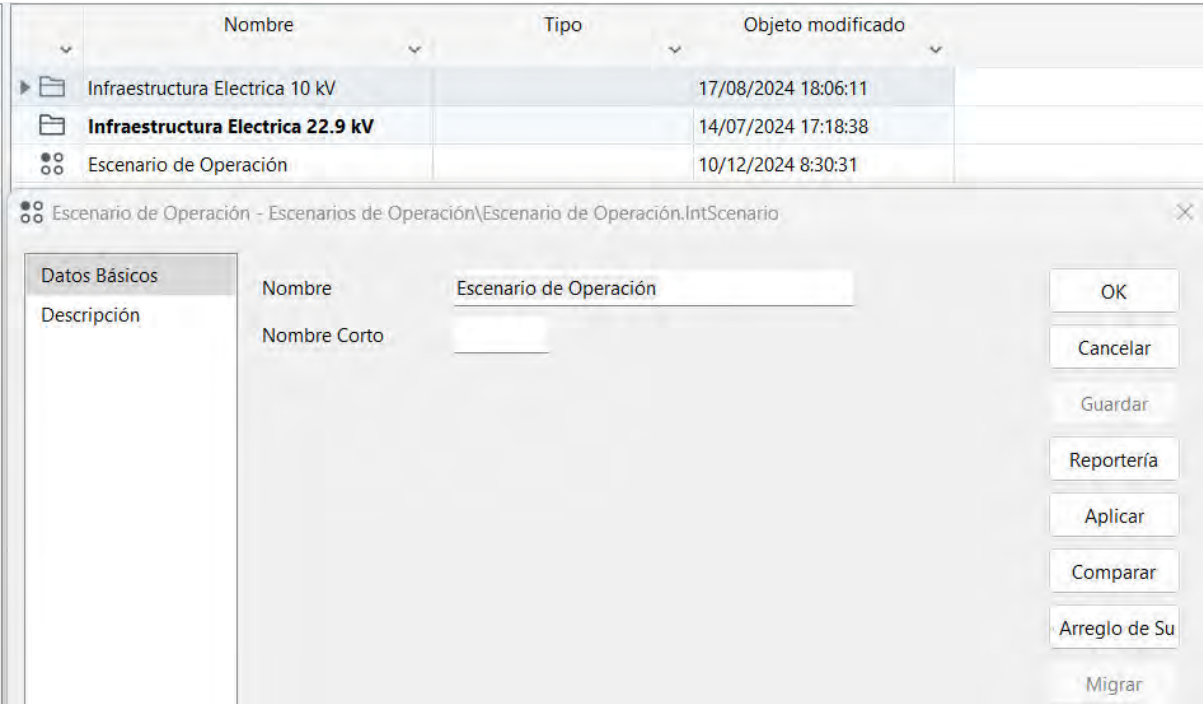
Pestaña Administrador de Datos - Creación Escenarios de Operación



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en DigSilent Power Factory 2021

Figura 5. 11

Creación de los Escenarios de Operación Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

5.7.2. Variaciones de Red

Las variaciones de Red considerados en el Alimentador UR-02 son para distinguir la simulación que se realizó en Digsilent antes y después de aplicar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión; dichas variaciones aplicadas en la simulación del Alimentador se detallan a continuación:

Tabla 5. 17

Variaciones de Red Aplicados a la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV

Equipamiento Actual a 10 kV	Equipamiento Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV
Conductores de 16, 25, 35 y 70 mm2 a 10 kV	Conductores de 70 mm2 a 22.9 kV
Transformadores Trifásicos de 15, 25, 50, 75, 80, 100, 200 y 300 KVA con R/T 10/0.38-0.22 kV	Transformadores Trifásicos de 15, 25, 50, 75, 80, 100, 200, 300 KVA con R/T 10-22.9/0.38-0.22 kV

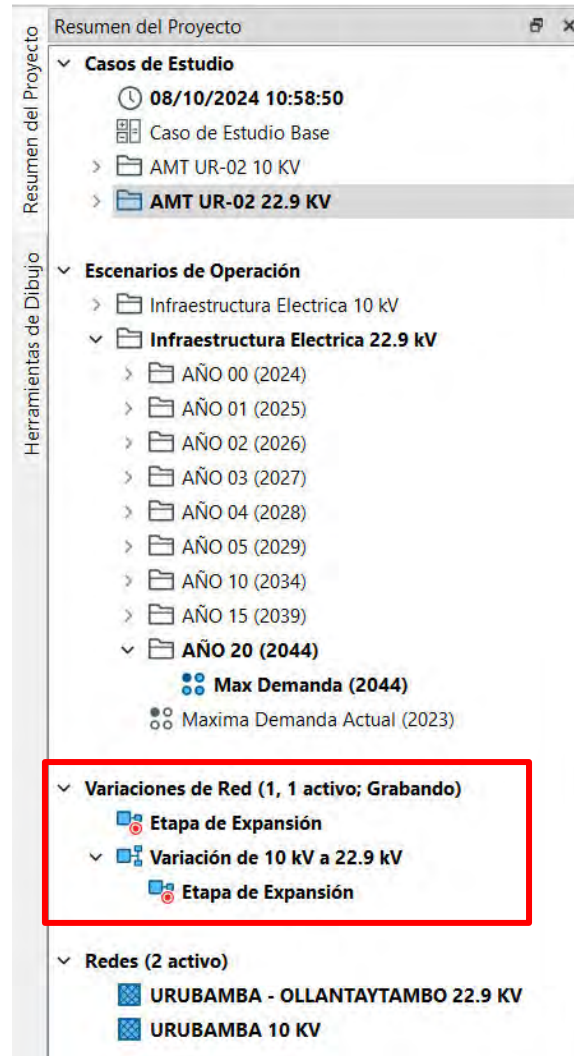
Equipamiento Actual a 10 kV	Equipamiento Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV
Transformadores Monofásicos de 5, 10, 15, 25 y 37.5 KVA con R/T 10/0.44-0.22 kV	Transformadores Monofásicos de 5, 10, 15, 25, 37.5 KVA con R/T 10-22.9/0.44-0.22 kV
Nodos y Barras Operando a 10 kV	Nodos y Barras Operando a 22.9 kV
No Existe Transformador Reductor	Transformador Reductor de 2 MVA de 22.9/10 KV
Se consideran (03) tres tramos o zonas de operación en el modelamiento del Alimentador UR-02:	Se secciona el tramo “Urubamba Ciudad” y solo se considera (02) dos tramos de operación en el modelamiento del Alimentador UR-02:
• Urubamba Ciudad (10 kV) • Urubamba – Ollantaytambo (10 kV) • Ollantaytambo Ciudad y Comunidades (10 kV)	• Urubamba Ciudad (10 kV) – “No Considerado” • Urubamba – Ollantaytambo (22.9 kV) • Ollantaytambo Ciudad y Comunidades (operando a 10 kV mediante un Transformador reductor de 22.9/10 kV)

Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente se muestra la variación de red “Variación de 10 kV a 22.9 kV” considerada en la “simulación para las condiciones operativas del alimentador bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión”.

Figura 5. 12

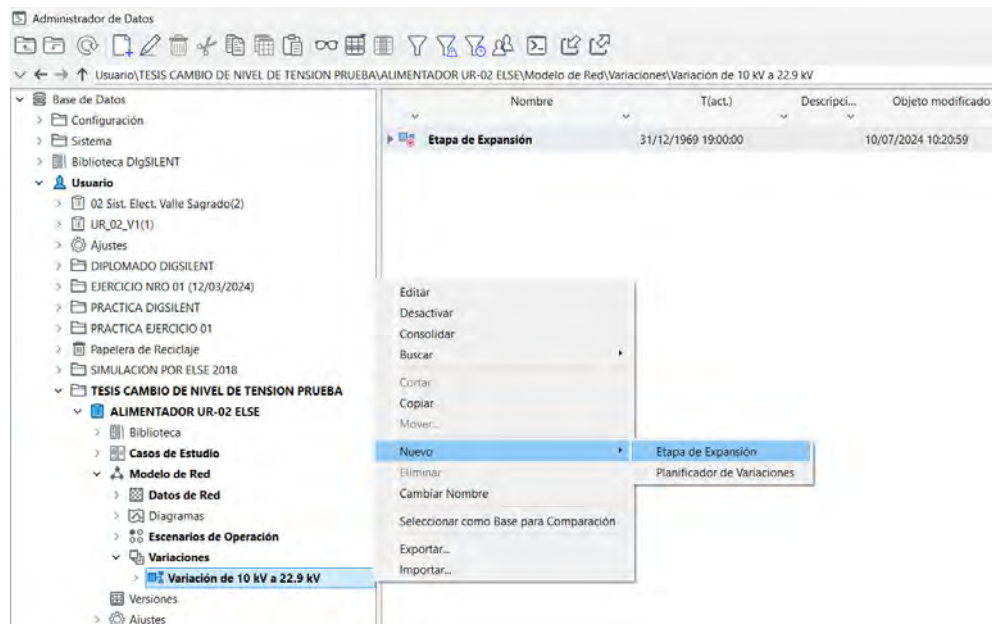
Variación de Red “Variación de 10 kV a 22.9 kV” Considerado en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

Figura 5. 13

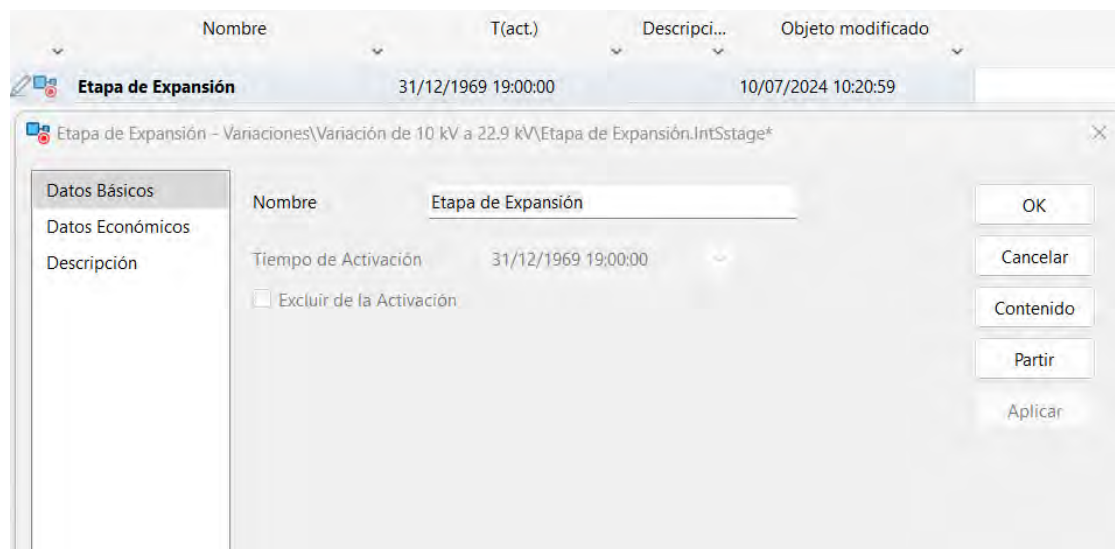
Pestaña Administrador de Datos - Creación de Variaciones



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

Figura 5. 14

Creación de la Etapa de Expansión - Variación de 10 kV a 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

5.7.3. Factores de Escalamiento de Carga por Escenario de Operación y Zona del Alimentador UR-02

El factor de escalamiento de carga en Digsilent Power Factory es un parámetro fundamental en la modelación de cargas eléctricas, ya que permite ajustar la magnitud de la potencia activa (P) y reactiva (Q) en función de distintos escenarios operativos. Este factor se utiliza para representar variaciones en la demanda de energía del sistema bajo diferentes condiciones, tales como la demanda máxima, mínima, o en estudios de crecimiento proyectado.

La utilización del factor de escalamiento (FC) es especialmente relevante en el análisis de redes eléctricas, ya que proporciona flexibilidad en la simulación de escenarios de carga. Entre los principales usos destacan los estudios de contingencia, donde se evalúa el comportamiento del sistema frente a fluctuaciones en la demanda, y los análisis de proyección de crecimiento de la carga, en los que se busca simular el comportamiento futuro del sistema conforme a un incremento previsto en la demanda. De esta manera, es posible analizar cómo impactaría un aumento o disminución de la carga en la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

El factor de escalamiento puede aplicarse tanto de forma global, afectando todas las cargas del sistema, como de manera individual, ajustando cada carga por separado. Este aspecto es de gran utilidad en estudios de optimización, donde se busca encontrar configuraciones que permitan un flujo de potencia más eficiente bajo distintos niveles de carga. En Digsilent Power Factory, este parámetro se encuentra disponible en la configuración de cada carga y puede ajustarse manualmente o mediante el uso de scripts automatizados para simulaciones complejas.

En la siguiente **Tabla 5.18.** se muestran los factores de escalamiento de carga considerados en los tramos “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” para una proyección de la máxima demanda en un horizonte de 20 años. Estos factores de escalamiento se aplican en la simulación a todas las cargas eléctricas pertenecientes por tramo y de esta manera mediante los “escenarios de operación” para cada año y “variaciones de red” se obtuvieron los valores de máxima demanda en (kW) indicados a continuación.

Tabla 5. 18

Factor de Escalamiento de Cargas utilizados en la Simulación para las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión a 22.9 kV

ZONA	Esc. Base	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
	KW	FC	FC	FC	FC	FC	FC	FC	FC	FC	FC
URUBAMBA CIUDAD 10 KV		NO CONSIDERADO EN LA SIMULACION DEL ALIMENTADOR CON LA PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION A 22.9 KV									
URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	942.98	1.19413	1.21153	1.23583	1.26047	1.28478	1.309083	1.333726	1.455587	1.577786	1.699648
OLLANTAYTAMBO CIUDAD Y COMUNIDADES 10 KV	510.50	1.644204	1.668154	1.701620	1.735550	1.769015	1.802481	1.836411	2.004202	2.172459	2.340250
TOTAL, AMT UR-02 (KW)	1453.48	1965.41	1994.04	2034.04	2074.60	2114.60	2154.61	2195.16	2395.74	2596.86	2797.43

Fuente: Elaboración Propia

5.7.4. Parametrización de Barras, Conductores, Transformadores y Cargas

En el **Apartado 3.7.** “Modelamiento del Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory correspondiente” al **Capítulo III** se abordaron detalladamente los procesos de parametrización de barras, conductores y transformadores, definiendo sus características esenciales para el modelado. En este apartado, se sigue el mismo procedimiento de parametrización, con la diferencia de que se ajusta el nivel de tensión de operación para simular un cambio de 10 kV a 22.9 kV, conforme a la información indicada en la **Tabla 5.17**. En esta simulación donde se incorpora las variaciones de red indicadas, las barras y los transformadores mantendrán sus propiedades iniciales, variando únicamente en el nuevo nivel de tensión de operación.

En cuanto a los conductores, estos se modelan con la misma longitud previamente definida, pero su sección transversal se ajusta a 70 mm² para adecuarse a las nuevas condiciones de operación a 22.9 kV. Inicialmente en las condiciones operativas actuales del alimentador UR-02, tanto los conductores como las barras y transformadores operaban a un nivel de tensión de 10 kV.

Por otro lado, las cargas utilizadas en esta simulación mantendrán sus características originales, con la diferencia de que ahora emplean factores de escalamiento, tal como se detalla en la **Tabla 5.18**. Es importante recalcar que, en la simulación inicial a 10 kV, se incluyeron todas las cargas correspondientes a los tres tramos operativos: “Urubamba ciudad”, “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo ciudad y comunidades”. Sin embargo, en esta simulación donde se incorpora las variaciones de red ya indicadas, se consideran solo las cargas de los tramos “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo ciudad y comunidades”, conforme se indica en la **Tabla 5.17**.

5.7.5. Parametrización del Transformador Reductor de Tensión

Para el modelamiento del transformador reductor de tensión de 2 MVA y Relación de Transformación 22.9/10 KV en Digsilent Power Factory, se debe considerar los siguientes parámetros: La potencia nominal, frecuencia, tensión nominal en el lado de alta tensión y baja tensión, grupo vectorial y ángulo de desfase; estos valores son obtenidos de las características técnicas del transformador reductor indicado en la **Tabla 5.11**.

Con respecto a la tensión de corto circuito, pérdidas en el cobre, características del tap, corriente en vacío y pérdidas en el hierro se optó por mantener los valores predeterminados que el software estable para los datos básicos necesarios de la parametrización.

Figura 5. 15

Modelamiento del Transformador Reductor de Tensión - Creación del Tipo de transformador de dos devanados - Pestaña Datos Básicos

The screenshot displays the 'Transformador de dos Devanados' software window. The left sidebar shows a tree view with categories like 'Datos Básicos', 'Simulación RMS', 'Simulación EMT', 'Protección', 'Calidad de Energía/Armónicos', 'Opt. de Enlaces Abiertos', 'Confiabilidad', 'Análisis de la Capacidad de Integración', 'Flujo Óptimo de Potencia', 'Planificación del Despacho', 'Colocación Óptima de Equipos', and 'Estimación de Estado'. The main area is divided into two panes. The top pane, titled 'General', shows the 'Conductor a tierra/neutro' settings with fields for 'Nombre' (REDUCTOR DE TENSION), 'Tipo' (dropdown), 'Lado AT' (dropdown), 'Lado BT' (dropdown), 'Zona' (dropdown), and 'Area' (dropdown). The bottom pane, titled 'Tipo de Transformador de dos Devanados', shows the 'Datos Básicos' for a specific transformer model. It includes fields for 'Nombre' (T 2 MVA 22.9/10 KV), 'Tecnología' (Transformador Trifásico), 'Potencia Nominal' (2000. kVA), 'Frecuencia Nominal' (60. Hz), 'Tensión nominal' (22.9 kV), 'Lado de Alta (AT)' (22.9 kV), 'Lado de Baja (BT)' (10. kV), 'Impedancia de Secuencia Positiva', 'Tensión de c.c. uk', 'Pérdidas en el Cobre', 'Impedancia Sec 0', 'Tensión de c.c. uk0', and 'Tensión c.c.(Re(uk0)) uk0r'. There are also buttons for 'OK', 'Cancelar', 'Figura', and 'Ir a ...'.

Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV en Digsilent Power Factory 2021

5.7.6. Parametrización de la Red Equivalente Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades

Mediante el archivo pfd de simulación en Digsilent Power Factory del alimentador UR-02 proporcionado por Electro Sur Este S.A.A. Se realizó una nueva simulación del alimentador, pero considerando la separación por tramos ya mencionados como: “Tramo Urubamba Ciudad”, “Tramo Urubamba – Ollantaytambo” y “Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades”.

Teniendo presente lo indicado en la **Tabla 5.17.** el tramo “Urubamba Ciudad” será seccionado solo en la simulación que implica la propuesta de cambio de nivel de tensión, el tramo “Urubamba – Ollantaytambo” pasa a operar a 22.9 kV y mientras que el tramo “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” se mantiene al mismo nivel de tensión, esto conlleva

a la decisión de reemplazar este último tramo por una carga equivalente y así ser modelado en “la simulación para las condiciones operativas actuales del alimentador” correspondiente al **Capítulo III y IV** y “la Simulación para las condiciones operativas del alimentador bajo una proyección de máxima demanda y cambio de nivel de tensión” correspondiente al **Capítulo V** que se utilizaron en el desarrollo de la presente tesis.

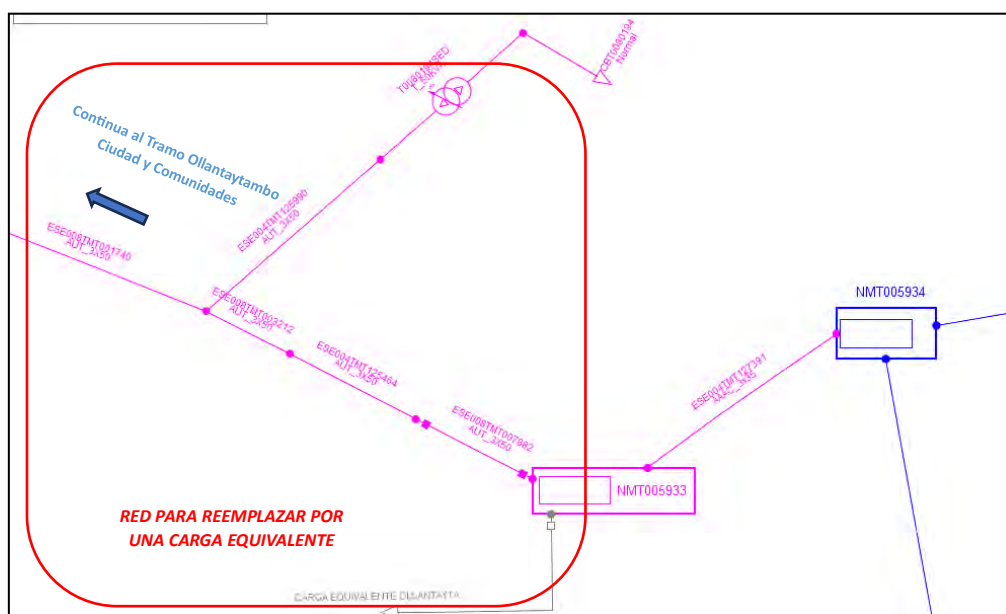
Es decir se reemplaza todo el sistema a partir del nodo MT 5933 en adelante (Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades) por una red equivalente o carga equivalente dependiendo el caso al que corresponda esta parte del sistema, para ello debemos considerar realizar un corto circuito trifásico en la barra desde donde se pretende realizar la red o carga equivalente y luego observar si el sistema por delante de la barra que desea reemplazarse presenta aporte de corriente de corto circuito, si no hay aporte de corriente de cortocircuito es decir sus cálculos salen en todo cero este sistema se puede reemplazar solo por una carga equivalente.

Sin embargo, si hay un aporte de Potencia MVA, aporte de generación y corriente de corto circuito este parte del sistema puede ser reemplazado por una red equivalente.

Una vez discriminado y determinado a que corresponde nuestro sistema que queremos reemplazar, debemos realizar el flujo de potencia, el resultado que nos salga de potencia activa y reactiva del sistema que se desea reemplazar por delante de la barra, lo utilizaremos en nuestra nueva carga equivalente, luego el valor de voltaje en P.U. que salga en dicha barra o nodo MT 5933 también se considerará y finalmente el modelamiento de la carga equivalente será para una de tipo PQ.

Figura 5. 16

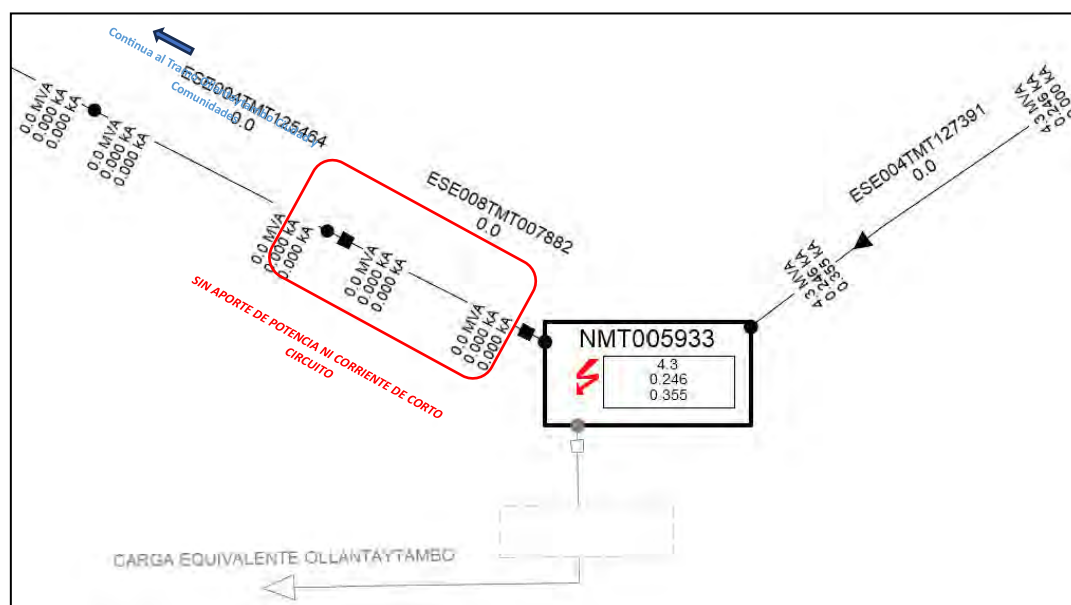
Parte del Sistema Eléctrico del AMT UR-02, correspondiente al Tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades a ser Reemplazado por una Carga Equivalente



Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 sin considerar carga Equivalente Digsilent Power Factory 2021

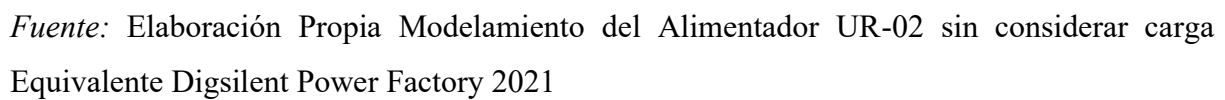
Figura 5. 17

Cálculo de Cortocircuito Trifásico Método IEC 60909 en el Nodo NMT 5933

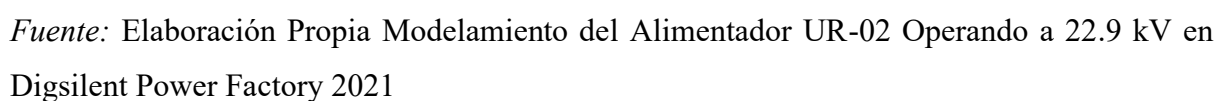


Fuente: Elaboración Propia Modelamiento del Alimentador UR-02 sin considerar carga Equivalente Digsilent Power Factory 2021

*Flujo de Potencia para la obtención de datos de potencia activa y reactiva y tensión en p.u.
para la nueva carga equivalente del tramo “Ollantaytambo ciudad y comunidades”*



*Modelamiento de la Carga Equivalente del Tramo "Ollantaytambo Ciudad y Comunidades" -
Pestaña Flujo de Carga*



5.8. Análisis de la Operación en Régimen Permanente del Alimentador UR-02 para una Demanda Proyectada y Cambio de Nivel de Tensión.

Considerando la infraestructura eléctrica nueva propuesta para el Alimentador UR-02, el cual se conectará a la barra de 22.9 kV de la SET URUBAMBA para realizar el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV. Se hizo el análisis de flujo de potencia empleando el software Digsilent Power Factory 2021, en condiciones de régimen permanente o estacionario, dicho análisis se llevó a cabo con los datos de la máxima demanda coincidente para cada año de proyección, mencionada en el **Capítulo IV**, todo con el fin de verificar las condiciones nuevas de niveles de tensión y cargabilidad a lo largo del Alimentador UR-02 que se obtienen con la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión.

5.8.1. Análisis de la Operación Actual del Alimentador UR-02 año 2023 Aplicado el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV

Para realizar las simulaciones en régimen permanente de la operación del alimentador para el año 2023 y validar los niveles de tensión, potencia (activa, reactiva y aparente) como los niveles de cargabilidad del Alimentador UR-02, se incluirá en el modelamiento del sistema las variaciones de red estipuladas en la **Tabla 5.17.** del presente capítulo.

5.8.1.1. Evaluación del Flujo de potencia (KW, KVAR y KVA)

Mediante la simulación de flujo de potencia desbalanceado en régimen permanente del Alimentador UR-02, se evaluará la capacidad y comportamiento del sistema bajo condiciones de carga de máxima demanda para el año 2023, considerando las variaciones de red para el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV.

La **Tabla 5.19.** muestra los resultados para el año 2023 con la propuesta de mejora en el alimentador UR-02, incluyendo una comparación entre los escenarios sin y con proyecto. El seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad” y las modificaciones de red para el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV reducen la carga de la red, disminuyendo las pérdidas de potencia activa de 1421.74 kW a 60.71 kW, así como las pérdidas de potencia reactiva. Esta mejora se debe a una menor demanda sobre la red equivalente y a la reducción de pérdidas por transmisión al operar a mayor tensión.

Tabla 5. 19

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 - Comparativa con Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV

Parámetro Eléctrico	INFRAESTRUCTURA 10 KV			INFRAESTRUCTURA 22.9 KV		
	MAXIMA DEMANDA			MAXIMA DEMANDA		
	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia
	Activa (kW)	Reactiva (kvar)	Aparente (kVA)	Activa (kW)	Reactiva (kvar)	Aparente (kVA)
Generación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alimentador Externo	4580.66	1655.45	4870.62	2026.05	668.72	2133.56
Carga P(U)	3158.93	1038.28	3325.18	1965.40	646.00	2068.84
Carga P(Un)	3159.00	1038.31	3325.26	1965.41	646.00	2068.85
Carga P(Un-U)	0.07	0.03	-	0.01	0.00	-
Pérdidas en la Red	1421.74	617.17	-	60.71	22.84	-
Carga de la Línea	-	-35.19	-	-	-112.24	-

Fuente: Elaboración Propia

La **Tabla 5.20.** siguiente representa la evaluación detallada por zona o tramo de operación, reflejando los resultados de flujo de potencia en el alimentador UR-02 bajo un escenario de operación de Máxima demanda.

El análisis comparativo de flujo de potencia en cada tramo bajo esta condición permite obtener los parámetros de potencia activa, reactiva y aparente. En el tramo “Urubamba ciudad”, estos parámetros son nulos, ya que este tramo no es considerado en la simulación. En cuanto a los tramos “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo ciudad y comunidades”, se observan los siguientes resultados:

2. **Generación:** No existe generación propia en ninguno de los tramos. Todos los valores de potencia (activa, reactiva y aparente) son 0.00, lo que indica que el suministro depende exclusivamente de fuentes externas.
3. **Alimentador Externo:** El tramo “Urubamba - Ollantaytambo” recibe potencia desde un alimentador externo, con valores de potencia activa de 2026.05 kW y potencia reactiva de 668.72 kvar, resultando en una potencia aparente de 2133.56 kVA. Los demás tramos no reciben potencia de alimentadores externos, ya que es la red externa la que suministra también al tramo restante.
4. **Flujo Inter. Zona:** Representa el flujo de potencia entre zonas. En “Urubamba - Ollantaytambo,” el flujo es positivo, con 840.57 kW y 312.24 kvar, indicando transferencia de energía hacia la siguiente zona. En “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades,” el flujo es negativo (-840.57 kW y -312.24 kvar), reflejando la misma cantidad de potencia que sale de la zona anterior, para la zona “Urubamba Ciudad” no existe este flujo, dado que esta zona fue excluida de la simulación como parte de las variaciones de red incorporadas.
5. **Carga P(U):** Representa la demanda total de potencia bajo condiciones de un sistema eléctrico balanceado. “Urubamba - Ollantaytambo” tiene una demanda de 1126.04 kW y 370.11 kvar, con una potencia aparente de 1185.30 kVA. “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” registra 839.36 kW y 275.88 kvar, alcanzando una potencia aparente de 883.54 kVA.
6. **Carga P(Un):** Es la potencia de la carga bajo condiciones de un sistema eléctrico desbalanceado. Los valores son prácticamente idénticos a los de Carga P(U), reflejando baja presencia de desbalances significativos en el sistema.
7. **Pérdidas en la Red:** Se reportan pérdidas en los tramos “Urubamba - Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” En el primer tramo, las pérdidas de potencia activa son 59.46 kW y potencia reactiva -13.60 kvar. En el segundo tramo las pérdidas son menores, con 1.26 kW de potencia activa y 36.44 kvar de potencia reactiva. finalmente, no existen perdidas en el tramo “Urubamba ciudad”. Al comparar estos resultados con los obtenidos en la evaluación de las condiciones operativas actuales en la infraestructura de 10 kV, como se expone en el **Capítulo III**, se observa una disminución significativa en las pérdidas de la red.

- 8. Carga de la Línea:** Refleja la carga en términos de flujo reactivo. En “Urubamba - Ollantaytambo,” el flujo reactivo es de -112.12 kvar, mientras que en “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades” es de -0.11 kvar.

Tabla 5. 20

Resultados de Simulación de Flujo de Potencia Desbalanceado – Potencia Activa, Reactiva y Aparente del Alimentador UR-02 para un Escenario de Máxima Demanda Distribuida por Zona o Tramo de Operación

Parámetro Eléctrico	TRAMO URUBAMBA CIUDAD			TRAMO URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO			TRAMO OLLANTAYTAMBO CIUDAD Y COMUNIDADES		
	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kvar)	Potencia Aparente (kVA)
Generación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alimentador Externo	0.00	0.00	0.00	2026.05	668.72	2133.56	0.00	0.00	0.00
Flujo Inter. Zona	0.00	0.00	-	840.57	312.24	-	-840.57	-312.24	-
Carga P(U)	0.00	0.00	0.00	1126.04	370.11	1185.30	839.36	275.88	883.54
Carga P(Un)	0.00	0.00	0.00	1126.04	370.11	1185.31	839.37	275.89	883.54
Carga P(Un-U)	0.00	0.00	-	0.00	0.00	-	0.00	0.00	-
Pérdidas en la Red	0.00	0.00	-	59.46	-13.60	-	1.26	36.44	-
Carga de la Línea	-	0.00	-	-	-112.12	-	-	-0.11	-

Fuente: Elaboración Propia

5.8.1.2. Evaluación de los Niveles de Tensión en Valores P.U.

En base a la simulación en estado estacionario realizado en Digsilent Power Factory, se determinaron los niveles de tensión para el escenario de operación de “máxima demanda año 2023” a fin de evaluar los perfiles de tensión reflejados en las barras y nodos del sistema. Esto permite evaluar el comportamiento del sistema bajo la infraestructura actual de 10 kV en comparación con las variaciones de red propuestas para operar a un nivel de tensión de 22.9 kV.

La **Tabla 5.23.** muestra los valores de tensión en p.u. para ambos escenarios. Con referencia al año 2023 en la infraestructura de 10 kV (sin mejoras), se observan caídas de tensión significativas en diferentes puntos del sistema eléctrico, lo cual repercute en la calidad de producto. Estos valores de tensión están por debajo de los umbrales requeridos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), que regula los límites de tensión adecuados para el funcionamiento seguro y eficiente de equipos y la satisfacción del cliente.

En contraste, al mejorar la infraestructura a un nivel de 22.9 kV considerando las variaciones de red propuestas, los valores de tensión para el mismo año 2023, se encuentran dentro de los rangos óptimos estipulados por la NTCSE. Esto evidencia que la propuesta de mejora no solo aumenta el nivel de tensión, sino que también reduce las pérdidas y asegura que la caída de tensión se mantenga dentro de límites permitidos. Esta infraestructura actualizada ofrece, entonces, una mayor confiabilidad y garantiza la calidad del servicio, minimizando interrupciones y problemas relacionados con la fluctuación de tensión.

Es importante señalar que, debido a las variaciones de red incluidas, la zonas o tramos a evaluar en las simulaciones solo serán “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades”, excluyendo “Urubamba Ciudad”, que no se considera en la nueva infraestructura de 22.9 kV debido a que pasa a ser seccionada en la simulación.

Ver **Tabla 5.23.**

5.8.1.3. Evaluación de los Niveles de Cargabilidad

La evaluación de los niveles de cargabilidad es bajo un escenario de máxima demanda, las siguientes tablas muestran los resultados para la infraestructura eléctrica del alimentador UR-02 operando en 10 kV como a 22.9 kV (que es resultado de variaciones en la red). La simulación en régimen permanente mediante el software Digsilent Power Factory permitirá la identificación de líneas primarias, redes primarias y transformadores de distribución próximas a sobrecargarse o que presentan sobrecarga.

a) Cargabilidad de los Transformadores de Distribución Alimentador UR-02

En este apartado se examina el rendimiento de los Transformadores de distribución bajo un escenario de demanda máxima y aplicando en la simulación la mejora de cambio de nivel de tensión, con el fin de evaluar su cargabilidad y detectar posibles sobrecargas que puedan comprometer la operación segura del sistema.

La **Tabla 5.21**, muestra el análisis de cargabilidad de las SED's próximas a sobrecargarse en el **tramo Urubamba - Ollantaytambo** para dos casos de estudio de infraestructura eléctrica: operando a 10 kV y a 22.9 kV, ambos bajo las condiciones de máxima demanda del año 2023. Los resultados revelan cómo la propuesta de mejora, que consiste en la elevación de la tensión a 22.9 kV y la inclusión de variaciones de red, influye en los porcentajes de cargabilidad de las SED (Subestaciones de Distribución) del tramo.

Tabla 5. 21

Reporte de Cargabilidad de SED's Próximas a Sobrecargarse del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda – Comparativa Infraestructura Eléctrica a 10 kV y 22.9 kV

SED	TRAMO - ZONA	INFRAESTRUCTURA	INFRAESTRUCTURA
		ELECTRICA 10 KV	ELECTRICA 22.9 KV
		2023	2023
		Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	75.07	35.17
0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	81.28	35.70
0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	80.74	35.31
0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.57	35.36

Fuente: Elaboración Propia

Observaciones principales:

- 1. Reducción en la Cargabilidad:** En el escenario actual de 10 kV, los niveles de cargabilidad son significativamente mayores en comparación con el escenario de 22.9 kV. Esto se debe a que la incorporación de las variaciones de red propuestas, como el seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad”, permite una liberación de carga en el sistema. En consecuencia, la infraestructura del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV experimenta una reducción en la carga relativa que debe soportar, lo que se traduce en una menor exigencia y estrés en el sistema.
- 2. Mejora en la Eficiencia y Confiabilidad:** La reducción de la cargabilidad en la infraestructura de 22.9 kV, gracias a la liberación de carga del tramo “Urubamba Ciudad”, implica una mayor capacidad del sistema para atender incrementos de carga

en el futuro sin comprometer su rendimiento. Esto se refleja en porcentajes de cargabilidad que oscilan entre el 34 % y el 36 % en la infraestructura mejorada, en contraste con valores que alcanzan hasta un 84.57 % en el sistema de 10 kV.

3. **Cumplimiento con Estándares y Normativas:** Operar a 22.9 kV permite una mejor distribución de la carga y la reducción de caídas de tensión, contribuyendo a cumplir con la **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)**. Los porcentajes más bajos en cargabilidad ayudan a garantizar que el sistema se mantenga dentro de los límites de operación seguros, reduciendo el riesgo de sobrecargas y asegurando un suministro confiable para los usuarios.

Este análisis confirma que la mejora a 22.9 kV permite una operación más estable y preparada para atender la demanda actual y futura en la región.

b) Cargabilidad de las Líneas y Redes Primarias de Distribución Alimentador

UR-02. Este apartado se centra en el análisis de las líneas primarias (LP) y redes primarias (RP) del alimentador UR-02, evaluando sus condiciones de operación en un escenario de demanda máxima. En la simulación se incorpora la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión, con el objetivo de evaluar la cargabilidad de la infraestructura.

La **Tabla 5.22.** muestra la cargabilidad de diversos tramos eléctricos sobrecargados y próximos a sobrecargarse en la zona de **Urubamba - Ollantaytambo** para el año 2023, comparando el desempeño de la infraestructura actual de **10 kV** con la propuesta de mejora a **22.9 kV**.

La cargabilidad se expresa en porcentajes para cada tramo, detallando el cambio en la capacidad operativa al migrar a la nueva infraestructura.

Al analizar estos valores, se observa que la mayoría de los tramos de línea y red primaria que presentan sobrecarga significativa en la infraestructura de 10 kV (con valores superiores al 100%) experimentan una reducción notable en la configuración de 22.9 kV. Esto evidencia una distribución de carga más eficiente y una mayor capacidad de la infraestructura para soportar la demanda. Los tramos de línea y red primaria que originalmente operan con altos niveles de cargabilidad muestran una disminución considerable, lo que respalda la justificación técnica de implementar la nueva infraestructura eléctrica, considerando las variaciones de red como el incremento de la sección del conductor, liberación de carga y la elevación del nivel de tensión.

Tabla 5. 22

Reporte de Cargabilidad de LP y RP Sobrecargadas y Próximos a Sobrecargarse del Alimentador UR-02 en un Escenario de Máxima Demanda – Comparativa Escenario a 10 kV y 22.9 kV

LP/RP	TRAMO - ZONA	INFRAESTRUCTURA	INFRAESTRUCTURA
		ELECTRICA 10 KV	ELECTRICA 22.9 KV
		2023	2023
		Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LP-01-02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	126.69	22.00
LP-01-03	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.96	19.06
LP-01-04	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.12	18.88
LP-01-05	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	111.26	18.70
LP-01-06	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.97	18.42
LP-01-07	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.10	18.24
LP-01-08	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	104.69	17.40
LP-01-09	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.88	17.03
LP-01-10	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.04	16.67
LP-01-11	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.87	15.87
LP-01-12	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.26	15.76
LP-01-13	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	95.20	15.58
LP-01-14	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.03	15.21
LP-01-15	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	85.28	13.95
LP-01-16	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.12	13.76
LP-01-17	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	78.35	12.84
LP-01-18	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	77.18	12.65
LP-01-19 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	103.34	12.30
LP-01-20	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.41	12.20
LP-01-21	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.47	12.11
LP-01-22	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.91	11.36
LP-01-23	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	92.00	11.18
LP-01-24	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	83.82	10.43
LP-01-25	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	82.84	10.34

Fuente: Elaboración Propia

Observaciones principales:

1. **Reducción en la Cargabilidad:** En el escenario actual de 10 kV, los niveles de cargabilidad son considerablemente mayores en comparación con el escenario de 22.9 kV. Esto se debe a la incorporación de las variaciones de red propuestas, como el incremento de la sección del conductor y la elevación del nivel de tensión de operación en las líneas y redes primarias. Así, al implementar la propuesta de mejora y operar a un nivel de tensión más alto, la infraestructura del alimentador UR-02 a 22.9 kV

experimenta una reducción en la cargabilidad a lo largo del tramo “Urubamba – Ollantaytambo”.

2. **Mejora en la Eficiencia y Confiabilidad:** La disminución de la cargabilidad en las líneas y redes primarias para una infraestructura operando a 22.9 kV permite al sistema contar con mayor capacidad para responder a incrementos de carga futuros sin comprometer su rendimiento. Este cambio es evidente en las sobrecargas presentes en el sistema de 10 kV, donde algunas líneas y redes primarias alcanzan porcentajes de cargabilidad entre el 101.04 % y el 126.69 %. En comparación, en la infraestructura mejorada, esas mismas líneas y redes ahora muestran valores de cargabilidad entre el 12.11 % y el 22 %. De forma análoga, las líneas que originalmente operaban próximas a su límite de capacidad (próximas a sobrecargarse), con valores entre el 77.18 % y el 96.87 %, experimentan una reducción considerable en el nuevo sistema, con cargabilidades que oscilan entre el 10.34 % y el 15.87 %.

5.8.2. Análisis de la Operación del Alimentador UR-02 para los Años 2024 - 2044 Aplicado el Cambio de Nivel de Tensión a 22.9kV

Para realizar las simulaciones en régimen permanente de la operación del alimentador para los años 2024 al 2044 y validar los niveles de tensión y cargabilidad del Alimentador UR-02, se incluirá en el modelamiento del sistema las variaciones de red estipuladas en la **Tabla 5.17.** del presente capítulo, como también los factores de escalamiento de carga de la **Tabla 5.18.** que facilitan el modelamiento del alimentador en el horizonte de proyección de la máxima demanda.

5.8.2.1. Evaluación de los Niveles de Tensión en Valores P.U.

La evaluación de los niveles de tensión se realiza en los distintos nodos y barras del alimentador UR-02 en el tramo “Urubamba-Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades”. El análisis se extiende a lo largo de un horizonte de 20 años (2024-2044) bajo un escenario de máxima demanda y dos escenarios de infraestructura eléctrica del alimentador: el primero representa la infraestructura actual a 10 kV, mientras que el segundo corresponde a la propuesta de mejora que eleva el nivel de tensión a 22.9 kV.

Según la **Tabla 5.23.**, en el escenario de **infraestructura a 10 kV**, los valores de tensión en p.u. para el año 2023 muestran niveles relativamente bajos, lo cual indica una situación de subtensión que afecta la calidad de producto y eficiencia del suministro eléctrico en la zona. Esta configuración, si se mantiene sin modificaciones, podría resultar en un deterioro

progresivo de los niveles de tensión a medida que la demanda crezca, generando sobrecargas y posibles interrupciones en el servicio en el largo plazo.

En contraste, el **escenario de mejora con infraestructura a 22.9 kV** presenta una notable estabilidad en los niveles de tensión en todos los tramos y nodos evaluados. En el primer año de la propuesta (2024), los valores de tensión oscilan en torno a 0.991 y 1.030 p.u., lo cual es indicativo de un suministro más robusto y confiable.

A lo largo del horizonte proyectado, los valores de tensión en este escenario se mantienen dentro de un rango aceptable, presentando leves variaciones descendentes, pero sin alcanzar niveles críticos, ya que para el año 2044 los valores de tensión oscilan en torno a 0.974 y 1.03 p.u. es decir siguen dentro de los límites normativos establecidos por la NTCSE.

Tabla 5. 23

Reporte de Niveles de Tensión en [P.U.] de las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.014
NMT 0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.902	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.015	1.014
NMT 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015
NMT 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.871	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.015	1.014	1.012

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.819	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.012	1.010	1.008
NMT 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.797	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.010	1.008	1.007
NMT 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.794	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.010	1.008	1.006
NMT 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.717	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.005	1.003	1.001
NMT 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.678	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.003	1.000	0.998

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996
NMT 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.645	1.006	1.006	1.006	1.005	1.004	1.004	1.003	1.001	0.998	0.996
NMT 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.524	1.001	1.000	1.000	0.999	0.999	0.998	0.997	0.994	0.991	0.988
NMT 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.561	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991

Fuente: Elaboración Propia

Considerando la extensión del reporte de resultados, la información completa de esta tabla se encuentra disponible en el **Anexo N° 6** y se complementa con el reporte de resultados del Software Digsilent del **Anexo N° 9**.

5.8.2.2. Evaluación de los Niveles de Cargabilidad

La evaluación de los niveles de cargabilidad es bajo un escenario de máxima demanda, las siguientes tablas muestran los resultados para la infraestructura eléctrica del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV en un horizonte de 20 años. La simulación en régimen permanente mediante el software Digsilent Power Factory permitirá la identificación de líneas primarias, redes primarias y transformadores de distribución próximas a sobrecargarse o que presentan sobrecarga.

a) Cargabilidad de los Transformadores de Distribución Alimentador UR-02

La **Tabla 5.24.** presenta un extracto de la evolución proyectada de la cargabilidad de los transformadores de distribución en el tramo "Urubamba-Ollantaytambo" que se encuentran próximos a sobrecargarse, durante el periodo de 20 años (2024-2044) bajo condiciones de máxima demanda; considerando la extensión del reporte de resultados, la información completa se encuentra disponible en el **Anexo N° 7.**

En el caso de una infraestructura de 10 kV, subestaciones específicas como SED 0080466, 0080482, 0080506 y 0080578 muestran niveles de cargabilidad que oscilan entre 75.07 % y 84.57 %, valores que evidencian una proximidad a su capacidad límite. Esto implica que, de mantenerse la infraestructura sin modificaciones, estas y otras subestaciones podrían exceder los niveles permitidos de operación y sobrecargarse.

Por otro lado, en el escenario de mejora a 22.9 kV, se observa que los niveles de cargabilidad de los transformadores son óptimos incluso considerando la proyección de la demanda. En el primer año de operación bajo esta mejora, los niveles de cargabilidad de las SED se sitúan entre 21.33 % y 44.96 %. A lo largo del horizonte proyectado, estos niveles muestran incrementos graduales, pero permanecen dentro de rangos aceptables. Para el año 2044, por ejemplo, los niveles de cargabilidad están entre 30.11 % y 64.96 %, lo cual evidencia que la infraestructura a 22.9 kV proporciona una solución sostenible frente al crecimiento de la demanda.

Esta proyección reafirma la importancia de la adecuación de la infraestructura de distribución a 22.9 kV para mantener la operación de las subestaciones dentro de los límites de cargabilidad óptimos y prevenir sobrecargas a largo plazo.

Tabla 5. 24

Extracto del Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

SED	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
		<i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>										
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	75.07	35.17	35.68	36.40	37.13	37.85	38.57	39.30	42.93	46.61	50.30
0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	81.28	35.70	36.22	36.94	37.67	38.39	39.11	39.85	43.50	47.19	50.91
0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	80.74	35.31	35.83	36.55	37.28	38.00	38.72	39.46	43.11	46.81	50.54
0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.57	35.36	35.88	36.60	37.33	38.06	38.78	39.52	43.19	46.90	50.64

Fuente: Elaboración Propia

b) Cargabilidad de las Líneas y Redes Primarias de Distribución Alimentador UR-02

La **Tabla 5.25.** presenta un extracto de la evolución proyectada de la cargabilidad de las líneas y redes primarias de distribución en el tramo "Urubamba-Ollantaytambo" que se encuentran sobrecargadas y próximas a sobrecargarse, durante el periodo de 20 años (2024-2044) bajo condiciones de máxima demanda; considerando la extensión del reporte de resultados, la información completa se encuentra disponible en el **Anexo N° 8.**

En el caso de una infraestructura de 10 kV, se evidencia que doce (12) tramos de líneas y redes primarias ya presentan sobrecarga, con niveles de cargabilidad entre 101.04 % y 126.69 %, mientras que otros doce (12) tramos están próximos a sobrecargarse, con niveles de cargabilidad entre 77.18 % y 96.87 %. Estos resultados sugieren que, de no implementarse modificaciones en el alimentador, varias líneas y redes primarias podrían superar los niveles operativos permitidos, con el consiguiente riesgo de sobrecarga.

En cuanto al escenario de mejora con una infraestructura de 22.9 kV, se observa una reducción significativa en los niveles de cargabilidad de los tramos de línea y red primaria que se encontraban en condiciones críticas. En el primer año de operación bajo esta mejora, en 2024, la cargabilidad máxima de todos los tramos de línea y red primaria alcanza un 22.97 % de su capacidad nominal. A lo largo del periodo proyectado, los niveles de cargabilidad muestran un incremento gradual, pero se mantienen dentro de rangos aceptables. Para el año 2044, por ejemplo, el nivel máximo de cargabilidad es de 32.58 %, lo cual evidencia que la transición a una infraestructura de 22.9 kV permite operar los sistemas de distribución en condiciones óptimas y sostenibles frente al crecimiento de la demanda.

Esta evaluación subraya la necesidad de la adecuación de la infraestructura a 22.9 kV para mitigar riesgos de sobrecarga en el largo plazo y asegurar un desempeño confiable de las redes de distribución primarias.

Tabla 5. 25

Extracto del Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
		<i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
		2023	2023	(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
LP-01-02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	126.69	22.00	22.33	22.79	23.25	23.71	24.17	24.64	26.97	29.31	31.67
LP-01-03	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.96	19.06	19.35	19.75	20.15	20.55	20.95	21.36	23.38	25.42	27.48
LP-01-04	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.12	18.88	19.16	19.56	19.96	20.35	20.75	21.15	23.16	25.18	27.21
LP-01-05	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	111.26	18.70	18.98	19.37	19.76	20.16	20.55	20.95	22.93	24.94	26.95
LP-01-06	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.97	18.42	18.70	19.08	19.48	19.86	20.25	20.64	22.60	24.57	26.56
LP-01-07	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.10	18.24	18.51	18.90	19.28	19.67	20.05	20.44	22.38	24.33	26.30
LP-01-08	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	104.69	17.40	17.66	18.02	18.39	18.76	19.12	19.49	21.33	23.20	25.07
LP-01-09	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.88	17.03	17.29	17.64	18.01	18.36	18.72	19.08	20.89	22.71	24.55
LP-01-10	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.04	16.67	16.92	17.27	17.62	17.97	18.32	18.68	20.44	22.23	24.03

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
		<i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>										
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
LP-01-11	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.87	15.87	16.11	16.44	16.78	17.11	17.44	17.78	19.47	21.17	22.89
LP-01-12	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.26	15.76	16.00	16.33	16.66	16.99	17.32	17.66	19.33	21.03	22.73
LP-01-13	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	95.20	15.58	15.81	16.14	16.47	16.80	17.12	17.46	19.11	20.78	22.47
LP-01-14	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.03	15.21	15.44	15.76	16.08	16.40	16.72	17.05	18.67	20.30	21.95
LP-01-15	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	85.28	13.95	14.16	14.45	14.75	15.04	15.33	15.63	17.12	18.62	20.13
LP-01-16	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.12	13.76	13.97	14.26	14.55	14.84	15.13	15.42	16.89	18.37	19.86
LP-01-17	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	78.35	12.84	13.03	13.30	13.57	13.85	14.12	14.39	15.76	17.14	18.54
LP-01-18	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	77.18	12.65	12.84	13.11	13.38	13.64	13.91	14.18	15.53	16.90	18.28
LP-01-19 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	103.34	12.30	12.48	12.74	13.00	13.26	13.52	13.78	15.09	16.42	17.76
LP-01-20	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.41	12.20	12.39	12.64	12.90	13.16	13.42	13.68	14.98	16.30	17.63
LP-01-21	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.47	12.11	12.29	12.54	12.80	13.06	13.31	13.57	14.87	16.17	17.49
LP-01-22	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.91	11.36	11.54	11.77	12.02	12.26	12.50	12.74	13.96	15.19	16.43

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
		<i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>										
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
LP-01-23	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	92.00	11.18	11.35	11.58	11.82	12.06	12.29	12.53	13.73	14.94	16.16
LP-01-24	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	83.82	10.43	10.59	10.81	11.03	11.25	11.47	11.70	12.81	13.94	15.07
LP-01-25	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	82.84	10.34	10.49	10.71	10.93	11.15	11.37	11.59	12.70	13.81	14.94

Fuente: Elaboración Propia

5.9. Evaluación de Resultados con el Incremento de Tensión en el Alimentador UR-02 de la SET Urubamba

Esta sección tiene como propósito verificar los impactos de la transición del sistema de 10 kV a 22.9 kV en términos de calidad del producto, El análisis considera los resultados obtenidos de la parametrización y/o modelamiento del alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory bajo los diferentes escenarios de carga y operación anteriormente mencionados.

A continuación, los resultados serán interpretados y comparados con la situación actual del alimentador, evidenciando las mejoras alcanzadas con el cambio de nivel de tensión.

5.9.1. Análisis e Interpretación de Resultados

Tabla 5. 26

Hipótesis y Comprobación de Resultados de la Propuesta de Incremento de Nivel de Tensión

ITEM	HIPOTESIS	COMPROBACION
1	HG: “Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV, se logrará mejorar la calidad de producto de la energía eléctrica en el alimentador UR-02.”	Con base en la evaluación de las condiciones operativas en régimen permanente para el año 2024, se observan mejoras significativas tras implementar el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV en el Alimentador UR-02. Estas mejoras se reflejan en el incremento de los índices de calidad de producto, evidenciado en la reducción de variaciones de tensión excesivas a lo largo de los nodos y barras del alimentador. En el escenario de máxima demanda, la propuesta de cambio de tensión permite alcanzar niveles de tensión mínimos de 0.991 p.u., mientras que, sin aplicar dicha mejora, se registran valores críticos que oscilan entre 0.439 p.u. y 0.925 p.u.
2	HE-1: La evaluación actual de la operación en régimen permanente del alimentador UR-02, mostrará	En el Capítulo III, se evaluaron las condiciones operativas del alimentador UR-02 en régimen permanente, sin considerar aun el

ITEM	HIPOTESIS	COMPROBACION
	que las condiciones operativas actuales no garantizan la operación en condiciones normales del alimentador, debido al exceso de cargabilidad y caídas de tensión en el alimentador.	cambio de nivel de tensión a 22.9 kV. Los resultados muestran que, bajo mínima demanda, los niveles de tensión fluctúan entre 0.880 p.u. y 0.946 p.u. y bajo máxima demanda, entre 0.439 p.u. y 0.949 p.u., reflejando caídas de tensión significativas en el alimentador. Además, en el escenario de máxima demanda, el 60% de los nodos presentan tensiones por debajo de 0.95 p.u., confirmando un deterioro del perfil de tensión. Finalmente, como resultado del análisis de flujo de potencia se tiene un valor de potencia activa de 4580.66 kW, lo que refleja una alta demanda del sistema. Esta condición impone una exigencia considerable sobre la capacidad de conducción de los conductores, lo que se traduce en un alto nivel de cargabilidad en los componentes del alimentador. En el Capítulo IV, se abordó el análisis de cargabilidad de las líneas y subestaciones del alimentador UR-02, evidenciando condiciones críticas en su operación actual.
3	HE-2: El análisis de cargabilidad permitirá evidenciar que el Alimentador UR-02 presenta, en su estado actual, niveles elevados de cargabilidad en determinados tramos y que la proyección de la demanda comprometerá progresivamente su operación futura.	En el escenario de máxima demanda, se identificaron 26 líneas primarias sobrecargadas, con niveles de cargabilidad entre 100.77 % y 193.90 %, así como otras 12 líneas con niveles de cargabilidad entre 77.18 % y 96.87 %, próximas a alcanzar su límite de capacidad (sobrecargarse).

ITEM	HIPOTESIS	COMPROBACION
		En cuanto a los transformadores de distribución, algunos muestran niveles de cargabilidad entre 75.07 % y 84.57 %, lo que evidencia que están cercanos a sobrecargarse y serán vulnerables ante el crecimiento de la demanda. De la proyección de la demanda, se estimó un crecimiento sostenido del 34.63 % en la demanda máxima frecuente al año 2044 respecto al 2024. Este incremento comprometerá progresivamente la capacidad operativa del alimentador UR-02, el cual ya presenta tramos en condiciones límite. En consecuencia, el alimentador opera actualmente bajo alta exigencia y su desempeño futuro se verá comprometido con el crecimiento de la demanda. En el Capítulo V, se evaluaron las condiciones operativas del Alimentador UR-02 bajo la propuesta de cambio de nivel de tensión a 10 kV a 22.9 kV, considerando un horizonte de 20 años y un escenario de máxima demanda, según la proyección de demanda realizada en el Capítulo IV. Los resultados demuestran que, en cuanto a los niveles de tensión, durante el primer año de operación con la propuesta de mejora, los valores se sitúan entre 0.991 p.u. y 1.030 p.u., mientras que para el año 2044 oscilan entre 0.974 p.u. y 1.030 p.u. Esto evidencia que la
4	HE-3: Con el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV se logrará reducir las caídas de tensión, mejorar significativamente los niveles de cargabilidad y disminuir las pérdidas técnicas de potencia en el alimentador UR-02	

ITEM	HIPOTESIS	COMPROBACION
		infraestructura operando a 22.9 kV permite mantener los niveles de tensión dentro de los límites normativos establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Respecto a la cargabilidad, los transformadores de distribución muestran niveles entre 21.33 % y 44.96 % en el primer año y entre 30.11 % y 64.96 % al final del periodo proyectado. En el caso de las líneas y redes primarias, la máxima cargabilidad registrada es de 22.97 % inicialmente, aumentando a solo 32.58 % hacia el año 2044. Estos resultados reflejan una notable reducción en la exigencia sobre los componentes del sistema de distribución del alimentador UR-02, asegurando que sus condiciones operativas sean estables frente al crecimiento proyectado de la demanda. En cuanto a las pérdidas técnicas de potencia, al operar a 10 kV sin modificaciones, el alimentador UR-02 registra pérdidas activas de 1421.74 kW. Tras implementar el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV, que incluye la adecuación de la nueva infraestructura y el incremento de la sección de los conductores, las pérdidas se reducen a 60.71 kW. Esta mejora se atribuye tanto a la reducción de pérdidas en la transmisión, resultado de elevar el nivel de tensión en el

ITEM	HIPOTESIS	COMPROBACION
		sistema, como a la redistribución de la carga en el alimentador, particularmente por la liberación de carga del tramo 'Urubamba ciudad', contemplada en las modificaciones de la red.
		La evaluación económica realizada en el Capítulo VI permitió medir la eficiencia de la inversión requerida para el cambio de nivel de tensión del Alimentador UR-02. Bajo un enfoque privado y un horizonte de 20 años, se demostró que la inversión inicial de S/.
	HE-4: La evaluación económica permitirá medir la eficiencia de la	6,922,828.40 se compensa con una progresiva reducción de costos operativos y un aumento
5	inversión total y conocer el impacto económico para la entidad.	sostenido de ingresos, generando beneficios netos desde el segundo año de operación.
		Los indicadores económicos obtenidos, como el VAN de S/. 3,838,806.89 con una tasa de descuento del 12 % y de S/. 8,263,418.50 con una tasa del 7.59 %, junto con una TIR que alcanzo el 19.17 %, la cual supera ambas tasas de descuento, evidencian una rentabilidad superior al costo de la inversión.

Fuente: Elaboración Propia

5.10. Evaluación de la Coordinación de Protección para la Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV en el Alimentador UR-02.

5.10.1. Descripción de los Sistemas de Protección de la Red Eléctrica en Estudio

A continuación, se detallan los equipos de protección que comprenden el área en estudio.

- Fusibles de expulsión tipo k (seccionadores fusibles tipo Cut-Out), que serán ubicados en las derivaciones “Pichingoto”, “Yanahuara” y “Pachar”.
- Relé de protección de sobrecorriente de fases y de tierra, ubicado aguas debajo de la barra en 22.9 kV de la SET URUBAMBA en la nueva salida para el Alimentador UR-02.

5.10.2. Criterios de Ajuste para la Coordinación de Protecciones

5.10.2.1. Criterios Básicos de Protección

El objetivo principal del sistema de protección es proporcionar, en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema y de este modo, poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema eléctrico restante.

Dentro de este contexto existen seis requerimientos básicos para la aplicación del relé de protección:

- a) Fiabilidad: seguridad de que la protección se llevara a cabo correctamente, tiene dos componentes: confianza y seguridad.
- b) Selectividad: continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- c) Rapidez de operación: duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- d) Simplicidad: Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- e) Economía: Mayor protección a menor costo total.

El término “protección” no implica que el equipo de protección pueda prevenir fallas o deficiencia de los equipos. Los relés de protección solo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo, su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción, así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

La protección del sistema eléctrico y de los equipos es muy importante, en vista que una falla en cualquiera de ellos puede dejar sin suministro un área entera, además de poner en riesgo la estabilidad del sistema de potencia.

5.10.2.2. Criterios para el Ajuste de la Protección de Sobrecorriente (50/51 – 50N/51N)

La coordinación entre los diversos elementos de protección de sobrecorriente se ha realizado mediante la definición de sus ajustes, tanto del umbral de corriente como el de tiempo, de modo tal que se obtenga la mejor selectividad posible.

Consideración:

Se tiene como base para la coordinación del estudio:

- a) Ajustes de la protección de sobrecorriente de fase y tierra del sistema correspondiente al alimentador UR-02 operando en 22.9 kV
- b) Todos los ajustes se han verificado, para la condición extrema, que corresponde a las corrientes de falla máxima y a la demanda calculada en los anteriores capítulos mediante perfiles de carga proporcionada por Electro Sur Este S.A.A.

Los ajustes de estos dispositivos de protección de fallas entre fases han sido además verificados para que operen con la corriente de carga de los equipos y circuitos que protegen.

- c) El intervalo de tiempo de coordinación entre relés es aproximadamente 200 milisegundos; sin embargo, ya que para este estudio solo se considerará un relé de protección contra sobrecorrientes (para la salida de la barra en 22.9 kV que protegerá el alimentador UR-02), la coordinación será **Relé – Fusible** donde el tiempo de coordinación para este caso es de 0.12 segundos según lo indicado en la normativa “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- d) Para definir los ajustes del relé de protección ubicado en el punto de alimentación (salida de la barra de 22.9 kV) a ser implementado, se ha considerado lo siguiente:
 - Para sobrecorrientes de fase, el ajuste de la corriente de arranque corresponde entre 120 - 150% del valor de corriente correspondiente a la demanda proyectada del sistema de distribución del Alimentador UR-02 a 22.9 kV (corriente nominal total de la suma de los transformadores del Alimentador).

Para fines prácticos la corriente de arranque del relé se ajusta al 130 % de la corriente nominal de demanda proyectada, según lo recomendado por la normativa nacional “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del Sein - Coes Sinac” Con este ajuste se

evita que el relé opere con corrientes de carga, es decir el relé evitara disparar innecesariamente por corrientes Inrush.

- Para sobrecorrientes de tierra, el ajuste homopolar de la corriente de arranque del relé se ajusta entre los valores de 20 % al 40 % de la corriente nominal de demanda proyectada (corriente nominal de los transformadores), según lo recomendado por la normativa nacional “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del Sein - Coes Sinac”
 - Para la curva del Relé se ha elegido dos etapas: temporizado e instantáneo.
- e) La secuencia de apertura de los dispositivos de protección sigue el siguiente orden:
- Equipo de protección fusible de expulsión 25 K punto de derivación “Pachar” del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV.
 - Equipo de protección fusible de expulsión 50 K punto de derivación “Yanahuara” del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV.
 - Equipo de protección fusible de expulsión 80 K punto de derivación “Pichingoto” del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV.
 - Equipo de protección relé 51/50 – 51N/50N ubicado a la salida de la barra en 22.9 kV (en el inicio de la red de distribución del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV de la SET Urubamba)

5.10.2.3. Criterios para Coordinación de Protección Entre Fusibles

Los criterios para la coordinación de protección entre fusibles son los siguientes:

- a) Un criterio utilizado para una correcta coordinación entre dos fusibles en serie es que el tiempo final de falla (total clearing o fin de fusión) del fusible de menor capacidad no deberá ser mayor que el 75 % del tiempo de inicio de falla (mínimum melting o inicio de fusión) del fusible de mayor capacidad.
- b) La calibración se ha efectuado para las condiciones más extremas, es decir para una falla monofásica.
- c) Cuando los fusibles se ponen en coordinación con relés, en este caso el relé actuará como un respaldo de los fusibles y no viceversa. Para una correcta coordinación entre un relé y un fusible, la calibración de la corriente del relé deberá ser aproximadamente tres veces de la corriente nominal del fusible y además el tiempo de coordinación fusible - relé es de

0.12 segundos según lo indicado en la normativa “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.

- d) Cuando se efectúa la coordinación de protección Fusible – Fusible, el fusible más cercano a la falla, en el modelamiento en Digsilent Power Factory debe estar en el tiempo de fusión total o fin de fusión, mientras que el fusible más alejado de la falla debe estar en tiempo mínimo de fusión o inicio de falla, lo indicado va en relación con el criterio mencionado en “a”

5.10.3. Ajustes de los Dispositivos de Protección

5.10.3.1. Alimentador UR-02 10 KV SET Urubamba

A. RELE PRINCIPAL

TC: 400/1 A FASE

TC: 400/1 A TIERRA

Tabla 5. 27

Características del Relé Principal del Alimentador UR-02 10 kV

Descripción	Pickup 51P/51N	Curva	Dial Time	Pickup 50P/50N	Delay Time
Sobrecorriente de fases	280 A	Normal Inversa	0.13	124 A (Fuera de servicio)	0.02
Sobrecorriente a tierra	20 A	Normal Inversa	0.07	100 A (Fuera de servicio)	0.02

Fuente: Simulación en Digsilent Power Factory del Sistema Eléctrico de Distribución de Electro Sur Este S.A.A. Año 2018.

En el cuadro anterior podemos observar que la función 50 para corrientes altas y que establece el disparo por instantáneo, no es considerada en el relé de protección principal para el alimentador UR-02 operando a 10 kV, por lo que en la simulación del sistema eléctrico que abarca Electro Sur Este S.A.A. esta fuera de servicio.

5.10.3.2. RED 22.9 KV del Alimentador UR-02

A. RELE PRINCIPAL

Relé de protección a considerar en el estudio una vez realizado el cambio de nivel de tensión en el alimentador UR-02, contara con las funciones de protección 50/51, 50N/51N, este relé actuara como protección principal del sistema de distribución en 22.9 kV.

B. SOBRECORRIENTE DE FASES

1. PRIMERA ETAPA $I_p >$

El ajuste de la corriente de arranque será igual a:

$$I_c = \frac{4362.5 \text{ kw}}{22.9 \times 1.7320 \times 0.9} = 122.21$$

Considerando un factor de 130 % resulta un valor de ajuste redondeado a 158.87 A Primarios. Sin embargo, la coordinación en el grafico tiempo-corriente determina la mejor opción de valor para la corriente de arranque del Relé, eligiéndose así **330 A Primarios**.

La curva seleccionada será de característica “**IEC Very Inverse**”, con un **dial de tiempo igual a 0.05** para coordinación con los ajustes de los fusibles de protección existentes aguas abajo del alimentador UR-02 de 22.9 kV.

2. SEGUNDA ETAPA $I_p >>$

Se habilitará una segunda etapa de tiempo definido con la finalidad de aclarar rápidamente fallas francas en la radial de 22.9 kV del sistema de distribución.

Para ello se genera un segundo umbral del relé, basándonos en las máximas corrientes de cortocircuito, A continuación, se muestra el valor de corriente de cortocircuito en el Nodo MT 12383 que se encuentra ubicado antes de la derivación “Pichingoto”.

$$\text{Maxima } I_{cc\_2\emptyset} = 1113.947$$

La coordinación en el grafico tiempo-corriente determina la mejor opción de valor para la corriente de arranque del segundo umbral del Relé, eligiéndose así los valores siguientes.

I >>: 1155 A (primarios)

t >>: 0.10 segundos (Time Delay)

C. SOBRECORRIENTE A TIERRA

1. PRIMERA ETAPA $I_o >$

El ajuste de la corriente de arranque de tierra será igual a:

$$I_c = \frac{4362.5 \text{ kw}}{22.9 \times 1.7320 \times 0.9} = 122.21$$

Considerando un factor de 30 % resulta un valor de ajuste redondeado a 36.66 A Primarios. Sin embargo, la coordinación en el grafico tiempo-corriente determina el mejor ajuste homopolar por lo que la corriente de arranque de tierra del Relé se elige de **30 A Primarios**.

La curva seleccionada será de característica **“Definite Time (51)”**, con un ajuste de **dial de tiempo de 0.8** y con resistencia de falla de 0 ohm hasta 50 ohm en el lado de alta del transformador reductor de tensión de 22.9/10 kV (que alimenta a la Provincia de Ollantaytambo).

2. SEGUNDA ETAPA $I_{o>>}$

Se habilitará una segunda etapa de tiempo definido con la finalidad de aclarar rápidamente una falla a tierra franca en la red de distribución de 22.9 kV, para ello se debe considerar la corriente de falla más pequeña (entre la monofásica o bifásica a tierra) y además el relé debe reaccionar a la falla más lejana, es por ello por lo que se realiza una falla bifásica a tierra en la barra Ollantaytambo 22.9 kV obteniéndose el siguiente resultado.

$$Minima I_{cc\_2\emptyset\_Tierra} = 393.452$$

La coordinación en el grafico tiempo - corriente para el caso fallas a tierra determina la mejor opción de valor para la corriente de arranque del segundo umbral del Relé, eligiéndose así los valores siguientes.

$I_{o>>}$: 240 A (primarios)

$t_{o>>}$: 0.62 segundos (Time Delay)

5.10.3.3. Selección del Calibre del Fusible Limitador de Corriente

Para la selección de los fusibles considerados en el sistema de protección, se detallarán los datos de los transformadores de distribución que abarcan las derivaciones de “Pachar”, “Yanahuara” y “Pichingoto”

1. FUSIBLE – DERIVACIÓN PACHAR

a. Datos de los transformadores a proteger con el fusible

Se tiene en total 6 transformadores y 1 Transformador reductor (Equivalente al tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades) en conjunto suman una potencia aparente que se muestra a continuación.

$$Potencia_{KVA} = 1040 KVA$$

$$Tension_{Lado AT} = 22.9 KV$$

b. Corriente en el lado donde se instala el fusible

$$I_{AT} = \frac{S_{KVA}}{\sqrt{3} \times V_{AT}}$$

$$I_{AT} = 26.22 \text{ Amperios}$$

Donde:

S_{KVA} = Potencia Aparente en KVA

V_{AT} = Tension en el Lado de A.T.

I_{AT} = Corriente del Fusible en el Lado de A.T.

c. Capacidad del Fusible Propuesto

$$I_{fusible} = Factor \times I_{AT}$$

Donde el “factor” puede variar desde 1 hasta 1.5, El factor 1.5 indica que los transformadores están trabajando a más del 100 %, es decir que presentan sobrecarga, sin embargo, mediante los cálculos de flujo de potencia se puede observar que inclusive a un escenario de máxima demanda y para el año 2044 la zona Ollantaytambo 10 kV que corresponde al transformador reductor solo trabaja a 64.96 % (según reporte de cargabilidad del Capítulo V). Por lo que se prefiere no inflar tanto el valor de la corriente del fusible mediante el factor de 1.5, es decir como los transformadores en 20 años no se han sobrecargado este factor pasaremos a usarlo como 1 para fines prácticos.

Por lo indicado líneas arriba se opta por el siguiente tipo de fusible.

$$Tipo_{Fusible} = 25 K$$

2. FUSIBLE – DERIVACIÓN YANAHUARA

a. Datos de los transformadores a proteger con el fusible

Se tiene en total 12 transformadores de distribución y los que conforman la derivación Pachar, en conjunto suman una potencia aparente que se muestra a continuación.

$$Potencia_{KVA} = 1530 KVA$$

$$Tension_{Lado AT} = 22.9 KV$$

b. Corriente en el lado donde se instala el fusible

$$I_{AT} = \frac{S_{KVA}}{\sqrt{3} \times V_{AT}}$$

$$I_{AT} = 38.574 \text{ Amperios}$$

Donde:

$S_{KVA} = \text{Potencia Aparente en KVA}$

$V_{AT} = \text{Tension en el Lado de A.T.}$

$I_{AT} = \text{Corriente del Fusible en el Lado de A.T.}$

c. Capacidad del Fusible Propuesto

$$I_{fusible} = Factor \times I_{AT}$$

Donde el “factor” puede variar desde 1 hasta 1.5, según reporte de cargabilidad del Capitulo V, los transformadores de distribución en 20 años no se han sobrecargado por lo que el factor a considerar será de 1.1 para fines prácticos.

$$I_{fusible} = 1.1 \times I_{AT} = 42.43 A$$

Por lo indicado líneas arriba se opta por el siguiente tipo de fusible.

$$Tipo_{Fusible} = 50 K$$

3. FUSIBLE – DERIVACIÓN PICHINGOTO

a. Datos de los transformadores a proteger con el fusible

Se tiene en total 20 transformadores de distribución y los que conforman la derivación Yanahuara, en conjunto suman una potencia aparente que se muestra a continuación.

$$Potencia_{KVA} = 2735 KVA$$

$$Tension_{Lado AT} = 22.9 KV$$

b. Corriente en el lado donde se instala el fusible

$$I_{AT} = \frac{S_{KVA}}{\sqrt{3} \times V_{AT}}$$

$$I_{AT} = 68.954 \text{ Amperios}$$

Donde:

$S_{KVA} = \text{Potencia Aparente en KVA}$

$V_{AT} = \text{Tension en el Lado de A.T.}$

$I_{AT} = \text{Corriente del Fusible en el Lado de A.T.}$

c. Capacidad del Fusible Propuesto

$$I_{fusible} = Factor \times I_{AT}$$

Donde el “factor” puede variar desde 1 hasta 1.5, según reporte de cargabilidad del Capítulo V, los transformadores de distribución en 20 años no se han sobrecargado por lo que el factor a considerar será de 1.1 para fines prácticos.

$$I_{fusable} = 1.1 \times I_{AT} = 75.85 \text{ A}$$

Por lo indicado líneas arriba se opta por el siguiente tipo de fusible.

$$Tipo_{Fusible} = 80 \text{ K}$$

Respecto a la selección del fusible de expulsión tipo K a ser implementado en las derivaciones “Pachar”, “Yanahuara” y “Pichingoto” se tomó en cuenta los criterios mencionados en el apartado 1.2.3. “Criterios para Coordinación de Protección Entre Fusibles” del presente capítulo, Se ha considerado como equipos de protección a seccionadores fusibles (Cut-Out).

Las corrientes de carga de cada tramo de línea protegido se obtienen de los resultados de flujo de carga o mediante la suma de la corriente nominal de todos los transformadores que se ven aguas debajo de cada derivación seleccionada en el presente estudio y los tiempos de “minimum melting time” y “total clearing time” se obtuvo del manual de S&C ELECTRIC COMPANY – Chicago – TCC NUMBER 165-2 y 165-2-2.

En el **Anexo N° 10** se presentan los gráficos de coordinación de protección de sobrecorriente para corrientes de falla entre fases y fallas a tierra.

5.10.4. Observaciones y Conclusiones de la Coordinación de Protección

A continuación, únicamente se detallan las conclusiones abocadas a la coordinación de protección, los puntos de flujo de potencia se entienden que son puntos ya considerados en las conclusiones de la Tesis en Estudio.

- El cálculo de los ajustes de los relés de protección principales y de respaldo se realizan asegurando una adecuada selectividad y coordinación entre relés garantizando como mínimo un tiempo de 0.20 segundos en promedio, sin embargo, para este estudio solo se considera un relé principal que protege al Alimentador y está ubicado a la salida de la barra en 22.9 kV de la SET Urubamba, por lo que el criterio de coordinación será entre **relé y fusibles** donde el tiempo de coordinación es de 0.12 segundos según lo indicado en la normativa “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- Es importante prevenir que las selectividades de las protecciones de la red en estudio no pongan en riesgo el disparo del equipo de protección correspondiente al alimentador

troncal en 22.9 kV (Alimentador UR-02), que podría generar repercusiones en la calidad del servicio de la concesionaria, es por ello por lo que los fusibles aguas abajo deben actuar primero frente a diversos tipos de falla.

- Para los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases y de tierra que se han elaborado en el presente estudio se ha tomado como referencia los ajustes existentes y las características de los relés para protecciones de sobrecorriente del alimentador UR-02 operando a 10 kV de S.E. Urubamba de Electro Sur Este S.A.A.
- Se recomienda implementar algunos relés a lo largo de la troncal del alimentador UR-02 en puntos estratégicos como derivaciones principales, debido a que las fallas monofásicas se dan más en sistemas de distribución y aquí los fusibles no detectan corrientes homopolares por lo que la protección para este tipo de fallas dependerá de los relés ubicados a la salida del alimentador y derivaciones principales, finalmente estos deberán actuar debidamente coordinados entre ellos, cumpliendo con los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones como lo son: la rapidez de operación, selectividad, confiabilidad, seguridad entre otros.

5.11. Conclusiones

- Dado que la propuesta de cambio de nivel de tensión es integral e incluye el seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad – Urubamba 10 kV”, los resultados obtenidos en las simulaciones con Digsilent corresponden únicamente a los tramos “Urubamba – Ollantaytambo” y “Ollantaytambo Ciudad y Comunidades”, excluyendo el tramo “Urubamba Ciudad”, que ya no forma parte de la infraestructura eléctrica del alimentador UR-02 operando a 22.9 kV debido a su seccionamiento operativo en el nuevo diagrama unifilar del alimentador.
- En el escenario actual (Alimentador UR-02 operando a 10 kV), las pérdidas activas ascienden a 1421.74 kW. Con la propuesta de mejora (Alimentador UR-02 operando a 22.9 kV), estas se reducen drásticamente a 60.71 kW, lo que representa una disminución del 95.7 %, gracias al aumento del nivel de tensión, el seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad” y el incremento de la sección de los conductores.
- En cuanto a los niveles de tensión para el alimentador UR-02 operando a 10 kV, se presentan situaciones de subtensión, con valores que van desde 0.439 p.u hasta 0.925 p.u, los cuales comprometen la calidad del producto eléctrico.

- Cuando el Alimentador UR-02 opera a 22.9 kV, los niveles de tensión se estabilizan en 0.991 p.u. y 1.030 p.u. en el año 2024 y entre 0.974 p.u. y 1.030 p.u. en el año 2044, Estos valores cumplen con los límites establecidos por la **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)**, garantizando la calidad del producto.
- Se evidencia una reducción de la cargabilidad de los transformadores de distribución, dado que en la situación actual cuando el alimentador UR-02 opera a 10 kV algunas SED's alcanzan entre 75.07 % y 84.57 % de su capacidad nominal, valores cercanos a la sobrecarga. Con la mejora a 22.9 kV, en 2024 la cargabilidad de las SED's se reduce a un rango de 21.63 % a 45.63%, y en 2044 se mantiene entre 30.11 % y 64.96 %, permitiendo una operación sostenible frente al crecimiento proyectado de la demanda.
- Se observa una disminución significativa en la cargabilidad de las líneas y redes primarias, cuando el alimentador UR-02 opera a 10 kV, se identifican tramos sobrecargados con niveles de 101.04 % hasta 126.69 % y otros cercanos al límite operativo con valores entre 77.18 % a 96.87 %. En cambio, con la propuesta de mejora, la cargabilidad máxima en 2024 es de 22.97 % y en 2044 alcanza solo 32.58 %, asegurando un desempeño confiable de las redes primarias a largo plazo.
- La liberación de carga por el seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad”, junto con las adecuaciones de red en el sistema de distribución del alimentador UR-02, permiten reducir el esfuerzo operativo del sistema.
- Con la implementación de la propuesta de mejora del Alimentador UR-02, se optimiza la eficiencia del sistema de distribución, se prolonga la vida útil de los componentes eléctricos y se garantiza una mayor capacidad de respuesta frente a futuros incrementos de carga.

CAPITULO VI

VI. PROPUESTA METODOLOGICA DE EVALUACION ECONOMICA PARA PROYECTOS DE MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

6.1. Introducción

En el presente capítulo se desarrolla una propuesta metodológica de evaluación económica aplicable a proyectos orientados al mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución eléctrica. Esta propuesta busca proporcionar una herramienta que permita evaluar la viabilidad económica de intervenciones técnicas que plantean un antes y un después en la operación del sistema eléctrico, tales como cambios de nivel de tensión, reforzamiento de redes o incorporación de nuevas tecnologías.

En primer lugar, se presenta la metodología general para el mejoramiento de la calidad de producto en sistemas de distribución, la cual establece las etapas necesarias para abordar este tipo de proyectos, incluyendo desde el diagnóstico técnico hasta la evaluación económico-social.

Luego, se desarrolla el fundamento metodológico de la propuesta de evaluación económica, donde se justifica la necesidad de este tipo de análisis, se define el tipo de evaluación económica, se define el enfoque incremental y los criterios utilizados.

Seguidamente, se describe la estructura interna de la propuesta de evaluación económica, en la que se identifican las variables principales que alimentan el modelo, sus componentes metodológicos, así como la relación entre sí.

Luego, se presenta el modelo económico desarrollado en Excel, explicando cómo está organizado (bloques de entrada, procesamiento y resultados), cómo funciona su lógica operativa, y de qué manera compara automáticamente los escenarios con y sin proyecto para generar los indicadores económicos.

Posteriormente, se realiza la aplicación práctica de la propuesta de evaluación económica al caso del Alimentador UR-02, el cual fue objeto de estudio técnico en capítulos anteriores. En esta aplicación, se toma como referencia el presupuesto de inversión del proyecto de remodelación del alimentador UR-02 por cambio de nivel de tensión de Electro Sur Este S.A.A. sobre este presupuesto como base o punto de partida, se evalúa la rentabilidad del proyecto en un horizonte de 20 años.

Finalmente, se presentan los indicadores económicos y el impacto económico, identificando los beneficios proyectados para la empresa concesionaria en términos de eficiencia, reducción de pérdidas, mejora en la calidad del producto eléctrico y sostenibilidad financiera de la red de distribución.

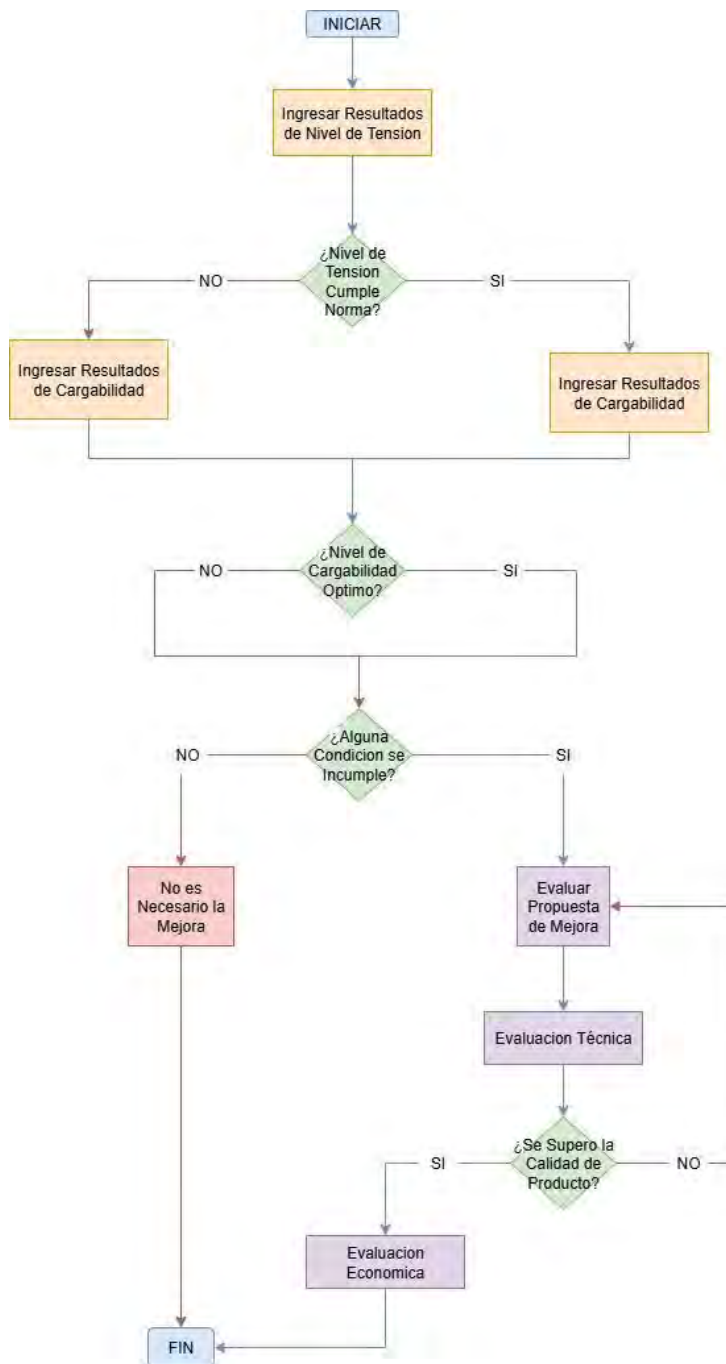
6.2. Metodología Propuesta para el Mejoramiento de Calidad de Producto en Sistemas de Distribución

En este apartado se detallan los aspectos importantes a tener en cuenta para el diseño de esta metodología. En los capítulos III y IV se evaluaron todos los aspectos técnicos, incluyendo niveles de tensión y la cargabilidad del alimentador en estudio. En el capítulo V se planteó la propuesta integral para superar las caídas de tensión, permitiendo identificar la medida o conjunto de medidas que resultan ser efectivas para mejorar la calidad de producto cuando se aplican como una solución integral. En el capítulo VI se desarrolla la propuesta de evaluación económica, que permite validar la propuesta.

Con toda la información desarrollada, se plantea la metodología para el mejoramiento de calidad de producto en sistemas de distribución. La metodología planteada se muestra en el diagrama de flujo de la siguiente figura, donde se muestran los pasos a seguir en la aplicación de la metodología.

Figura 6. 1

Diagrama de Flujo de la Metodología



Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se define cada uno de los procesos de la metodología indicada en el flujograma:

1. Ingreso de Resultados de Niveles de Tensión

El inicio de la metodología parte de este paso, donde se debe contar con el reporte de resultados de niveles de tensión, especialmente los valores críticos. Los datos importantes para la metodología son:

- Tensión al inicio y final del tramo crítico.
- Caída de tensión en (V), porcentaje (%) y en p.u.

2. ¿Niveles de Tensión < 0.95 p.u.?

En este paso nos hacemos la pregunta si los niveles tensión obtenidos del reporte de resultados están dentro del margen establecido por la NTCSE o si incumplen la normativa. Si la respuesta es SI (es decir, cumple) el siguiente paso es el ingreso de resultados de cargabilidad. Del mismo modo, si la respuesta es NO (es decir, no cumple) también se continuará con el análisis de la cargabilidad, ya que es importante no solo limitarse a tomar acción cuando existen caídas de tensión en el alimentador sino también cuando este presenta niveles de cargabilidad altos.

3. Ingreso de Resultados de Cargabilidad

En este paso se consideran los valores críticos del reporte de resultados de cargabilidad a lo largo del alimentador UR-02. Los datos importantes para la metodología son:

- Cargabilidad en porcentaje (%) de las líneas primarias.
- Cargabilidad en porcentaje (%) de las SED's.

4. ¿Nivel de Cargabilidad < 75 %?

En este paso se pregunta si los niveles de cargabilidad de las líneas y subestaciones de distribución están por debajo del 75% de su capacidad nominal es decir no están sobrecargadas, ni próximas a sobrecargarse. Si la respuesta es SI el siguiente paso será evaluar si alguna condición planteada no se está cumpliendo. Del mismo modo si la respuesta es NO también se continua a la misma pregunta, dado que un solo incumplimiento justifica el análisis de mejora.

5. ¿Existe Alguna Condición Incumplida?

Este paso determina si alguno de los resultados de niveles de tensión o niveles de cargabilidad no están cumpliendo las condiciones planteadas. Si no se detecta ninguna condición incumplida (NO), no es necesario realizar la mejora al sistema de distribución y por ende llegaríamos al final del proceso. En caso contrario si se observa al menos un incumplimiento el siguiente paso será la Evaluación de la Propuesta de Mejora. Este proceso se describe a continuación.

5.1. Evaluar Propuesta de Mejora

Con el fin de plantear una propuesta de mejora frente a las condiciones operativas actuales del alimentador UR-02, se evalúan soluciones que permitan superar la mala calidad de producto. Para ello, con base en el reporte de resultados de niveles de tensión y cargabilidad desarrollados en los capítulos III y IV, respectivamente, se identificará a partir de la simulación del alimentador en Digsilent el tramo de operación más crítico, donde se observe la mayor cantidad de caídas de tensión y niveles altos de cargabilidad.

Una vez identificado el tramo crítico, se evalúan soluciones o combinación de estas que permitan superar la mala calidad de producto. Para nuestro caso, se elige una propuesta integral que consta de: El reforzamiento de conductores, la reconfiguración de la red de distribución y el incremento del nivel de tensión. Cabe señalar que no son las únicas medidas posibles y la elección de las medidas indicadas se basa en las consideraciones para la ejecución de proyectos que aplican el cambio de nivel de tensión, indicado en el capítulo V, así como en las condiciones operativas actuales del alimentador.

Con la propuesta planteada el siguiente paso es proceder con su evaluación técnica, como se indica a continuación.

5.1.1. Evaluación Técnica.

En este subproceso se realiza el análisis de la operación en régimen permanente del alimentador UR-02 para una demanda proyecta y con la aplicación de la propuesta integral de cambio de nivel de tensión, con el fin de evaluar los resultados con el incremento de tensión del alimentador sobre los perfiles de tensión y los niveles de cargabilidad, de esta forma se hace la comparativa con el antes y el después de las condiciones operativas del alimentador.

Se revisa lo siguiente:

- Se revisa si se superan los problemas de caídas de tensión, corroborando que los niveles de tensión estén dentro del rango establecido por la NTCSE ($0.95 \leq \text{tensión} \leq 1.05 \text{ p.u.}$) y finalmente mediante una tabla comparativa se contrasta con los niveles de tensión antes de la propuesta de mejora.
- Se revisa si los niveles de cargabilidad en el tramo crítico de operación, están por debajo del 75% de su capacidad nominal, validando de esta manera que las líneas y subestaciones de distribución no presenten sobrecargas, finalmente

mediante una tabla comparativa se contrasta con los niveles de cargabilidad antes de aplicarse la propuesta de mejora.

Realizado el análisis técnico el siguiente paso es hacerse la pregunta si se superó la mala calidad de producto, considerando para ello que tanto los niveles de cargabilidad y niveles de tensión sean los óptimos incluso bajo una proyección de la demanda.

5.1.2. ¿Se Superó la Mala Calidad de Producto?

De no cumplirse las condiciones previamente establecidas, es decir, si no se logran superar las caídas de tensión ni los altos niveles de cargabilidad a lo largo del tramo crítico de operación, la respuesta a esta pregunta será NO. En ese caso, se debe retornar al paso de evaluación de la propuesta de mejora, donde se evaluarán nuevamente las medidas de solución que se requiera adicionalmente para superar dichas deficiencias.

Por el contrario, si se cumplen las condiciones que aseguran una buena calidad de producto, se procede a realizar la evaluación económica de la propuesta, la cual se describe en el siguiente subproceso.

5.1.2.1. Evaluación Social y Económica

Para este subproceso se toma de base la propuesta integral de mejora y se revisa tanto los efectos en el bienestar de la sociedad como también se determina la rentabilidad de la propuesta, siguiendo la siguiente secuencia:

En cuanto a lo social.

- Inicialmente se identifica a la población eléctrica actual beneficiada del alimentador UR-02, utilizando los datos del sistema GIS de Electro Sur Este S.A.A. y se estima la población impactada según los datos de población por vivienda del INEI.
- Una vez superados los problemas de caídas tensión y niveles de cargabilidad frente al crecimiento proyectado de la demanda (según el análisis técnico previo), es importante identificar la población eléctrica beneficiada que se tendrá a futuro con la propuesta de mejora, para dicha estimación se considera la tasa de crecimiento anual de la población según la INEI.
- Luego se estima el consumo promedio por cliente durante el horizonte de estudio de 20 años, utilizando como referencia el consumo per cápita promedio del sector valle sagrado, al cual pertenecen los usuarios del alimentador UR-02.

Se asume que, gracias a la propuesta de mejora, el alimentador abastecería con total normalidad las necesidades eléctricas de la población.

En cuanto a lo económico.

- Para evaluar la rentabilidad de la propuesta, es primordial comparar dos escenarios: uno en el que se implementa la mejora en el alimentador y otro en el que no se realiza ninguna intervención. Para ello, inicialmente se identifica la compra de energía y potencia a lo largo del periodo proyectado, tomando como base la energía distribuida en kW.h por el alimentador.
- Seguidamente se cuantifica los costos de operación y mantenimiento durante el periodo proyectado para ambos escenarios (con y sin propuesta). Con los datos obtenidos hasta este punto se calcularía los costos incrementales.
- Luego, se cuantifica los ingresos por venta de energía, que dependen del consumo anual de los clientes. Además, se estima el ahorro por compra de energía y potencia, así como el ahorro por compensaciones de calidad de producto y suministro; con esta información se determinaría los beneficios incrementales.
- Finalmente, con el flujo neto incremental se determina los indicadores Van y TIR, los cuales permiten validar la viabilidad de la propuesta.
- Cabe recordar que este procedimiento económico social se desarrolla en el presente capítulo.

6.3. Fundamento Metodológico para la Propuesta de Evaluación Económica

6.3.1. Justificación de la Evaluación Económica en Proyectos de Sistemas de Distribución

En los sistemas de distribución eléctrica, las decisiones técnicas deben ser respaldadas por una evaluación económica que permita validar la conveniencia de la inversión. Especialmente en proyectos orientados al mejoramiento de un sistema de distribución, para nuestro caso el mejoramiento de la calidad de producto, la evaluación económica permite cuantificar beneficios tangibles e intangibles que no se reflejan directamente en ingresos, pero sí en mejoras operativas, eficiencia del sistema y satisfacción del usuario.

6.3.2. Tipo de Análisis Económico Seleccionado

Existen diferentes enfoques metodológicos para evaluar proyectos: análisis costo-beneficio, análisis costo-eficiencia y análisis de costo-utilidad, entre otros. En el caso del presente estudio, se ha adoptado el Análisis Costo-Beneficio como base metodológica, por las siguientes razones:

- Permite monetizar los beneficios técnicos esperados de la propuesta (reducción de pérdidas, aumento de ingresos, mejoras en calidad del producto y suministro).
- Evalúa si la inversión en infraestructura genera un retorno neto positivo para el sistema eléctrico.
- Facilita la toma de decisiones con base en indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

6.3.3. Enfoque Metodológico de Análisis Incremental

La propuesta metodológica se basa en un enfoque de análisis incremental, el cual compara dos escenarios:

- El **escenario sin proyecto**, que refleja la situación actual del alimentador UR-02 operando en 10 kV, con sus deficiencias en tensión y sobrecarga.
- El **escenario con proyecto**, que incorpora el cambio de nivel de tensión a 22.9 kV, así como reconfiguración de red y reforzamiento de conductores.

Este enfoque permite cuantificar costos y beneficios incrementales con y sin proyecto:

- **Costos incrementales:** inversión, compra de energía y potencia, operación y mantenimiento adicionales del nuevo sistema.
- **Beneficios incrementales:** ingresos por ventas de energía, ahorros por compra de energía y potencia, ahorro por compensación de calidad de producto y eficiencia operativa.

6.3.4. Horizonte de Evaluación

Se adopta un horizonte de evaluación de 20 años, lo cual es consistente con la vida útil promedio de las instalaciones eléctricas en sistemas de distribución. Este periodo permite observar con suficiente amplitud los efectos técnicos y económicos de la propuesta sobre el desempeño del alimentador UR-02, así como las variaciones proyectadas de demanda, costos y beneficios.

6.3.5. Tipo de Evaluación y Tasas Utilizadas

Para la evaluación de rentabilidad se considera un enfoque privado, En la presente evaluación económica se realizará una evaluación privada, puesto que esta propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión y/o cualquier tipo de proyecto (son gestionados o en todo caso sujetos de operación y mantenimiento) por las empresas concesionarias de distribución eléctrica. Este tipo de evaluación tiene como objetivo analizar la rentabilidad del proyecto considerando precios privados, además de verificar los parámetros actuales, como las tarifas, que dichas empresas aplican en sus cálculos, en este caso sería Electro Sur Este S.A.A.

Se considera una evaluación privada, empleando una tasa de descuento del 12%, representativa del costo de oportunidad del capital en proyectos del sector energético privado y además una tasa considerando el valor del WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital).

6.3.6. Criterios de Rentabilidad

El proyecto se considera económicamente viable si cumple con los siguientes criterios financieros:

- a. Valor Actual Neto (VAN) positivo**, lo cual indica que los beneficios descontados superan los costos a lo largo del horizonte de evaluación.

El criterio por seguir es el siguiente:

- Si el VAN es < 0 , se rechaza el proyecto.
- Si el VAN es $= 0$, el proyecto es indiferente.
- Si el VAN es > 0 , se acepta el proyecto.

Un VAN positivo indica que un proyecto es económicamente viable.

- b. Tasa Interna de Retorno (TIR) superior a la tasa de descuento**, lo que refleja una rentabilidad mayor al costo del capital invertido.

El criterio por seguir es el siguiente:

- Si la TIR $<$ a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto (TMAR), se rechaza.
- Si la TIR $=$ a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto, el proyecto es indiferente. De tal manera que los beneficios del proyecto sólo pagarán los costos.
- Si la TIR $>$ a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto, el proyecto se acepta.

Una TIR superior a la tasa de descuento utilizada confirma su viabilidad económica.

6.3.7. Sustento Normativo y Operativo

La metodología se enmarca en la práctica del sector eléctrico peruano y toma como referencia:

- La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) para definir las condiciones técnicas mínimas aceptables.
- Las directivas internas de la empresa Electro Sur Este S.A.A., que definen criterios de intervención en redes urbanas y rurales, niveles de tensión, criterios de seccionamiento y configuración de alimentadores.
- La experiencia práctica en formulación de proyectos eléctricos, donde se priorizan soluciones sostenibles, técnica y económicamente justificadas.

6.3.8. Herramienta de la Propuesta de Evaluación Económica

La propuesta metodológica de evaluación económica incluye el desarrollo de una plantilla en Excel, que permite aplicar la evaluación económica a cualquier proyecto que busque la mejora de calidad de producto en sistemas de distribución de manera práctica y replicable. Esta herramienta organiza las variables y procesos de cálculo en hojas interrelacionadas, tales como:

- Consumo per cápita, crecimiento poblacional, factor de carga y demanda proyectada.
- Tarifas de compra y venta de energía.
- Crecimiento del consumo energético.
- Pérdidas.
- Compensaciones de calidad de producto y suministro.
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para evaluar activos.
- Costo de operación y mantenimiento.
- Estimación de ingresos (beneficios), egresos (costos) y el flujo de caja para el periodo de evaluación.
- Cálculo automático de VAN y TIR.

Esta herramienta sirve no solo para la evaluación específica del caso UR-02, sino también como modelo replicable para otros alimentadores en situación similar.

6.4. Estructura de la Propuesta de Evaluación Económica

Esta sección presenta la forma en que se organiza la propuesta metodológica de evaluación económica. Se detallan los elementos que la componen, desde las variables iniciales que alimentan el modelo hasta los bloques de análisis donde se procesan y relacionan los datos.

6.4.1. Variables Clave Consideradas en el Modelo de Evaluación Económica

El estudio de viabilidad económica se basa en el análisis de variables clave que influyen en los costos, beneficios y rentabilidad del proyecto. Estas variables reflejan aspectos técnicos, económicos y demográficos que determinan el comportamiento del sistema eléctrico y su impacto en la provincia de Urubamba. A continuación, se describen las principales variables consideradas:

6.4.1.1. Consumo Per Cápita

El consumo per cápita de energía eléctrica es un indicador fundamental para estimar la demanda futura del alimentador UR-02. Este valor está relacionado directamente con el nivel de desarrollo económico y social de la región y permite proyectar la cantidad de energía requerida por habitante durante el horizonte de planeamiento, para este caso el alimentador UR-02 pertenece al Sistema Eléctrico Valle Sagrado 1, por lo que a continuación se detalla el consumo per cápita para el Valle Sagrado.

Tabla 6. 1

Consumo Per Cápita kW.h/Cliente del Sistema Eléctrico Valle Sagrado

CONSUMO PER CÁPITA	
kW.h / Cliente	
FECHA	VALLE SAGRADO
Enero - 2014	84.97
Febrero - 2014	84.84
Marzo - 2014	84.67
Abril - 2014	84.78
Mayo - 2014	85.00
Junio - 2014	84.57
Julio - 2014	84.45
Agosto - 2014	85.11
Septiembre - 2014	85.35

CONSUMO PER CÁPITA	
kW.h / Cliente	
FECHA	VALLE SAGRADO
Octubre - 2014	85.09
Noviembre - 2014	85.12
Diciembre - 2014	85.01
Enero - 2015	84.88
Febrero - 2015	85.00
Marzo - 2015	84.46
Abril - 2015	84.23
Mayo - 2015	83.95
Junio - 2015	83.87
Julio - 2015	83.71
Agosto - 2015	83.31
Septiembre - 2015	82.86
Octubre - 2015	82.72
Noviembre - 2015	82.63
Diciembre - 2015	82.49
Enero - 2016	82.10
Febrero - 2016	82.11
Marzo - 2016	82.48
Abril - 2016	82.28
Mayo - 2016	82.20
Junio - 2016	82.69
Julio - 2016	83.04
Agosto - 2016	83.21
Septiembre - 2016	83.40
Octubre - 2016	83.63
Noviembre - 2016	84.37
Diciembre - 2016	84.39

CONSUMO PER CÁPITA	
kW.h / Cliente	
FECHA	VALLE SAGRADO
Enero - 2017	84.99
Febrero - 2017	85.36
Marzo - 2017	85.01
Abril - 2017	84.75
Mayo - 2017	84.91
Junio - 2017	84.18
Julio - 2017	83.51
Agosto - 2017	83.22
Septiembre - 2017	82.95
Octubre - 2017	82.96
Noviembre - 2017	82.22
Diciembre - 2017	81.93
Enero - 2018	81.34
Febrero - 2018	80.99
Marzo - 2018	81.12
Abril - 2018	81.70
Mayo - 2018	81.66
Junio - 2018	82.31
Julio - 2018	83.03
Agosto - 2018	83.04
Septiembre - 2018	83.77
Octubre - 2018	83.73
Noviembre - 2018	83.97
Diciembre - 2018	84.43

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 6. 2

Valores Promedios por Año del Consumo Per cápita [kW.h/Cliente] del Sistema eléctrico Valle Sagrado

VALLE SAGRADO	
Promedio 2014	84.91
Promedio 2015	83.68
Promedio 2016	82.99
Promedio 2017	83.83
Promedio 2018	82.59

Fuente: Elaboración Propia

a. Importancia:

- Permite dimensionar los ingresos por venta de energía en función del crecimiento poblacional.
- Influye en la capacidad requerida del sistema eléctrico para atender la demanda proyectada.

b. Metodología de estimación:

Se utilizó el consumo promedio histórico por habitante, más actual obtenida de la información proporcionada por Electro Sur Este S.A.A. (2018)

6.4.1.2. Tarifa de Compra y Venta

Las tarifas eléctricas representan un factor determinante en los ingresos y costos operativos asociados al proyecto:

- a. Tarifa de compra:** Es el precio que paga la empresa distribuidora por la energía adquirida al sistema de generación. Este valor afecta directamente los costos de operación del alimentador, con respecto al alimentador UR-02 en estudio, este pertenece a la SET URUBAMBA que se alimenta de la Barra en 138 kV de Cachimayo.

Tabla 6. 3

Tarifas de Compra en Barra Cachimayo a 138 kV

TARIFAS DE COMPRA				may-24
BARRAS	PCSPT (S/./KW-Mes)	PPM (S/./KW-Mes)	Energia HP (ctm. S/./KWh)	Energia HFP (ctm. S/./KWh)
Cachimayo 138kV	37.200	22.12	24.19	22.57

Fuente: OSINERGMIN Informe Técnico (N° 210-2024-GRT) que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2024 - abril 2025

b. **Tarifa de venta:** Es el precio al que se vende la energía a los usuarios finales. Esta tarifa define los ingresos generados por la venta de energía.

Tabla 6. 4

Tarifa de Venta del Sistema Eléctrico Valle Sagrado I

PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD (NO INCLUYE IGV)				mayo-24	
SISTEMA ELECTRICO				Valle Sagrado 1	
BAJA TENSION					
BT5B	a) Residencial con consumo menor o iguales a 140 kW.h por mes				
	0-30 kWh				
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	3.81		
	Cargo por energía activa	ctm.S/./kW.h	30.99		
	31-140 kWh				
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	3.81		

PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD (NO INCLUYE IGV)			mayo-24
Cargo por energía activa-Primeros 30 kWh	S./mes		9.30
Cargo por energía activa-Exceso de 30 kWh	ctm.S./kW.h		77.47
b) Residencial con consumo mayor 140 kW.h por mes			
Cargo Fijo Mensual	S./mes		3.93
Cargo por energía activa	ctm.S./kW.h		79.95
c) No Residencial			
Cargo Fijo Mensual	S./mes		5.13
Cargo por energía activa	ctm.S./kW.h		86.43

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

Se asumieron valores tarifarios vigentes, ajustados por posibles incrementos anuales en función de la inflación y los costos del sistema eléctrico.

6.4.1.3. Tasa de Crecimiento Poblacional

El crecimiento poblacional en la región de Urubamba es una variable crítica para la proyección de demanda eléctrica. Una mayor población implica un incremento en el número de usuarios conectados al sistema, lo que se traduce en mayores ingresos por ventas de energía.

Se utilizó información de censos poblacionales históricos y proyecciones oficiales para estimar una tasa anual de crecimiento.

Tabla 6. 5

Tasa de Crecimiento y Habitantes por Vivienda

TAZA DE CRECIMIENTO	0.77%
HABITANTES POR VIVIENDA	4.00

Fuente: Elaboración Propia mediante base de datos INEI

Tabla 6. 6*Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Departamental*

DEPARTAMENTO	CENSO 2007			CENSO 2017			CRECIMIENTO	
	HABITANTES			HABITANTES			HABITANTES	
	POBLACION	VIVIENDA	POR VIVIENDA	POBLACION	VIVIENDA	POR VIVIENDA	POBLACION	POR VIVIENDA
CUSCO	1,171,403.00	358,498.00	3.27	1,205,527.00	444,986.00	2.71	0.29%	3.27
PROMEDIO							0.29%	3.27

*Fuente: INEI***Tabla 6. 7***Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Provincial*

PROVINCIA	CENSO 2007			CENSO 2017			CRECIMIENTO	
	HABITANTES			HABITANTES			HABITANTES	
	POBLACION	VIVIENDA	POR VIVIENDA	POBLACION	VIVIENDA	POR VIVIENDA	POBLACION	POR VIVIENDA
URUBAMBA	56,685.00	16,088.00	3.52	60,739.00	21,065.00	2.88	0.69%	3.52
PROMEDIO							0.69%	3.52

Fuente: INEI

Tabla 6. 8*Determinación del Crecimiento Poblacional Nivel Distrital*

DISTRITO	CENSO 2007			CENSO 2017			CRECIMIENTO	
	POBLACION	VIVIENDA	HABITANTES	POBLACION	VIVIENDA	HABITANTES	POBLACION	HABITANTES
			POR VIVIENDA			POR VIVIENDA		POR VIVIENDA
URUBAMBA	17,787.00	4,595.00	3.87	20,082.00	6,045.00	3.32	1.22%	3.87
OLLANTAYTAMBO	9,851.00	2,678.00	3.68	10,165.00	3,551.00	2.86	0.31%	3.68
						PROMEDIO	0.77%	3.87

Fuente: INEI

a. Importancia:

- Permite estimar la expansión del mercado eléctrico en la región.
- Influye en la proyección de consumos per cápita y demanda máxima esperada.

6.4.1.4. Pérdidas

Las pérdidas de energía, tanto técnicas como no técnicas, son un factor clave que afecta los costos operativos del sistema eléctrico. En el análisis, se evaluó cómo el cambio de nivel de tensión del alimentador contribuye a la reducción de estas pérdidas, en referencia al alimentador en estudio, las pérdidas son consideradas de la **Tabla 6.9.** “Discriminación de Perdidas 2019 (MWh / %)” para el departamento de cusco que es a donde pertenece el alimentador UR-02.

- 1. Pérdidas técnicas:** Se generan debido a la resistencia en conductores y equipos eléctricos. Estas disminuyen al operar el sistema a un mayor nivel de tensión (22.9 kV), ya que se reduce la corriente circulante.
- 2. Pérdidas no técnicas:** Se derivan de problemas como conexiones ilegales o errores de facturación.
- 3. Impacto en el proyecto:**
 - La reducción de pérdidas técnicas aumenta la eficiencia del sistema y los beneficios económicos.
 - Se estimó una disminución de las Perdidas de Energía Sin Proyecto de 9.27% al 4.10% de Perdidas de Energía Con Proyecto, gracias al cambio de nivel de tensión.

Tabla 6. 9

Discriminación de Perdidas 2019 (MWh / %)

CONCEPTO (MWH / %)	CUSCO	APURIMAC	MADRE DE DIOS	ELSE
COMPRA TOTAL	523,967.06	101,436.22	121,519.74	746,923.03
I. PERDIDAS TECNICAS	4,673.81	4,951.30	4,151.69	13,776.80
	0.89	4.88	3.42	1.84
1.1 PERDIDAS T Y ST	4,673.81	4,951.30	4,151.69	13,776.80
	0.89	4.88	3.42	1.84
TOTAL, PERDIDAS	4,673.81	4,951.30	4,151.69	13,776.80
TRANSMISION	0.89	4.88	3.42	1.84
CONCEPTO (MWH / %)	CUSCO	APURIMAC	MADRE DE DIOS	ELSE
COMPRA EN DISTRIBUCIÓN	494,862.16	99,948.19	116,613.69	711,424.04

CONCEPTO (MWH / %)	CUSCO	APURIMAC	MADRE DE DIOS	ELSE
I. PERDIDAS TECNICAS	40,566.79	8,471.45	10,315.82	59,354.06
	8.20	8.48	8.85	8.34
1.2 REDES DE MEDIA TENSION	9,787.38	1,029.35	3,096.74	13,913.47
	1.98	1.03	2.66	1.96
1.3 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	16,555.49	4,225.21	3,898.98	24,679.69
	3.35	4.23	3.34	3.47
1.4 REDES DE BAJA TENSION	11,205.64	2,330.08	2,991.65	16,527.36
	2.26	2.33	2.57	2.32
1.5 SISTEMAS DE MEDICION	3,018.27	886.81	328.45	4,233.54
	0.61	0.89	0.28	0.60
II. PERDIDAS NO-TECNICAS	5,313.77	1,336.87	2,498.89	9,149.53
	1.07	1.34	2.14	1.29
2.1 ERRORES EN SISTEMAS DE MEDICIÓN	3,020.11	989.84	1,872.61	5,882.56
	0.61	0.99	1.61	0.83
2.2 CONSUMOS NO AUTORIZADOS	2,000.85	306.36	509.70	2,816.91
	0.40	0.31	0.44	0.40
2.3 VULNERACION DE CONDICIONES	292.81	40.67	116.58	450.06
	0.06	0.04	0.10	0.06
TOTAL, PERDIDAS DISTRIBUCION	45,880.55	9,808.32	12,814.71	68,503.59
	9.27	9.81	10.99	9.63
CONCEPTO (MWH / %)	CUSCO	APURIMAC	MADRE DE DIOS	ELSE
T y ST	0.89	4.88	3.42	1.84
LMT	1.98	1.03	2.66	1.96
Trafos Distrib.	3.35	4.23	3.34	3.47
BT	2.26	2.33	2.57	2.32
Cons.Prop.Med.	0.61	0.89	0.28	0.60
Errores Sist. Med.	0.61	0.99	1.61	0.83
No Autorizados	0.40	0.31	0.44	0.40
Vulneracion	0.06	0.04	0.10	0.06
TOTAL (*)	10.16	14.69	14.41	11.47

Fuente: Área de Perdidas Electro Sur Este S.A.A.

6.4.1.5. Factor de Carga

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un periodo dado. Este indicador permite evaluar el aprovechamiento del sistema eléctrico, con respecto al alimentador en estudio se elige un día en especial como el 06 de noviembre del 2023 del reporte de perfiles de carga por año proporcionado por Electro Sur Este S.A.A. tal como se muestra en la **Tabla 6.10**.

Tabla 6. 10*Perfil de Carga del Alimentador UR-02 Correspondiente a un día del Año 2023*

Timestamp	Voltage L-L Avg Mean	Voltage Unbalance Mean	Current Avg Mean	Real Power Mean	Reactive Power Mean	Apparent Power Mean	Power Factor Lagging Mean	Power Factor Leading Mean	Frequency Mean
2023-nov-06 05:00:00.000	10,028.48	1.506649971	97.447311	1687.2449	-74.98549	1688.9271	-	99.900017	60.031162
2023-nov-06 05:15:00.000	10,047.94	1.509133935	95.313263	1653.5276	-68.39363	1654.9584	-	99.913307	59.995644
2023-nov-06 05:30:00.000	10,053.14	1.513080001	93.114281	1615.9127	-74.7607	1617.6511	-	99.892395	60.002743
2023-nov-06 05:45:00.000	10,058.53	1.511548042	91.559982	1589.8944	-70.4128	1591.4696	-	99.901001	60.013157
2023-nov-06 06:00:00.000	10,062.04	1.465945482	91.032211	1581.9526	-64.16937	1583.2755	-	99.916351	59.998226
2023-nov-06 06:15:00.000	10,069.26	1.474761367	89.609619	1557.9878	-63.52061	1559.2892	-	99.916443	59.999275
2023-nov-06 06:30:00.000	10,071.91	1.483324409	89.025192	1548.4331	-61.28397	1549.6664	-	99.92012	60.007698
2023-nov-06 06:45:00.000	10,081.55	1.483467102	87.344353	1519.8682	-64.81879	1521.2701	-	99.907661	59.991066
2023-nov-06 07:00:00.000	10,086.79	1.485366702	86.603088	1507.4832	-73.25666	1509.2803	-	99.88076	60.003147
2023-nov-06 07:15:00.000	10,087.06	1.489124537	85.901695	1495.0905	-72.77177	1496.8824	-	99.88002	59.995129
2023-nov-06 07:30:00.000	10,013.24	1.502212286	85.613434	1478.4545	-85.88686	1480.9716	-	99.829887	59.998341
2023-nov-06 07:45:00.000	10,011.98	1.48025322	85.371384	1474.5585	-78.8128	1476.6987	-	99.854675	60.007626
2023-nov-06 08:00:00.000	10,013.85	1.486183047	85.109085	1470.1726	-82.20522	1472.4777	-	99.843346	59.998669
2023-nov-06 08:15:00.000	10,015.79	1.478367209	84.908661	1466.8253	-85.74906	1469.3422	-	99.82869	60.007446
2023-nov-06 08:30:00.000	10,006.88	1.482830644	84.624496	1460.6299	-79.79745	1462.8358	-	99.849098	59.996304
2023-nov-06 08:45:00.000	10,030.15	1.506167173	85.108536	1471.7257	-85.226	1474.2051	-	99.831779	60.006535
2023-nov-06 09:00:00.000	10,036.52	1.519459367	86.002029	1488.792	-73.71451	1490.6239	-	99.877098	60.029823
2023-nov-06 09:15:00.000	10,024.86	1.529123902	87.924599	1520.5276	-70.7878	1522.1904	-	99.890633	59.99538
2023-nov-06 09:30:00.000	10,032.55	1.524316549	88.863144	1537.9506	-71.79881	1539.6338	-	99.890694	60.000919
2023-nov-06 09:45:00.000	10,032.60	1.512405276	90.406631	1565.4396	-63.11098	1566.7456	-	99.916458	60.00671
2023-nov-06 10:00:00.000	10,024.86	1.481921434	91.312744	1579.5527	-78.85677	1581.5302	-	99.875023	59.993675
2023-nov-06 10:15:00.000	10,021.88	1.46729815	95.358948	1650.3156	-62.75211	1651.5314	-	99.926117	59.996162
2023-nov-06 10:30:00.000	10,042.77	1.480966091	93.41684	1619.7662	-62.69727	1621.024	-	99.921921	60.000053
2023-nov-06 10:45:00.000	10,061.64	1.472109318	92.552299	1606.9475	-65.84813	1608.3157	-	99.914841	60.000889
2023-nov-06 11:00:00.000	10,053.57	1.466303349	99.492966	1727.5869	-56.16425	1728.5337	-	99.944542	60.007465
2023-nov-06 11:15:00.000	10,033.81	1.531538606	105.41171	1826.2506	-55.99895	1827.1421	-	99.950996	60.045162
2023-nov-06 11:30:00.000	9,997.38	1.513890743	119.48697	2064.218	-39.36435	2064.6323	-	99.979439	59.999367
2023-nov-06 11:45:00.000	9,992.11	1.526190281	132.21133	2283.2354	-12.42303	2283.28	-	28.666376	60.001659
2023-nov-06 12:00:00.000	10,007.41	1.403226733	130.11069	2251.3665	-13.82306	2251.4409	99.999702	-	60.009266
2023-nov-06 12:15:00.000	9,984.18	1.354516625	130.19426	2248.1013	10.135736	2248.1509	72.442329	-	59.998318
2023-nov-06 12:30:00.000	9,940.30	1.432532787	126.29916	2171.9272	11.01286	2171.9685	68.776489	-	59.997772
2023-nov-06 12:45:00.000	10,035.60	1.505696058	119.34799	2070.9451	24.120937	2071.1267	98.324654	-	59.998695
2023-nov-06 13:00:00.000	10,018.00	1.536056042	109.64458	1898.5665	15.282165	1898.6512	-	99.997726	59.999317
2023-nov-06 13:15:00.000	9,975.29	1.438248277	107.66045	1856.8578	43.145565	1857.4585	99.974541	-	59.994518
2023-nov-06 13:30:00.000	9,981.73	1.479832649	108.99674	1879.6556	83.131149	1881.5453	99.900002	-	59.994129
2023-nov-06 13:45:00.000	10,053.35	1.430318475	110.56246	1920.1741	89.488609	1922.3	99.889481	-	59.997952
2023-nov-06 14:00:00.000	10,035.16	1.493188977	112.57137	1951.7426	91.431007	1953.9431	99.887512	-	59.992592
2023-nov-06 14:15:00.000	10,026.17	1.507956982	115.45684	1996.3214	149.45207	2001.998	99.716736	-	60.002384
2023-nov-06 14:30:00.000	10,014.16	1.474803686	118.15631	2038.7347	180.6273	2046.7894	99.607407	-	60.002155
2023-nov-06 14:45:00.000	9,999.60	1.508796573	118.67319	2045.8865	163.04213	2052.4136	99.682274	-	60.004292
2023-nov-06 15:00:00.000	9,970.22	1.47456491	116.14605	1995.1683	175.70549	2002.9236	99.613182	-	59.992844
2023-nov-06 15:15:00.000	9,964.53	1.486558795	118.09257	2026.3546	193.83447	2035.63	99.544594	-	59.994606

Timestamp	Voltage L-L Avg Mean	Voltage Unbalance Mean	Current Avg Mean	Real Power Mean	Reactive Power Mean	Apparent Power Mean	Power Factor Lagging Mean	Power Factor Leading Mean	Frequency Mean
2023-nov-06 15:30:00.000	9,966.90	1.506163359	116.84426	2004.7074	198.7747	2014.5834	99.509941	-	60.001286
2023-nov-06 15:45:00.000	9,986.11	1.556890726	116.16035	1996.9243	188.10388	2005.8153	99.55722	-	60.000759
2023-nov-06 16:00:00.000	9,979.95	1.460457444	115.0424	1978.6553	167.46747	1985.7479	99.643127	-	59.99543
2023-nov-06 16:15:00.000	9,992.83	1.489330053	113.84772	1961.0505	161.80309	1967.7296	99.660667	-	60.002613
2023-nov-06 16:30:00.000	9,978.52	1.432692647	116.14888	1996.9075	180.75275	2005.1207	99.591049	-	59.991371
2023-nov-06 16:45:00.000	9,968.10	1.432483196	116.28047	1996.636	185.20738	2005.2249	99.571747	-	60.00444
2023-nov-06 17:00:00.000	9,971.15	1.441343427	115.34711	1982.0564	172.31311	1989.5634	99.622849	-	60.014305
2023-nov-06 17:15:00.000	10,003.76	1.422334433	116.63979	2009.1129	194.07994	2018.5037	99.535057	-	60.005009
2023-nov-06 17:30:00.000	10,044.75	1.458886147	115.84343	2003.1516	198.42229	2012.9758	99.51207	-	59.992237
2023-nov-06 17:45:00.000	10,071.98	1.409717917	119.20775	2065.7156	217.59181	2077.1621	99.44912	-	60.006363
2023-nov-06 18:00:00.000	10,075.26	1.458662033	116.32875	2017.1061	202.98724	2027.33	99.496201	-	59.997963
2023-nov-06 18:15:00.000	10,094.47	1.453919053	112.86669	1963.894	166.15706	1970.9625	99.642281	-	60.006466
2023-nov-06 18:30:00.000	10,086.76	1.454764724	112.5164	1956.6211	157.51877	1962.9701	99.676735	-	60.003731
2023-nov-06 18:45:00.000	10,077.50	1.397670746	111.79314	1941.9286	160.91705	1948.6254	99.656754	-	60.057644
2023-nov-06 19:00:00.000	10,052.90	1.496593475	112.23354	1945.759	153.81776	1951.9258	99.684349	-	60.057682
2023-nov-06 19:15:00.000	10,033.55	1.624943495	112.97944	1955.1615	152.54538	1961.124	99.695839	-	60.056862
2023-nov-06 19:30:00.000	9,979.42	1.665062428	117.06519	2014.4536	163.13412	2021.0824	99.671982	-	59.994362
2023-nov-06 19:45:00.000	9,950.72	1.648818254	118.84846	2037.6996	184.06772	2046.0641	99.591866	-	60.001785
2023-nov-06 20:00:00.000	9,935.32	1.603451252	119.91008	2051.9856	187.12086	2060.5464	99.584869	-	59.98933
2023-nov-06 20:15:00.000	9,945.18	1.659186482	121.9602	2087.5996	212.87306	2098.4399	99.483597	-	60.019314
2023-nov-06 20:30:00.000	9,939.00	1.397664785	122.74213	2101.6929	196.77654	2110.9116	99.563721	-	59.991905
2023-nov-06 20:45:00.000	9,945.70	1.359748363	120.52789	2065.8594	178.71608	2073.6113	99.626488	-	60.004097
2023-nov-06 21:00:00.000	9,934.72	1.410598993	120.82802	2068.8259	183.68068	2076.988	99.607536	-	60.003407
2023-nov-06 21:15:00.000	9,942.40	1.399910808	120.55608	2064.9817	184.65538	2073.2583	99.60125	-	59.969986
2023-nov-06 21:30:00.000	9,949.21	1.387582302	122.15549	2095.1726	171.42819	2102.2222	99.665405	-	59.993477
2023-nov-06 21:45:00.000	9,952.01	1.374377251	123.92961	2127.5757	158.63936	2133.55	99.720154	-	59.994198
2023-nov-06 22:00:00.000	9,979.65	1.435272098	125.28419	2158.0781	138.43854	2162.5466	99.79364	-	59.998524
2023-nov-06 22:15:00.000	10,037.41	1.389104366	129.91582	2250.5615	144.53558	2255.2336	99.792786	-	60.002514
2023-nov-06 22:30:00.000	10,063.96	1.426469088	134.26196	2333.158	143.54715	2337.6125	99.809517	-	59.994835
2023-nov-06 22:45:00.000	10,075.65	1.443929195	135.81645	2364.0322	119.91039	2367.0945	99.87088	-	60.008476
2023-nov-06 23:00:00.000	10,041.28	1.343361855	148.57095	2577.0564	136.90637	2580.7051	99.858475	-	60.005604
2023-nov-06 23:15:00.000	9,964.26	1.2717309	169.62907	2920.064	155.31985	2924.2034	99.858437	-	59.98175
2023-nov-06 23:30:00.000	9,934.15	1.371318817	179.97223	3090.2336	151.50124	3093.9514	99.879738	-	59.994644
2023-nov-06 23:45:00.000	9,932.94	1.323714733	185.36079	3181.4358	156.50679	3185.2971	99.878929	-	60.008503

Fuente: Gerencia de Operaciones de Electro Sur Este S.A.A.

Se obtuvo un factor de carga de 60.70 % para el escenario actual, mediante el cálculo de la demanda promedio y máxima demanda de la **Tabla 6.11.**, como se indica a continuación.

Tabla 6. 11*Calculo Factor de Carga*

DEMANDA PROMEDIO	1,931.16
DEMANDA MAXIMA	3,181.44
FACTOR DE CARGA	60.70%

Fuente: Elaboración Propia**6.4.1.6. Tasa de Crecimiento del Consumo**

El crecimiento del consumo eléctrico está relacionado con factores como el aumento de la población, el desarrollo económico de la región y el acceso a nuevos servicios eléctricos, se estimó una tasa anual de crecimiento del consumo del 3.29%, basada en datos históricos por año de las ventas de energía en KW.h por división y/o sector eléctrico de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. En referencia al alimentador en estudio el sector considerado es Valle Sagrado ya que aquí pertenece el Alimentador UR-02 y mediante una proyección para un horizonte de 20 años mediante el método de regresión lineal, cuya formula se muestra a continuación, se calculó la tasa de crecimiento del consumo promedio.

Ecuación 9*Modelo Regresión Lineal*

$$Y = 2249.3X + 1028522$$

$$R^2 = 0.988$$

Tabla 6. 12

Tasa de Crecimiento del Consumo – Valle Sagrado

VENTA DE ENERGÍA MW.h VALLE SAGRADO				
OBTENSION DE DATOS	AÑO	X [# Año]	Y [MW.h]	TAZA DE CRECIMIENTO CONSUMO %
<i>FUENTE ELSE</i>	2004	1	13,638.63	
	2005	2	14,458.65	
	2006	3	16,452.03	
	2007	4	18,094.26	
	2008	5	20,536.67	
	2009	6	22,118.82	
	2010	7	26,038.70	
	2011	8	29,830.06	
	2012	9	32,230.30	
	2013	10	34,163.99	
	2014	11	36,578.89	
	2015	12	37,480.60	
	2016	13	39,765.50	
	2017	14	39,884.05	
	2018	15	43,229.62	
	2019	16	45,974.98	
	2020	17	48,523.10	
<i>PROYECCION 20 AÑOS REGRESION LINEAL</i>	2021	18	50,772.40	4.64%
	2022	19	53,021.70	4.43%
	2023	20	55,271.00	4.24%
	2024	21	57,520.30	4.07%
	2025	22	59,769.60	3.91%
	2026	23	62,018.90	3.76%
	2027	24	64,268.20	3.63%
	2028	25	66,517.50	3.50%
	2029	26	68,766.80	3.38%

VENTA DE ENERGÍA MW.h				
VALLE SAGRADO				
OBTENSION DE DATOS	AÑO	X [# Año]	Y [MW.h]	TAZA DE CRECIMIENTO CONSUMO %
	2030	27	71,016.10	3.27%
	2031	28	73,265.40	3.17%
	2032	29	75,514.70	3.07%
	2033	30	77,764.00	2.98%
	2034	31	80,013.30	2.89%
	2035	32	82,262.60	2.81%
	2036	33	84,511.90	2.73%
	2037	34	86,761.20	2.66%
	2038	35	89,010.50	2.59%
	2039	36	91,259.80	2.53%
	2040	37	93,509.10	2.46%
	2041	38	95,758.40	2.41%
	PROMEDIO			3.29%

Fuente: Elaboración Propia

a. Importancia:

- Influye directamente en los ingresos proyectados por ventas de energía.
- Permite dimensionar la capacidad necesaria del sistema para atender la demanda futura.

6.4.1.7. Compensación por Calidad de Producto y Suministro

La compensación por calidad de producto y suministro es un mecanismo regulatorio definido en la **Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)**, cuyo objetivo es asegurar que las empresas distribuidoras cumplan con los estándares de calidad del producto eléctrico y la continuidad del suministro.

Las compensaciones por calidad de producto se refieren a las compensaciones cuando existe variaciones de tensión en el punto de suministro, mientras que las compensaciones referidas a la calidad de suministro están relacionadas con el número total de interrupciones y la duración que tiene por cliente.

Las siguientes tablas muestran las compensaciones de calidad de producto y suministro que realizó la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. en el periodo 2013-2023.

Tabla 6. 13

Compensaciones de Calidad de Producto y Suministro del Alimentador UR-02 periodo 2013-2023

ITEM	AHORRO POR COMPENSACION DE CALIDAD DE PRODUCTO URBANO Y RURAL	AHORRO POR COMPENSACION DE CALIDAD DE SUMINISTRO URBANO Y RURAL
UR02-2013	1,252.82	0.00
UR02-2014	5,478.19	0.00
UR02-2015	6,434.74	0.00
UR02-2016	129.97	0.00
UR02-2017	846.57	0.00
UR02-2018	1,472.06	9,101.29
UR02-2019	1,990.98	7,091.04
UR02-2020	3,273.66	0.00
UR02-2021	2,752.00	3,178.84
UR02-2022	1,320.01	0.00
UR02-2023	2,026.21	997.45
TOTAL, UR02	26,977.21	20,368.62

Fuente: Oficina de Control de Calidad de Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 6. 14

Promedio Anual de las Compensaciones de Calidad de Producto y Suministro del Alimentador UR-02

PROMEDIO ANUAL		
UR02	AHORRO POR COMPENSACION DE CALIDAD DE PRODUCTO URBANO Y RURAL	AHORRO POR COMPENSACION DE CALIDAD DE SUMINISTRO URBANO Y RURAL
TOTAL, ANUAL	2,452.47	1,851.69

Fuente: Elaboración Propia mediante los datos proporcionados por la Oficina de Control de Calidad de Electro Sur Este S.A.A.

6.4.1.8. Valor Nuevo de Reemplazo VNR

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es un indicador económico clave en la valoración de la infraestructura eléctrica existente (Alimentadores, líneas o transformadores), ya que representa el costo actual necesario de reposición de los activos del sistema de distribución, manteniendo sus especificaciones técnicas y operativas originales. Es decir, es el costo de reemplazar el activo existente en su estado actual por uno nuevo, restando la depreciación acumulada.

Este indicador es ampliamente utilizado en estudios de inversión y evaluación económica, ya que sirve para analizar la viabilidad económica de proyectos de inversión pública o privada, permitiendo determinar la capacidad financiera requerida para la reposición de los componentes en condiciones óptimas de operación.

En el presente apartado, se detallará el VNR correspondiente al alimentador UR-02, tomando como referencia la información emitida por la empresa concesionaria **Electro Sur Este S.A.A.**

La siguiente tabla detalla el VNR expresado en dólares del Alimentador UR-02.

Tabla 6. 15

Valor Nuevo de Reemplazo del Alimentador UR-02 periodo 2023

UR-02	DOLARES
Total Media Tensión	1,299,797.19
Total Subestaciones	977,625.48
Total Baja Tensión	4,074,613.48
Total Instalaciones No Eléctricas	26,143,574.82
TOTAL	32,495,610.97

Fuente: Gerencia de Operaciones de Electro Sur Este S.A.A.

Dado que el presupuesto de referencia del proyecto de Inversión “*Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco*” utilizado como base en la evaluación económica esta expresado en soles, al VNR proporcionado por la concesionaria se le multiplica por el tipo de cambio en soles de S/. 3.95, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. 16

Porcentaje de Intervención que Representa la Propuesta de Mejora de Cambio de Nivel de Tensión sobre el VNR de la Infraestructura Eléctrica del Alimentador UR-02

TOTAL VNR	S/. 128,357,663.34
COSTO DEL PROYECTO	S/. 6,922,828.40
PORCENTAJE DE INTERVENCION	5.39%

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, dado que la propuesta hace una distribución por tramos del Alimentador UR-02 (Urubamba Ciudad, Urubamba – Ollantaytambo y Ollantaytambo Ciudad y Comunidades) y considerando el costo del proyecto de inversión de cambio de nivel de tensión en S/. 6,922,828.40. Se concluye que este presupuesto base para la evaluación económica, representa únicamente el 5.39 % del VNR total del sistema en estudio.

Este porcentaje de intervención evidencia que la inversión necesaria para implementar la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22.9 kV es relativamente baja en comparación con el valor total de la infraestructura eléctrica del Alimentador UR-02.

Como se detalló en los capítulos anteriores la intervención se enfoca principalmente en el tramo **Urubamba – Ollantaytambo**, mientras que para el tramo Ollantaytambo Ciudad y Comunidades se incorpora un transformador reductor de tensión 22.9/10 kV.

Este dato resalta la viabilidad económica del proyecto, dado que una intervención focalizada puede generar un impacto significativo en la reducción de caídas de tensión y la mejora de la calidad del producto eléctrico, sin requerir una renovación completa del sistema.

6.4.1.9. Análisis de la Demanda de Potencia y Energía

El análisis de la demanda es el resultado del procesamiento de otras variables, sin embargo, se puede considerar también como una variable clave ya que sirve de base para el cálculo del flujo de caja e indicadores de rentabilidad.

El análisis general de la demanda evalúa los patrones de consumo energético y los requerimientos de potencia de la población eléctrica beneficiada durante el período proyectado de 2024 a 2044. Esta evaluación tiene como objetivo determinar el

comportamiento de la demanda en términos de consumo mensual y anual por cliente, así como el impacto del proyecto en las pérdidas de energía y potencia.

1. Crecimiento de la Demanda Energética

El crecimiento proyectado de la población eléctrica beneficiada, que incrementa de 11532 en 2024 a 13438 en 2044, evidencia un aumento en los requerimientos energéticos. Este aumento se refleja en el consumo anual total de energía, el cual pasa de 12453131 kWh en 2024 a 26479331 kWh en 2044. Paralelamente, la potencia máxima demandada sin el proyecto incrementa de 2581 kW en 2024 a 5489 kW en 2044.

2. Análisis de Pérdidas de Energía

Por otra parte, la implementación del proyecto tiene un impacto significativo en la reducción de pérdidas de energía y potencia. Las pérdidas de energía sin el proyecto muestran un comportamiento ascendente, alcanzando 2705427 kWh en 2044. Sin embargo, con la inclusión del proyecto, estas se reducen a 1172435 kWh, generando un ahorro de pérdidas de energía acumulado de 1532992.21 kWh al final del período, este ahorro contribuye a la disminución de los costos operativos asociados.

3. Análisis de Pérdidas de Potencia

En términos de potencia, las pérdidas sin proyecto aumentan a 5489 kW en 2044, mientras que con el proyecto se reducen a 5200 kW, representando un ahorro de pérdidas de potencia de 288.30 kW en 2044, este ahorro es resultado de la disminución de la sobrecarga en las líneas y transformadores, así como de la optimización de los niveles de tensión en los circuitos de distribución.

Lo indicado líneas arriba se detalla en la siguiente Figura.

Figura 6. 2

Análisis General de la Demanda del Alimentador UR-02 Bajo dos Escenarios: Considerando el Proyecto y Sin considerar el Proyecto en el Horizonte de 20 años

ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA									
UNIDADES AÑO	0 2024	1 2025	2 2026	3 2027	4 2028	5 2029	10 2034	15 2039	20 2044
POBLACION TOTAL	46,128	46,482	46,839	47,198	47,561	47,926	49,794	51,734	53,751
Población Eléctrica Beneficiada	11,532	11,621	11,710	11,800	11,890	11,981	12,448	12,934	13,438
Cientes	11,532	11,621	11,710	11,800	11,890	11,981	12,448	12,934	13,438
CONSUMO MENSUAL POR CLIENTES									
Consumo mensual por cliente (kW.h)	82.59	85.31	88.12	91.02	94.01	97.11	114.18	134.26	157.86
CONSUMO ANUAL POR CLIENTES									
Consumo anual por cliente (kW.h)	991.07	1,023.70	1,057.40	1,092.22	1,128.17	1,165.31	1,370.19	1,611.08	1,894.32
CONSUMO ANUAL DE CLIENTES									
Consumo anual de clientes (kW.h)	11,429,075	11,895,958	12,381,913	12,887,720	13,414,189	13,962,165	17,056,677	20,837,044	25,455,275
Consumo anual de Alumbrado Público (kW.h)	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056	1,024,056
CONSUMO ANUAL TOTAL (kW.h)	12,453,131	12,920,014	13,405,969	13,911,776	14,438,245	14,986,221	18,080,733	21,861,100	26,479,331
Perdidas de Energía Sin Proyecto (KW.h)	1,272,352	1,320,054	1,369,705	1,421,384	1,475,174	1,531,161	1,847,332	2,233,577	2,705,427
Energía Distribuida Sin Proyecto (KW.h)	13,725,483	14,240,068	14,775,674	15,333,159	15,913,419	16,517,382	19,928,065	24,094,677	29,184,758
Potencia Sin Proyecto (KW)	2,581	2,678	2,779	2,884	2,993	3,106	3,748	4,531	5,489
Perdidas de Energía Con Proyecto (KW.h)	532,407	552,368	573,144	594,768	617,276	640,704	773,003	934,625	1,132,067
Energía Distribuida Con Proyecto (KW.h)	12,985,538	13,472,381	13,979,112	14,506,544	15,055,521	15,626,924	18,853,736	22,795,725	27,611,398
Potencia Con Proyecto (KW)	2,442	2,534	2,629	2,728	2,831	2,939	3,546	4,287	5,193
Ahorro de pérdidas de Energía	739,945.22	767,686.66	796,561.35	826,615.58	857,897.55	890,457.39	1,074,328.42	1,298,951.81	1,573,359.75
Ahorro de pérdidas de Potencia	139.16	144.37	149.80	155.46	161.34	167.46	202.04	244.28	295.89

Fuente: Elaboración Propia

Estas variables constituyen los insumos necesarios para calcular los costos y beneficios de ambos escenarios: con proyecto y sin proyecto.

6.4.2. Componentes Metodológicos del Modelo Económico en Excel

La propuesta de evaluación económica se basa en los siguientes bloques de análisis esenciales:

1. Bloques de Entrada

- **Entradas técnicas:** Son los datos provenientes del análisis técnico eléctrico, como: La población eléctrica beneficiada, factor de carga, consumo per cápita, pérdidas de energía en distribución, tasa del crecimiento del consumo de energía, etc.
- **Entradas económicas y sociales:** son los datos provenientes de análisis socioeconómico, como: Tarifas de compra y venta, tasa de crecimiento poblacional, Valor nuevo de reemplazo, compensaciones por calidad de producto, costos de operación y mantenimiento, presupuesto referencial, tasa de descuento precios privados, tipo de cambio del dólar.

2. Bloque de cálculos o procesamiento

En este bloque se realiza el procesamiento de los datos de entrada, dicho procesamiento se detalla a continuación:

- **Procesamiento:** En el procesamiento se tiene el cálculo de la demanda proyectada, cálculo de costos y beneficios incrementales mediante el enfoque “con y sin proyecto” y cálculo del VAN y TIR mediante los beneficios netos totales.

3. Bloque de resultados

En este bloque luego del procesamiento de datos, se obtienen los siguientes resultados:

- **Resultados:** los resultados obtenidos son los Indicadores económicos VAN y TIR, que permiten tomar decisiones sobre la viabilidad de la inversión.

6.4.3. Relación entre las Variables y los Componentes Metodológicos

Las variables consideradas en la propuesta metodológica no operan de forma aislada, sino que están integradas en una estructura de evaluación económica que sigue el enfoque incremental. Esta relación permite que cada variable cumpla una función específica en la construcción del flujo económico del proyecto y en la estimación de los

indicadores de rentabilidad. A continuación, se detalla cómo cada grupo de variables se vincula con los componentes clave del análisis:

- Factor de carga y consumo per cápita: Estas variables permiten estimar el crecimiento de la demanda de potencia y energía del alimentador UR-02 durante el horizonte de estudio. A partir de ellas se calculan los volúmenes de compra y venta de energía y potencia, fundamentales para estimar los costos y beneficios incrementales.
- Tarifas de compra y venta: Se utilizan para valorar los flujos energéticos en términos monetarios. La tarifa de compra permite estimar los costos por adquisición de energía y potencia, mientras que la tarifa de venta determina los ingresos proyectados del sistema, evidentemente vinculado a los costos y beneficios incrementales.
- Tasa de crecimiento poblacional y tasa de crecimiento del consumo: Son variables de contexto que alimentan las proyecciones de carga del sistema y justifican la necesidad de ampliar la capacidad del alimentador mediante un cambio de nivel de tensión, están vinculados al análisis de la demanda o demanda proyectada.
- Pérdidas de Energía: Sirven como base para estimar la energía distribuida con y sin proyecto, el cual es punto base para el valor económico de la compra de energía y potencia relacionados con los costos incrementales, por otro lado también es punto base para estimar el valor económico de los ahorros de pérdida de energía y potencia relacionados con los beneficios incrementales.
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR): Permite estimar el porcentaje de intervención que tiene un proyecto sobre la infraestructura actual, sirve de base para la estimación de los ahorros por compensaciones de calidad de producto y suministro, está vinculado con los beneficios incrementales.
- Costos de operación y mantenimiento: Se consideran en ambos escenarios (con y sin proyecto) y permiten calcular los costos incrementales que afectan el flujo neto, es decir vinculado a los costos incrementales.
- Compensación por calidad de producto y suministro: Representa un beneficio adicional atribuible al cumplimiento normativo y a la mejora en el servicio, el cual puede ser cuantificado en función de las penalidades evitadas, vinculado directamente con el cálculo de beneficios incrementales

Todas estas variables son procesadas en el modelo económico, bajo el enfoque incremental, para construir los flujos de caja correspondientes a los escenarios con y sin proyecto, y para obtener los indicadores económicos de evaluación.

6.5. Modelo de la Propuesta Económica en Excel

La propuesta metodológica de evaluación económica planteada en este capítulo ha sido implementada en una herramienta de análisis desarrollada en Microsoft Excel. Esta plantilla constituye un modelo económico funcional y replicable, diseñado específicamente para evaluar económicamente proyectos de mejora de calidad de producto en sistemas de distribución, como es el caso del cambio de nivel de tensión en el alimentador UR-02.

Esta herramienta integra variables energéticas, técnicas, demográficas y económicas bajo una estructura de análisis incremental. Su propósito es permitir el ingreso de datos por parte del usuario, procesarlos automáticamente mediante fórmulas y generar indicadores clave de rentabilidad (VAN y TIR), facilitando así la toma de decisiones de inversión.

6.5.1. Estructura y Organización del Modelo

El modelo está organizado en pestañas de diferentes colores que son verde, naranja y morado, diferenciando así, al bloque de análisis al que pertenecen. Cada pestaña esta interrelacionada entre sí, el uso adecuado de estas proporciona las principales dimensiones del análisis económico. Las hojas de cálculo incluidas son:

6.5.1.1. Pestañas del Bloque de Entrada

Están representadas de color verde y son variables que se pueden ingresar manualmente o mediante un cálculo previo ya que estos datos varían dependiendo la ubicación a la que pertenece el alimentador en estudio.

- a. **Consumo per cápita:** Es un indicador que representa la cantidad promedio de energía eléctrica que consume cada persona dentro de una comunidad, ciudad o país durante un año, es medido en kwh/cliente, la obtención de este dato va depender del sistema eléctrico al que corresponde el alimentador en estudio, para la presente tesis seria el sistema eléctrico valle sagrado, el cálculo de este indicador es obtenido gracias a los datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A., como se detalló en el apartado de "variables de entrada del modelo económico".

Previo al cálculo del consumo per cápita, el valor se ingresa manualmente a la pestaña datos de entrada.

- b. Tarifa de compra:** Se refieren a los precios de referencia correspondiente a la energía eléctrica en puntos específicos del sistema de transmisión, se denominan "barras de referencia". Estos precios se utilizan para valorizar el intercambio de energía entre generadores y distribuidores, estas tarifas son: precio promedio de energía, precio de potencia, peaje por conexión y transmisión y precio promedio total. Los valores en moneda nacional considerados para los datos de entrada son los correspondientes a los precios en barra Cachimayo de 138 kV, ya que el alimentador UR-02 corresponde a la SEP Urubamba y está a su vez es alimentada por la barra de 138 kV Cachimayo.
- c. Tarifa de venta:** Se refiere a la estructura de precios y cargos que los usuarios deben pagar por el servicio de electricidad. Los datos son proporcionados por la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. y en referencia al alimentador en estudio se considera las tarifas correspondientes al sistema eléctrico valle sagrado 1. Estos valores se ingresan manualmente a la pestaña datos de entrada.
- d. Taza de crecimiento población:** Indica el ritmo al que aumenta o disminuye la población de un lugar en un período determinado, son datos estadísticos proporcionados por la INEI, para nuestro alimentador en estudio los datos a considerar son la tasa de crecimiento y habitantes por vivienda recopilados a nivel departamental cusco, provincial Urubamba y distrital Urubamba y Ollantaytambo. Luego del cálculo del promedio de la tasa de crecimiento a nivel distrital y el cálculo del total de habitantes por vivienda, estos datos se ingresan manualmente a la pestaña de datos de entrada, o bien son vinculados.
- e. Perdidas:** Se refiere a la discriminación de perdidas (en MWh/%), es decir a la cantidad de energía perdida (en megavatios-hora) y su porcentaje correspondiente dentro del total de pérdidas, la clasificación de las pérdidas de energía está dada en categorías, técnicas y no técnicas a nivel transmisión y distribución. Los datos por utilizarse son proporcionados por el área de pérdidas de Electro Sur Este S.A.A., y por tratarse de un alimentador, las perdidas consideradas son a nivel distribución y dichos valores son a nivel departamental, es decir, que para nuestro alimentador en estudio

correspondería la discriminación de pérdidas más actual del departamento de cusco. Luego de cálculo de la discriminación de pérdidas y su porcentaje a nivel distribución dicho resultado se vincula o se ingresa manualmente en la pestaña de datos de entrada, (parámetro pérdidas de energía sin proyecto), lo que representa las pérdidas reales antes de aplicar la propuesta de mejora. Sin embargo, para el correcto estudio se tiene que calcular las pérdidas de energía con proyecto es decir considerando la propuesta de mejora, el valor en porcentaje puede ser obtenido mediante simulaciones en Digsilent o considerando únicamente la mitad de las pérdidas técnicas a nivel distribución, ya que se planea que con la propuesta de mejora se supere el 50% de las pérdidas técnicas existentes en el alimentador.

- f. **Factor de carga:** Se refiere a la relación entre la demanda promedio de energía eléctrica en un período de tiempo determinado y la demanda máxima registrada en ese mismo período, este dato fue obtenido mediante los perfiles de carga proporcionados por la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. una vez determinado el factor de carga en % se vincula este valor a la pestaña de datos de entrada.
- g. **Taza de crecimiento del consumo:** Va de la mano con la venta de energía, por división o sector eléctrico de Electro Sur Este S.A.A. (para el alimentador en estudio, sería la evolución de la venta de energía anual del sector eléctrico valle sagrado), e indica qué tan rápido está aumentando o disminuyendo el consumo de electricidad, la tasa de crecimiento del consumo se refiere a la variación porcentual del consumo de energía eléctrica (medida en MWh) en un período determinado, usualmente comparando con un período anterior (mes, año, etc.). Para el valor considerado en la pestaña de datos de entrada, previamente debe calcularse la variación porcentual promedio, de los valores de venta de energía anual proyectado a 20 años, lo indicado se observó en el apartado de “variables de entrada del modelo económico”.
- h. **Valor nuevo de reemplazo:** Es una herramienta que determina el valor actual de un activo, considerando su costo de reemplazo y su estado actual, para nuestro estudio sería el valor actual del alimentador UR-02 en dólares, este dato es proporcionado por la concesionaria Electro Sur Este S.A.A. y servirá para calcular la proporción o peso que tendrá el tramo a intervenir en la propuesta de mejora, con el costo total de la infraestructura del

alimentador. El dato de porcentaje de intervención se vincula con la pestaña de beneficios incrementales.

- i. **Compensaciones por calidad de producto y suministro:** Se refieren a pagos que las empresas eléctricas deben realizar a los usuarios cuando el servicio de electricidad no cumple con los estándares de calidad establecidos por la NTCSE, estos valores fueron proporcionados por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., para nuestro estudio se calcula el promedio anual de las compensaciones de calidad de producto y suministro del alimentador UR-02 de los últimos 10 años. Estos valores se vinculan con la pestaña beneficios incrementales, y dado que la propuesta corresponde a la intervención de un porcentaje del alimentador UR02, también las compensaciones se limitan a expresarse a nivel del porcentaje de intervención.
- j. **Relación de localidades a Beneficiar y numero de luminarias:** Estos datos representan los clientes beneficiarios actuales correspondientes al alimentador UR-02, así como la cantidad de luminarias existentes, la cantidad de estas es obtenida según base de datos del sistema de georreferenciación de la concesionaria, los valores se ingresan manualmente o se vincula en la pestaña de datos de entrada.
- k. **Tasas de descuento, potencia de la luminaria y sector típico:** Estos datos son complementarios para la evaluación económica y para la estimación del consumo anual de alumbrado público, se ingresan manualmente en la pestaña datos de entrada.

6.5.1.2. Pestañas del Bloque de Procesamiento

Están representadas de color naranja y es aquí donde se realizan los cálculos automáticos de proyección de demanda e indicadores económicos, dentro del procesamiento se detallan las siguiente:

- a. **Análisis de la demanda:** Los procesamientos y cálculos realizados aquí son gracias a los datos de entrada y se destacan el consumo anual de clientes en KWh, el consumo anual de alumbrado público en kWh, energía distribuida, potencia con y sin proyecto, pérdidas de energía con y sin proyecto así como sus ahorros de energía y potencia. Los datos calculados son a partir del año cero desde que se implementa la propuesta y en un horizonte de 20 años.
- b. **Costos incrementales:** Los procesamientos y cálculos desarrollados en esta pestaña son los valores de compra y venta de energía, costo de operación y

mantenimiento y los valores de impuesto a la renta, todos estos para los escenarios con proyecto y sin proyecto. Resultado del análisis se obtiene los costos incrementales a lo largo del horizonte de 20 años.

- c. **Beneficios incrementales:** Los procesamientos y cálculos desarrollados en esta pestaña son: los ingresos por venta de energía, ingresos por venta de alumbrado público y procesos comerciales, todos estos correspondientes a los escenarios con proyecto y sin proyecto. Además, para la situación con proyecto, son considerados los cálculos de ahorros por compra de potencia y energía y los ahorros por compensación de calidad de producto y suministro. Finalmente, resultado de este análisis, se obtienen los beneficios incrementales el cual es para el periodo de 20 años.
- d. **Indicadores Económicos:** Los procesamientos y cálculos desarrollados en esta pestaña, son los beneficios netos totales a lo largo del horizonte proyectado de 20 años, que es resultado de la diferencia entre los beneficios y costos incrementales. Además, mediante el cálculo de los beneficios netos totales y la aplicación de las tasas de descuento de los datos de entrada, se estiman los indicadores VAN y TIR. Los mismos que deben seguir lo estipulado en el apartado de “fundamento metodológico – criterios de rentabilidad”.

6.5.1.3. Pestañas del Bloque de Resultados

Está representado de color morado, es aquí donde se genera los resultados para dar la viabilidad a la propuesta, entre los resultados obtenidos se tiene: los indicadores VAN y TIR. Estos indicadores están en relación con las tasas consideradas de los datos de entrada como la tasa a precios privados y la tasa de descuento WACC.

6.5.2. Lógica Operativa del Modelo

El modelo opera bajo una lógica secuencial:

6.5.2.1. Ingreso de datos técnicos, económicos y sociales

El primer paso en la operatividad del modelo económico consiste en la recolección e ingreso de los datos clave, agrupados en dos categorías: técnicos, económicos y sociales. Esta información constituye la base para la construcción de los escenarios “con” y “sin proyecto” y por tanto determina la validez de los resultados económicos obtenidos.

a. Datos técnicos

Estos datos provienen del diagnóstico realizado sobre el alimentador UR-02 e incluyen información obtenida mediante simulaciones eléctricas y análisis operativos, dentro de los datos considerados se incluyen los siguientes:

- Población eléctrica beneficiada, referente al alimentador en estudio y considera el total de usuarios eléctricamente beneficiados, es decir que cuentan con su respectivo medidor, su obtención es gracias al sistema de georreferenciación del concesionario.
- Consumo per cápita histórico y proyectado, referente al sector eléctrico al que pertenece el alimentador en estudio, para la presente se considera el consumo per cápita promedio del sector eléctrico valle sagrado en (kWh/hab.año).
- Factor de carga del sistema, obtenido mediante perfiles de carga correspondientes al alimentador en estudio, su fuente de obtención es la empresa concesionaria.
- Tasa de crecimiento del consumo eléctrico, calculada a partir de las ventas anuales de energía, esta tasa es referente al sector eléctrico al que pertenece el alimentador en estudio, para nuestro caso el sector eléctrico valle sagrado, su fuente obtención es la empresa concesionaria.
- Pérdidas de energía técnicas estimadas en distribución, dado que la empresa concesionaria electro sur este S.A.A. abarca los departamentos de cusco, Apurímac y madre de dios. Los datos de perdidas técnicas y no técnicas a nivel de distribución son recopilados del departamento de Cusco y usadas como referencia para el alimentador en estudio; bajo escenarios con y sin proyecto.

b. Datos económicos y sociales

Estos datos complementan la información técnica ya mencionada, su información es obtenida mediante censos de la INEI, publicaciones de Osinergmin e informes técnicos de Electro Sur Este S.A.A.; dentro de los datos relevantes se encuentran los siguientes:

- Tarifa de compra de energía en barra, obtenido mediante publicaciones de Osinergmin; dado que el alimentador en estudio corresponde a la SEP Urubamba y esta es alimentada por la barra de 138 kv de Cachimayo, los precios considerados corresponden a dicha barra.

- Tarifa de venta o pliego tarifario del servicio de electricidad, obtenido mediante publicaciones de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A., se considera la tarifa del sistema eléctrico Valle Sagrado 1, dado que el alimentador en estudio corresponde a este último.
- Tasa de crecimiento poblacional, obtenida mediante los censos de la INEI, son utilizados para proyectar beneficiarios futuros, se toman como referencia los datos correspondientes al crecimiento poblacional de los distritos de Urubamba y Ollantaytambo de la provincia de Urubamba.
- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), representa a los activos de la infraestructura eléctrica del alimentador en estudio, son obtenidos mediante fuente de Electro Sur Este S.A.A.
- Compensaciones económicas, obtenidos mediante informes técnicos de Electro Sur Este S.A.A., los datos considerados representan a las compensaciones económicas por calidad de producto y suministro correspondientes al alimentador en estudio.
- Costos de operación y mantenimiento, son porcentajes estimados, considerados por experiencias de colegas, los porcentajes del costo de operación y mantenimiento son en referencia a la infraestructura eléctrica del alimentador en estudio, se toman distintos porcentajes según sea el escenario de con y sin proyecto.
- Presupuesto referencial del proyecto, representa al presupuesto total referencial que se toma de una propuesta de mejora para el alimentador UR-02, con el fin de validarlo económicamente con la propuesta económica planteada.
- Tasa de descuento utilizada para la propuesta de evaluación económica, la tasa corresponde a precios privados (12%) en base a recomendaciones de la ley de concesiones eléctrica y su reglamento.
- Tipo de cambio del dólar, para convertir unidades monetarias si corresponde.

6.5.2.2. Procesamiento Automático de Variables

El modelo propuesto procesa el cálculo de variables mediante fórmulas interconectadas, a lo largo del bloque de procesamiento. Las fórmulas utilizadas en el modelo son las siguientes y corresponden a:

a. Formulas utilizadas para el procesamiento del análisis de la demanda.

Calculando la población total:

$$Poblacion\ Total = Clientes\ Beneficiados \times Poblacion\ por\ vivienda$$

Donde:

- Clientes beneficiados: Son obtenidos del sistema de georreferenciación de Electro Sur Este S.A.A.
- Población por vivienda: Fuente INEI.

Calculando consumo anual de clientes

$$Consumo\ anual\ de\ clientes = 12 \times consumo\ percapita \times clientes\ beneficiados$$

Donde:

- Consumo anual de clientes: Está dado en kwh.
- Consumo per cápita: Fuente ELSE

Calculando consumo anual de Alumbrado publico

$$consumo\ anual\ AP = \left(\frac{360 \times Potencia\ AP \times Nro\ Luminarias}{1000} \right) \times 12$$

Donde:

- Consumo anual AP: Está en kWh.
- Potencia AP: Es 55 watts.
- Nro de luminarias: Obtenidas del sistema de georreferenciación Gis de Electro Sur Este S.A.A.

Calculando energía distribuida con y sin proyecto

$$Energia\ distribuida = \frac{consumo\ anual\ total}{1 - perdidas\ de\ energia\ \%}$$

Donde:

- Perdidas de energía %: Es un dato de entrada, corresponde a las perdidas obtenidas en el escenario sin proyecto y con proyecto, el valor elegido depende de la energía que se desea calcular si es para el escenario con proyecto o sin proyecto.
- Consumo anual total (kwh): Es el resultado de la suma de consumo anual de clientes con alumbrado público.

Calculando potencia con y sin proyecto

$$Potencia = \frac{Energia\ distribuida}{24 \times 365 \times Factor\ de\ carga}$$

Donde:

- Potencia: En kw será para el escenario con o sin proyecto dependiendo el valor de la energía distribuida escogida para el mismo caso.
- Factor de carga: En % mediante datos de perfiles de carga.

Calculando perdidas de energía con y sin proyecto

$$\text{Perdidas de energía} = \text{Energía distribuida} - \text{consumo anual total}$$

Donde:

- Las pérdidas de energía con y sin proyecto en kwh, dependerá del valor de la energía distribuida, si se usa la energía distribuida sin proyecto, las pérdidas de energía corresponderán al mismo escenario.
- Consumo anual total: En kwh

Calculando el ahorro de pérdidas de energía y de potencia

$$\text{Ahorro de perdidas de energía} = \text{perdidas CP} - \text{perdidas SP}$$

Donde:

- Perdidas CP: Corresponde a las pérdidas de energía con proyecto en kwh
- Perdidas SP: Corresponde a las pérdidas de energía sin proyecto en kwh
- Análogamente sería el caso para el ahorro de pérdidas de potencia.

b. Formulas utilizadas para el procesamiento de costos incrementales

Calculando la compra de energía y potencia (con y sin proyecto)

Compra de Energía y Potencia

$$= \left[M \times 12 \times D1 + \left(\frac{\left(\frac{N}{100} \times 5 \right) + \left(\frac{O}{100} \times 19 \right)}{24} \times D2 \right) \right] \times 1.18$$

Donde:

- M: Corresponde al precio de potencia en la barra Cachimayo 138 kV fuente Osinergmin.
- N: Corresponde al precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta, fuente Osinergmin.
- O: Corresponde Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta, fuente Osinergmin.
- D1: Corresponde a la potencia en kW con o sin proyecto.
- D2: Corresponde a la energía distribuida en kwh con o sin proyecto.

- El cálculo de la compra de energía y potencia será para ambos escenarios con y sin proyecto dependiendo el valor de D1 y D2 elegido.

Interpretación:

La fórmula utilizada permite estimar el costo total anual por la compra de energía y potencia en un sistema eléctrico. Está compuesta por dos partes principales: el costo por potencia contratada y el costo por energía consumida. La primera parte multiplica el precio mensual de la potencia publicada por Osinergmin (M) por 12 meses y por la demanda de potencia en kW (D1), obteniendo así el costo anual por potencia. La segunda parte calcula un precio promedio ponderado de la energía, combinando el precio en horas punta (N) y fuera de punta (O), ponderados por 5 y 19 horas respectivamente, y dividiendo entre 24 para obtener el promedio diario. Como los precios N y O están en céntimos por kWh, se dividen entre 100 para convertirlos a soles. Este precio promedio se multiplica por la energía distribuida en el año (D2), expresada en kWh. Finalmente, a la suma de ambas partes se le aplica el IGV multiplicando por 1.18. Esta fórmula se aplica tanto al escenario sin proyecto como al escenario con proyecto, dependiendo de los valores utilizados para D1 y D2 en cada caso.

Calculando costo de operación y mantenimiento

$$\text{Costo de operacion y mantenimiento} = \text{Presupuesto referencial} \times \% \text{Costo O\&M}$$

Donde:

- % Costo O&M: Es el porcentaje del costo de operación y mantenimiento, que representa la proporción del costo anual estimado de operación y mantenimiento respecto al costo total del proyecto.
- Presupuesto referencial: Se refiere al presupuesto modelo que se toma como referencia para la aplicación de la propuesta de evaluación económica, en nuestro caso de estudio se toma como referencia el presupuesto total del proyecto: “remodelación por cambio de nivel de tensión en el alimentador UR-02 de Electro Sur Este S.A.A.”

Interpretación:

Esta fórmula calcula cuánto costará, de manera estimada, operar y mantener una infraestructura o proyecto eléctrico durante su vida útil (o por un periodo determinado). Para ello, se toma como base referencial el presupuesto total de un proyecto y se lo multiplica por un porcentaje estándar o asumido que representa el costo esperado de

operación y mantenimiento. Este porcentaje varía según sea el caso a determinar como el escenario sin proyecto y con proyecto.

Calculando el Estado de pérdidas y ganancias

Estado de perdidas y ganancias (Epg)

$$= \frac{V_{energia}}{1.18} + \left(\frac{C_{energia} \times (-1)}{1.18} \right) + \left(\frac{Costo\ de\ O\&M \times (-1)}{1.18} \right) + \left(\frac{Depreciacion \times (-1)}{1.18} \right)$$

Donde:

- Venergia: Representa al total de ventas de energía proveniente del análisis de beneficios incrementales.
- Cenergia: Corresponde a la compra de energía.
- Costo de O&M: Corresponde a los costos de operación y mantenimiento.
- Depreciación: Representa al total de suministro de materiales en soles, del presupuesto referencial utilizado.

Interpretación:

El subtotal del estado de pérdidas y ganancias muestra si el proyecto genera una ganancia o una pérdida al final del año, antes de calcular el impuesto a la renta. Se obtiene sumando los ingresos por ventas de energía y restando los egresos por compra de energía, operación y mantenimiento y depreciación. Para ello, estos tres últimos se ingresan con signo negativo. Todos los valores se consideran sin IGV, por lo que se dividen entre 1.18. Si el subtotal es positivo, significa que el proyecto tiene utilidad operativa; si es negativo, indica una pérdida.

Calculando el impuesto a la renta

$$Impuesto\ a\ la\ renta = SI(Epg \geq 0; Epg * 0.3; 0)$$

Donde:

- Epg: Representa al subtotal del estado de pérdidas y ganancias, determinado para los escenarios con y sin proyecto.

Interpretación:

La fórmula del impuesto a la renta se calcula tomando como referencia el “subtotal del estado de pérdidas y ganancias” Si este subtotal es positivo, es decir, si el proyecto genera utilidad, se aplica una tasa del 30 %. En caso contrario, si el subtotal es negativo, se considera que no hay utilidad sino pérdida y el impuesto resulta igual a cero.

Este cálculo permite estimar el impacto del impuesto a la renta en ambos escenarios con y sin proyecto.

c. Formulas utilizadas para el procesamiento de beneficios incrementales

Calculando los Ingresos por venta de Energía (clientes)

$$\text{Ingresos por Venta} = \frac{L}{100} \times D \times 1.18$$

Donde:

- L: Representa la tarifa de venta por energía activa (ctm/kWh)
- D: Representa el consumo anual de energía de los clientes en (kWh)

Interpretación:

La fórmula de ingresos por venta de energía permite estimar los ingresos anuales por venta de energía eléctrica. Para ello, se toma la tarifa de venta por energía activa (expresada en céntimos por kWh) y se convierte a soles dividiéndola entre 100 y se multiplica por el consumo anual proyectado de los clientes. El resultado se multiplica por 1.18 para incluir el IGV, dado que los ingresos por venta deben expresarse en valores con impuesto. Esta fórmula se aplica tanto para el escenario con proyecto como para el escenario sin proyecto, según el consumo correspondiente en cada caso.

Calculando los Ingresos por venta (Alumbrado público)

$$\text{Ingresos por venta AP} = \text{Ingresos por venta} \times 5\%$$

Donde:

- Ingresos por venta AP: Representa los ingresos por venta de alumbrado público, se estima como el 5% de los ingresos por venta de energía (clientes); se debe aplicar tanto para el escenario con proyecto y sin proyecto.

Calculando Los ingresos por procesos comerciales

$$\text{Procesos Comerciales} = C_{fijo} \times 12 \times 1.18 \times N_{clientes}$$

Donde:

- Cfijo: Representa el cargo fijo mensual por cliente expresado en S/.
- Ncliente: Representa al número de clientes por año, se entiende que estos clientes son aquellos que tienen su propio medidor.

Interpretación:

La fórmula de procesos comerciales se utiliza para calcular los ingresos anuales generados por el cobro del cargo fijo mensual, que es un monto establecido que el cliente

paga cada mes, independientemente de su nivel de consumo. Este cargo cubre servicios como lectura del medidor, facturación, y reparto de recibos. En el cálculo, se toma el valor del cargo fijo mensual por cliente, se multiplica por 12 meses, por el número de clientes beneficiados y luego se aplica el IGV (1.18). Este ingreso forma parte de los servicios comerciales de la empresa distribuidora y se estima para ambos escenarios (con y sin proyecto), en función del número de clientes atendidos en cada caso.

Calculando los ahorros por compra de energía y compra de potencia

$$\text{Ahorro por compra de energía} = \frac{L}{100} \times 1.18 \times \text{AhorroPerdidas}$$

Donde:

- L: Representa la tarifa de venta de energía activa (ctm/kWh)
- AhorroPerdidas: Representa el ahorro de pérdidas de energía anual en kwh previamente procesador en el análisis de la demanda.
- Análogamente para el ahorro por compra de potencia se seguiría el mismo criterio solo considerando el precio de la potencia en horas punta y el ahorro de pérdidas de potencia anual

Interpretación:

La fórmula del ahorro por compra de energía se utiliza para calcular el beneficio económico derivado de la reducción de pérdidas eléctricas. Para ello, se considera el precio de la energía activa, el cual se convierte a soles y se multiplica por el ahorro energético anual en kWh. A este valor se le aplica el IGV, ya que representa un ingreso evitado con impuesto incluido. Este ahorro se estima únicamente en el escenario con proyecto, ya que corresponde a la energía que ya no será comprada debido a las mejoras implementadas en la red.

Calculando Ahorro por compensación de calidad producto y suministro

$$\text{Ahorro Compensacion Calidad de Producto} = P_{\text{Compensacion}} \times T_{\text{cambio}} \times \% \text{Intervencion}$$

Donde:

- Pcompensacion: Representa el promedio de pagos por compensación de calidad de producto en los últimos 10 años expresado en dólares.
- Tcambio: Es la tasa de cambio de dólares a soles.

- %Intervención: Representa el porcentaje de intervención que tiene el costo de un proyecto sobre el VNR total de toda la infraestructura del alimentador.
- Análogamente para el ahorro por compensación de calidad de producto se seguiría el mismo criterio, solo considerando los pagos por compensación de calidad de suministro.

Interpretación:

La fórmula del ahorro por compensación de calidad de producto estima el monto que actualmente se paga, en promedio, por compensaciones asociadas a deficiencias en la calidad del producto eléctrico, solo en el tramo del alimentador que será intervenido según la propuesta. Para ello, se toma el promedio de los pagos realizados en los últimos 10 años por este concepto en todo el alimentador, expresado en dólares y se convierte a soles aplicando el tipo de cambio actual. Este monto se multiplica por el porcentaje de intervención del proyecto que tiene sobre el total del VNR del alimentador, ya que solo una parte de la red según los análisis técnicos será mejorada.

En el escenario con proyecto, este valor se interpreta como un ahorro, ya que se espera que, al mejorar la red, estos pagos ya no sean necesarios en la zona intervenida porque se eliminarán los problemas de calidad de producto.

Finalmente, para la estimación de los beneficios incrementales bastaría con calcular la diferencia entre el total de Ventas de Energía con proyecto (que incluye los ahorros por compra de potencia y energía y los ahorros por compensaciones de calidad de producto y suministro) con el total de ventas de energía sin proyecto.

d. Formulas utilizadas para el procesamiento de indicadores económicos

Calculando beneficios netos totales

$$\text{Beneficios netos totales} = \text{Beneficios}_{\text{incrementales}} - \text{Costos}_{\text{incrementales}}$$

Interpretación:

La fórmula de beneficios netos totales permite determinar el resultado económico real que genera la propuesta en cada año del horizonte de evaluación. Para ello, se resta el costo incremental anual del beneficio incremental correspondiente al mismo periodo. Es decir, se calcula cuánto queda como ganancia neta luego de cubrir los costos adicionales que implica el proyecto. Este cálculo sirve como base para la obtención de indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Calculando el valor nuevo de reemplazo VAN

$$VAN = VNA(Tasa; Beneficios_{netos\ anuales}) + B_0$$

La fórmula utilizada es propia de Excel, sin embargo, la fórmula matemática ya se expresó en el apartado de las variables, ambos realizan el mismo procedimiento.

Donde:

- Tasa: Representa a la tasa de descuento considerada a precios privados
- Los beneficios netos anuales: Corresponde al beneficio neto a lo largo del horizonte evaluación y se consideran a partir del primer año de operación de la propuesta planteada.
- B0: Representa el beneficio neto del año cero, que por lo general sería representado negativamente por la inversión inicial realizada.

Interpretación:

La fórmula del Valor Actual Neto (VAN) permite determinar la rentabilidad económica del proyecto, calculando el valor presente de los beneficios netos generados durante todo el horizonte de evaluación. Para ello, se aplica la función VNA en Excel, que descuenta los beneficios netos anuales (desde el año 1 hasta el año 20) a una tasa de descuento establecida. A ese valor descontado se le suma el beneficio neto del año 0, que en este caso es negativo, ya que corresponde únicamente a los costos iniciales del proyecto sin generar beneficios incrementales en ese primer año. El resultado final refleja el valor económico actual de todos los flujos netos del proyecto y un VAN positivo indica que el proyecto es rentable.

Calculando la tasa interna de retorno TIR

$$TIR = TIR(Beneficios_{netos\ anuales})$$

La fórmula utilizada es propia de Excel, sin embargo, la fórmula matemática ya se expresó en el apartado de las variables, ambos realizan el mismo procedimiento.

Donde:

- Los beneficios netos anuales: Corresponde al beneficio neto a lo largo del horizonte evaluación, A diferencia de VNA, aquí sí se incluye el valor del año 0, que representa la inversión inicial (negativa) y se incluye los beneficios netos anuales desde el año 1 al 20.

Interpretación:

La función TIR en Excel calcula la tasa de rentabilidad del proyecto que iguala a cero el valor actual neto de todos los flujos de beneficios netos, desde la inversión inicial

(año 0) hasta el año 20. Si esta tasa es mayor que la tasa de descuento utilizada en el VAN, el proyecto se considera rentable.

6.5.2.3. Comparación de Escenarios en el Modelo Económico

Los escenarios considerados son “con proyecto” y “sin proyecto”, el enfoque de comparación entre dos escenarios fue implementado debido a que, en proyectos de calidad de producto y en proyectos que impliquen un antes y un después, la rentabilidad además de obtenerse por ingresos nuevos directos también es por eficiencia técnica y reducción de pérdidas económicas. Por tanto, se requiere un modelo que:

- Estime los resultados operativos y económicos de mantener el alimentador en su situación actual (sin proyecto).
- Calcule los beneficios que se obtendrían tras la implementación de la propuesta (con proyecto).
- Determine, mediante diferencia entre ambos escenarios, los beneficios netos atribuibles a la intervención.

Implementación en la plantilla:

La plantilla Excel integra este análisis mediante los bloques de procesamiento anteriormente mencionados que:

- Simulan la evolución de la demanda, consumos de energía y pérdidas en ambos escenarios durante el horizonte de evaluación.
- Brindan la comparación año a año de las variables energéticas y financieras correspondientes a los costos y beneficios (compra de energía, costos de operación, ingresos, compensaciones, etc.).
- Generan los flujos diferenciales de caja o beneficios netos totales con base en los resultados incrementalmente obtenidos de los beneficios y costos.

Este modelo permite convertir resultados técnicos en valores económicos comparables, facilitando la toma de decisiones. Además, el modelo puede operar como herramienta práctica y replicable en la evaluación económica de proyectos similares.

6.5.2.4. Generación de Resultados Finales del Modelo Económico Propuesto

El modelo propuesto permite la estimación de los indicadores de rentabilidad económica de un proyecto y esto lo hace a partir del análisis incremental con y sin proyecto.

Este cálculo se basa en la construcción del flujo de caja económico neto, el cual resulta de comparar los beneficios y costos en ambos escenarios durante el horizonte de evaluación de 20 años.

Implementación en la propuesta económica.

Los indicadores de rentabilidad se encuentran en la pestaña “VAN y TIR”, la cual está interrelacionada con los bloques de procesamiento del modelo económico a la que pertenece el análisis de la demanda, los costos y beneficios incrementales. La pestaña de beneficios incrementales estima los ingresos por ventas adicionales, los ahorros por reducción de pérdidas técnicas y las compensaciones evitadas por mejora en la calidad del producto. Por su parte, la pestaña de costos incrementales consolida las inversiones necesarias, los costos operativos adicionales y el costo incremental de energía y potencia. Ambos resultados alimentan la pestaña VAN y TIR, donde se construye el ingreso neto anual a lo largo del periodo de evaluación. Finalmente, todo se consolida en la pestaña de resultados finales.

Una ilustración de la plantilla en Excel del modelo económico propuesto se muestra en el **Anexo N° 13**.

6.6. Aplicación de la Propuesta de Evaluación Económica al Caso del Alimentador UR-02

Para ilustrar la propuesta de evaluación económica desarrollada, se toma como caso práctico el proyecto remodelación por cambio de nivel de tensión del alimentador UR-02, de Electro Sur Este S.A.A. Esta intervención técnica servirá como base para aplicar la metodología planteada, permitiendo estimar costos y beneficios incrementales a través de la comparación de escenarios con y sin proyecto, así como los indicadores de rentabilidad correspondientes.

En este apartado como punto base para la evaluación económica se toma de referencia el presupuesto del expediente técnico de remodelación del alimentador UR-02 de Electro Sur Este S.A.A., también se presentan y detallan los costos asociados a los principales componentes del presupuesto general del proyecto, considerando los suministros, servicios y gastos necesarios para garantizar la correcta ejecución de la obra.

6.6.1. Presupuesto Referencial

El presupuesto general se ha estructurado en cuatro categorías principales que reflejan los costos requeridos para completar el proyecto de manera eficiente y acorde con los estándares técnicos y normativos. Estas categorías incluyen:

- Costos de suministro de materiales.
- Costos del montaje electromecánico.
- Costos de transporte.
- Gastos generales y utilidades.

A continuación, se detalla cada componente:

a. Costos de Suministro de Materiales

Esta categoría comprende la adquisición de los elementos necesarios para la implementación del proyecto, como conductores, transformadores, postes, estructuras de soporte, aisladores, dispositivos de protección y demás equipos eléctricos.

Descripción de materiales principales:

- **Conductores eléctricos:** Nuevas líneas de distribución diseñadas para operar a 22.9 kV, optimizando las pérdidas técnicas.
- **Transformadores:** Sustitución o adaptación de los equipos existentes para soportar el incremento de tensión.
- **Postes y estructuras:** Refuerzo o cambio de estructuras para garantizar la estabilidad mecánica frente a las nuevas condiciones operativas.
- **Aisladores y accesorios:** Materiales diseñados para soportar la tensión incrementada sin comprometer la seguridad del sistema.
- **Equipos de protección y maniobra:** Interruptores, seccionadores y dispositivos de protección acordes al nivel de tensión proyectado.

El costo total de suministro de materiales es de **3698147.62 soles** como se indica en la **Tabla 6.17**.

b. Costos del Montaje Electromecánico

Incluyen los trabajos de instalación y montaje de los materiales suministrados, los cuales deben ser realizados por personal capacitado y bajo estrictos estándares técnicos.

Actividades principales:

- Instalación de postes y estructuras.
- Montaje y conexión de transformadores.
- Tendido de líneas y conexión de conductores.
- Instalación de equipos de protección y maniobra.
- Pruebas de puesta en servicio para garantizar la operatividad del sistema.

El montaje electromecánico tiene un valor de **1,179,371.54 soles** como se indica en la **Tabla 6.17**.

c. Costos de Transporte

El transporte de materiales desde los puntos de adquisición hasta las áreas de instalación en Urubamba es una parte esencial del presupuesto, debido a las características geográficas y logísticas de la región.

Elementos considerados:

- Transporte de postes, transformadores y otros equipos de gran tamaño.
- Logística para el traslado de materiales menores y herramientas.
- Costos asociados a rutas de acceso difíciles o condiciones adversas en el terreno.

Los costos de transporte, dependiendo de la distancia, el volumen de materiales y las condiciones de acceso. Fue del 8.5% del presupuesto total, es decir **314,342.55 soles** como lo indica la **Tabla 6.17**.

d. Gastos Generales y Utilidades

Este rubro incluye costos indirectos asociados al proyecto, como la supervisión, la gestión administrativa, los seguros, los permisos requeridos y los márgenes de utilidad del contratista.

Componentes principales:

- Gastos Generales Fijos: Gastos de licitación y contratación, Gastos indirectos varios como inscripción en el registro nacional de contrataciones de obras públicas y sencico.
- Gastos Generales Relacionados con el Tiempo de Ejecución de Obra: Gastos de administración de oficina central, Gastos de administración de obra y gastos financieros relativos a la obra.
- Utilidades: Margen de ganancia del contratista encargado del proyecto.

Los gastos generales y utilidades fue el **13% del presupuesto total**, es decir **674,942.02** como lo indica la **Tabla 6.17**.

6.6.1.1. Resumen de los Costos

En la siguiente tabla se presenta un desglose resumido de los costos totales del proyecto:

Tabla 6. 17

Presupuesto General

SECCION	DESCRIPCION	SISTEMA DE DISTRIBUCION				TOTAL
		LINEAS PRIMARIAS	REDES PRIMARIAS	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	PLAN COVID-19	
A	SUMINISTRO DE MATERIALES					
	POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO ARMADO	708,706.67	219,381.14	7,345.71		935,433.52
	AISLADORES	185,725.00	96,340.00			282,065.00
	CONDUCTORES	511,340.01	271,754.88	14,475.40		797,570.29
	FERRETERIA	528,581.60	208,925.40	20,240.00		757,747.00
	RETENIDAS	59,737.40	23,505.40			83,242.80
	PUESTA A TIERRA	5,479.00	13,332.50	31,806.00		50,617.50
	TRANSFORMADORES			396,736.00		396,736.00
	TABLEROS DE DISTRIBUCION			163,643.55		163,643.55
	SECCIONADORES Y PARARRAYOS	49,317.96	107,480.00	73,440.00		230,237.96
	FUSIBLES DE EXPULSION	177.00	309.00	368.00		854.00
	TOTAL, SUMINISTRO DE MATERIALES	2,049,064.64	941,028.32	708,054.66	0.00	3,698,147.62
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO					
	POSTES Y ACCESORIOS DE CONCRETO ARMADO	171,598.41	65,128.47			236,726.88
	AISLADORES	28,187.11	15,244.25			43,431.36
	RETENIDAS	35,864.91	14,391.22			50,256.13
	PUESTA A TIERRA	13,525.13	9,233.70	15,524.72		38,283.55
	TRANSFORMADORES			11,954.45		11,954.45
	TABLERO DE DISTRIBUCION			7,372.74		7,372.74
	SECCIONADORES, PARARRAYOS, AMORTIGUADORES Y TERMINACIONES	10,244.70	21,388.20	6,018.00		37,650.90
	CONDUCTORES	170,491.86	34,926.70			205,418.56
	FERRETERIA	70,841.62	30,218.14	6,598.89		107,658.65
	TRABAJOS PRELIMINARES	17,267.03	12,402.51			29,669.54
	TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	203,309.75	111,015.55	8,427.58		322,752.88
	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	23,454.60	20,916.16			44,370.76
	IMPLEMENTACION PARA PREVENCIÓN COVID 19				43,825.14	43,825.14

SECCION		SISTEMA DE DISTRIBUCION				
OBRA	DESCRIPCION	LINEAS PRIMARIAS	REDES PRIMARIAS	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	PLAN COVID-19	TOTAL
	TOTAL, MONTAJE ELECTROMECHANICO	744,785.12	334,864.90	55,896.38	43,825.14	1,179,371.54
	A. Suministro de Materiales	2,049,064.64	941,028.32	708,054.66	0.00	3,698,147.62
	B. Montaje Electromecánico	744,785.12	334,864.90	55,896.38	43,825.14	1,179,371.54
	C. Transporte	174,170.49	79,987.41	60,184.65	0.00	314,342.55
	TOTAL, COSTO DIRECTO	2,968,020.25	1,355,880.63	824,135.69	43,825.14	5,191,861.71
	D. Gastos Generales y Utilidades	385,842.63	176,264.48	107,137.64	5,697.27	674,942.02
	SUB TOTAL	3,353,862.88	1,532,145.11	931,273.33	49,522.41	5,866,803.73
	IGV	603,695.32	275,786.12	167,629.20	8,914.03	1,056,024.67
	TOTAL, GENERAL (SOLES)	3,957,558.20	1,807,931.23	1,098,902.53	58,436.44	6,922,828.40

Fuente: Proyecto de Inversión “Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco” – Oficina de Normas y Estandarización Electro Sur Este S.A.A.

6.6.2. Evaluación Económica del Proyecto de Cambio de Nivel de Tensión

La evaluación económica del proyecto de cambio de nivel de tensión se realiza considerando los costos y beneficios incrementales asociados a su implementación, así como los indicadores económicos derivados del análisis. Este estudio tiene como propósito principal determinar la viabilidad económica del proyecto mediante el balance de ingresos y egresos en el horizonte de evaluación establecido.

Para realizar una evaluación económica es fundamental distinguir entre los escenarios *sin proyecto* y *con proyecto*. El primero se refiere a la capacidad real y optimizada del servicio eléctrico existente, lo cual abarca los beneficios que la población ya disfruta antes de la implementación de la obra. Por otro lado, el escenario *con proyecto* describe las condiciones mejoradas del servicio que se alcanzarán tras la ejecución de la intervención.

Cabe precisar que, para el desarrollo de la evaluación económica, se ha considerado como base referencial el presupuesto presentado en el **apartado 6.6.1**, correspondiente al expediente técnico de remodelación del alimentador UR-02. Este presupuesto ha sido empleado únicamente como insumo cuantitativo para evaluar la

viabilidad de la propuesta, con fines académicos, bajo un enfoque descriptivo y demostrativo de la presente investigación.

6.6.2.1. Evaluación Privada

En la presente evaluación económica se realizará una evaluación privada, puesto que esta propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión y/o cualquier tipo de proyecto (son gestionados o en todo caso sujetos de operación y mantenimiento) por las empresas concesionarias de distribución eléctrica. Este tipo de evaluación tiene como objetivo analizar la rentabilidad del proyecto considerando precios privados, además de verificar los parámetros actuales, como las tarifas, que dichas empresas aplican en sus cálculos, en este caso sería Electro Sur Este S.A.A.

6.6.2.2. Costos Incrementales

Los costos incrementales representan la diferencia entre los costos de operación y mantenimiento del sistema (Alimentador UR-02) con el proyecto y sin el proyecto. De acuerdo con la **Tabla del Anexo N°11**, se identifican los siguientes componentes principales:

- a. Compra de Energía y Potencia:** Este concepto considera la tarifa de compra en barra y la evolución de la demanda de la potencia y energía distribuida del sistema, para un escenario con proyecto (bajo el nuevo nivel de tensión) y sin proyecto.
- b. Costo de Operación y Mantenimiento:** Este rubro incluye los costos asociados al mantenimiento del sistema eléctrico adaptado con el proyecto (nuevo nivel de tensión) y sin el proyecto.
- c. Impuesto a la Renta:** Los costos relacionados con los impuestos derivados del incremento en los ingresos por la implementación del proyecto de cambio de nivel de tensión.

El análisis de costos incrementales evidencia que los costos iniciales, particularmente en el año base 2024, son elevados debido a la inversión inicial (año 0). Sin embargo, a partir de 2025, los costos disminuyen progresivamente, alcanzando valores negativos en el horizonte de estudio, lo que indica una reducción neta en los costos operativos atribuibles al proyecto.

Análisis de Resultados

El análisis de los costos incrementales, según el cuadro del **Anexo N°11**, muestra los siguientes resultados destacados:

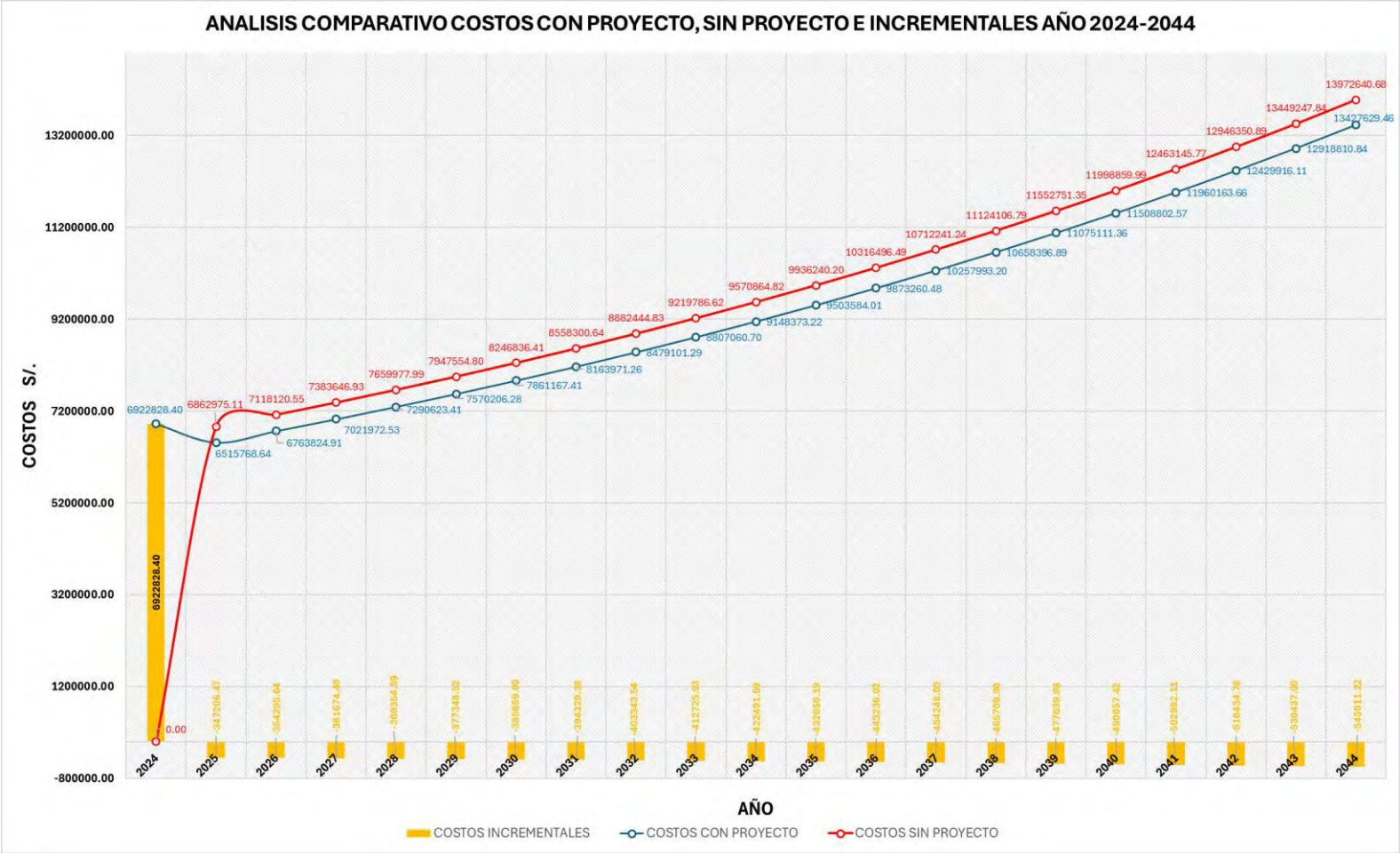
- En el año inicial (2024), el costo incremental total asciende a **6,922,828.40 S/.**, lo que refleja la inversión inicial necesaria para la implementación del proyecto.
- A partir del año 2025, se observa una tendencia a la disminución progresiva de los costos incrementales. Por ejemplo, para el 2026, los costos son negativos, alcanzando un valor de **-354,295.64 S/.**, lo que indica una reducción neta en los costos operativos atribuibles al proyecto.
- Esta tendencia continúa a lo largo del horizonte de evaluación, con costos incrementales negativos que llegan a **-545,011.22 S/.** en 2044. Esto evidencia un ahorro sostenido debido a las mejoras operativas y de eficiencia introducidas por el cambio de nivel de tensión.

Interpretación

La reducción de los costos incrementales a partir del segundo año de operación refleja el impacto positivo del proyecto en la eficiencia operativa. Este comportamiento sugiere que, aunque la inversión inicial es significativa, las ganancias operativas acumuladas superan los costos a mediano y largo plazo, lo que fortalece la viabilidad económica del proyecto, como se observa en la **Figura 6.3**.

Figura 6.3

Evolución de los Costos Incrementales en un Horizonte de 20 Años



Fuente: Elaboracion Propia

6.6.2.3. Beneficios Incrementales

Los beneficios incrementales reflejan los ingresos adicionales que genera el proyecto al implementar el cambio de nivel de tensión en el Alimentador UR-02. Entre los rubros considerados en la Tabla del **Anexo N°12** se destacan:

- a. Ingresos por Venta:** Representan el aumento en las ventas de energía eléctrica debido a la mejora en la capacidad y calidad de producto eléctrico.
- b. Ingresos por Venta - Alumbrado Público:** Este rubro captura los ingresos adicionales provenientes de la iluminación pública mejorada gracias al nuevo nivel de tensión.
- c. Servicios Complementarios:** Ingresos derivados de actividades relacionadas con la operación eficiente del sistema.
- d. Ahorros por Compra de Energía y Potencia:** Corresponden a los ahorros generados por la reducción de pérdidas técnicas en la distribución de energía debido a la incorporación de la propuesta de mejora de cambio de nivel de tensión, en otras palabras, es resultado de la diferencia entre las pérdidas de energía en un escenario con proyecto y sin proyecto, y la diferencia entre la demanda de potencia con proyecto y sin proyecto.
- e. Ahorros por Compensación de Calidad:** Incluyen la reducción de costos asociados a la mejora en la calidad del producto y suministro, tanto en áreas urbanas como rurales lo que reduce penalidades y costos asociados.

De acuerdo con los datos proporcionados, los beneficios incrementales comienzan a ser significativos a partir del primer año de operación (2025) y muestran un crecimiento sostenido durante el horizonte de evaluación. Este incremento es atribuible principalmente a la disminución de pérdidas técnicas y a la optimización en la calidad del producto eléctrico.

Análisis de Resultados:

El cuadro del **Anexo N°12** de beneficios incrementales muestra los ingresos adicionales derivados de la implementación del proyecto. Los resultados más relevantes son los siguientes:

- En el primer año completo de operación (2025), los beneficios incrementales ascienden a **815,600.87 S/.**, lo que demuestra que el proyecto empieza a generar valor desde el inicio de su implementación.
- A lo largo del horizonte de evaluación, los beneficios incrementales presentan un crecimiento sostenido, alcanzando **1,670,596.72 S/.** en 2044.

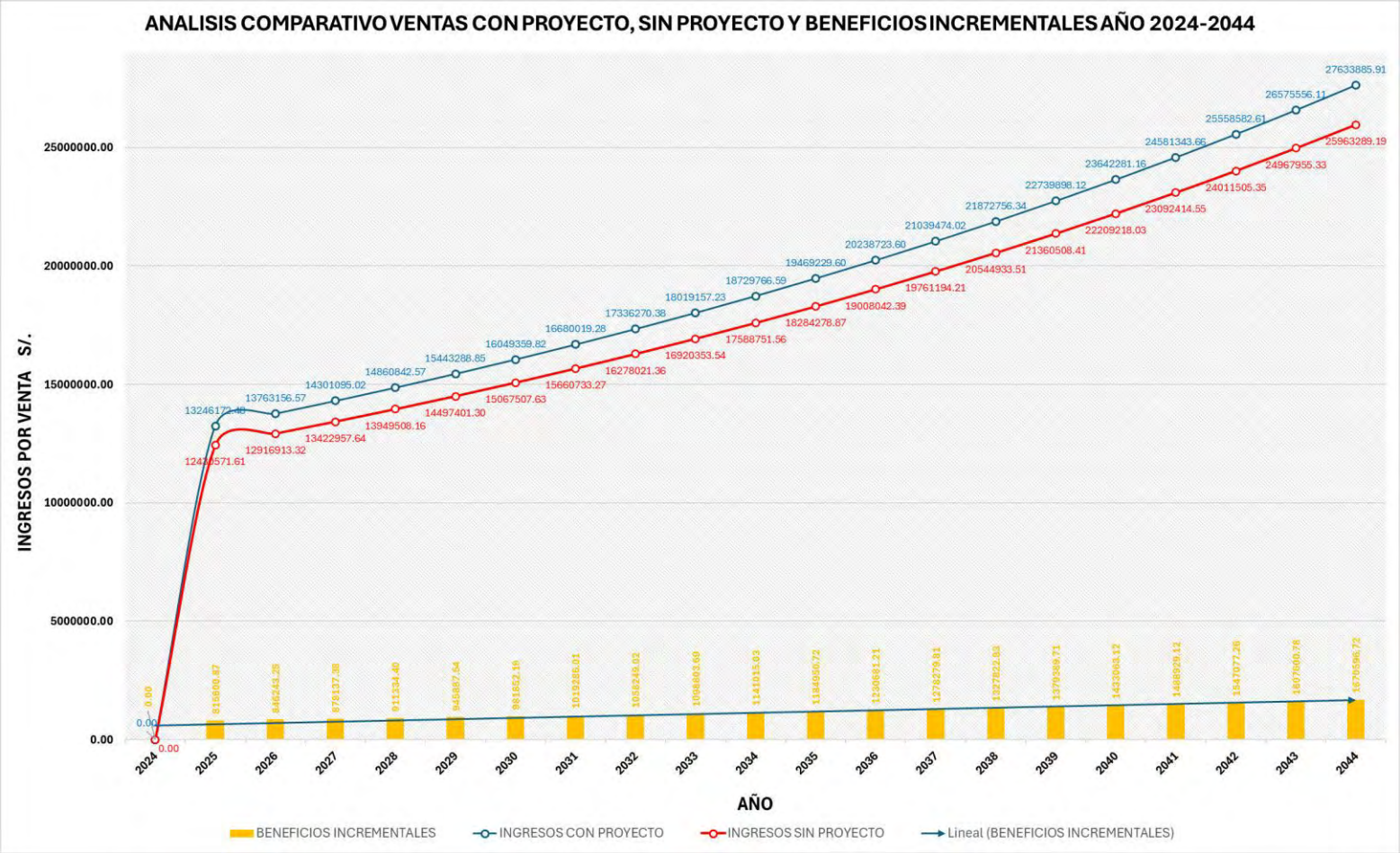
Este incremento evidencia una mejora sustancial en los ingresos netos a largo plazo.

Interpretación

El crecimiento sostenido de los beneficios incrementales refuerza la viabilidad económica del proyecto. Este comportamiento muestra que el cambio de nivel de tensión no solo mejora los ingresos directos, sino que también genera ahorros en costos operativos y optimiza la calidad de producto como de suministro eléctrico; el comportamiento de los beneficios incrementales a lo largo del horizonte de estudio se muestra en la Siguiende **Figura 6.4.**

Figura 6. 4

Evolución de los Beneficios Incrementales en un Horizonte de 20 Años



Fuente: Elaboración Propia

6.6.2.4. Indicadores Económicos del Proyecto

En este apartado se analizan los indicadores económicos clave que permiten evaluar la rentabilidad y viabilidad del proyecto de cambio de nivel de tensión del alimentador UR-02 de 10 kV a 22.9 kV. Estos indicadores han sido calculados utilizando los flujos de costos y beneficios proyectados para un horizonte de 20 años (2024-2044), con dos escenarios: uno donde la tasa de descuento es a precios privados del 12% según lo estipulado por el Art. N°79 Ley de Concesiones Eléctricas N°25844 y el otro utilizando el costo promedio del capital (WACC) de 7.59 %, que representa el costo promedio de todas las fuentes de financiamiento de la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., como el capital propio y la deuda. Estos indicadores se describen a continuación.

A. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es uno de los indicadores principales que determina la viabilidad económica de un proyecto. Este indicador se obtiene al descontar los beneficios incrementales menos costos incrementales a una tasa de descuento representativa. Un VAN positivo indica que el proyecto genera un valor adicional y, por lo tanto, es económicamente rentable.

Para el presente proyecto se obtiene los siguientes resultados y se muestran en la **Tabla 6.18.** y **Tabla 6.19.**

- Para el escenario con una **tasa de descuento del 12 % (a precios privados)**, el VAN obtenido es de **3,838,806.89 soles**, lo que confirma que el proyecto genera valor económico positivo.
- En el caso del escenario con una **tasa de descuento del 7.59 % (WACC)**, el VAN alcanza los **8,263,418.50 soles**, lo que indica un beneficio aún mayor debido a la menor tasa aplicada.

B. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es un indicador que refleja la rentabilidad implícita del proyecto. Este valor se calcula como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero. Un proyecto se considera viable si la TIR es mayor que la tasa de descuento aplicada.

Para el presente proyecto se obtiene los siguientes resultados y se muestran en la **Tabla 6.18.** y **Tabla 6.19.**

- En ambos escenarios evaluados (tasa de descuento a precios privados de 12 % y tasa de descuento WACC de 7.59 %) se obtuvo una TIR del **19.17 %**, lo que supera

ampliamente las tasas de descuento aplicadas. Este resultado indica que el proyecto es viable.

Tabla 6. 18

Indicadores VAN y TIR para una Tasa de Descuento a Precio Privado de 12 %

INDICADORES	
TASA DE DESCUENTO	12.00%
MONTO DE INVERSION	6,922,828.40
VAN(S/.)	3,838,806.89
TIR (%)	19.17 %

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6. 19

Indicadores VAN y TIR para una Tasa de Descuento WACC de 7.59 %

INDICADORES	
TASA DE WACC	7.59%
MONTO DE INVERSION	6,922,828.40
VAN(S/.)	8,263,418.50
TIR (%)	19.17 %

Fuente: Elaboración Propia

6.6.2.5. Flujo de Caja

El flujo de caja es la representación cronológica de los ingresos y egresos de un proyecto a lo largo de su horizonte de evaluación, expresados en términos monetarios y organizados generalmente en periodos anuales. Constituye una herramienta central en la formulación y evaluación de proyectos, ya que permite visualizar la capacidad del mismo para generar recursos netos después de cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento. En este sentido, el flujo de caja refleja el beneficio neto disponible en cada periodo, el cual sirve como base para el cálculo de indicadores de rentabilidad como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio/Costo.

El flujo de caja neto se detalla en el **Anexo N° 14**.

Tabla 6. 20*Valor Actual de Beneficios Netos Totales a Precios Privados*

Año	Beneficios Incrementales	Costos Incrementales	Beneficios Netos Totales
0	0.00	6922828.40	-6922828.40
1	815600.87	-347206.47	1162807.34
2	846243.25	-354295.64	1200538.89
3	878137.38	-361674.40	1239811.78
4	911334.40	-369354.59	1280688.99
5	945887.54	-377348.52	1323236.06
6	981852.19	-385669.00	1367521.19
7	1019286.01	-394329.38	1413615.39
8	1058249.02	-403343.54	1461592.56
9	1098803.69	-412725.93	1511529.61
10	1141015.03	-422491.59	1563506.62
11	1184950.72	-432656.19	1617606.91
12	1230681.21	-443236.02	1673917.23
13	1278279.81	-454248.03	1732527.85
14	1327822.83	-465709.90	1793532.73
15	1379389.71	-477639.98	1857029.70
16	1433063.12	-490057.42	1923120.54
17	1488929.12	-502982.11	1991911.23
18	1547077.26	-516434.78	2063512.04
19	1607600.78	-530437.00	2138037.78
20	1670596.72	-545011.22	2215607.94

Fuente: Elaboración Propia**6.7. Alcances del Impacto Económico**

El impacto económico de la propuesta de mejora del nivel de tensión del alimentador UR-02 de 10 kV a 22.9 kV trasciende los beneficios directos relacionados con la eficiencia técnica y operativa del sistema eléctrico. En términos generales, el análisis evidencia que los alcances

económicos del proyecto están directamente vinculados a la mejora de la calidad del producto eléctrico, la reducción de pérdidas técnicas y el incremento en la capacidad de respuesta del sistema frente al crecimiento de la demanda proyectada en los distritos de Urubamba y Ollantaytambo, a continuación, se detallan los principales alcances del impacto económico.

a. Reducción de Costos Operativos y Costos por Compensación de Calidad de Producto

La implementación de la propuesta de cambio de nivel de tensión minimiza las caídas de tensión en el alimentador, permitiendo así disminuir considerablemente las pérdidas técnicas en líneas y transformadores, las cuales constituyen una parte importante de los costos operativos en el sistema eléctrico. Al reducir estas pérdidas, se optimiza el uso de la energía disponible, lo que se traduce en una disminución de los costos asociados a la operación y mantenimiento. Por otro lado, también este beneficio impacta directamente en la rentabilidad de la empresa distribuidora y se refleja al reducir los gastos asociados con la compensación por calidad de producto.

b. Incremento de la Capacidad de Carga

Con la nueva infraestructura a 22.9 kV se aumenta la capacidad del sistema para atender una mayor demanda futura. Esto es esencial en el contexto del crecimiento poblacional y económico proyectado para la provincia de Urubamba y Ollantaytambo, ya que asegura el suministro eléctrico tanto a nuevas zonas urbanizadas como a comunidades rurales.

c. Aumento de los Ingresos por Venta de Energía

La disminución de las pérdidas técnicas y el aumento de la capacidad de carga permiten un mayor volumen de energía disponible para la comercialización. Este incremento genera ingresos adicionales para la empresa distribuidora Electro Sur Este S.A.A, fortaleciendo su sostenibilidad financiera. Además, el crecimiento de la demanda derivado de la electrificación de nuevas áreas urbanas y rurales contribuye a ampliar la base de clientes y los ingresos a largo plazo.

d. Beneficios Directos para los Usuarios Finales

Al reducir las caídas de tensión, los usuarios experimentarán una calidad de producto más consistente, lo que significa niveles de tensión más estables y adecuados para sus necesidades. Esto protege los equipos eléctricos de daños causados por variaciones de tensión, reduciendo los costos asociados con reparaciones o reemplazos.

e. Contribución al Desarrollo Provincial

La implementación de la propuesta de mejora posiciona al sistema eléctrico en condiciones adecuadas para enfrentar el crecimiento poblacional y económico esperado en los próximos 20 años. Al reducir las restricciones técnicas en el sistema, se fomenta la inversión en nuevas actividades productivas que requieren un sistema eléctrico más robusto. Esto contribuye al desarrollo sostenible de la provincia de Urubamba y Ollantaytambo, fortaleciendo la competitividad local

6.8. Conclusiones

- La evaluación económica del proyecto de cambio de nivel de tensión del Alimentador UR-02, de 10 kV a 22.9 kV, permitió determinar su viabilidad mediante el análisis de los flujos de costos y beneficios incrementales proyectados en un horizonte de 20 años. Se adoptó un enfoque privado, acorde con el rol que cumplen las empresas concesionarias en la operación, mantenimiento y ejecución de este tipo de proyectos, como es el caso de Electro Sur Este S.A.A.
- El análisis de costos incrementales evidenció que, aunque la inversión inicial asciende a S/. 6,922,828.40 en 2024, desde el segundo año se observa una reducción sostenida de los costos operativos, alcanzando un ahorro neto de S/. -545,011.22 en 2044. Esto refleja mejoras significativas en la eficiencia operativa del sistema eléctrico de distribución ya que las ganancias operativas acumuladas superan los costos a mediano y largo plazo.
- En cuanto a los beneficios incrementales, se registran ingresos adicionales desde el primer año completo de operación (2025), con S/. 815,600.87, los cuales aumentan progresivamente hasta alcanzar S/. 1,670,596.72 en 2044. Esta tendencia sostenida consolida la generación de ingresos netos a largo plazo para la empresa distribuidora.
- Los indicadores económicos obtenidos respaldan la rentabilidad del proyecto:
- El Valor Actual Neto (VAN) es de S/. 3,838,806.89 con una tasa de descuento del 12 % (precios privados), y de S/. 8,263,418.50 con una tasa de descuento del 7.59 % (WACC), lo que confirma que el proyecto genera beneficios económicos superiores a los costos de inversión.

- La Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanzó el 19.17 % en ambos escenarios, superando ampliamente las tasas de descuento utilizadas, lo cual evidencia una alta rentabilidad relativa de la inversión.
- En términos generales, la evaluación económica demuestra que el cambio de nivel de tensión en el Alimentador UR-02 es una propuesta técnica y económicamente sustentable. No solo mejora la eficiencia operativa y reduce costos, sino que también incrementa los ingresos netos y extiende los beneficios a largo plazo para la empresa concesionaria.

CONCLUSIONES

1. La evaluación en régimen permanente del alimentador UR-02 evidenció un perfil de tensión inadecuado bajo el escenario de máxima demanda, donde el 60 % de los nodos presentan valores por debajo de 0.95 p.u., alcanzando caídas de tensión de hasta 0.439 p.u. Estos resultados demuestran que la red, en su estado actual, no garantiza una operación normal y que el sistema presenta un deterioro progresivo de la calidad del producto eléctrico conforme aumenta la carga.
2. El flujo de potencia registrado, con un valor de 4580.66 kW (activa), refleja una alta demanda impuesta sobre el sistema. Esta condición incrementa la exigencia sobre los conductores y componentes del alimentador, elevando la cargabilidad general y comprometiendo su desempeño ante escenarios de máxima demanda.
3. En su estado actual, el alimentador UR-02 presenta tramos operando por encima de su capacidad nominal: 26 líneas primarias sobrecargadas (entre 100.77 % y 193.90 %) y otras 12 próximas a sobrecargarse (entre 77.18 % y 96.87 %). Asimismo, 4 subestaciones de distribución presentan niveles de cargabilidad cercanos al límite, siendo la más crítica la SED Huayroncoyo (84.57 %).
4. La proyección de demanda al año 2044, basada en un modelo de regresión lineal, muestra un crecimiento sostenido del 34.63 % respecto al 2024. Este crecimiento comprometerá progresivamente la capacidad operativa del alimentador, que ya opera bajo exigencia elevada, reafirmando la necesidad de intervención técnica para evitar el colapso de la infraestructura.
5. La implementación del cambio de nivel de tensión a 22.9 kV permite estabilizar los niveles de tensión del alimentador UR-02 dentro de los límites normativos establecidos por la NTCSE, con valores entre 0.974 p.u. y 1.030 p.u. hacia el año 2044. Esto garantiza la mejora en la calidad del producto eléctrico.
6. En cuanto a la cargabilidad, las líneas y transformadores se reducen considerablemente: en 2024, los transformadores operan entre 21.63 % y 45.63 % de su capacidad y las líneas no superan el 22.97 %. En 2044, estos valores se mantienen dentro de rangos aceptables, con máximos de 64.96 % y 32.58 % respectivamente. Esto garantiza una operación sostenible frente al crecimiento de la demanda.

7. Las pérdidas técnicas de potencia también mejoran sustancialmente, pasando de 1421.74 kW en un sistema operando a 10 kV, a solo 60.71 kW al operar a 22.9 kV. Esta mejora se debe a la elevación del nivel de tensión, al incremento de la sección de los conductores y a la redistribución de carga por seccionamiento del tramo “Urubamba Ciudad”.
8. La evaluación económica, desarrollada bajo un enfoque privado y horizonte de 20 años determinó la viabilidad de la propuesta. A pesar de una inversión inicial de S/. 6,922,828.40, se observan beneficios netos desde el segundo año gracias a la reducción de costos operativos e incremento progresivo de ingresos.
9. Se registran beneficios incrementales desde el primer año completo de operación (S/. 815,600.87 en 2025), los cuales aumentan hasta S/. 1,670,596.72 en 2044, consolidando la rentabilidad del proyecto.
10. Los indicadores económicos respaldan la viabilidad de la inversión: el VAN fue de S/. 3,838,806.89 con una tasa de descuento del 12 % y S/. 8,263,418.50 con una tasa del 7.59 %. La TIR alcanzó 19.17 %, superando ambas tasas de descuento, lo cual demuestra que el proyecto es técnica y económicamente sustentable, beneficiando directamente a la empresa concesionaria.

RECOMENDACIONES

1. Con el propósito de concretizar la investigación realizada, se recomienda a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. Fomentar la elaboración de Estudios de Pre-Inversión tomando como base este análisis técnico y económico en otros alimentadores que presenten características similares al Alimentador UR-02. Esta evaluación permitirá identificar áreas con potencial para implementar el cambio de nivel de tensión y extender los beneficios observados en este caso de estudio.
2. Se recomienda realizar estudios futuros que incluyan simulaciones cuasi dinámicas del Alimentador UR-02. Considerando los perfiles de carga por SED, Estos datos permitirían modelar el alimentador y calcular el flujo de carga variable en el tiempo, lo que reflejaría con mayor precisión las condiciones operativas del sistema. De esta manera, se podría evaluar cómo las variaciones de la demanda de energía eléctrica a lo largo del tiempo afectan los niveles de tensión, las pérdidas técnicas y la cargabilidad de los componentes del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios.
3. Se recomienda la consideración de estudios que complementen de mejor manera la presente tesis por ejemplo se debería abordar:
 - Estudios socioeconómicos
 - Estudios de coordinación de protecciones y análisis de fallas
 - Estudios de planeamiento del sistema eléctrico

BIBLIOGRAFÍA

- Boada, J. (2014). Análisis de la Calidad del Producto en los Transformadores, Aplicación al Alimentador 3 de la Subestacion San Agustin de EMELNORTE. Retrieved 08 23, 2023, from Repositorio Digital Escuela Politecnica Nacional del Ecuador: bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8517
- Chequea Parra, H. (1988). Estudio Sobre Cargabilidad de Transformadores. Retrieved from Repositorio Universidad Autonoma del Occidente.
- Cisneros, C. (2018). Cambio de Nivel de 10kv a 22.9 kv y su Influencia en la Subestacion Tipo Interior de la Zona Registral IX Sede Lima. Retrieved 08 02, 2023, from Repositorio Institucional Universidad Continental: <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/4682>
- DGE. (2002). Norma de procedimientos para la Elaboracion de Proyectos y Ejecucion de Obras en Sistemas de Utilizacion en Media Tension en Zonas de Concesion de Distribucion. R.D. N° 018-2002-EM/DGE. Lima.
- DGE. (2006). Código Nacional de Electricidad - Utilización.
- DGE. (2011). Código Nacional de Electricidad - Suministro.
- Enriquez Harper, G. (2002). El ABC de la Calidad de Energia Electrica. Limusa S.A. de C.V. Grupo Noriega Editores.
- García Carchi, J. C., & García Romero, A. R. (2021). Analisis del Nivel de Voltaje Entregado por la Subestacion Santa Lucia CNEL EP Unidad de Negocios Guayas – Los Rios. Retrieved from Repositorio Institucional de la Universidad Politecnica Salesiana: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19909>
- Hernandez Sampieri, R. (2014). Metodologia de la Investigacion. McGraw-Hill Interamericana de Mexico.
- Herrera Guato, A. J. (2021). Mejoramiento de los Perfiles de Voltaje en Sistemas de Distribucion Mediante Óptima Ubicacion de Reguladores de Tension con Cambiadores de Derivacion Usando Busqueda Exhaustiva. Retrieved from Repositorio Universidad Politecnica Salesiana Sede Quito: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21341>

- Huallpa Pacompia, F. P., & Apaza Saavedra, L. (2018). Incidencia de las Interrupciones por Fenomenos Naturales sobre la Calidad de Suministro Electrico del Alimentador UR02 del Sistema Electrico Urubamba. Retrieved from Repositorio Universidad Nacional del Altiplano: <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/9863>
- DGPMI. (2023). Formulación y evaluación de Proyectos de Inversion en Electrificacion Rural.
- Juarez Cervantes, J. D. (1995). Sistemas de Distribucion de Energia Electrica.
- Manhualaya, L. (2021). Mejoramiento de la Calidad del Voltaje Eléctrico para Disminuir Compensaciones por Variaciones de Voltaje en los Usuarios Regulados de Ayachucho”. Retrieved 08 21, 2023, from Repositorio Institucional Universidad Continental: <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/10200>
- Mantari, K. (2019). Análisis de la Calidad de Tensión en el Suministro de Energía Eléctrica a la Localidad de Panti, Distrito de Parihuanca. Retrieved 08 19, 2023, from Repositorio Institucional Universidad Nacional del Centro del Peru: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/5214>
- MINEM. (2008). Norma Tecnica de Calidad de Servicios Electricos. Decreto Supremo N° 020-97-EM.
- Monzon, L. (2017, junio). Cargabilidad de Una Línea de Transmision. Retrieved from <https://es.scribd.com/document/350147364/Cargabilidad-de-Una-Linea-de-Transmision>
- Muños, M. (2021). Cumplimiento de la Calidad de Producto Tension en el Sistema Electrico de Pucallpa de Electro Ucayali S.A. Retrieved 08 21, 2023, from Repositorio Institucional Universidad Nacional del Centro del Peru: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6600>
- OSINERGMIN. (2024). Pliegos Tarifarios Electro Sur Este S.A.A. Retrieved from <https://www.gob.pe/institucion/electrosureste/colecciones/20780-pliegos-tarifarios>
- Electro Sur Este S.A.A. (2023). Expediente Tecnico: "Remodelación de Línea Primaria, Red Primaria y Sub-Estaciones Eléctricas; en el(la) Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión a 22.9 kV Tramo Urubamba - Ollantaytambo, Distrito de Urubamba, Provincia Urubamba, Departamento Cusco."

- Electro Sur Este S.A.A. (n.d.). Esquema Sugerido de Proyectos de Electrificación para Sistemas de Distribución y Utilización.
- Salazar Huaman, M., & Vergara Mar, V. (2023). Analisis de la Operacion en Regimen Permanente de la Subestacion Electrica de Potencia de Iquitos de 60/20/45 MVA a 60/22.9/10 kV y propuesta de Cambio de Nivel de Tension de las Salidas Existentes a 22.9 kV Proyectada al Año 2024. Retrieved from Repositorio Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- Stevenson, W., & Grainger, J. (n.d.). Analisis de Sistemas de Potencia. McGRAW Hill.
- Surco, N. M., & Palomino, J. J. (2016). Mejoramiento del Sistema Electrico de la Ciudad de Puerto Maldonado en Media Tension. Retrieved from Repositorio Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco: <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/2240>

ANEXOS

- **Anexo N° 1:** Reporte de Niveles de Tensión del Alimentador UR-02 en la Situación Actual
- **Anexo N° 2:** Valores Promedio, Máximos y Mínimos de Potencia en el Alimentador UR-02 según Perfiles de Carga del año 2023
 - **Anexo N° 2.1:** Valores Promedio de Potencia Activa y Reactiva del Alimentador UR-02
 - **Anexo N° 2.2:** Valores de Máxima y Mínima Demanda del Alimentador UR-02
- **Anexo N° 3:** Reporte de Cargabilidad del Alimentador UR-02 en la Situación Actual
 - **Anexo N° 3.1:** Reporte de Cargabilidad de las Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR-02
 - **Anexo N° 3.2:** Reporte de Cargabilidad de Redes y Líneas Primarias del Alimentador UR-02
- **Anexo N° 4:** Diagrama Unifilar del Alimentador UR-02 con la Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión de 10 kV a 22.9 kV.
 - **Anexo N° 4.1:** Diagrama Unifilar Tramo Urubamba – Ciudad.
 - **Anexo N° 4.2:** Diagrama Unifilar Tramo Urubamba – Ollantaytambo.
- **Anexo N° 5:** Plano de Ubicación Poligonal de las Líneas y redes Primarias a Intervenir en la Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión.
- **Anexo N° 6:** Reporte de Niveles de Tensión en [P.U.] de las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.
- **Anexo N° 7:** Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.
- **Anexo N° 8:** Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV.
- **Anexo N° 9:** Resultados de Flujo de Potencia del Alimentador UR-02 a 22.9 kV para el Año 2044.
- **Anexo N° 10:** Estudio de la Coordinación de Protección para el Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV.
- **Anexo N° 11:** Costos Incrementales de la Evaluación Económica.

- **Anexo N° 12:** Beneficios Incrementales de la Evaluación Económica.
- **Anexo N° 13:** Plantilla Excel del Modelo económico Propuesto.
- **Anexo N° 14:** Flujo de caja.
- **Anexo N° 15:** Registro Fotográfico de las Estructuras en MT de las Derivaciones Intervenidas en el Proyecto de Remodelación del Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión – Electro Sur Este S.A.A.

Anexos

Anexo N°1: Reporte de Niveles de Tensión del Alimentador UR-02 en la Situación Actual para los Escenarios de Operación de Mínima, Media y Máxima Demanda

Anexos

Reporte de Niveles de Tensión en las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para los escenarios de mínima, media y máxima demanda

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
Barra 10kV SET Urubamba	URUBAMBA 10 KV	10	10.500	1.050	10.500	1.050	10.500	1.050
NBT 0080169	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.360	0.948	0.380	1.001	0.386	1.015
NBT 0080170	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.360	0.948	0.380	1.001	0.386	1.015
NBT 0080171	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.356	0.937	0.379	0.996	0.385	1.012
NBT 0080172	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.202	0.917	0.217	0.987	0.221	1.006
NBT 0080173	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.201	0.914	0.217	0.986	0.221	1.005
NBT 0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.203	0.921	0.218	0.990	0.222	1.008
NBT 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.338	0.889	0.370	0.974	0.379	0.997
NBT 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.339	0.891	0.371	0.976	0.379	0.998
NBT 0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.338	0.891	0.371	0.975	0.379	0.998
NBT 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.339	0.891	0.371	0.976	0.379	0.998
NBT 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.318	0.837	0.362	0.954	0.374	0.983
NBT 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.326	0.859	0.366	0.962	0.376	0.989
NBT 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.178	0.807	0.207	0.941	0.214	0.975
NBT 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.171	0.779	0.204	0.929	0.213	0.966
NBT 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.173	0.788	0.205	0.934	0.213	0.970
NBT 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.267	0.702	0.342	0.899	0.360	0.946
NBT 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.252	0.664	0.336	0.884	0.356	0.936
NBT 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.146	0.662	0.194	0.884	0.206	0.936
NBT 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.144	0.655	0.194	0.880	0.205	0.933
NBT 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.145	0.660	0.194	0.883	0.206	0.935
NBT 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.242	0.638	0.332	0.874	0.353	0.929

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NBT 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.138	0.629	0.192	0.871	0.204	0.927
NBT 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.116	0.529	0.183	0.833	0.198	0.902
NBT 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.191	0.504	0.313	0.824	0.340	0.896
NBT 0080229	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.385	1.014	0.392	1.031	0.394	1.037
NBT 0080230	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.981	0.223	1.015	0.225	1.025
NBT 0080231	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.218	0.989	0.224	1.019	0.226	1.028
NBT 0080233	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.217	0.988	0.224	1.019	0.226	1.028
NBT 0080234	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.217	0.985	0.224	1.017	0.226	1.027
NBT 0080235	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.982	0.223	1.016	0.226	1.026
NBT 0080236	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.978	0.223	1.014	0.225	1.025
NBT 0080237	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.214	0.973	0.223	1.012	0.225	1.023
NBT 0080238	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.214	0.972	0.223	1.012	0.225	1.023
NBT 0080239	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.983	0.223	1.016	0.226	1.026
NBT 0080240	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.980	0.223	1.014	0.225	1.024
NBT 0080241	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.981	0.223	1.015	0.225	1.025
NBT 0080242	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.981	0.223	1.015	0.225	1.025
NBT 0080243	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.217	0.988	0.224	1.019	0.226	1.028
NBT 0080244	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.980	0.223	1.014	0.225	1.025
NBT 0080245	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.371	0.977	0.385	1.013	0.389	1.023
NBT 0080246	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.371	0.976	0.385	1.012	0.389	1.023
NBT 0080247	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.370	0.975	0.384	1.011	0.388	1.022
NBT 0080248	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.224	1.017	0.227	1.033	0.228	1.038
NBT 0080275	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.980	0.223	1.015	0.225	1.025
NBT 0080283	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.978	0.223	1.013	0.225	1.024

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NBT 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.119	0.542	0.184	0.838	0.199	0.905
NBT 0080465	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.217	0.988	0.224	1.019	0.226	1.028
NBT 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.188	0.496	0.312	0.821	0.340	0.894
NBT 0080467	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.351	0.925	0.376	0.991	0.383	1.008
NBT 0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.336	0.885	0.369	0.972	0.378	0.995
NBT 0080469	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.979	0.223	1.014	0.225	1.024
NBT 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.101	0.459	0.178	0.808	0.195	0.885
NBT 0080484	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.224	1.017	0.227	1.032	0.228	1.037
NBT 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.209	0.551	0.320	0.842	0.345	0.907
NBT 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.146	0.662	0.194	0.883	0.206	0.935
NBT 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.196	0.889	0.214	0.975	0.219	0.997
NBT 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.202	0.460	0.356	0.808	0.389	0.885
NBT 0080507	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.201	0.915	0.217	0.986	0.221	1.005
NBT 0080508	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.201	0.915	0.217	0.986	0.221	1.005
NBT 0080511	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.981	0.223	1.015	0.226	1.025
NBT 0080513	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.979	0.223	1.014	0.225	1.024
NBT 0080525	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.386	1.017	0.392	1.032	0.394	1.037
NBT 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.251	0.660	0.335	0.883	0.355	0.935
NBT 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.194	0.883	0.214	0.972	0.219	0.995
NBT 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.184	0.837	0.210	0.953	0.216	0.983
NBT 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.336	0.885	0.369	0.972	0.378	0.995
NBT 0080568	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.978	0.223	1.013	0.225	1.024
NBT 0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.193	0.439	0.352	0.800	0.387	0.880
NBT 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.172	0.783	0.205	0.931	0.213	0.968

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea-Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NBT 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.193	0.880	0.214	0.971	0.219	0.995
NBT 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.184	0.837	0.210	0.954	0.216	0.983
NBT 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.140	0.638	0.192	0.874	0.204	0.929
NBT 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.114	0.517	0.182	0.829	0.198	0.899
NBT 0080588	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.375	0.986	0.387	1.018	0.390	1.027
NBT 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.142	0.646	0.193	0.877	0.205	0.931
NBT 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.196	0.892	0.215	0.976	0.220	0.998
NBT 0080629	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.219	0.996	0.225	1.023	0.227	1.031
NBT 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.223	0.507	0.363	0.826	0.394	0.897
NBT 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.223	0.508	0.363	0.826	0.395	0.897
NBT 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.229	0.520	0.365	0.830	0.396	0.900
NBT 0080681	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.206	0.935	0.219	0.995	0.222	1.011
NBT 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.259	0.681	0.339	0.891	0.357	0.941
NBT 0080717	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.979	0.223	1.013	0.225	1.024
NBT 0080722	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.209	0.949	0.220	1.001	0.223	1.016
NBT 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.388	0.881	0.427	0.971	0.438	0.995
NBT 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.228	0.519	0.365	0.830	0.396	0.899
NBT 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.228	0.519	0.365	0.830	0.396	0.899
NBT 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.44	0.228	0.519	0.365	0.830	0.396	0.899
NBT 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.194	0.880	0.213	0.970	0.219	0.994
NBT 0080822	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.220	0.998	0.225	1.023	0.227	1.031
NBT 0080843	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.384	1.010	0.391	1.029	0.393	1.035
NBT 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.117	0.534	0.184	0.835	0.199	0.903
NBT 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.181	0.824	0.209	0.948	0.215	0.979

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NBT 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.191	0.869	0.213	0.967	0.218	0.992
NBT 0080864	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.224	1.017	0.227	1.033	0.228	1.038
NBT 0080882	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.348	0.916	0.375	0.986	0.382	1.005
NBT 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.162	0.738	0.201	0.914	0.210	0.956
NBT 0080928	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.370	0.975	0.384	1.011	0.388	1.022
NBT 0080929	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.370	0.975	0.384	1.011	0.388	1.022
NBT 0080930	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.979	0.223	1.014	0.225	1.024
NBT 0080931	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.977	0.223	1.013	0.225	1.023
NBT 0080936	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.215	0.976	0.223	1.012	0.225	1.023
NBT 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.142	0.646	0.193	0.877	0.205	0.931
NBT 0080972	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.216	0.980	0.223	1.014	0.225	1.025
NBT 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.38	0.240	0.632	0.331	0.872	0.353	0.928
NBT 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.172	0.782	0.205	0.931	0.213	0.967
NBT 0081012	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.370	0.974	0.385	1.012	0.389	1.023
NBT 0081071	URUBAMBA 10 KV	0.22	0.202	0.917	0.217	0.987	0.221	1.006
NBT 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.141	0.641	0.193	0.876	0.205	0.930
NBT 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.117	0.531	0.184	0.834	0.199	0.902
NBT 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.119	0.539	0.184	0.837	0.199	0.905
NBT 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.196	0.889	0.214	0.974	0.219	0.997
NMT 0080169	URUBAMBA 10 KV	10	9.591	0.959	10.072	1.007	10.200	1.020
NMT 0080170	URUBAMBA 10 KV	10	9.590	0.959	10.071	1.007	10.199	1.020
NMT 0080171	URUBAMBA 10 KV	10	9.473	0.947	10.020	1.002	10.164	1.016
NMT 0080172	URUBAMBA 10 KV	10	9.270	0.927	9.928	0.993	10.100	1.010
NMT 0080173	URUBAMBA 10 KV	10	9.261	0.926	9.922	0.992	10.096	1.010

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.247	0.925	9.919	0.992	10.094	1.009
NMT 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.997	0.900	9.805	0.980	10.014	1.001
NMT 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.031	0.903	9.824	0.982	10.028	1.003
NMT 0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.021	0.902	9.818	0.982	10.024	1.002
NMT 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.030	0.903	9.825	0.983	10.029	1.003
NMT 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.486	0.849	9.597	0.960	9.873	0.987
NMT 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.707	0.871	9.690	0.969	9.937	0.994
NMT 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.190	0.819	9.477	0.948	9.791	0.979
NMT 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.970	0.797	9.386	0.939	9.730	0.973
NMT 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.940	0.794	9.371	0.937	9.719	0.972
NMT 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.166	0.717	9.065	0.907	9.512	0.951
NMT 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.778	0.678	8.910	0.891	9.407	0.941
NMT 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.764	0.676	8.903	0.890	9.402	0.940
NMT 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.762	0.676	8.902	0.890	9.402	0.940
NMT 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.757	0.676	8.900	0.890	9.400	0.940
NMT 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.544	0.654	8.819	0.882	9.345	0.935
NMT 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.446	0.645	8.781	0.878	9.320	0.932
NMT 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.479	0.548	8.410	0.841	9.071	0.907
NMT 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.241	0.524	8.319	0.832	9.010	0.901
NMT 0080229	URUBAMBA 10 KV	10	10.233	1.023	10.370	1.037	10.408	1.041
NMT 0080230	URUBAMBA 10 KV	10	9.904	0.990	10.204	1.020	10.290	1.029
NMT 0080231	URUBAMBA 10 KV	10	9.996	1.000	10.252	1.025	10.324	1.032
NMT 0080233	URUBAMBA 10 KV	10	9.978	0.998	10.243	1.024	10.318	1.032
NMT 0080234	URUBAMBA 10 KV	10	9.948	0.995	10.229	1.023	10.308	1.031

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea-Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 0080235	URUBAMBA 10 KV	10	9.914	0.991	10.213	1.021	10.298	1.030
NMT 0080236	URUBAMBA 10 KV	10	9.879	0.988	10.199	1.020	10.287	1.029
NMT 0080237	URUBAMBA 10 KV	10	9.825	0.982	10.176	1.018	10.272	1.027
NMT 0080238	URUBAMBA 10 KV	10	9.822	0.982	10.175	1.018	10.271	1.027
NMT 0080239	URUBAMBA 10 KV	10	9.924	0.992	10.216	1.022	10.299	1.030
NMT 0080240	URUBAMBA 10 KV	10	9.905	0.990	10.205	1.020	10.291	1.029
NMT 0080241	URUBAMBA 10 KV	10	9.901	0.990	10.202	1.020	10.289	1.029
NMT 0080242	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029
NMT 0080243	URUBAMBA 10 KV	10	9.917	0.992	10.212	1.021	10.296	1.030
NMT 0080244	URUBAMBA 10 KV	10	9.910	0.991	10.208	1.021	10.293	1.029
NMT 0080245	URUBAMBA 10 KV	10	9.884	0.988	10.192	1.019	10.282	1.028
NMT 0080246	URUBAMBA 10 KV	10	9.866	0.987	10.182	1.018	10.274	1.027
NMT 0080247	URUBAMBA 10 KV	10	9.858	0.986	10.177	1.018	10.271	1.027
NMT 0080248	URUBAMBA 10 KV	10	10.275	1.027	10.390	1.039	10.422	1.042
NMT 0080275	URUBAMBA 10 KV	10	9.914	0.991	10.213	1.021	10.297	1.030
NMT 0080283	URUBAMBA 10 KV	10	9.885	0.988	10.197	1.020	10.285	1.029
NMT 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.612	0.561	8.461	0.846	9.105	0.911
NMT 0080465	URUBAMBA 10 KV	10	9.981	0.998	10.252	1.025	10.325	1.033
NMT 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.165	0.516	8.290	0.829	8.991	0.899
NMT 0080467	URUBAMBA 10 KV	10	9.361	0.936	9.970	0.997	10.129	1.013
NMT 0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.966	0.897	9.787	0.979	10.002	1.000
NMT 0080469	URUBAMBA 10 KV	10	9.896	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029
NMT 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	4.888	0.489	8.184	0.818	8.921	0.892
NMT 0080484	URUBAMBA 10 KV	10	10.273	1.027	10.389	1.039	10.421	1.042

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.699	0.570	8.494	0.849	9.128	0.913
NMT 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.776	0.678	8.909	0.891	9.406	0.941
NMT 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.009	0.901	9.811	0.981	10.019	1.002
NMT 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	4.810	0.481	8.156	0.816	8.900	0.890
NMT 0080507	URUBAMBA 10 KV	10	9.269	0.927	9.927	0.993	10.099	1.010
NMT 0080508	URUBAMBA 10 KV	10	9.265	0.926	9.925	0.992	10.098	1.010
NMT 0080511	URUBAMBA 10 KV	10	9.911	0.991	10.209	1.021	10.294	1.029
NMT 0080513	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.288	1.029
NMT 0080525	URUBAMBA 10 KV	10	10.273	1.027	10.389	1.039	10.421	1.042
NMT 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.763	0.676	8.903	0.890	9.402	0.940
NMT 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.939	0.894	9.779	0.978	9.997	1.000
NMT 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.491	0.849	9.600	0.960	9.875	0.988
NMT 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.963	0.896	9.786	0.979	10.000	1.000
NMT 0080568	URUBAMBA 10 KV	10	9.892	0.989	10.197	1.020	10.286	1.029
NMT 0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	4.808	0.481	8.154	0.815	8.900	0.890
NMT 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.959	0.796	9.381	0.938	9.726	0.973
NMT 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.913	0.891	9.776	0.978	9.996	1.000
NMT 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.487	0.849	9.598	0.960	9.874	0.987
NMT 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.545	0.654	8.819	0.882	9.346	0.935
NMT 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.373	0.537	8.369	0.837	9.044	0.904
NMT 0080588	URUBAMBA 10 KV	10	9.956	0.996	10.232	1.023	10.311	1.031
NMT 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.619	0.662	8.845	0.885	9.362	0.936
NMT 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.965	0.897	9.787	0.979	10.001	1.000
NMT 0080629	URUBAMBA 10 KV	10	10.045	1.005	10.276	1.028	10.342	1.034

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.253	0.525	8.324	0.832	9.012	0.901
NMT 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.255	0.525	8.324	0.832	9.013	0.901
NMT 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.262	0.526	8.327	0.833	9.015	0.901
NMT 0080681	URUBAMBA 10 KV	10	9.473	0.947	10.020	1.002	10.164	1.016
NMT 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.949	0.695	8.978	0.898	9.453	0.945
NMT 0080717	URUBAMBA 10 KV	10	9.896	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029
NMT 0080722	URUBAMBA 10 KV	10	9.595	0.960	10.074	1.007	10.202	1.020
NMT 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.917	0.892	9.767	0.977	9.988	0.999
NMT 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.249	0.525	8.322	0.832	9.011	0.901
NMT 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.249	0.525	8.322	0.832	9.011	0.901
NMT 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.249	0.525	8.322	0.832	9.011	0.901
NMT 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.909	0.891	9.763	0.976	9.984	0.998
NMT 0080822	URUBAMBA 10 KV	10	10.075	1.008	10.291	1.029	10.352	1.035
NMT 0080843	URUBAMBA 10 KV	10	10.202	1.020	10.354	1.035	10.397	1.040
NMT 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.528	0.553	8.428	0.843	9.083	0.908
NMT 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.352	0.835	9.543	0.954	9.837	0.984
NMT 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.801	0.880	9.729	0.973	9.964	0.996
NMT 0080864	URUBAMBA 10 KV	10	10.274	1.027	10.389	1.039	10.422	1.042
NMT 0080882	URUBAMBA 10 KV	10	9.259	0.926	9.921	0.992	10.095	1.010
NMT 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.429	0.743	9.170	0.917	9.584	0.958
NMT 0080928	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.177	1.018	10.270	1.027
NMT 0080929	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.176	1.018	10.270	1.027
NMT 0080930	URUBAMBA 10 KV	10	9.901	0.990	10.203	1.020	10.289	1.029
NMT 0080931	URUBAMBA 10 KV	10	9.881	0.988	10.191	1.019	10.281	1.028

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 0080936	URUBAMBA 10 KV	10	9.856	0.986	10.176	1.018	10.270	1.027
NMT 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.618	0.662	8.845	0.885	9.362	0.936
NMT 0080972	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.288	1.029
NMT 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.480	0.648	8.794	0.879	9.329	0.933
NMT 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.946	0.795	9.374	0.937	9.721	0.972
NMT 0081012	URUBAMBA 10 KV	10	9.845	0.985	10.188	1.019	10.281	1.028
NMT 0081071	URUBAMBA 10 KV	10	9.280	0.928	9.933	0.993	10.104	1.010
NMT 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.537	0.654	8.816	0.882	9.344	0.934
NMT 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.484	0.548	8.411	0.841	9.072	0.907
NMT 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.557	0.556	8.439	0.844	9.091	0.909
NMT 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.997	0.900	9.805	0.980	10.014	1.001
NMT 10399	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029
NMT 10724	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.429	0.743	9.170	0.917	9.584	0.958
NMT 10735	URUBAMBA 10 KV	10	9.917	0.992	10.212	1.021	10.296	1.030
NMT 11222	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029
NMT 11241	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.537	0.654	8.816	0.882	9.344	0.934
NMT 11242	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.537	0.654	8.816	0.882	9.344	0.934
NMT 11587	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.341	0.534	8.357	0.836	9.036	0.904
NMT 11605	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.208	0.521	8.306	0.831	9.002	0.900
NMT 11831	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.966	0.897	9.787	0.979	10.002	1.000
NMT 11845	URUBAMBA 10 KV	10	9.825	0.982	10.176	1.018	10.272	1.027
NMT 11848	URUBAMBA 10 KV	10	9.879	0.988	10.199	1.020	10.287	1.029
NMT 11849	URUBAMBA 10 KV	10	9.914	0.991	10.213	1.021	10.298	1.030
NMT 11853	URUBAMBA 10 KV	10	9.897	0.990	10.200	1.020	10.287	1.029

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea-Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 12272	URUBAMBA 10 KV	10	9.910	0.991	10.208	1.021	10.293	1.029
NMT 12273	URUBAMBA 10 KV	10	9.901	0.990	10.203	1.020	10.289	1.029
NMT 12277	URUBAMBA 10 KV	10	9.884	0.988	10.192	1.019	10.282	1.028
NMT 12279	URUBAMBA 10 KV	10	9.866	0.987	10.182	1.018	10.274	1.027
NMT 12287	URUBAMBA 10 KV	10	9.595	0.960	10.074	1.007	10.202	1.020
NMT 12288	URUBAMBA 10 KV	10	9.591	0.959	10.072	1.007	10.200	1.020
NMT 12291	URUBAMBA 10 KV	10	10.494	1.049	10.497	1.050	10.498	1.050
NMT 12292	URUBAMBA 10 KV	10	9.473	0.947	10.020	1.002	10.164	1.016
NMT 12293	URUBAMBA 10 KV	10	9.361	0.936	9.970	0.997	10.129	1.013
NMT 12295	URUBAMBA 10 KV	10	9.280	0.928	9.933	0.993	10.104	1.010
NMT 12296	URUBAMBA 10 KV	10	10.274	1.027	10.389	1.039	10.422	1.042
NMT 12298	URUBAMBA 10 KV	10	9.270	0.927	9.928	0.993	10.100	1.010
NMT 12300	URUBAMBA 10 KV	10	10.233	1.023	10.370	1.037	10.408	1.041
NMT 12301	URUBAMBA 10 KV	10	10.075	1.008	10.291	1.029	10.352	1.035
NMT 12302	URUBAMBA 10 KV	10	9.261	0.926	9.922	0.992	10.096	1.010
NMT 12313	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.021	0.902	9.818	0.982	10.024	1.002
NMT 12333	URUBAMBA 10 KV	10	9.319	0.932	9.951	0.995	10.116	1.012
NMT 12364	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.031	0.903	9.824	0.982	10.028	1.003
NMT 12366	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.031	0.903	9.824	0.982	10.028	1.003
NMT 12367	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.255	0.525	8.324	0.832	9.013	0.901
NMT 12369	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.262	0.526	8.327	0.833	9.015	0.901
NMT 12370	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.030	0.903	9.825	0.983	10.029	1.003
NMT 12371	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.479	0.548	8.410	0.841	9.071	0.907
NMT 12372	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.913	0.891	9.776	0.978	9.996	1.000

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea-Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 12373	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.801	0.880	9.729	0.973	9.964	0.996
NMT 12374	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.707	0.871	9.690	0.969	9.937	0.994
NMT 12378	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.491	0.849	9.600	0.960	9.875	0.988
NMT 12382	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.352	0.835	9.543	0.954	9.837	0.984
NMT 12383	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.190	0.819	9.477	0.948	9.791	0.979
NMT 12385	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.166	0.717	9.065	0.907	9.512	0.951
NMT 12386	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.778	0.678	8.910	0.891	9.407	0.941
NMT 12392	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.764	0.676	8.903	0.890	9.402	0.940
NMT 12400	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.757	0.676	8.900	0.890	9.400	0.940
NMT 12403	URUBAMBA 10 KV	10	9.858	0.986	10.177	1.018	10.271	1.027
NMT 12427	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.699	0.570	8.494	0.849	9.128	0.913
NMT 12431	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.165	0.516	8.290	0.829	8.991	0.899
NMT 12480	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.528	0.553	8.428	0.843	9.083	0.908
NMT 13483	URUBAMBA 10 KV	10	9.996	1.000	10.252	1.025	10.325	1.032
NMT 13778	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.997	0.900	9.805	0.980	10.014	1.001
NMT 1606	URUBAMBA 10 KV	10	9.886	0.989	10.198	1.020	10.286	1.029
NMT 1613	URUBAMBA 10 KV	10	9.892	0.989	10.197	1.020	10.286	1.029
NMT 1633	URUBAMBA 10 KV	10	9.911	0.991	10.209	1.021	10.294	1.029
NMT 1638	URUBAMBA 10 KV	10	9.906	0.991	10.206	1.021	10.291	1.029
NMT 1641	URUBAMBA 10 KV	10	9.899	0.990	10.201	1.020	10.288	1.029
NMT 1647	URUBAMBA 10 KV	10	9.880	0.988	10.190	1.019	10.280	1.028
NMT 1666	URUBAMBA 10 KV	10	9.921	0.992	10.214	1.021	10.298	1.030
NMT 1694	URUBAMBA 10 KV	10	10.046	1.005	10.276	1.028	10.342	1.034
NMT 1706	URUBAMBA 10 KV	10	9.925	0.992	10.217	1.022	10.300	1.030

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea-Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 1716	URUBAMBA 10 KV	10	9.822	0.982	10.175	1.018	10.272	1.027
NMT 1727	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.970	0.897	9.790	0.979	10.003	1.000
NMT 1729	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.981	0.898	9.795	0.980	10.008	1.001
NMT 1730	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.975	0.898	9.792	0.979	10.005	1.001
NMT 1826	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.560	0.556	8.441	0.844	9.092	0.909
NMT 1827	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.612	0.561	8.461	0.846	9.105	0.911
NMT 1832	URUBAMBA 10 KV	10	9.269	0.927	9.927	0.993	10.099	1.010
NMT 1839	URUBAMBA 10 KV	10	9.981	0.998	10.252	1.025	10.326	1.033
NMT 1862	URUBAMBA 10 KV	10	9.319	0.932	9.951	0.995	10.116	1.012
NMT 1863	URUBAMBA 10 KV	10	9.284	0.928	9.936	0.994	10.106	1.011
NMT 1872	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.249	0.925	9.920	0.992	10.095	1.009
NMT 1872 10 KV	URUBAMBA 10 KV	10	9.249	0.925	9.920	0.992	10.095	1.009
NMT 1885	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.032	0.903	9.824	0.982	10.028	1.003
NMT 1906	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.493	0.849	9.601	0.960	9.876	0.988
NMT 1918	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.980	0.798	9.392	0.939	9.734	0.973
NMT 1923	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.970	0.797	9.386	0.939	9.730	0.973
NMT 1928	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.959	0.796	9.381	0.938	9.726	0.973
NMT 1935	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	7.946	0.795	9.374	0.937	9.721	0.972
NMT 1973	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.950	0.695	8.979	0.898	9.454	0.945
NMT 1977	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.792	0.679	8.916	0.892	9.411	0.941
NMT 2002	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.760	0.676	8.901	0.890	9.401	0.940
NMT 2010	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.547	0.655	8.820	0.882	9.346	0.935
NMT 2014	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.545	0.654	8.819	0.882	9.346	0.935
NMT 2018	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.480	0.648	8.794	0.879	9.329	0.933

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 2019	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.448	0.645	8.782	0.878	9.321	0.932
NMT 2024	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.417	0.642	8.770	0.877	9.313	0.931
NMT 2028	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.352	0.635	8.745	0.874	9.296	0.930
NMT 2040	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.484	0.548	8.411	0.841	9.072	0.907
NMT 2047	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.374	0.537	8.369	0.837	9.044	0.904
NMT 2057	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.242	0.524	8.319	0.832	9.011	0.901
NMT 2075	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.004	0.500	8.229	0.823	8.950	0.895
NMT 2119	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	4.888	0.489	8.184	0.818	8.921	0.892
NMT 4658	URUBAMBA 10 KV	10	10.273	1.027	10.389	1.039	10.421	1.042
NMT 5795	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.776	0.678	8.909	0.891	9.406	0.941
NMT 5807	URUBAMBA 10 KV	10	10.202	1.020	10.354	1.035	10.397	1.040
NMT 5933	OLLANTAYTAMBO 10 KV	10	4.804	0.480	8.152	0.815	8.899	0.890
NMT 5934	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	4.808	0.481	8.154	0.815	8.900	0.890
NMT 5958	URUBAMBA 10 KV	10	9.265	0.926	9.925	0.992	10.098	1.010
NMT 5975	URUBAMBA 10 KV	10	9.912	0.991	10.209	1.021	10.294	1.029
NMT 5996	URUBAMBA 10 KV	10	9.905	0.991	10.205	1.021	10.291	1.029
NMT 6123	URUBAMBA 10 KV	10	9.910	0.991	10.208	1.021	10.293	1.029
NMT 6421	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.488	0.849	9.598	0.960	9.874	0.987
NMT 6483	URUBAMBA 10 KV	10	9.956	0.996	10.233	1.023	10.311	1.031
NMT 6484	URUBAMBA 10 KV	10	9.948	0.995	10.229	1.023	10.308	1.031
NMT 6485	URUBAMBA 10 KV	10	9.904	0.990	10.204	1.020	10.291	1.029
NMT 6487	URUBAMBA 10 KV	10	9.904	0.990	10.204	1.020	10.290	1.029
NMT 6782	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.621	0.662	8.846	0.885	9.363	0.936
NMT 6793	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.619	0.662	8.845	0.885	9.362	0.936

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Línea- Línea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Línea- Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 6841	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.967	0.897	9.788	0.979	10.002	1.000
NMT 6843	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.966	0.897	9.787	0.979	10.002	1.000
NMT 7154	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.255	0.525	8.324	0.832	9.013	0.901
NMT 7188	URUBAMBA 10 KV	10	9.473	0.947	10.020	1.002	10.164	1.016
NMT 7194	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.949	0.695	8.978	0.898	9.453	0.945
NMT 7504	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.250	0.525	8.323	0.832	9.011	0.901
NMT 7509	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.250	0.525	8.322	0.832	9.011	0.901
NMT 8460	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.973	0.897	9.791	0.979	10.005	1.000
NMT 8509	URUBAMBA 10 KV	10	10.202	1.020	10.354	1.035	10.397	1.040
NMT 8770	URUBAMBA 10 KV	10	9.260	0.926	9.922	0.992	10.096	1.010
NMT 8773	URUBAMBA 10 KV	10	9.260	0.926	9.922	0.992	10.095	1.010
NMT 9076	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.177	1.018	10.271	1.027
NMT 9083	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.176	1.018	10.270	1.027
NMT 9088	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.176	1.018	10.270	1.027
NMT 9094	URUBAMBA 10 KV	10	9.886	0.989	10.194	1.019	10.283	1.028
NMT 9098	URUBAMBA 10 KV	10	9.881	0.988	10.191	1.019	10.281	1.028
NMT 9100	URUBAMBA 10 KV	10	9.881	0.988	10.191	1.019	10.281	1.028
NMT 9169	URUBAMBA 10 KV	10	9.596	0.960	10.075	1.008	10.202	1.020
NMT 9172	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.044	0.904	9.831	0.983	10.033	1.003
NMT 9190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.999	0.900	9.806	0.981	10.015	1.002
NMT 9191	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.000	0.900	9.806	0.981	10.015	1.002
NMT 9199	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	9.009	0.901	9.812	0.981	10.019	1.002
NMT 9219	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	8.486	0.849	9.597	0.960	9.873	0.987
NMT 9230	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.764	0.676	8.903	0.890	9.402	0.940

Anexos

Nombre	Tramo - Zona	Tensión Linea- Linea Nominal [kV]	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
			Tensión Linea- Linea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Linea- Linea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]	Tensión Linea- Linea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]	Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [P.U.]
NMT 9240	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	6.763	0.676	8.903	0.890	9.402	0.940
NMT 9258	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.483	0.548	8.411	0.841	9.072	0.907
NMT 9259	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10	5.484	0.548	8.411	0.841	9.072	0.907
NMT 9269	URUBAMBA 10 KV	10	9.934	0.993	10.222	1.022	10.303	1.030
NMT 9277	URUBAMBA 10 KV	10	9.932	0.993	10.221	1.022	10.303	1.030
NMT 9281	URUBAMBA 10 KV	10	9.914	0.991	10.214	1.021	10.298	1.030
NMT 9446	URUBAMBA 10 KV	10	9.901	0.990	10.202	1.020	10.289	1.029
NMT 9447	URUBAMBA 10 KV	10	9.900	0.990	10.202	1.020	10.289	1.029
NMT 9450	URUBAMBA 10 KV	10	9.898	0.990	10.201	1.020	10.288	1.029
NMT 9513	URUBAMBA 10 KV	10	9.795	0.980	10.164	1.016	10.264	1.026
NMT 9515	URUBAMBA 10 KV	10	9.845	0.985	10.188	1.019	10.281	1.028
NMT 9521	URUBAMBA 10 KV	10	9.981	0.998	10.252	1.025	10.326	1.033
NMT 9604	URUBAMBA 10 KV	10	9.862	0.986	10.179	1.018	10.272	1.027
NMT 9612	URUBAMBA 10 KV	10	9.857	0.986	10.176	1.018	10.270	1.027
NMT 9626	URUBAMBA 10 KV	10	9.904	0.990	10.204	1.020	10.290	1.029
NMT 9630	URUBAMBA 10 KV	10	10.279	1.028	10.393	1.039	10.424	1.042
NMT 9702	URUBAMBA 10 KV	10	9.861	0.986	10.179	1.018	10.272	1.027
NMT 9817	URUBAMBA 10 KV	10	9.898	0.990	10.200	1.020	10.288	1.029
NMT 9839	URUBAMBA 10 KV	10	10.275	1.027	10.390	1.039	10.422	1.042

Fuente: Elaboración Propia - Reporte de Resultados de los niveles de tensión bajo un escenario de operación de mínima demanda del

Alimentador UR-02 en Digsilent Power Factory 2021

Anexos

**Anexo N°2: Valores Promedio, Máximos y Mínimos de Potencia en el
Alimentador UR-02 según Perfiles de Carga del año 2023 – Fuente:
Electro Sur Este S.A.A.**

Anexos

Anexo N°2.1: Valores Promedio de Potencia Activa y Reactiva del Alimentador UR-02

Anexos

A. Valores Promedio de Potencia Activa y Reactiva por Dia del Alimentador UR-02 correspondiente al año 2023

NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva	NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
1	01/01/2023	1878.979885	-28.10591783	44	04/08/2023	2129.023186	-25.58023909
2	01/02/2023	1697.038785	-34.72794482	45	04/09/2023	2015.445287	26.29812918
3	01/03/2023	1786.931671	26.03281217	46	04/10/2023	2060.531476	92.79206482
4	01/04/2023	1841.385113	-20.9959492	47	04/11/2023	2061.919142	53.92694974
5	01/05/2023	1932.469654	-15.77139083	48	04/12/2023	1972.851312	114.8988754
6	01/06/2023	1979.430044	-0.118458675	49	05/01/2023	1824.689598	4.712546624
7	01/07/2023	2046.931933	-3.460797835	50	05/02/2023	1348.943405	-34.12777811
8	01/08/2023	2003.578846	16.69937776	51	05/03/2023	1673.407692	-62.0039076
9	01/09/2023	2059.785113	43.6704422	52	05/04/2023	1938.707539	26.74736598
10	01/10/2023	1947.696883	3.540638529	53	05/05/2023	1930.914383	-16.7566939
11	01/11/2023	1950.909021	39.6816442	54	05/06/2023	1966.748525	-9.776776294
12	01/12/2023	2045.271408	34.79030574	55	05/07/2023	2050.179907	12.8456371
13	02/01/2023	1880.193364	11.18840952	56	05/08/2023	2054.467864	-35.15052284
14	02/02/2023	1713.67084	-26.16736099	57	05/09/2023	2001.61821	35.63721625
15	02/03/2023	1799.461493	26.27351032	58	05/10/2023	2072.333374	90.95689065
16	02/04/2023	1833.419759	-39.45421021	59	05/11/2023	2010.77839	4.733267995
17	02/05/2023	1943.588973	18.42273298	60	05/12/2023	2000.28102	58.77028645
18	02/06/2023	1964.106384	-15.33850792	61	06/01/2023	1794.370449	-12.62228225
19	02/07/2023	1983.603972	-56.66483134	62	06/02/2023	1691.194625	-42.29449207
20	02/08/2023	2053.943325	11.68549842	63	06/03/2023	1758.808839	-18.15862021
21	02/09/2023	2025.894093	18.58187405	64	06/04/2023	1844.035787	24.91096268
22	02/10/2023	2033.914758	69.41620587	65	06/05/2023	1930.354017	-28.79638886
23	02/11/2023	2017.818618	43.92298468	66	06/06/2023	1985.181561	-2.378836224
24	02/12/2023	2018.389753	28.99653262	67	06/07/2023	2043.896365	9.567856088
25	03/01/2023	1846.047801	27.28218787	68	06/08/2023	1718.203293	-31.96847126
26	03/02/2023	1707.15362	-43.22655657	69	06/09/2023	2004.746507	26.1922482
27	03/03/2023	1818.527331	22.49615468	70	06/10/2023	2063.610975	82.62113712
28	03/04/2023	1883.375298	23.90004128	71	06/11/2023	2081.200704	64.00385999
29	03/05/2023	1964.118738	27.91008582	72	06/12/2023	2100.232422	75.01546487
30	03/06/2023	1922.864273	-40.37927485	73	07/01/2023	1796.179984	-15.36922691
31	03/07/2023	2082.036185	13.26052353	74	07/02/2023	1687.085026	-26.33325474
32	03/08/2023	2091.446966	-0.142311951	75	07/03/2023	1806.543196	8.561705622
33	03/09/2023	1980.503721	-39.09116301	76	07/04/2023	1905.970815	-21.74788119
34	03/10/2023	2059.249256	95.11753236	77	07/05/2023	1961.175797	-72.03133839
35	03/11/2023	2070.862143	65.0939551	78	07/06/2023	1973.971004	-4.99021843
36	03/12/2023	1960.907338	10.08402378	79	07/07/2023	2021.910664	12.48649283
37	04/01/2023	1839.359027	8.389104173	80	07/08/2023	2076.288517	18.44544035
38	04/02/2023	1669.594416	-62.57737289	81	07/09/2023	2038.446462	30.25701289
39	04/03/2023	1753.965839	-0.598320022	82	07/10/2023	2050.464867	78.07659102
40	04/04/2023	1901.278108	16.82269837	83	07/11/2023	2127.02033	96.23075395
41	04/05/2023	1968.549048	24.33500977	84	07/12/2023	2054.323179	62.68024384
42	04/06/2023	1874.849356	-71.61117124	85	08/01/2023	1714.800644	-41.26716751
43	04/07/2023	2055.324393	11.12729449	86	08/02/2023	1730.044786	-11.61076246

Anexos

NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva	NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
87	08/03/2023	1815.259731	23.50182851	134	12/02/2023	1612.602853	-77.94324918
88	08/04/2023	1935.813723	-9.670347617	135	12/03/2023	1767.292103	-37.00986691
89	08/05/2023	1757.215351	-30.01338052	136	12/04/2023	1905.318263	40.62228997
90	08/06/2023	1967.289087	-15.90438907	137	12/05/2023	1961.16767	-19.36392521
91	08/07/2023	2024.737345	-2.272791455	138	12/06/2023	2004.203449	5.209589774
92	08/08/2023	2083.403294	23.32344003	139	12/07/2023	2037.260955	20.72725477
93	08/09/2023	2033.070526	42.19025	140	12/08/2023	2021.233837	-8.426239615
94	08/10/2023	1997.72422	31.77276802	141	12/09/2023	2054.731012	42.78909858
95	08/11/2023	2125.862048	82.02881636	142	12/10/2023	2064.694139	79.6078051
96	08/12/2023	2061.954295	53.71222937	143	12/11/2023	2024.782852	5.728718805
97	09/01/2023	1836.759232	10.82027929	144	12/12/2023	2021.343096	49.03197603
98	09/02/2023	1697.685364	-31.07145976	145	13/01/2023	1795.245213	8.27124812
99	09/03/2023	1814.038209	13.42110487	146	13/02/2023	1723.56883	-28.35762647
100	09/04/2023	1872.038663	-41.94033486	147	13/03/2023	1795.126411	8.947883934
101	09/05/2023	1945.789756	-32.35098	148	13/04/2023	1931.407265	35.72236793
102	09/06/2023	1990.571522	5.462796768	149	13/05/2023	1960.256919	-25.24148055
103	09/07/2023	1939.142244	-46.80423268	150	13/06/2023	2014.5922	-6.637124268
104	09/08/2023	2085.601027	34.07588528	151	13/07/2023	2016.025501	19.68147568
105	09/09/2023	1996.118078	19.50471275	152	13/08/2023	1966.182683	-50.03443152
106	09/10/2023	2055.074974	58.09661777	153	13/09/2023	2018.285652	31.41214408
107	09/11/2023	2062.35319	32.34888143	154	13/10/2023	2075.5453	79.8013278
108	09/12/2023	2029.367402	20.81514793	155	13/11/2023	2108.526769	74.33577118
109	10/01/2023	1853.585176	14.09265504	156	13/12/2023	2011.255122	37.79749817
110	10/02/2023	1701.185373	-24.45298843	157	14/01/2023	1704.803112	19.20682964
111	10/03/2023	1794.850534	-2.122421468	158	14/02/2023	1755.734174	-27.66011738
112	10/04/2023	1914.175373	20.84390839	159	14/03/2023	1842.33844	10.44934099
113	10/05/2023	1968.748465	-36.76465173	160	14/04/2023	1914.792653	28.18838493
114	10/06/2023	1973.031631	-19.85875958	161	14/05/2023	1860.543621	-75.81800624
115	10/07/2023	2036.427844	21.92926659	162	14/06/2023	2025.846013	1.430857457
116	10/08/2023	2034.009258	22.7339265	163	14/07/2023	2014.821354	17.61980808
117	10/09/2023	1959.788511	-17.09778681	164	14/08/2023	2060.288526	25.4319526
118	10/10/2023	2051.268225	69.1729406	165	14/09/2023	2029.891552	52.45592975
119	10/11/2023	2059.215093	38.92862218	166	14/10/2023	2032.338193	48.30666143
120	10/12/2023	2010.46132	-2.081746563	167	14/11/2023	2117.349578	82.64764092
121	11/01/2023	1818.923668	17.15674326	168	14/12/2023	2050.240953	51.85724795
122	11/02/2023	1689.397139	-40.27706373	169	15/01/2023	1686.299695	-42.39575611
123	11/03/2023	1787.591342	-10.48261442	170	15/02/2023	1735.652873	-19.70339943
124	11/04/2023	1872.66025	30.14355542	171	15/03/2023	1867.191883	17.26245246
125	11/05/2023	1952.060406	-24.16476819	172	15/04/2023	1892.252346	-4.472997338
126	11/06/2023	1902.850501	-62.32850477	173	15/05/2023	1963.790813	-7.541875713
127	11/07/2023	2026.123151	23.79034018	174	15/06/2023	2001.077607	2.85424905
128	11/08/2023	2062.331931	32.72763159	175	15/07/2023	2001.943624	1.359607294
129	11/09/2023	2038.401519	51.87983427	176	15/08/2023	1999.752382	15.23534122
130	11/10/2023	2065.205102	88.46481477	177	15/09/2023	2020.139365	48.06002456
131	11/11/2023	2083.921117	41.36412047	178	15/10/2023	1967.564036	-3.157065009
132	11/12/2023	2025.020119	65.45038483	179	15/11/2023	2123.445933	77.06106754
133	12/01/2023	1817.113482	13.60597371	180	15/12/2023	2052.064931	57.02970883

Anexos

NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva	NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
181	16/01/2023	1732.854726	58.78308677	228	19/12/2023	2049.907757	48.96514477
182	16/02/2023	1736.381685	-19.09671117	229	20/01/2023	1740.833181	-23.17759447
183	16/03/2023	1843.99198	2.884494515	230	20/02/2023	1728.086918	-21.95521184
184	16/04/2023	1840.254036	-41.47041437	231	20/03/2023	1838.047769	-18.56351288
185	16/05/2023	1961.743066	-5.188713163	232	20/04/2023	1935.422562	34.23747431
186	16/06/2023	1993.99872	2.646529213	233	20/05/2023	1976.795469	-9.993309756
187	16/07/2023	1936.520014	-38.81518235	234	20/06/2023	2009.40726	-21.1373927
188	16/08/2023	2044.063889	30.84525878	235	20/07/2023	2049.78031	30.14056763
189	16/09/2023	2012.67137	25.36359791	236	20/08/2023	1954.654174	-12.17007044
190	16/10/2023	2046.177251	59.32390948	237	20/09/2023	2070.83552	47.9470444
191	16/11/2023	2116.574031	81.87620239	238	20/10/2023	2025.244283	59.23253897
192	16/12/2023	2011.439957	32.16051991	239	20/11/2023	2058.752408	65.4058139
193	17/01/2023	1830.743193	31.84892432	240	20/12/2023	2063.723872	57.55434289
194	17/02/2023	1757.252575	-11.92107521	241	21/01/2023	1717.603873	-1.853019786
195	17/03/2023	1830.382093	-5.440516156	242	21/02/2023	1721.268869	-18.55478464
196	17/04/2023	1913.355303	27.42021979	243	21/03/2023	1804.487747	-18.97202415
197	17/05/2023	1950.312066	3.136668632	244	21/04/2023	1916.974637	11.1699458
198	17/06/2023	1912.181237	-2.842552756	245	21/05/2023	1926.485453	-35.69288865
199	17/07/2023	1994.43021	6.946814835	246	21/06/2023	1981.515769	-21.62921453
200	17/08/2023	2056.805059	44.97252842	247	21/07/2023	2045.205359	21.48817138
201	17/09/2023	1974.14835	-9.764799986	248	21/08/2023	2038.662215	46.31414356
202	17/10/2023	2084.396413	78.09556163	249	21/09/2023	2044.898425	42.5106842
203	17/11/2023	2076.886533	80.13983071	250	21/10/2023	2018.98115	26.9349698
204	17/12/2023	1917.57586	-31.42075335	251	21/11/2023	2107.585278	55.13936534
205	18/01/2023	1829.257785	22.19102399	252	21/12/2023	2065.45454	74.09738788
206	18/02/2023	1707.194963	-50.74179023	253	22/01/2023	1619.303686	-61.1831866
207	18/03/2023	1808.159028	-29.00916144	254	22/02/2023	1742.52741	-1.04646119
208	18/04/2023	1881.261339	13.29711066	255	22/03/2023	1852.797193	-5.484495605
209	18/05/2023	1980.115673	26.75984166	256	22/04/2023	1887.170462	-3.581562224
210	18/06/2023	1909.673603	-83.73761201	257	22/05/2023	1985.68012	30.72928742
211	18/07/2023	1977.781068	7.698896314	258	22/06/2023	2010.25796	-4.10806488
212	18/08/2023	2044.929927	42.06893049	259	22/07/2023	2045.270095	1.36198654
213	18/09/2023	2046.794702	49.66883772	260	22/08/2023	2005.389498	42.90569112
214	18/10/2023	2016.135691	47.75179944	261	22/09/2023	2066.892236	48.81330765
215	18/11/2023	2053.892188	66.36283513	262	22/10/2023	1960.720482	-5.285934108
216	18/12/2023	2023.906021	32.42873502	263	22/11/2023	2058.252291	52.43530622
217	19/01/2023	1729.922927	-30.97270488	264	22/12/2023	2061.305153	65.90264173
218	19/02/2023	1638.776468	-71.20763918	265	23/01/2023	1728.878215	-15.26790452
219	19/03/2023	1763.981988	-78.90319943	266	23/02/2023	1744.557775	-8.398784071
220	19/04/2023	1925.299623	35.76258945	267	23/03/2023	1843.991702	-1.883622424
221	19/05/2023	1985.818881	14.41243117	268	23/04/2023	1862.327173	-32.9150379
222	19/06/2023	2008.415096	-20.63131454	269	23/05/2023	1975.08321	34.41589192
223	19/07/2023	2044.465131	23.44362869	270	23/06/2023	2010.381074	4.372565918
224	19/08/2023	1971.04818	15.70333008	271	23/07/2023	1976.183268	-44.84919044
225	19/09/2023	2039.444089	51.01554581	272	23/08/2023	2036.784108	56.17565621
226	19/10/2023	2022.091361	56.44746657	273	23/09/2023	2057.005393	31.93734491
227	19/11/2023	1961.062926	9.544575905	274	23/10/2023	2022.169338	50.13861387

Anexos

NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva	NRO DIA	Fechas Año 2023	Promedio de Pot. Activa	Promedio de Pot. Reactiva
275	23/11/2023	2077.38714	69.89668235	322	27/10/2023	2064.832595	68.67268168
276	23/12/2023	2019.061609	50.98292476	323	27/11/2023	2072.592124	36.62344202
277	24/01/2023	1736.409472	-12.08326972	324	27/12/2023	2101.291096	34.1585954
278	24/02/2023	1745.896085	-11.35097029	325	28/01/2023	1672.396942	-45.20789303
279	24/03/2023	1857.409096	-1.770735336	326	28/02/2023	1758.612558	-10.33636907
280	24/04/2023	1931.281851	17.75365281	327	28/03/2023	1866.390728	9.47647052
281	24/05/2023	2002.749452	31.81288978	328	28/04/2023	1947.218273	28.0900783
282	24/06/2023	1980.395472	-31.90490833	329	28/05/2023	1941.652997	-41.0765434
283	24/07/2023	2080.057796	9.524081402	330	28/06/2023	2034.289169	12.77277745
284	24/08/2023	2037.121171	59.32712007	331	28/07/2023	2056.492209	6.868409892
285	24/09/2023	1966.609965	-9.693195346	332	28/08/2023	2007.969896	48.84401786
286	24/10/2023	2048.676119	64.69496959	333	28/09/2023	2061.579421	87.26995891
287	24/11/2023	2076.435964	55.85259701	334	28/10/2023	1868.343288	98.73817726
288	24/12/2023	2023.036922	4.224829091	335	28/11/2023	2046.163993	39.86810932
289	25/01/2023	1736.352172	-22.280834	336	28/12/2023	2131.541743	48.29495701
290	25/02/2023	1708.465906	-32.44473516	337	29/01/2023	1604.205385	-82.32947045
291	25/03/2023	1835.778619	-24.41993554	338	29/03/2023	1865.580081	15.34888882
292	25/04/2023	1911.828873	16.7998058	339	29/04/2023	1950.322975	18.02489734
293	25/05/2023	1992.304441	27.49340575	340	29/05/2023	2027.491587	-4.155362875
294	25/06/2023	1932.034927	-68.00253925	341	29/06/2023	1986.753456	-24.00017606
295	25/07/2023	2074.191897	20.82652931	342	29/07/2023	2048.914864	-26.87181288
296	25/08/2023	2048.640642	58.08690862	343	29/08/2023	2004.016936	52.03922368
297	25/09/2023	2018.138466	48.78375902	344	29/09/2023	2044.286055	79.91764955
298	25/10/2023	2065.180977	65.72892615	345	29/10/2023	1998.331815	15.24672701
299	25/11/2023	2025.26055	-7.981570299	346	29/11/2023	2028.77798	47.41471569
300	25/12/2023	1953.863073	5.612353382	347	29/12/2023	2143.27388	69.64127211
301	26/01/2023	1655.89584	-5.621100212	348	30/01/2023	1680.595132	-41.95773993
302	26/02/2023	1364.497371	-9.683063485	349	30/03/2023	1889.674355	22.61671287
303	26/03/2023	1789.443247	-57.18071293	350	30/04/2023	1839.29214	-24.07129871
304	26/04/2023	1947.671223	15.82971109	351	30/05/2023	2010.433659	16.68521958
305	26/05/2023	2020.645021	17.66879186	352	30/06/2023	2061.223872	-1.232777099
306	26/06/2023	2016.498821	-12.30649921	353	30/07/2023	1981.771186	-40.83846001
307	26/07/2023	2067.177957	22.5068278	354	30/08/2023	2009.397083	42.71861138
308	26/08/2023	1994.225629	28.81396231	355	30/09/2023	1994.452624	40.64360968
309	26/09/2023	2048.97788	82.13517627	356	30/10/2023	2055.748245	75.75735414
310	26/10/2023	2038.286151	59.27060366	357	30/11/2023	2055.612041	54.58124777
311	26/11/2023	1902.474194	-35.58629406	358	30/12/2023	2112.58353	47.26216192
312	26/12/2023	2050.29782	22.39289978	359	31/01/2023	1701.476957	-42.09155887
313	27/01/2023	1675.869013	-33.95002887	360	31/03/2023	1841.229851	1.593636682
314	27/02/2023	1751.887667	-23.30732235	361	31/05/2023	2005.527225	17.20976499
315	27/03/2023	1875.39086	12.39263506	362	31/07/2023	2084.986318	13.63871407
316	27/04/2023	1920.241191	19.63954845	363	31/08/2023	2047.783923	58.55887829
317	27/05/2023	1982.174764	-12.81603116	364	31/10/2023	2020.657041	97.23224789
318	27/06/2023	2019.612331	1.594660466	365	31/12/2023	2227.862427	26.72451336
319	27/07/2023	2077.574184	31.3724108				
320	27/08/2023	1939.330107	-7.046646722				
321	27/09/2023	2056.329264	83.98514854				

Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

Anexos

Anexo N°2.2: Valores de Máxima y Mínima Demanda del Alimentador UR-02

Anexos

A. Mediciones de Máxima Demanda y Mínima Demanda del Alimentador UR-02

(Barra 10 kV) – por día correspondiente al Año 2023

Nº DÍA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)	Nº DÍA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
1	01/01/2023	2624	1354	46	15/02/2023	2717	1276
2	02/01/2023	2818	1415	47	16/02/2023	2660	1299
3	03/01/2023	2566	1373	48	17/02/2023	2723	1294
4	04/01/2023	2788	1268	49	18/02/2023	2640	1305
5	05/01/2023	2754	1285	50	19/02/2023	2477	1274
6	06/01/2023	2677	1311	51	20/02/2023	2669	1280
7	07/01/2023	2722	1257	52	21/02/2023	2690	1270
8	08/01/2023	2599	1258	53	22/02/2023	2717	1262
9	09/01/2023	2758	1304	54	23/02/2023	2696	1251
10	10/01/2023	2809	1308	55	24/02/2023	2696	1255
11	11/01/2023	2808	1303	56	25/02/2023	2632	1261
12	12/01/2023	2806	1330	58	27/02/2023	2680	1295
13	13/01/2023	2754	1296	59	28/02/2023	2702	1275
15	15/01/2023	2554	1254	60	01/03/2023	2786	1272
16	16/01/2023	2768	1010	61	02/03/2023	2774	1286
17	17/01/2023	2755	1338	62	03/03/2023	2707	1292
18	18/01/2023	2762	1325	63	04/03/2023	2706	1300
19	19/01/2023	2668	1344	64	05/03/2023	2525	1345
20	20/01/2023	2721	1263	65	06/03/2023	2716	1266
21	21/01/2023	2546	1289	66	07/03/2023	2837	1282
22	22/01/2023	2517	1187	67	08/03/2023	2770	1314
23	23/01/2023	2624	1253	68	09/03/2023	2772	1318
24	24/01/2023	2651	1265	69	10/03/2023	2795	1312
25	25/01/2023	2627	1251	70	11/03/2023	2752	1309
26	26/01/2023	2616	1129	71	12/03/2023	2829	1327
27	27/01/2023	2617	1080	72	13/03/2023	2808	1304
28	28/01/2023	2592	1212	73	14/03/2023	2863	1306
29	29/01/2023	2492	1227	74	15/03/2023	2897	1331
30	30/01/2023	2565	1240	75	16/03/2023	2919	1349
31	31/01/2023	2637	1222	76	17/03/2023	2853	1336
32	01/02/2023	2661	1247	77	18/03/2023	2836	1341
33	02/02/2023	2688	1247	78	19/03/2023	2727	1356
34	03/02/2023	2627	1267	79	20/03/2023	2817	1326
35	04/02/2023	2547	1261	80	21/03/2023	2905	1325
37	06/02/2023	2610	1225	81	22/03/2023	2926	1337
38	07/02/2023	2628	1228	82	23/03/2023	2914	1358
39	08/02/2023	2680	1262	83	24/03/2023	2836	1344
40	09/02/2023	2592	1264	84	25/03/2023	2804	1349
41	10/02/2023	2614	1251	85	26/03/2023	2881	1342
42	11/02/2023	2518	1249	86	27/03/2023	2904	1328
43	12/02/2023	2461	1234	87	28/03/2023	2961	1319
44	13/02/2023	2639	1244	88	29/03/2023	2941	1360
45	14/02/2023	2613	1263	89	30/03/2023	2895	1325

Anexos

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
90	31/03/2023	2860	1348
91	01/04/2023	2847	1342
92	02/04/2023	2853	1392
93	03/04/2023	2881	1341
94	04/04/2023	2998	1375
95	05/04/2023	2995	1415
97	07/04/2023	2912	1421
98	08/04/2023	2994	1373
99	09/04/2023	2920	1401
100	10/04/2023	3002	1357
101	11/04/2023	2930	1353
102	12/04/2023	3015	1361
103	13/04/2023	3031	1357
104	14/04/2023	2944	1368
105	15/04/2023	2909	1381
106	16/04/2023	2848	1400
107	17/04/2023	2945	1348
108	18/04/2023	2987	1335
109	19/04/2023	3049	1377
110	20/04/2023	2948	1376
111	21/04/2023	2974	1383
112	22/04/2023	2846	1378
113	23/04/2023	2914	1397
114	24/04/2023	2986	1389
115	25/04/2023	2984	1364
116	26/04/2023	3002	1409
117	27/04/2023	2965	1374
118	28/04/2023	3032	1404
119	29/04/2023	2936	1397
120	30/04/2023	2907	1031
121	01/05/2023	2963	1405
122	02/05/2023	2991	1380
123	03/05/2023	3007	1381
124	04/05/2023	3020	1402
125	05/05/2023	2949	1389
126	06/05/2023	2961	1381
127	07/05/2023	3011	1432
129	09/05/2023	2987	1493
130	10/05/2023	3077	1475
131	11/05/2023	3049	1412
132	12/05/2023	2992	1405
133	13/05/2023	2914	1430
134	14/05/2023	2681	1454
135	15/05/2023	2964	1448
136	16/05/2023	3013	1418
137	17/05/2023	3023	1401
138	18/05/2023	3015	1399

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
139	19/05/2023	3027	1416
140	20/05/2023	2942	1454
141	21/05/2023	2931	1486
142	22/05/2023	3032	1419
143	23/05/2023	3065	1387
144	24/05/2023	3072	1430
145	25/05/2023	3074	1429
146	26/05/2023	3068	1434
147	27/05/2023	2766	1466
148	28/05/2023	2706	1513
149	29/05/2023	3006	1485
150	30/05/2023	3000	1464
151	31/05/2023	3152	1434
152	01/06/2023	3067	1407
153	02/06/2023	3047	1410
154	03/06/2023	2904	1382
155	04/06/2023	2878	1390
156	05/06/2023	3034	1376
157	06/06/2023	3098	1423
158	07/06/2023	3059	1425
159	08/06/2023	3076	1381
160	09/06/2023	3049	1431
161	10/06/2023	3032	1419
162	11/06/2023	2956	1443
163	12/06/2023	3107	1426
164	13/06/2023	3148	1435
165	14/06/2023	3107	1457
166	15/06/2023	3105	1418
167	16/06/2023	3036	1418
168	17/06/2023	2965	1045
169	18/06/2023	2880	1454
170	19/06/2023	3135	1434
171	20/06/2023	3106	1459
172	21/06/2023	3130	1009
173	22/06/2023	3107	1473
174	23/06/2023	3088	1438
175	24/06/2023	2969	1463
176	25/06/2023	3042	1434
177	26/06/2023	3121	1420
178	27/06/2023	3151	1461
179	28/06/2023	3110	1440
180	29/06/2023	3148	1448
181	30/06/2023	3090	1477
182	01/07/2023	3057	1505
183	02/07/2023	3074	1501
184	03/07/2023	3195	1482
185	04/07/2023	3188	1466

Anexos

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
186	05/07/2023	3113	1473
187	06/07/2023	3166	1451
188	07/07/2023	3094	1438
189	08/07/2023	3039	1464
190	09/07/2023	3036	1461
191	10/07/2023	3143	1427
192	11/07/2023	3162	1408
193	12/07/2023	3188	1458
194	13/07/2023	3137	1417
195	14/07/2023	3121	1422
196	15/07/2023	2977	1436
197	16/07/2023	2933	1470
198	17/07/2023	3060	1416
199	18/07/2023	3118	1383
200	19/07/2023	3159	1421
201	20/07/2023	3191	1390
202	21/07/2023	3097	1442
203	22/07/2023	3065	1462
204	23/07/2023	3052	1521
205	24/07/2023	3139	1464
206	25/07/2023	3144	1469
207	26/07/2023	3155	1452
208	27/07/2023	3162	1449
209	28/07/2023	3154	1495
210	29/07/2023	3101	1474
211	30/07/2023	2977	1511
212	31/07/2023	3142	1441
214	02/08/2023	3152	1454
215	03/08/2023	3212	1458
216	04/08/2023	3176	1487
217	05/08/2023	3099	1500
219	07/08/2023	3194	1406
220	08/08/2023	3241	1492
221	09/08/2023	3211	1496
222	10/08/2023	3148	1456
223	11/08/2023	3105	1493
224	12/08/2023	3076	1487
225	13/08/2023	3098	1473
226	14/08/2023	3150	1474
227	15/08/2023	3065	1458
228	16/08/2023	3159	1441
229	17/08/2023	3137	1444
230	18/08/2023	3109	1469
231	19/08/2023	3031	1406
232	20/08/2023	3028	1495
233	21/08/2023	3187	1421
234	22/08/2023	3151	1418

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
235	23/08/2023	3209	1437
236	24/08/2023	3097	1440
237	25/08/2023	3200	1429
238	26/08/2023	3003	1441
239	27/08/2023	3020	1441
240	28/08/2023	3125	1395
241	29/08/2023	3109	1436
242	30/08/2023	3126	1439
243	31/08/2023	3175	1439
244	01/09/2023	3210	1486
245	02/09/2023	2980	1503
246	03/09/2023	3090	1482
247	04/09/2023	3098	1447
248	05/09/2023	3141	1419
249	06/09/2023	3175	1423
250	07/09/2023	3146	1448
251	08/09/2023	3068	1472
252	09/09/2023	2977	1444
253	10/09/2023	3068	1447
254	11/09/2023	3143	1440
255	12/09/2023	3163	1431
256	13/09/2023	3174	1471
257	14/09/2023	3102	1443
258	15/09/2023	3115	1456
259	16/09/2023	3063	1462
260	17/09/2023	3054	1472
261	18/09/2023	3175	1436
262	19/09/2023	3155	1455
263	20/09/2023	3229	1471
264	21/09/2023	3206	1466
265	22/09/2023	3154	1476
266	23/09/2023	3079	1518
267	24/09/2023	3090	1512
268	25/09/2023	3110	1406
269	26/09/2023	3193	1439
270	27/09/2023	3146	1437
271	28/09/2023	3095	1433
272	29/09/2023	3132	1442
273	30/09/2023	3016	1435
274	01/10/2023	3065	1467
275	02/10/2023	3134	1450
276	03/10/2023	3211	1455
277	04/10/2023	3175	1481
278	05/10/2023	3172	1442
279	06/10/2023	3172	1449
280	07/10/2023	3092	1463
281	08/10/2023	3062	1475

Anexos

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
282	09/10/2023	3139	1471
283	10/10/2023	3184	1448
284	11/10/2023	3219	1464
285	12/10/2023	3170	1446
286	13/10/2023	3203	1440
287	14/10/2023	3088	1466
288	15/10/2023	3044	1477
289	16/10/2023	3196	1449
290	17/10/2023	3213	1449
291	18/10/2023	3140	1442
292	19/10/2023	3164	1451
293	20/10/2023	3135	1467
294	21/10/2023	3039	1457
295	22/10/2023	3078	1453
296	23/10/2023	3142	1420
297	24/10/2023	3213	1464
298	25/10/2023	3179	1456
299	26/10/2023	3184	1437
300	27/10/2023	3128	1503
302	29/10/2023	3022	1502
303	30/10/2023	3121	1447
304	31/10/2023	2980	1455
305	01/11/2023	2923	1393
306	02/11/2023	2954	1453
307	03/11/2023	3211	1476
308	04/11/2023	3133	1492
309	05/11/2023	3101	1487
310	06/11/2023	3197	1467
311	07/11/2023	3290	1499
312	08/11/2023	3238	1541
313	09/11/2023	3052	1516
314	10/11/2023	3096	1489
315	11/11/2023	3143	1541
316	12/11/2023	3147	1490
317	13/11/2023	3222	1475
318	14/11/2023	3319	1503
319	15/11/2023	3280	1548
320	16/11/2023	3233	1525
321	17/11/2023	3169	1512
322	18/11/2023	3080	1480
323	19/11/2023	3047	1457
324	20/11/2023	3128	1439
325	21/11/2023	3233	1476
326	22/11/2023	3183	1477
327	23/11/2023	3127	1477
328	24/11/2023	3118	1503
329	25/11/2023	3045	1500

Nº DIA	FECHA	MÁXIMA DEMANDA (KW)	MÍNIMA DEMANDA (KW)
330	26/11/2023	3098	1318
331	27/11/2023	3165	1464
332	28/11/2023	3200	1501
333	29/11/2023	3148	1479
334	30/11/2023	3153	1461
335	01/12/2023	3080	1500
336	02/12/2023	3026	1500
337	03/12/2023	3044	1481
338	04/12/2023	3080	1326
339	05/12/2023	3095	1432
340	06/12/2023	3163	1487
341	07/12/2023	3131	1479
342	08/12/2023	3135	1519
343	09/12/2023	3021	1509
344	10/12/2023	2985	1494
345	11/12/2023	3050	1472
346	12/12/2023	3068	1458
347	13/12/2023	3126	1491
348	14/12/2023	3119	1481
349	15/12/2023	3055	1484
350	16/12/2023	3025	1497
351	17/12/2023	2986	1431
352	18/12/2023	3037	1441
353	19/12/2023	3140	1473
354	20/12/2023	3171	1493
355	21/12/2023	3123	1472
356	22/12/2023	3120	1500
357	23/12/2023	3010	1475
358	24/12/2023	3109	1459
359	25/12/2023	2805	1401
360	26/12/2023	3110	1494
361	27/12/2023	3204	1497
362	28/12/2023	3243	1500
363	29/12/2023	3208	1531
364	30/12/2023	3227	1551
365	31/12/2023	3451	1534

Fuente: Elaboración Propia mediante datos proporcionados de la Oficina de Control Electro Sur Este S.A.A.

Anexos

Anexo N°3: Reporte de Cargabilidad del Alimentador UR-02 en la Situación Actual

Anexos

Anexo N°3.1: Reporte de Cargabilidad de las Subestaciones Eléctricas de Distribución del Alimentador UR-02

Anexos

Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima, Media y Máxima Demanda

SED	Tramo Zona	Conexión Lado AT	Conexión Lado BT	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
				Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
0080169	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080169	NBT 0080169	39.97	23.50	17.23
0080170	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080170	NBT 0080170	39.97	23.51	17.23
0080171	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080171	NBT 0080171	40.12	23.28	16.94
0080172	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080172	NBT 0080172	40.98	23.49	17.04
0080173	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080173	NBT 0080173	41.66	24.14	17.70
0080174	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080174	NBT 0080174	40.83	23.44	17.02
0080229	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080229	NBT 0080229	37.20	22.55	16.58
0080230	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080230	NBT 0080230	38.41	22.89	16.75
0080231	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080231	NBT 0080231	38.73	23.45	17.37
0080233	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080233	NBT 0080233	38.13	22.81	16.71
0080234	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080234	NBT 0080234	38.24	22.84	16.73
0080235	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080235	NBT 0080235	38.37	22.87	16.74
0080236	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080236	NBT 0080236	38.50	22.90	16.76
0080237	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080237	NBT 0080237	38.71	22.95	16.78
0080238	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080238	NBT 0080238	38.84	23.07	16.90
0080239	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080239	NBT 0080239	38.33	22.86	16.74
0080240	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080240	NBT 0080240	38.74	23.23	17.10
0080241	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080241	NBT 0080241	38.35	22.83	16.69
0080242	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080242	NBT 0080242	38.77	23.27	17.15
0080243	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080243	NBT 0080243	38.11	22.78	16.68
0080244	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080244	NBT 0080244	38.72	23.22	17.09
0080245	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080245	NBT 0080245	39.14	23.57	17.43
0080246	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080246	NBT 0080246	38.89	23.27	17.12
0080247	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080247	NBT 0080247	39.24	23.61	17.45
0080248	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080248	NBT 0080248	37.40	22.85	16.91
0080275	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080275	NBT 0080275	39.03	23.53	17.41
0080283	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080283	NBT 0080283	39.16	23.62	17.51
0080465	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080465	NBT 0080465	38.46	23.13	17.05
0080467	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080467	NBT 0080467	40.92	23.73	17.33
0080469	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080469	NBT 0080469	38.78	23.24	17.10
0080484	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080484	NBT 0080484	38.00	23.45	17.52
0080507	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080507	NBT 0080507	41.62	24.13	17.69
0080508	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080508	NBT 0080508	41.64	24.14	17.70
0080511	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080511	NBT 0080511	38.38	22.88	16.75
0080513	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080513	NBT 0080513	38.77	23.24	17.10
0080525	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080525	NBT 0080525	37.74	23.18	17.24
0080568	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080568	NBT 0080568	39.11	23.56	17.43
0080588	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080588	NBT 0080588	38.14	22.76	16.65
0080629	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080629	NBT 0080629	37.68	22.57	16.51
0080681	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080681	NBT 0080681	41.30	24.49	18.16
0080717	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080717	NBT 0080717	39.10	23.56	17.42
0080722	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080722	NBT 0080722	39.95	23.50	17.23
0080822	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080822	NBT 0080822	37.77	22.71	16.66
0080843	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080843	NBT 0080843	37.43	22.70	16.72
0080864	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080864	NBT 0080864	37.41	22.85	16.91
0080882	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080882	NBT 0080882	40.96	23.44	16.98
0080928	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080928	NBT 0080928	39.24	23.61	17.45
0080929	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080929	NBT 0080929	39.25	23.61	17.45
0080930	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080930	NBT 0080930	39.08	23.55	17.42
0080931	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080931	NBT 0080931	39.16	23.58	17.43
0080936	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080936	NBT 0080936	38.53	22.90	16.73

Anexos

SED	Tramo Zona	Conexión Lado AT	Conexión Lado BT	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
				Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
0080972	URUBAMBA 10 KV	NMT 0080972	NBT 0080972	38.43	22.90	16.76
0081012	URUBAMBA 10 KV	NMT 0081012	NBT 0081012	39.08	23.36	17.21
0081071	URUBAMBA 10 KV	NMT 0081071	NBT 0081071	41.27	23.81	17.37
0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080175	NBT 0080175	42.21	23.77	17.17
0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080176	NBT 0080176	42.38	24.05	17.48
0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080177	NBT 0080177	42.42	24.06	17.49
0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080178	NBT 0080178	42.38	24.05	17.48
0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080179	NBT 0080179	44.74	24.25	17.39
0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080180	NBT 0080180	43.93	24.35	17.62
0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080181	NBT 0080181	46.36	24.54	17.53
0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080182	NBT 0080182	48.59	25.58	18.45
0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080183	NBT 0080183	47.49	24.78	17.66
0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080184	NBT 0080184	53.36	25.91	18.32
0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080185	NBT 0080185	56.16	26.03	18.19
0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080186	NBT 0080186	56.28	26.05	18.19
0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080187	NBT 0080187	57.37	26.84	18.99
0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080188	NBT 0080188	56.65	26.36	18.51
0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080189	NBT 0080189	58.79	26.87	18.90
0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080190	NBT 0080190	59.15	26.40	18.34
0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080192	NBT 0080192	70.48	27.81	19.11
0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080193	NBT 0080193	73.90	28.10	19.23
0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080290	NBT 0080290	68.95	27.92	19.34
0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080466	NBT 0080466	75.07	28.19	19.26
0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080468	NBT 0080468	42.98	24.44	17.84
0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080482	NBT 0080482	81.28	29.00	19.86
0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080485	NBT 0080485	67.84	27.82	19.29
0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080488	NBT 0080488	56.74	26.62	18.80
0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080489	NBT 0080489	42.48	24.08	17.50
0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080506	NBT 0080506	80.74	28.65	19.49
0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080526	NBT 0080526	56.85	26.64	18.81
0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080552	NBT 0080552	43.01	24.43	17.84
0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080559	NBT 0080559	45.03	24.56	17.72
0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080564	NBT 0080564	42.69	24.14	17.53
0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080578	NBT 0080578	84.57	28.91	19.59
0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080579	NBT 0080579	48.02	25.10	17.96
0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080580	NBT 0080580	42.93	24.16	17.53
0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080581	NBT 0080581	44.73	24.25	17.39
0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080583	NBT 0080583	58.78	26.87	18.90
0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080584	NBT 0080584	72.21	28.21	19.45
0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080606	NBT 0080606	58.01	26.82	18.93
0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080623	NBT 0080623	41.96	23.61	17.04
0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080672	NBT 0080672	73.42	28.34	19.55
0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080673	NBT 0080673	73.40	28.34	19.55
0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080674	NBT 0080674	71.77	28.39	19.70
0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080683	NBT 0080683	54.75	25.84	18.10
0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080723	NBT 0080723	42.82	24.13	17.51
0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080731	NBT 0080731	71.95	28.41	19.70
0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080732	NBT 0080732	71.95	28.41	19.70
0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080733	NBT 0080733	71.95	28.41	19.70
0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080820	NBT 0080820	42.96	24.24	17.61
0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080852	NBT 0080852	69.82	27.75	19.09
0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080862	NBT 0080862	45.46	24.38	17.45
0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080863	NBT 0080863	43.26	24.05	17.37
0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080886	NBT 0080886	50.99	25.70	18.34
0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0080941	NBT 0080941	58.02	26.83	18.93
0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081004	NBT 0081004	59.13	26.66	18.64

Anexos

SED	Tramo Zona	Conexión Lado AT	Conexión Lado BT	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
				Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081007	NBT 0081007	47.89	24.91	17.76
0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081076	NBT 0081076	58.07	26.18	18.19
0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081138	NBT 0081138	70.05	27.52	18.81
0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081155	NBT 0081155	68.91	27.39	18.73
0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	NMT 0081205	NBT 0081205	42.33	23.88	17.29

Fuente: elaboración Propia

Anexos

Anexo N°3.2: Reporte de Cargabilidad de Redes y Líneas Primarias del Alimentador UR-02

Anexos

Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 en un Escenario de Mínima, Media y Máxima Demanda

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
LP-01	URUBAMBA 10 KV	193.90	94.20	66.46
LP-02	URUBAMBA 10 KV	150.81	73.27	51.70
LP-03	URUBAMBA 10 KV	68.87	32.44	22.75
LP-03-1	URUBAMBA 10 KV	56.23	28.15	19.97
LP-03-2	URUBAMBA 10 KV	113.10	56.42	39.99
LP-03-3	URUBAMBA 10 KV	111.57	55.49	39.32
LP-04	URUBAMBA 10 KV	102.12	48.11	33.74
LP-04-1	URUBAMBA 10 KV	109.51	54.25	38.41
LP-04-2	URUBAMBA 10 KV	73.33	35.71	25.20
LP-05	URUBAMBA 10 KV	101.35	47.65	33.40
LP-06	URUBAMBA 10 KV	100.77	47.30	33.15
LP-07	URUBAMBA 10 KV	140.69	63.23	43.93
LP-08	URUBAMBA 10 KV	138.31	61.84	42.91
LP-09	URUBAMBA 10 KV	136.63	60.86	42.20
LP-10	URUBAMBA 10 KV	135.82	60.39	41.86
LP-11	URUBAMBA 10 KV	135.82	60.39	41.86
LP-12	URUBAMBA 10 KV	129.53	56.79	39.24
RP	URUBAMBA 10 KV	0.00	0.00	0.00
RP 0080169	URUBAMBA 10 KV	1.10	0.65	0.47
RP 0080170	URUBAMBA 10 KV	3.29	1.93	1.41
RP 0080170-1	URUBAMBA 10 KV	2.19	1.29	0.94
RP 0080170-2	URUBAMBA 10 KV	0.80	0.47	0.34
RP 0080171	URUBAMBA 10 KV	1.60	0.93	0.67
RP 0080172	URUBAMBA 10 KV	1.31	0.75	0.55
RP 0080173	URUBAMBA 10 KV	0.57	0.33	0.24
RP 0080174	URUBAMBA 10 KV	2.84	1.63	1.19
RP 0080229	URUBAMBA 10 KV	1.19	0.72	0.53
RP 0080230	URUBAMBA 10 KV	1.23	0.73	0.54
RP 0080230-1	URUBAMBA 10 KV	1.23	0.73	0.54
RP 0080231	URUBAMBA 10 KV	0.39	0.23	0.17
RP 0080234	URUBAMBA 10 KV	1.28	0.77	0.56
RP 0080235	URUBAMBA 10 KV	61.50	29.92	21.11
RP 0080235-1	URUBAMBA 10 KV	60.24	29.17	20.56
RP 0080235-2	URUBAMBA 10 KV	58.20	27.96	19.68
RP 0080235-3	URUBAMBA 10 KV	56.93	27.21	19.13
RP 0080235-4	URUBAMBA 10 KV	48.24	23.05	16.21
RP 0080235-5	URUBAMBA 10 KV	36.63	15.59	10.71
RP 0080235-6	URUBAMBA 10 KV	1.20	0.72	0.53
RP 0080236	URUBAMBA 10 KV	2.12	1.26	0.92
RP 0080237	URUBAMBA 10 KV	2.13	1.26	0.92

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0080238	URUBAMBA 10 KV	1.19	0.71	0.52
RP 0080239	URUBAMBA 10 KV	1.20	0.72	0.53
RP 0080240	URUBAMBA 10 KV	1.07	0.64	0.47
RP 0080241	URUBAMBA 10 KV	1.97	1.17	0.86
RP 0080242	URUBAMBA 10 KV	0.85	0.51	0.38
RP 0080243	URUBAMBA 10 KV	1.53	0.91	0.67
RP 0080244	URUBAMBA 10 KV	0.80	0.48	0.35
RP 0080244-1	URUBAMBA 10 KV	0.62	0.37	0.27
RP 0080245	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080246	URUBAMBA 10 KV	8.76	5.19	3.78
RP 0080246-1	URUBAMBA 10 KV	7.23	4.28	3.12
RP 0080246-10	URUBAMBA 10 KV	4.00	2.37	1.73
RP 0080246-11	URUBAMBA 10 KV	6.86	4.06	2.96
RP 0080246-12	URUBAMBA 10 KV	1.07	0.64	0.47
RP 0080246-2	URUBAMBA 10 KV	4.72	2.79	2.03
RP 0080246-3	URUBAMBA 10 KV	4.12	2.45	1.79
RP 0080246-4	URUBAMBA 10 KV	6.51	3.87	2.82
RP 0080246-5	URUBAMBA 10 KV	6.12	3.63	2.65
RP 0080246-6	URUBAMBA 10 KV	8.46	5.02	3.66
RP 0080246-7	URUBAMBA 10 KV	7.92	4.70	3.42
RP 0080246-8	URUBAMBA 10 KV	4.62	2.74	2.00
RP 0080246-9	URUBAMBA 10 KV	4.31	2.55	1.86
RP 0080247	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080248	URUBAMBA 10 KV	1.03	0.63	0.46
RP 0080275	URUBAMBA 10 KV	55.80	22.36	15.15
RP 0080275-1	URUBAMBA 10 KV	42.73	17.35	11.78
RP 0080275-2	URUBAMBA 10 KV	59.48	24.53	16.73
RP 0080275-3	URUBAMBA 10 KV	44.58	18.66	12.77
RP 0080275-4	URUBAMBA 10 KV	0.39	0.23	0.17
RP 0080275-5	URUBAMBA 10 KV	0.39	0.23	0.17
RP 0080283	URUBAMBA 10 KV	0.27	0.16	0.12
RP 0080283-1	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080283-2	URUBAMBA 10 KV	0.28	0.17	0.12
RP 0080465	URUBAMBA 10 KV	0.77	0.46	0.34
RP 0080465-1	URUBAMBA 10 KV	1.06	0.64	0.47
RP 0080467	URUBAMBA 10 KV	0.81	0.47	0.35
RP 0080469	URUBAMBA 10 KV	16.69	9.91	7.23
RP 0080469-1	URUBAMBA 10 KV	15.51	9.21	6.72
RP 0080469-2	URUBAMBA 10 KV	12.17	7.26	5.32
RP 0080469-3	URUBAMBA 10 KV	6.48	3.86	2.83
RP 0080469-4	URUBAMBA 10 KV	5.25	3.13	2.29
RP 0080469-5	URUBAMBA 10 KV	3.28	1.96	1.44
RP 0080469-6	URUBAMBA 10 KV	2.45	1.47	1.08
RP 0080469-7	URUBAMBA 10 KV	1.60	0.96	0.71

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0080469-8	URUBAMBA 10 KV	0.79	0.48	0.35
RP 0080469-9	URUBAMBA 10 KV	0.77	0.46	0.34
RP 0080484	URUBAMBA 10 KV	0.15	0.09	0.07
RP 0080507	URUBAMBA 10 KV	0.41	0.24	0.18
RP 0080508	URUBAMBA 10 KV	0.41	0.24	0.18
RP 0080511	URUBAMBA 10 KV	1.23	0.73	0.54
RP 0080513	URUBAMBA 10 KV	0.77	0.46	0.34
RP 0080525	URUBAMBA 10 KV	2.01	1.23	0.91
RP 0080525-1	URUBAMBA 10 KV	1.27	0.78	0.57
RP 0080525-2	URUBAMBA 10 KV	0.52	0.32	0.24
RP 0080525-3	URUBAMBA 10 KV	0.38	0.23	0.17
RP 0080568	URUBAMBA 10 KV	0.40	0.24	0.18
RP 0080588	URUBAMBA 10 KV	2.05	1.22	0.89
RP 0080629	URUBAMBA 10 KV	5.06	3.03	2.22
RP 0080681	URUBAMBA 10 KV	0.07	0.04	0.03
RP 0080681-1	URUBAMBA 10 KV	0.07	0.04	0.03
RP 0080717	URUBAMBA 10 KV	0.39	0.23	0.17
RP 0080722	URUBAMBA 10 KV	1.10	0.65	0.47
RP 0080822	URUBAMBA 10 KV	1.36	0.82	0.60
RP 0080843	URUBAMBA 10 KV	1.11	0.67	0.49
RP 0080843-1	URUBAMBA 10 KV	1.06	0.64	0.47
RP 0080864	URUBAMBA 10 KV	0.60	0.37	0.27
RP 0080882	URUBAMBA 10 KV	6.29	3.61	2.62
RP 0080882-1	URUBAMBA 10 KV	5.47	3.13	2.27
RP 0080882-2	URUBAMBA 10 KV	3.84	2.20	1.60
RP 0080882-3	URUBAMBA 10 KV	4.73	2.71	1.96
RP 0080882-4	URUBAMBA 10 KV	4.16	2.38	1.72
RP 0080882-5	URUBAMBA 10 KV	1.75	1.00	0.72
RP 0080882-6	URUBAMBA 10 KV	2.06	1.18	0.85
RP 0080882-7	URUBAMBA 10 KV	1.76	1.01	0.73
RP 0080928	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080929	URUBAMBA 10 KV	5.79	3.43	2.49
RP 0080929-1	URUBAMBA 10 KV	1.59	0.94	0.69
RP 0080929-2	URUBAMBA 10 KV	0.93	0.55	0.40
RP 0080929-3	URUBAMBA 10 KV	0.62	0.36	0.27
RP 0080929-4	URUBAMBA 10 KV	0.30	0.18	0.13
RP 0080929-5	URUBAMBA 10 KV	0.37	0.22	0.16
RP 0080929-6	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080930	URUBAMBA 10 KV	0.39	0.23	0.17
RP 0080931	URUBAMBA 10 KV	0.37	0.22	0.16
RP 0080931-1	URUBAMBA 10 KV	0.31	0.19	0.14
RP 0080936	URUBAMBA 10 KV	3.05	1.80	1.31
RP 0080936-1	URUBAMBA 10 KV	2.59	1.54	1.12
RP 0080972	URUBAMBA 10 KV	3.17	1.89	1.38

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0080972-1	URUBAMBA 10 KV	2.30	1.37	1.00
RP 0080972-2	URUBAMBA 10 KV	1.29	0.77	0.56
RP 0081012	URUBAMBA 10 KV	0.58	0.35	0.26
RP 0081071	URUBAMBA 10 KV	0.82	0.47	0.35
RP-1	URUBAMBA 10 KV	0.00	0.00	0.00
LP-01-02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	126.69	55.16	38.06
LP-01-03	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.96	47.43	32.48
LP-01-04	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.12	46.96	32.14
LP-01-05	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	111.26	46.48	31.79
LP-01-06	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.97	45.76	31.27
LP-01-07	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.10	45.28	30.93
LP-01-08	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	104.69	42.91	29.24
LP-01-09	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.88	41.94	28.54
LP-01-10	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.04	40.97	27.85
LP-01-11	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.87	38.80	26.31
LP-01-12	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.26	38.50	26.10
LP-01-13	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	95.20	37.99	25.74
LP-01-14	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.03	36.96	25.02
LP-01-15	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	85.28	33.39	22.53
LP-01-16	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.12	32.86	22.16
LP-01-17	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	78.35	30.26	20.35
LP-01-18	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	77.18	29.73	19.98
LP-01-19	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	74.83	28.68	19.26
LP-01-19 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	40.19	15.40	10.34
LP-01-19 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	103.34	39.62	26.60
LP-01-20	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.41	39.24	26.34
LP-01-21	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.47	38.85	26.08
LP-01-22	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.91	35.85	24.02
LP-01-23	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	92.00	35.09	23.50
LP-01-24	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	83.82	31.92	21.35
LP-01-25	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	82.84	31.53	21.08
LP-01-25 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	32.22	12.27	8.20
LP-01-26	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	31.43	11.97	8.00
LP-01-26 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	47.14	17.95	12.00
LP-01-27	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	45.95	17.50	11.69
LP-01-28	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.95	17.15	11.45
LP-01-29 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.56	17.01	11.36
LP-01-29 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	43.52	16.65	11.11
LP-02-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.82	1.87	1.27
LP-02-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.64	1.02	0.70
LP-02-2 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	3.28	1.27	0.86
LP-02-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.32	0.90	0.63
LP-02-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.04	0.79	0.54
RP 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.91	1.62	1.16

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0080175-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.31	1.30	0.94
RP 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.48	0.35
RP 0080176-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.48	0.35
RP 0080177-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	11.08	6.24	4.50
RP 0080177-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	12.92	7.27	5.25
RP 0080177-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.48	0.35
RP 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.48	0.35
RP 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.42	2.38	1.69
RP 0080179-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.84	1.52	1.08
RP 0080179-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.76	0.55
RP 0080179-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.76	0.55
RP 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.87	0.48	0.35
RP 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.85	0.98	0.70
RP 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.40	0.21	0.15
RP 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.77	3.00	2.14
RP 0080183-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.38	2.80	1.99
RP 0080183-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.06	2.11	1.50
RP 0080183-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.09	1.09	0.78
RP 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.06	0.52	0.36
RP 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.24	1.04	0.72
RP 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.24	1.04	0.72
RP 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.75	3.58	2.50
RP 0080187-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.52	2.55	1.78
RP 0080187-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.96	2.29	1.60
RP 0080187-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.21	1.02	0.71
RP 0080187-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.73	0.34	0.24
RP 0080187-5	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.28	0.13	0.09
RP 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.13	0.52	0.37
RP 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.61	0.74	0.52
RP 0080189-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.81	0.37	0.26
RP 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.36	1.05	0.73
RP 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.55	0.38
RP 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.03	0.77	0.53
RP 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.95	0.38	0.27
RP 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.20	0.45	0.31
RP 0080468-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	12.08	6.79	4.90
RP 0080468-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	9.06	5.09	3.67
RP 0080468-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10.96	6.18	4.47
RP 0080468-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.13	4.01	2.90
RP 0080468-5	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.35	3.01	2.17
RP 0080468-6	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.84	2.72	1.97
RP 0080468-7	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	6.28	3.53	2.55
RP 0080468-8	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.27	0.72	0.52
RP 0080468-9	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.43	0.24	0.18

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.49	0.17	0.12
RP 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.93	0.38	0.27
RP 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.56	0.26	0.19
RP 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.48	0.35
RP 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.92	0.68	0.46
RP 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.57	0.27	0.19
RP 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.34	0.19	0.14
RP 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.90	0.49	0.35
RP 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.48	0.35
RP 0080578 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.17	0.40	0.27
RP 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.32	0.69	0.49
RP 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.48	0.35
RP 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.43	0.78	0.56
RP 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.60	0.28	0.19
RP 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.74	0.29	0.20
RP 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.85	0.85	0.59
RP 0080606-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.49	0.69	0.48
RP 0080606-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.93	0.43	0.30
RP 0080606-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.21	0.15
RP 0080606-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.21	0.15
RP 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.01	2.82	2.03
RP 0080623-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.23	2.38	1.72
RP 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.59	0.23	0.16
RP 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.59	0.23	0.16
RP 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.29	0.11	0.08
RP 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.76	0.83	0.58
RP 0080683-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.56	0.73	0.51
RP 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.28	0.72	0.53
RP 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.45	0.57	0.39
RP 0080731-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.67	0.27	0.18
RP 0080731-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.09	0.06
RP 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.09	0.06
RP 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.45	0.18	0.12
RP 0080733-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.09	0.06
RP 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.86	0.48	0.35
RP 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.92	0.76	0.52
RP 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.81	0.97	0.69
RP 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.29	0.72	0.52
RP 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.61	0.31	0.22
RP 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.21	0.15
RP 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.18	0.53	0.37
RP 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.15	0.60	0.43
RP 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.66	2.10	1.46
RP 0081076-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.23	1.91	1.33

Anexos

Nombre	Tramo Zona	Máxima Demanda	Medía Demanda	Mínima Demanda
		Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]	Máx. Nivel de Carga [%]
RP 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.79	1.10	0.75
RP 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.58	3.01	2.06
RP 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.00	0.56	0.41
RP 0081205-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.90	0.51	0.37
RP-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.00	0.00	0.00

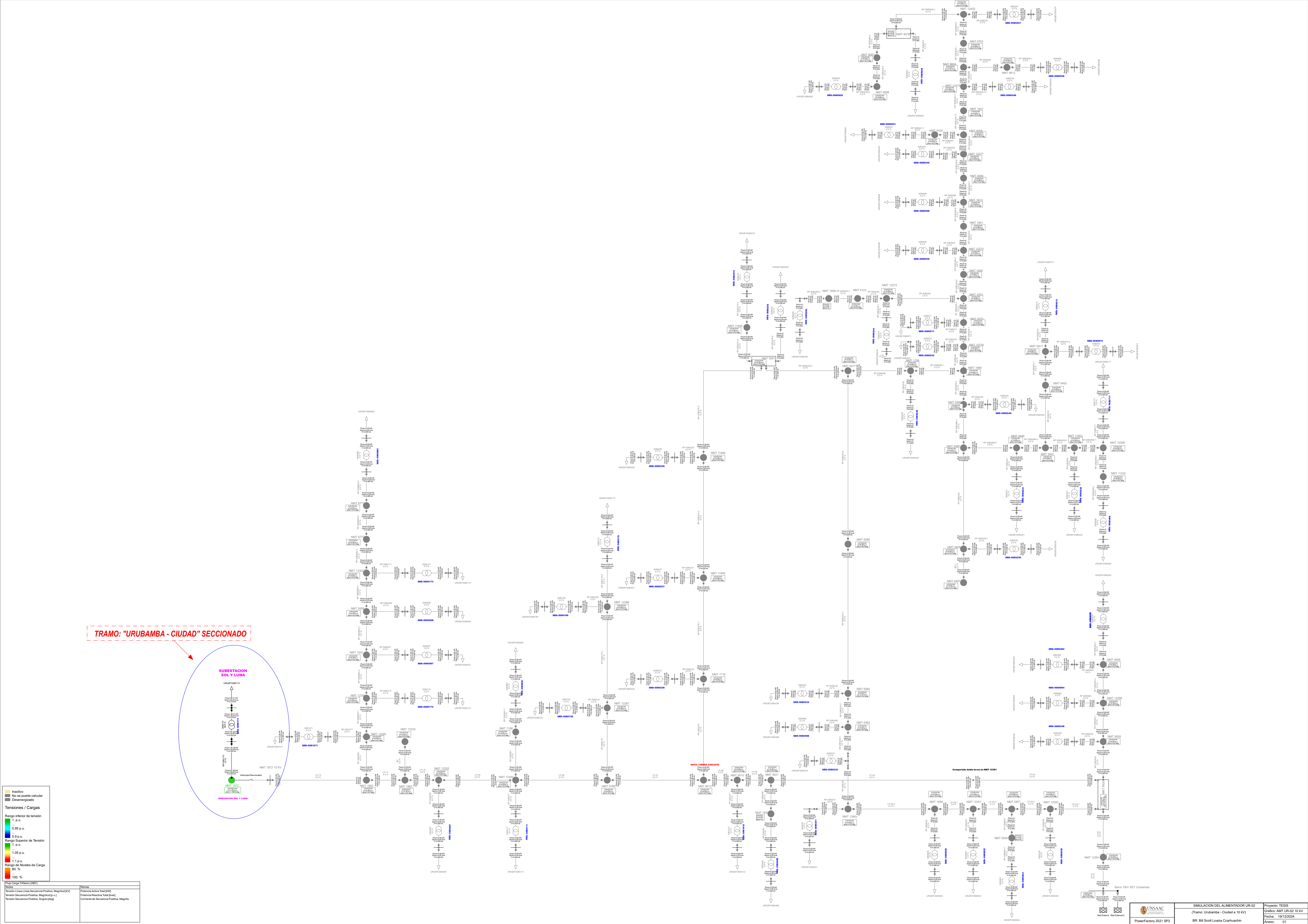
Fuente: Elaboración Propia

Anexos

**Anexo N°4: Diagrama Unifilar del Alimentador UR-02 con la
Propuesta de Cambio de Nivel de Tensión de 10 kV a 22.9 kV.**

Anexos

Anexo N°4.1: Diagrama Unifilar Tramo Urubamba – Ciudad



TRAMO: "URUBAMBA - CIUDAD" SECCIONADO

SUBSTACION
SOL Y LUNA

Inactivo

No se puede calcular

Desenergizado

Tensiones / Cargas

Rango inferior de tensión

1. p.u.

0.95 p.u.

Rango Superior de Tensión

1. p.u.

1.05 p.u.

1.1 p.u.

Rango de Niveles de Carga

80. %

100. %

High Charge (Hazard/PSO)

Noisy

Tensión Línea-Línea Secuencia Positiva, Magnitud [kV]

Tensión Secuencia Positiva, Magnitud [p.u.]

Tensión Secuencia Positiva, Ángulo [deg]

Barra

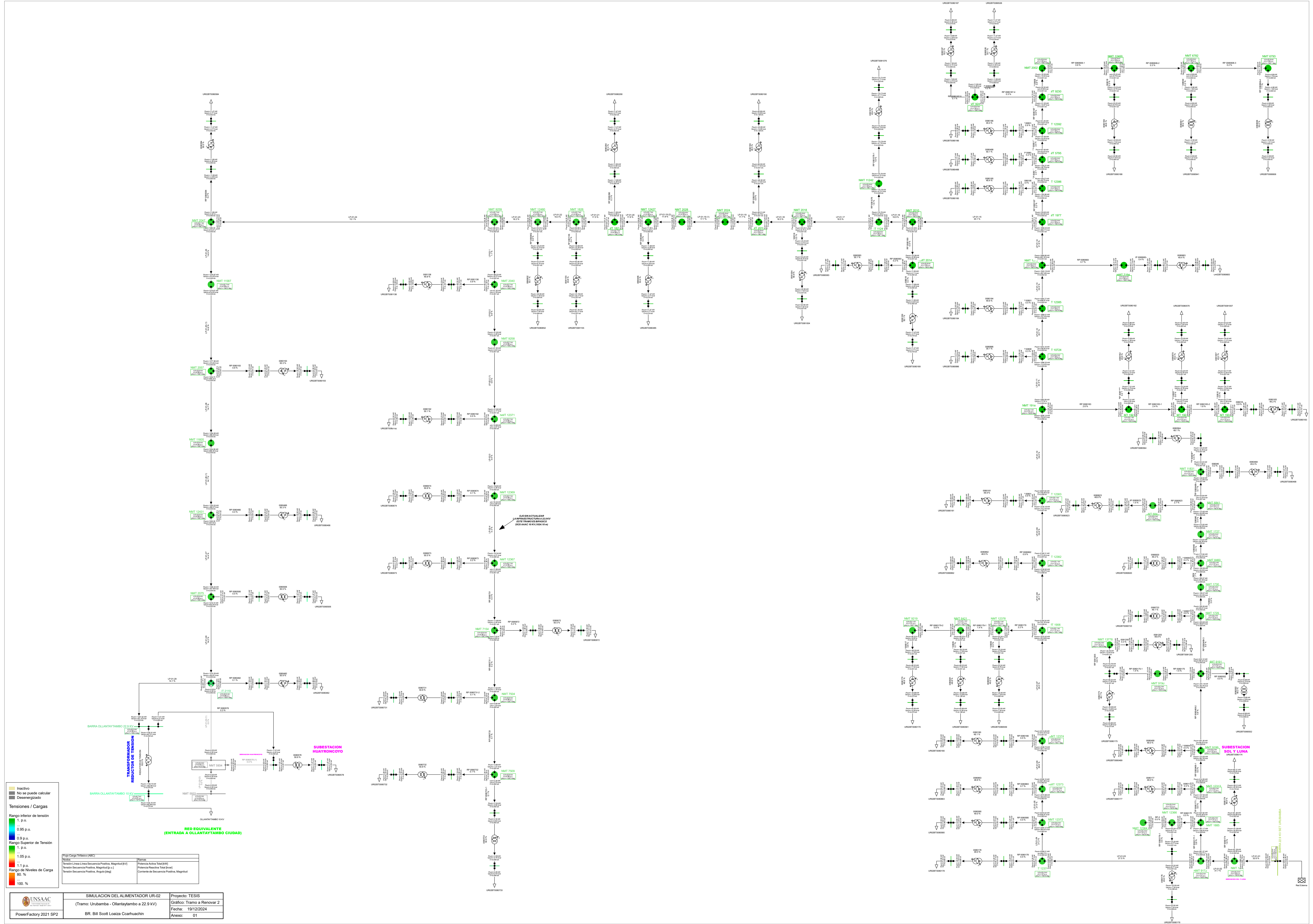
Potencia Activa Total [kW]

Potencia Reactiva Total [kvar]

Corriente de Secuencia Positiva, Magnitud

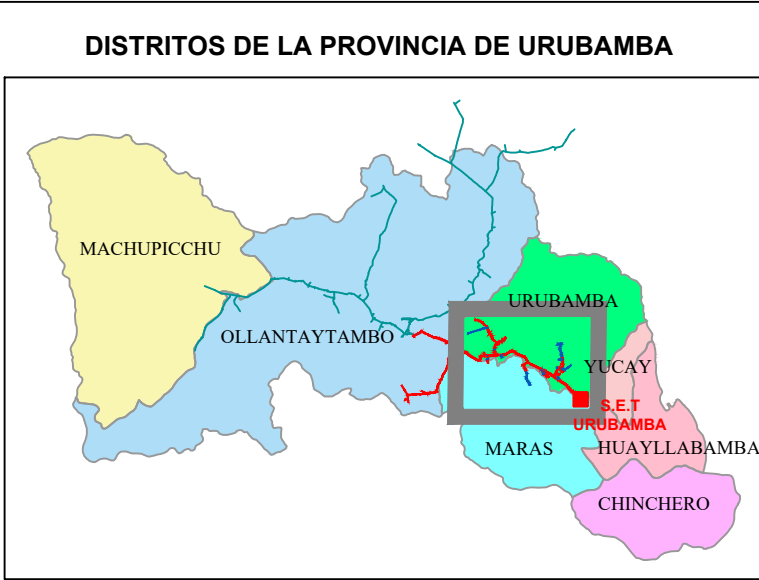
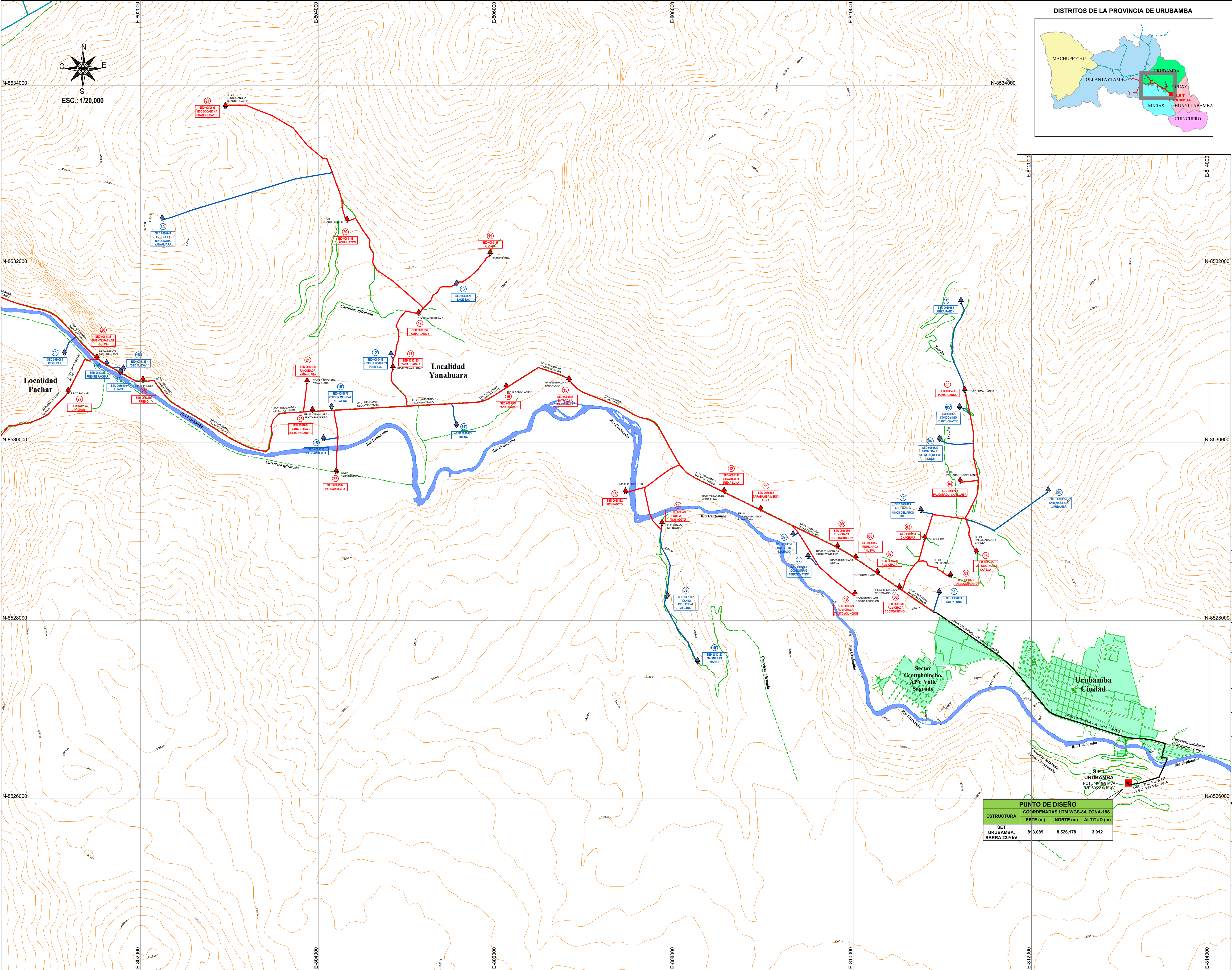
Anexos

Anexo N°4.2: Diagrama Unifilar Tramo Urubamba - Ollantaytambo



Anexos

Anexo N°5: Plano de Ubicación Poligonal de las Líneas y redes Primarias a Intervenir en el Proyecto de Remodelación del Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión – Electro Sur Este S.A.A.



SED's DE SERVICIO PÚBLICO EXISTENTE A CAMBIAR

N°	ESTRUCTURA	CUADRO DE COORDENADAS		
		SISTEMA WGS-84, ZONA-18S		
		ESTE (m)	NORTE (m)	ALTITUD (m)
01	SED 0080176	811.091	8,528.452	2,903
02	SED 0080177	810.801	8,528.911	2,932
03	SED 0080175	811.381	8,528.756	2,921
04	SED 0080223	811.199	8,529.550	2,984
05	SED 0080623	811.191	8,530.378	3,054
06	SED 0080178	810.518	8,528.358	2,898
07	SED 0080580	810.271	8,528.530	2,896
08	SED 0080863	810.031	8,528.692	2,891
09	SED 0080180	809.819	8,528.819	2,884
10	SED 0080179	810.020	8,528.285	2,883
11	SED 0080862	808.961	8,529.238	2,866
12	SED 0080181	808.552	8,529.437	2,867
13	SED 0080182	807.443	8,529.431	2,836
14	SED 0080579	807.854	8,529.077	2,842
15	SED 0080888	806.809	8,530.690	2,857
16	SED 0080184	806.106	8,530.690	2,851
17	SED 0080185	804.434	8,530.825	2,921
18	SED 0080186	805.124	8,531.434	2,973
19	SED 0080187	805.024	8,531.105	3,095
20	SED 0080188	804.319	8,532.477	3,117
21	SED 0080606	802.954	8,533.753	3,329
22	SED 0080189	804.199	8,529.657	2,857
23	SED 0081004	803.929	8,530.342	2,865
24	SED 0080190	803.972	8,530.666	2,869
25	SED 0080485	802.031	8,530.681	2,811
26	SED 0081138	801.520	8,530.938	2,827
27	SED 0080192	801.189	8,530.559	2,827
28	SED 0080574	799.208	8,529.972	2,879
29	SED 0080673	798.472	8,528.745	3,185
30	SED 0080672	797.842	8,528.994	3,320
31	SED 0080731	796.534	8,527.535	3,785
32	SED 0080732	796.235	8,528.148	3,648
33	SED 0080733	796.584	8,525.862	3,723
34	SED 0080193	800.133	8,531.543	2,814
35	SED 0080486	799.589	8,531.983	2,816
36	SED 0080506	798.473	8,532.385	2,813
37	SED 0080578	797.147	8,532.117	2,863

SED's DE PROPIEDAD PRIVADA EXISTENTE A CAMBIAR

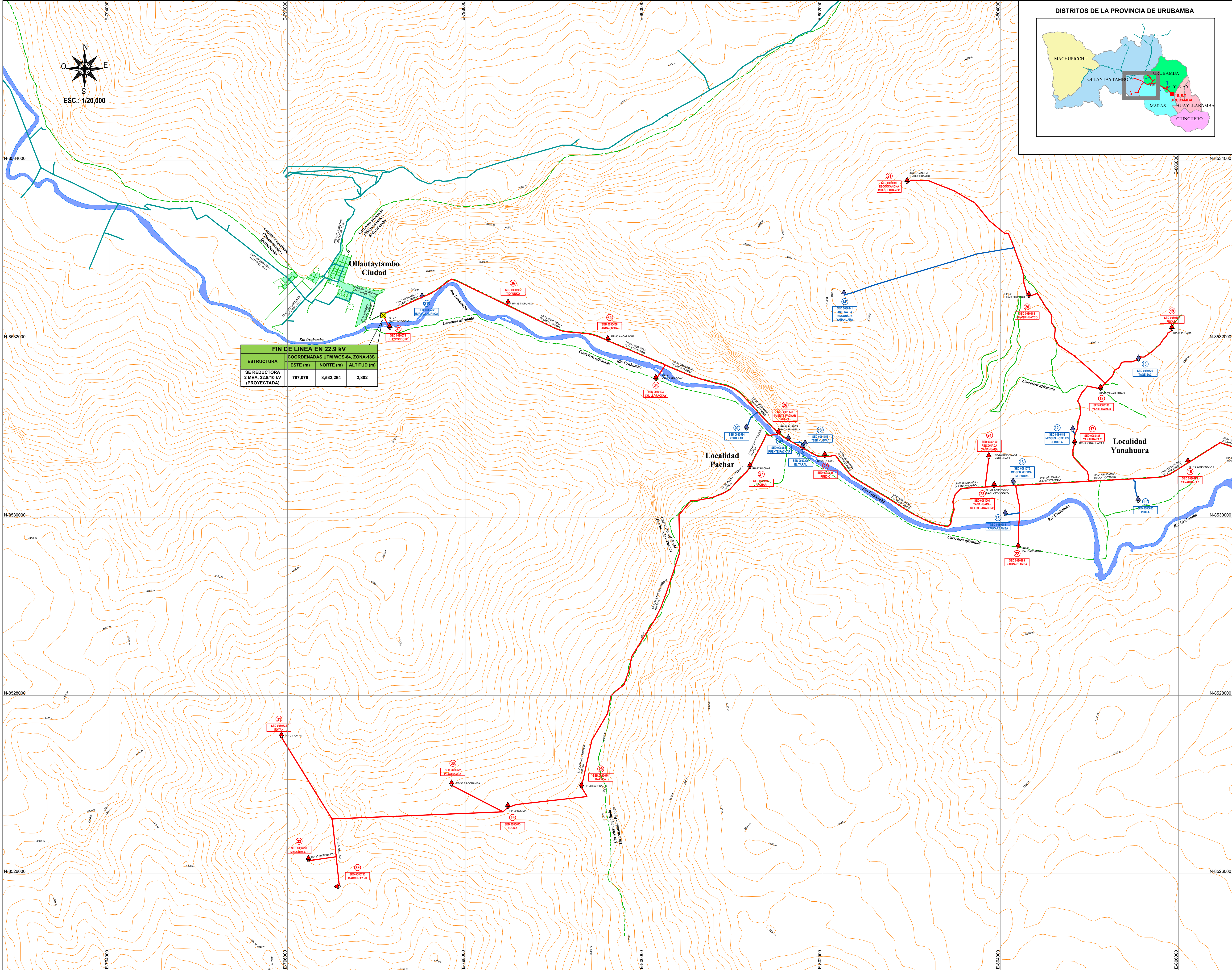
N°	ESTRUCTURA	CUADRO DE COORDENADAS		
		SISTEMA WGS-84, ZONA-18S		
		ESTE (m)	NORTE (m)	ALTITUD (m)
01	SED 0080174	810.967	8,528.302	2,855
02	SED 0080489	810.758	8,529.222	2,947
03	SED 0080502	812.186	8,529.443	3,422
04	SED 0080500	810.010	8,530.021	3,027
05	SED 0080623	811.191	8,530.378	3,054
06	SED 0080564	811.208	8,531.567	3,188
07	SED 0080559	809.307	8,528.842	2,900
08	SED 0080581	809.492	8,528.705	2,864
09	SED 0081007	807.917	8,528.265	2,961
10	SED 0080193	800.133	8,531.543	2,814
11	SED 0080683	805.548	8,530.178	2,870
12	SED 0080488	804.812	8,530.968	2,929
13	SED 0080506	805.540	8,531.782	3,032
14	SED 0080941	802.244	8,532.483	4,098
15	SED 0080583	804.055	8,530.026	2,825
16	SED 0081076	804.138	8,530.378	2,872
17	SED 0080290	801.777	8,530.771	2,823
18	SED 0081155	801.809	8,530.809	2,830
19	SED 0080582	801.527	8,530.866	2,822
20	SED 0080584	801.149	8,530.988	2,832
21	SED 0080482	797.508	8,532.458	2,865

LEYENDA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANT.
■	SUBESTACION DE TRANSFORMACIÓN URUBAMBA. De propiedad de la Concesionaria Electro Sur Este S.A.A., con potencia de 19/19/9 MVA, y tensiones de 60/22.9/10 kV. Será el punto de diseño de la línea proyectada en 22.9 kV.	01 unidad
▲	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE SERVICIO PÚBLICO A CAMBIAR. Se proyecta cambiar nivel de tensión primario de 10 a 22.9 kV mediante tap selector, o en su defecto cambio de transformador.	37 unidad
▲	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE PROPIEDAD PRIVADA A CAMBIAR. Se proyecta cambiar nivel de tensión primario de 10 a 22.9 kV mediante tap selector, o en su defecto cambio de transformador. Este cambio le corresponde al propietario.	21 unidad
⚡	SUBESTACION DE REDUCTORA DE TENSION PROYECTADA. Este tendrá una potencia de 2 MVA, con relación de transformación 22.9/10 kV, y será instalada al ingreso de la Ciudad de Ollantaytambo, para suministrar energía a las redes primarias existentes del distrito de Ollantaytambo.	01 unidad
—	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS PROYECTADAS. Se proyecta línea primaria trifásica en 22.9 kV, para la conexión de la SET Urubamba a las líneas redes primarias existentes a renovar.	3.96 km
—	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS DE SERVICIO PÚBLICO A CAMBIAR. Se proyecta el cambio de equipos y materiales para una tensión nominal de 22.9 kV.	40.66 km
—	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS DE PROPIEDAD PRIVADA A CAMBIAR. Se proyecta el cambio de equipos y materiales para una tensión nominal de 22.9 kV. Este cambio le corresponde al propietario.	7.66 km
—	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS EXISTENTES SIN INTERVENCIÓN. Comprender las líneas y redes primarias de la ciudad de Ollantaytambo y sus comunidades, las que se conectarán a la Subestación Reductora 22.9/10 kV a instalarse en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo.	109.38 km

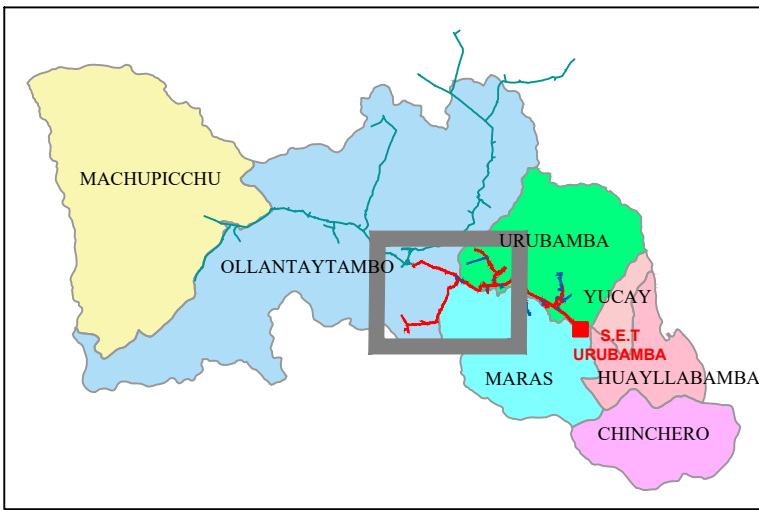
TESIS:
INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN UR-02 DE 10 kV A 22.9 kV EN LA PROVINCIA DE URUBAMBA.

PLANO:
UBICACIÓN DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS A INTERVENIR

UBICACIÓN: LOCALIDAD : VAROS DISTRITO : URUBAMBA PROVINCIA : URUBAMBA REGIÓN : CUSCO	COORDENADAS UTM DATUM WGS-84 ZONA 18-S ESCALA: 1 / 20,000	LAMINA N°: PU-02 1/2



DISTRITOS DE LA PROVINCIA DE URUBAMBA



SED's DE SERVICIO PÚBLICO EXISTENTE A CAMBIAR

N°	ESTRUCTURA	CUADRO DE COORDENADAS SISTEMA WGS-84, ZONA-18S		
		ESTE (m)	NORTE (m)	ALTITUD (m)
01	SED 0080176	811.091	8,528.452	2,903
02	SED 0080177	810.801	8,528.911	2,932
03	SED 0080175	811.381	8,528.756	2,921
04	SED 0080223	811.199	8,529.550	2,984
05	SED 0080623	811.191	8,530.378	3,054
06	SED 0080178	810.518	8,528.358	2,898
07	SED 0080580	810.271	8,528.530	2,898
08	SED 0080683	810.031	8,528.692	2,891
09	SED 0080180	809.819	8,528.819	2,884
10	SED 0080179	810.020	8,528.385	2,883
11	SED 0080882	808.961	8,529.238	2,868
12	SED 0080181	808.552	8,529.437	2,867
13	SED 0080182	807.443	8,529.431	2,838
14	SED 0080579	807.854	8,529.077	2,842
15	SED 0080888	806.809	8,530.690	2,857
16	SED 0080184	806.106	8,530.600	2,863
17	SED 0080185	804.434	8,530.825	2,921
18	SED 0080186	805.124	8,531.434	2,973
19	SED 0080187	805.024	8,532.105	3,095
20	SED 0080188	804.319	8,532.477	3,117
21	SED 0080189	804.199	8,529.657	2,827
22	SED 0080189	804.199	8,529.657	2,827
23	SED 0081004	803.929	8,530.342	2,865
24	SED 0080190	803.872	8,530.686	2,869
25	SED 0080485	802.031	8,530.681	2,811
26	SED 0081138	801.520	8,530.938	2,827
27	SED 0080192	801.189	8,530.559	2,827
28	SED 0080574	799.208	8,529.972	2,878
29	SED 0080673	798.472	8,528.745	3,185
30	SED 0080672	797.842	8,528.994	3,320
31	SED 0080731	796.534	8,527.535	3,785
32	SED 0080732	796.235	8,528.148	3,648
33	SED 0080733	796.584	8,525.862	3,723
34	SED 0080193	800.133	8,531.543	2,814
35	SED 0080486	799.589	8,531.983	2,816
36	SED 0080506	798.473	8,532.385	2,813
37	SED 0080578	797.147	8,532.117	2,863

SED's DE PROPIEDAD PRIVADA EXISTENTE A CAMBIAR

N°	ESTRUCTURA	CUADRO DE COORDENADAS SISTEMA WGS-84, ZONA-18S		
		ESTE (m)	NORTE (m)	ALTITUD (m)
01	SED 0080174	810.867	8,528.302	2,850
02	SED 0080489	810.758	8,529.222	2,947
03	SED 0080582	812.186	8,529.443	3,422
04	SED 0080580	810.085	8,530.021	3,077
05	SED 0080623	811.191	8,530.378	3,054
06	SED 0080564	811.208	8,531.567	3,188
07	SED 0080559	803.307	8,530.842	2,850
08	SED 0080581	809.492	8,528.705	2,864
09	SED 0081007	807.817	8,528.265	2,961
10	SED 0080193	808.244	8,527.533	3,144
11	SED 0080683	805.548	8,530.178	2,870
12	SED 0080488	804.812	8,530.968	2,929
13	SED 0080506	805.500	8,531.752	3,102
14	SED 0080941	802.244	8,532.483	4,098
15	SED 0080583	804.055	8,530.026	2,825
16	SED 0081076	804.138	8,530.378	2,872
17	SED 0080290	801.777	8,530.771	2,823
18	SED 0081155	801.809	8,530.809	2,830
19	SED 0080582	801.527	8,530.865	2,822
20	SED 0080584	801.149	8,530.988	2,832
21	SED 0080482	797.508	8,532.458	2,865

LEYENDA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANT.
	SUBESTACION DE TRANSFORMACIÓN URUBAMBA. De propiedad de la Concesionaria Electro Sur Este S.A.A., con potencia de 19/19/9 MVA, y tensiones de 60/22.9/10 kV. Será el punto de diseño de la línea proyectada en 22.9 kV.	01 unidad
	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE SERVICIO PÚBLICO A CAMBIAR. Se proyecta cambiar nivel de tensión primario de 10 a 22.9 kV mediante tap selector, o en su defecto cambio de transformador	37 unidades
	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION DE PROPIEDAD PRIVADA A CAMBIAR. Se proyecta cambiar nivel de tensión primario de 10 a 22.9 kV mediante tap selector, o en su defecto cambio de transformador. Este cambio le corresponde al propietario.	21 unidades
	SUBESTACION DE REDUCTORA DE TENSION PROYECTADA. Este tendrá una potencia de 2 MVA, con relación de transformación 22.9/10 kV, y será instalada al ingreso de la Ciudad de Ollantaytambo, para suministrar energía a las redes primarias existentes del distrito de Ollantaytambo.	01 unidad
	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS PROYECTADAS. Se proyecta línea primaria trifásica en 22.9 kV, para la conexión de la SET Urubamba a las líneas redes primarias existentes a renovar.	3.96 km
	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS DE SERVICIO PÚBLICO A CAMBIAR. Se proyecta el cambio de equipos y materiales para una tensión nominal de 22.9 kV.	40.66 km
	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS DE PROPIEDAD PRIVADA A CAMBIAR. Se proyecta el cambio de equipos y materiales para una tensión nominal de 22.9 kV. Este cambio le corresponde al propietario.	7.66 km
	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS EXISTENTES SIN INTERVENCIÓN. Comprender las líneas y redes primarias de la ciudad de Ollantaytambo y sus comunidades, los que se conectarán a la Subestación Reductora 22.9/10 kV a instalarse en el ingreso a la ciudad de Ollantaytambo.	109.38 km

TESIS:
INCIDENCIA DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN UR-02 DE 10 kV A 22.9 kV EN LA PROVINCIA DE URUBAMBA.

PLANO:
UBICACIÓN DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS A INTERVENIR

UBICACIÓN: LOCALIDAD : VARIOS DISTRITO : URUBAMBA PROVINCIA : URUBAMBA REGIÓN : CUSCO	COORDENADAS UTM DATUM WGS-84 ZONA 18-S ESCALA: 1 / 20,000	LAMINA N°: PU-02 2/2

**Anexo N°6: Reporte de Niveles de Tensión en [P.U.] de las Barras y
Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda
a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV**

Anexos

Reporte de Niveles de Tensión en [P.U.] de las Barras y Nodos del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NBT 0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.921	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.016	1.016	1.014	1.013	1.012
NMT 0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.925	1.021	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.019	1.018	1.017	1.016
NMT 1872	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.925	1.021	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.019	1.018	1.017	1.016
BARRA 22.9 KV SET URUBAMBA	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	-	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
BARRA OLLANTAYTAMBO 10 KV	OLLANTAYTAMBO 10 KV	-	0.991	0.991	0.990	0.989	0.988	0.987	0.986	0.982	0.978	0.974
BARRA OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	OLLANTAYTAMBO 10 KV	-	0.997	0.997	0.996	0.995	0.995	0.994	0.993	0.990	0.986	0.983
NBT 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.889	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.012	1.010	1.009
NBT 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.016	1.016	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.013	1.011	1.010
NBT 0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.016	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.012	1.011	1.009
NBT 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.015	1.014	1.013	1.011	1.010
NBT 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.837	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.009	1.008	1.006
NBT 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.859	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.011	1.009	1.007
NBT 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.807	1.012	1.012	1.011	1.011	1.010	1.010	1.010	1.008	1.006	1.004
NBT 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.779	1.010	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.006	1.004	1.002
NBT 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.788	1.009	1.009	1.009	1.008	1.008	1.007	1.007	1.005	1.002	1.000
NBT 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.702	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NBT 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.664	1.005	1.004	1.004	1.003	1.003	1.002	1.001	0.999	0.996	0.993
NBT 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.004	1.004	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	0.999	0.996	0.993
NBT 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.655	1.004	1.004	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	0.998	0.996	0.993
NBT 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.660	1.004	1.004	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	0.998	0.996	0.993
NBT 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.638	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.997	0.994	0.992

		ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NBT 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.629	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NBT 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.529	0.999	0.999	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.992	0.989	0.985
NBT 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.504	0.997	0.997	0.996	0.996	0.995	0.994	0.993	0.990	0.986	0.983
NBT 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.542	1.000	0.999	0.998	0.998	0.997	0.997	0.996	0.993	0.989	0.986
NBT 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.496	0.997	0.996	0.995	0.995	0.994	0.993	0.993	0.989	0.985	0.982
NBT 0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.885	1.015	1.014	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.011	1.010	1.008
NBT 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.459	0.994	0.994	0.993	0.992	0.991	0.991	0.990	0.986	0.982	0.978
NBT 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.551	1.000	0.999	0.999	0.998	0.997	0.997	0.996	0.993	0.990	0.986
NBT 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.004	1.004	1.004	1.003	1.002	1.002	1.001	0.999	0.996	0.993
NBT 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.889	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.012	1.011	1.009
NBT 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.460	0.994	0.994	0.993	0.992	0.991	0.991	0.990	0.986	0.982	0.978
NBT 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.660	1.004	1.004	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	0.998	0.996	0.993
NBT 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.883	1.014	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.011	1.009	1.008
NBT 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.837	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.009	1.008	1.006
NBT 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.885	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.011	1.010	1.008
NBT 0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.439	0.993	0.992	0.991	0.990	0.990	0.989	0.988	0.984	0.980	0.976
NBT 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.783	1.010	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.006	1.004	1.002
NBT 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.880	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.012	1.011	1.009
NBT 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.837	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.009	1.008	1.006
NBT 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.638	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.997	0.994	0.992
NBT 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.517	0.999	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	0.995	0.992	0.988	0.985
NBT 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.646	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NBT 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.892	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.011	1.010	1.008
NBT 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.507	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	0.995	0.994	0.991	0.988	0.984
NBT 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.508	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	0.995	0.994	0.991	0.988	0.984
NBT 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.520	0.998	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.995	0.991	0.988	0.984

Anexos

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NBT 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.681	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.003	1.003	1.000	0.997	0.995
NBT 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.881	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.011	1.009	1.007
NBT 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.519	0.998	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.994	0.991	0.988	0.984
NBT 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.519	0.998	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.994	0.991	0.988	0.984
NBT 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.519	0.998	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.994	0.991	0.988	0.984
NBT 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.880	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.010	1.009	1.007
NBT 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.534	0.999	0.999	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	0.992	0.989	0.986
NBT 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.824	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.011	1.011	1.009	1.007	1.005
NBT 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.869	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.013	1.011	1.010	1.008
NBT 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.738	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.007	1.007	1.004	1.002	1.000
NBT 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.646	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NBT 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.632	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NBT 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.782	1.010	1.010	1.009	1.009	1.009	1.008	1.008	1.006	1.004	1.001
NBT 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.641	1.004	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	0.997	0.995	0.992
NBT 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.531	0.999	0.999	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.992	0.989	0.985
NBT 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.539	0.999	0.999	0.998	0.998	0.997	0.996	0.996	0.992	0.989	0.986
NBT 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.889	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.012	1.010	1.009
NMT 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.014
NMT 0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.902	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.015	1.014
NMT 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015
NMT 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.871	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.015	1.014	1.012
NMT 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.819	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.012	1.010	1.008
NMT 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.797	1.014	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.010	1.008	1.007
NMT 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.794	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.011	1.010	1.008	1.006

Anexos

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.717	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.005	1.003	1.001
NMT 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.678	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996
NMT 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.645	1.006	1.006	1.006	1.005	1.004	1.004	1.003	1.001	0.998	0.996
NMT 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.524	1.001	1.000	1.000	0.999	0.999	0.998	0.997	0.994	0.991	0.988
NMT 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.561	1.003	1.003	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NMT 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.516	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.997	0.996	0.993	0.990	0.987
NMT 0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.489	0.998	0.997	0.997	0.996	0.995	0.995	0.994	0.991	0.987	0.983
NMT 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.570	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.997	0.994	0.991
NMT 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.678	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.901	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.016	1.015	1.014
NMT 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.481	0.998	0.997	0.996	0.996	0.995	0.994	0.994	0.990	0.987	0.983
NMT 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.894	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.016	1.015	1.014	1.013
NMT 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.896	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.481	0.997	0.997	0.996	0.995	0.995	0.994	0.993	0.990	0.986	0.983
NMT 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.796	1.014	1.014	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.010	1.008	1.006
NMT 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996

Anexos												
NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.537	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.999	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NMT 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.526	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.695	1.009	1.009	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.004	1.002	0.999
NMT 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.892	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.016	1.015	1.013	1.012
NMT 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.016	1.016	1.015	1.013	1.012
NMT 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.553	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.999	0.996	0.994	0.990
NMT 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.835	1.016	1.016	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.013	1.011	1.010
NMT 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.880	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.016	1.014	1.013
NMT 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.743	1.011	1.011	1.011	1.010	1.010	1.009	1.009	1.007	1.005	1.003
NMT 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NMT 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.648	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NMT 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.795	1.014	1.013	1.013	1.013	1.012	1.012	1.012	1.010	1.008	1.006
NMT 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996
NMT 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.556	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	1.000	0.997	0.994	0.991
NMT 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 10724	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.743	1.011	1.011	1.011	1.010	1.010	1.009	1.009	1.007	1.005	1.003
NMT 11241	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996
NMT 11242	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.654	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.002	0.999	0.996

Anexos

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 11587	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.534	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 11605	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.521	1.000	1.000	0.999	0.999	0.998	0.998	0.997	0.994	0.990	0.987
NMT 11831	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 12313	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.902	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.015	1.014
NMT 12364	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.014
NMT 12366	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.014
NMT 12367	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 12369	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.526	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 12370	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.903	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015
NMT 12371	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 12372	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.891	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 12373	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.880	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.016	1.014	1.013
NMT 12374	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.871	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.016	1.015	1.014	1.012
NMT 12378	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 12382	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.835	1.016	1.016	1.015	1.015	1.015	1.015	1.014	1.013	1.011	1.010
NMT 12383	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.819	1.015	1.015	1.015	1.014	1.014	1.014	1.013	1.012	1.010	1.008
NMT 12385	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.717	1.010	1.010	1.009	1.009	1.008	1.008	1.008	1.005	1.003	1.001
NMT 12386	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.678	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 12392	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 12400	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 12427	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.570	1.003	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.997	0.994	0.991
NMT 12431	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.516	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.997	0.996	0.993	0.990	0.987
NMT 12480	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.553	1.003	1.002	1.002	1.001	1.001	1.000	0.999	0.996	0.994	0.990
NMT 13778	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 1727	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.016	1.014	1.013
NMT 1729	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.898	1.018	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.016	1.015	1.013

[illegible]

Anexos

NODO/BARRA	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]	Tensión [P.U.]
NMT 6421	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 6782	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NMT 6793	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.662	1.007	1.006	1.006	1.005	1.005	1.004	1.004	1.001	0.999	0.996
NMT 6841	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 6843	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.017	1.015	1.014	1.013
NMT 7154	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 7194	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.695	1.009	1.009	1.008	1.008	1.007	1.007	1.006	1.004	1.002	0.999
NMT 7504	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 7509	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.525	1.001	1.001	1.000	1.000	0.999	0.998	0.998	0.995	0.992	0.988
NMT 8460	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.897	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.017	1.017	1.016	1.014	1.013
NMT 9172	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.904	1.020	1.019	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015
NMT 9190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 9191	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.900	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.017	1.016	1.015	1.014
NMT 9199	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.901	1.019	1.019	1.019	1.018	1.018	1.018	1.018	1.016	1.015	1.014
NMT 9219	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.849	1.017	1.016	1.016	1.016	1.016	1.015	1.015	1.014	1.012	1.011
NMT 9230	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 9240	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.676	1.008	1.007	1.007	1.006	1.006	1.006	1.005	1.003	1.000	0.998
NMT 9258	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990
NMT 9259	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.548	1.003	1.002	1.002	1.001	1.000	1.000	0.999	0.996	0.993	0.990

Fuente: Elaboración Propia

Anexo N°7: Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

Anexos

Reporte de Cargabilidad de SED's del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e
Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

SED	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)										
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)
			CARGABILIDAD									
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	40.83	34.20	34.69	35.38	36.08	36.77	37.46	38.16	41.62	45.10	48.59
0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.21	34.24	34.74	35.43	36.13	36.82	37.51	38.21	41.69	45.19	48.69
0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.38	34.55	35.04	35.73	36.43	37.12	37.81	38.51	41.99	45.48	48.97
0080177	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.42	34.56	35.05	35.74	36.44	37.13	37.82	38.52	41.99	45.49	48.99
0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.38	34.54	35.04	35.73	36.43	37.12	37.81	38.51	41.98	45.47	48.96
0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.74	34.31	34.81	35.50	36.21	36.90	37.59	38.30	41.80	45.31	48.84
0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	43.93	34.60	35.09	35.78	36.49	37.18	37.87	38.57	42.06	45.57	49.08
0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	46.36	34.36	34.86	35.55	36.26	36.95	37.65	38.36	41.87	45.40	48.94
0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	48.59	35.19	35.69	36.38	37.09	37.79	38.49	39.19	42.71	46.25	49.80
0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	47.49	34.49	34.99	35.69	36.40	37.10	37.80	38.52	42.04	45.60	49.16
0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	53.36	34.85	35.35	36.05	36.77	37.47	38.18	38.89	42.44	46.02	49.61
0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	56.16	34.59	35.10	35.80	36.52	37.23	37.94	38.66	42.22	45.82	49.44
0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	56.28	34.60	35.10	35.81	36.53	37.24	37.94	38.66	42.23	45.83	49.45
0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	57.37	35.39	35.89	36.59	37.31	38.02	38.73	39.44	43.01	46.61	50.22
0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	56.65	34.92	35.43	36.13	36.85	37.56	38.27	38.99	42.56	46.15	49.77
0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	58.79	35.27	35.77	36.48	37.20	37.90	38.61	39.33	42.91	46.52	50.14
0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	59.15	34.65	35.15	35.86	36.58	37.29	38.00	38.72	42.30	45.92	49.55
0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	70.48	35.09	35.60	36.31	37.04	37.75	38.47	39.20	42.81	46.46	50.13
0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	73.90	35.15	35.66	36.37	37.10	37.82	38.54	39.27	42.90	46.56	50.25
0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	68.95	35.39	35.90	36.61	37.34	38.05	38.77	39.49	43.10	46.74	50.41
0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	75.07	35.17	35.68	36.40	37.13	37.85	38.57	39.30	42.93	46.61	50.30

Anexos

SED	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)										
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)											
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)	
			CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
0080468	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.98	34.91	35.40	36.09	36.79	37.48	38.18	38.88	42.36	45.86	49.37	
0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	81.28	35.70	36.22	36.94	37.67	38.39	39.11	39.85	43.50	47.19	50.91	
0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	67.84	35.38	35.89	36.60	37.32	38.04	38.75	39.48	43.09	46.73	50.39	
0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	56.74	35.23	35.74	36.44	37.16	37.86	38.57	39.29	42.86	46.45	50.07	
0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.48	34.56	35.06	35.75	36.45	37.14	37.83	38.53	42.00	45.50	49.00	
0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	80.74	35.31	35.83	36.55	37.28	38.00	38.72	39.46	43.11	46.81	50.54	
0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	56.85	35.24	35.74	36.45	37.16	37.87	38.58	39.30	42.87	46.46	50.08	
0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	43.01	34.88	35.38	36.07	36.77	37.46	38.15	38.85	42.33	45.84	49.34	
0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	45.03	34.63	35.13	35.82	36.53	37.22	37.91	38.62	42.11	45.63	49.15	
0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.69	34.59	35.08	35.77	36.47	37.17	37.86	38.56	42.04	45.55	49.05	
0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.57	35.36	35.88	36.60	37.33	38.06	38.78	39.52	43.19	46.90	50.64	
0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	48.02	34.73	35.23	35.92	36.63	37.33	38.03	38.74	42.26	45.80	49.35	
0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.93	34.56	35.06	35.75	36.45	37.14	37.83	38.53	42.01	45.50	49.01	
0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.73	34.31	34.81	35.50	36.20	36.90	37.59	38.30	41.79	45.31	48.84	
0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	58.78	35.27	35.77	36.48	37.20	37.90	38.61	39.33	42.91	46.52	50.14	
0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	72.21	35.42	35.93	36.64	37.37	38.08	38.80	39.53	43.14	46.79	50.47	
0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	58.01	35.33	35.83	36.54	37.26	37.97	38.67	39.40	42.97	46.58	50.20	
0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	41.96	34.15	34.65	35.34	36.04	36.73	37.42	38.13	41.61	45.11	48.62	
0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	73.42	35.48	35.99	36.70	37.43	38.14	38.86	39.59	43.20	46.85	50.53	
0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	73.40	35.48	35.99	36.70	37.43	38.14	38.86	39.59	43.20	46.85	50.53	
0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	71.77	35.71	36.22	36.94	37.66	38.38	39.09	39.82	43.43	47.09	50.76	
0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	54.75	34.56	35.07	35.77	36.49	37.19	37.90	38.62	42.18	45.77	49.37	
0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.82	34.57	35.07	35.76	36.46	37.15	37.85	38.55	42.04	45.54	49.06	
0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	71.95	35.71	36.22	36.94	37.66	38.38	39.10	39.82	43.44	47.09	50.77	
0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	71.95	35.71	36.22	36.94	37.66	38.38	39.10	39.82	43.44	47.09	50.77	

Anexos

SED	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)										
		2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
			CARGABILIDAD									
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	71.95	35.71	36.22	36.94	37.66	38.38	39.10	39.82	43.44	47.09	50.77
0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.96	34.67	35.16	35.86	36.56	37.25	37.94	38.65	42.13	45.64	49.16
0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	69.82	35.08	35.59	36.31	37.03	37.75	38.46	39.19	42.80	46.45	50.12
0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	45.46	34.33	34.83	35.52	36.23	36.92	37.62	38.33	41.83	45.35	48.88
0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	43.26	34.37	34.87	35.56	36.26	36.95	37.64	38.35	41.83	45.33	48.84
0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	50.99	21.33	21.63	22.05	22.47	22.89	23.31	23.74	25.85	27.98	30.11
0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	58.02	35.33	35.83	36.54	37.26	37.97	38.68	39.40	42.97	46.58	50.20
0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	59.13	34.96	35.47	36.17	36.89	37.60	38.31	39.03	42.61	46.22	49.85
0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	47.89	34.52	35.02	35.72	36.43	37.13	37.83	38.54	42.06	45.60	49.16
0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	58.07	34.52	35.03	35.74	36.46	37.17	37.88	38.60	42.17	45.78	49.41
0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	70.05	34.77	35.28	35.99	36.72	37.43	38.15	38.88	42.49	46.14	49.82
0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	68.91	34.73	35.24	35.95	36.68	37.39	38.11	38.83	42.45	46.09	49.76
0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	42.33	34.36	34.85	35.54	36.24	36.93	37.63	38.33	41.81	45.30	48.81
TRANSFORMADOR												
REDUCTOR DE TENSION	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	-	44.96	45.63	46.58	47.54	48.49	49.44	50.40	55.20	60.06	64.96

Fuente: Elaboración Propia

Anexo N°8: Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

Anexos

Reporte de Cargabilidad de LP y RP del Alimentador UR-02 para un escenario de Proyección de la demanda a un Horizonte de 20 años e

Infraestructura Eléctrica a 22.9 kV

		ANTES DE LA PROPUESTA (INFRAESTRUCTURA A 10 kV)	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)									
LP/RP	TRAMO - ZONA	2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
RP 0080174	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.84	1.12	1.13	1.16	1.18	1.20	1.22	1.25	1.36	1.47	1.59
LP-01-01	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	-	22.64	22.97	23.45	23.92	24.40	24.87	25.35	27.74	30.16	32.58
LP-01-02	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	126.69	22.00	22.33	22.79	23.25	23.71	24.17	24.64	26.97	29.31	31.67
LP-01-03	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.96	19.06	19.35	19.75	20.15	20.55	20.95	21.36	23.38	25.42	27.48
LP-01-04	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	112.12	18.88	19.16	19.56	19.96	20.35	20.75	21.15	23.16	25.18	27.21
LP-01-05	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	111.26	18.70	18.98	19.37	19.76	20.16	20.55	20.95	22.93	24.94	26.95
LP-01-06	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.97	18.42	18.70	19.08	19.48	19.86	20.25	20.64	22.60	24.57	26.56
LP-01-07	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	109.10	18.24	18.51	18.90	19.28	19.67	20.05	20.44	22.38	24.33	26.30
LP-01-08	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	104.69	17.40	17.66	18.02	18.39	18.76	19.12	19.49	21.33	23.20	25.07
LP-01-09	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.88	17.03	17.29	17.64	18.01	18.36	18.72	19.08	20.89	22.71	24.55
LP-01-10	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.04	16.67	16.92	17.27	17.62	17.97	18.32	18.68	20.44	22.23	24.03
LP-01-11	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.87	15.87	16.11	16.44	16.78	17.11	17.44	17.78	19.47	21.17	22.89
LP-01-12	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	96.26	15.76	16.00	16.33	16.66	16.99	17.32	17.66	19.33	21.03	22.73
LP-01-13	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	95.20	15.58	15.81	16.14	16.47	16.80	17.12	17.46	19.11	20.78	22.47
LP-01-14	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.03	15.21	15.44	15.76	16.08	16.40	16.72	17.05	18.67	20.30	21.95
LP-01-15	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	85.28	13.95	14.16	14.45	14.75	15.04	15.33	15.63	17.12	18.62	20.13
LP-01-16	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	84.12	13.76	13.97	14.26	14.55	14.84	15.13	15.42	16.89	18.37	19.86
LP-01-17	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	78.35	12.84	13.03	13.30	13.57	13.85	14.12	14.39	15.76	17.14	18.54
LP-01-18	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	77.18	12.65	12.84	13.11	13.38	13.64	13.91	14.18	15.53	16.90	18.28
LP-01-19	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	74.83	12.28	12.47	12.72	12.99	13.25	13.51	13.77	15.08	16.41	17.75
LP-01-19 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	40.19	12.28	12.47	12.73	12.99	13.25	13.51	13.77	15.08	16.41	17.75

Anexos

		ANTES DE LA PROPUESTA <i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
LP/RP	TRAMO - ZONA	2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
LP-01-19 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	103.34	12.30	12.48	12.74	13.00	13.26	13.52	13.78	15.09	16.42	17.76
LP-01-20	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	102.41	12.20	12.39	12.64	12.90	13.16	13.42	13.68	14.98	16.30	17.63
LP-01-21	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	101.47	12.11	12.29	12.54	12.80	13.06	13.31	13.57	14.87	16.17	17.49
LP-01-22	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	93.91	11.36	11.54	11.77	12.02	12.26	12.50	12.74	13.96	15.19	16.43
LP-01-23	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	92.00	11.18	11.35	11.58	11.82	12.06	12.29	12.53	13.73	14.94	16.16
LP-01-24	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	83.82	10.43	10.59	10.81	11.03	11.25	11.47	11.70	12.81	13.94	15.07
LP-01-25	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	82.84	10.34	10.49	10.71	10.93	11.15	11.37	11.59	12.70	13.81	14.94
LP-01-25 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	32.22	10.35	10.50	10.72	10.94	11.16	11.38	11.60	12.70	13.82	14.95
LP-01-26	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	31.43	10.16	10.31	10.53	10.74	10.96	11.17	11.39	12.48	13.57	14.68
LP-01-26 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	47.14	10.16	10.31	10.53	10.75	10.96	11.17	11.39	12.48	13.57	14.68
LP-01-27	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	45.95	9.98	10.13	10.34	10.55	10.76	10.98	11.19	12.25	13.33	14.42
LP-01-28	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.95	9.84	9.99	10.20	10.41	10.62	10.82	11.03	12.08	13.15	14.22
LP-01-29	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	-	9.79	9.94	10.14	10.35	10.56	10.76	10.97	12.02	13.07	14.14
LP-01-29 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	44.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LP-01-29 (2)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	43.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LP-02-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.82	0.78	0.80	0.81	0.83	0.85	0.86	0.88	0.96	1.04	1.13
LP-02-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.64	0.45	0.46	0.47	0.47	0.48	0.49	0.50	0.54	0.59	0.63
LP-02-2 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	3.28	0.45	0.46	0.47	0.47	0.48	0.49	0.50	0.54	0.59	0.63
LP-02-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.32	0.31	0.32	0.32	0.33	0.33	0.34	0.34	0.37	0.39	0.42
LP-02-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.04	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26	0.27	0.29	0.32	0.34
RP 0080175	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.91	1.05	1.06	1.09	1.11	1.13	1.15	1.17	1.28	1.39	1.50
RP 0080175-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.31	0.98	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	1.19	1.30	1.40
RP 0080176	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46
RP 0080176-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46
RP 0080177-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	11.08	4.09	4.15	4.23	4.31	4.40	4.48	4.57	4.99	5.41	5.84

Anexos

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)										
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)											
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)	
CARGABILIDAD													
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
RP 0080177-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	12.92	4.83	4.90	5.00	5.10	5.20	5.30	5.40	5.90	6.40	6.90	
RP 0080177-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46	
RP 0080178	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.84	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46	
RP 0080179	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.42	1.51	1.53	1.56	1.59	1.63	1.66	1.69	1.85	2.01	2.17	
RP 0080179-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.84	0.95	0.97	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.17	1.27	1.37	
RP 0080179-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.57	0.58	0.59	0.61	0.62	0.63	0.64	0.70	0.76	0.82	
RP 0080179-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.70	0.76	0.82	
RP 0080180	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.87	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.43	0.46	
RP 0080181	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.85	0.64	0.65	0.66	0.68	0.69	0.70	0.72	0.78	0.85	0.91	
RP 0080182	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.40	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.15	0.17	0.18	
RP 0080183	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.77	1.81	1.84	1.88	1.91	1.95	1.99	2.02	2.21	2.40	2.59	
RP 0080183-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.38	1.69	1.72	1.75	1.78	1.82	1.85	1.89	2.06	2.24	2.41	
RP 0080183-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.06	1.28	1.30	1.32	1.35	1.38	1.40	1.43	1.56	1.69	1.82	
RP 0080183-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.09	0.66	0.67	0.69	0.70	0.71	0.73	0.74	0.81	0.88	0.94	
RP 0080184	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.06	0.33	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.36	0.40	0.43	0.46	
RP 0080185	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.24	0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71	0.72	0.79	0.86	0.92	
RP 0080186	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.24	0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71	0.72	0.79	0.86	0.92	
RP 0080187	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.75	2.22	2.25	2.30	2.34	2.39	2.43	2.48	2.71	2.94	3.18	
RP 0080187-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.52	1.58	1.60	1.63	1.66	1.70	1.73	1.76	1.93	2.09	2.26	
RP 0080187-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.96	1.41	1.44	1.46	1.49	1.52	1.55	1.58	1.73	1.88	2.03	
RP 0080187-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.21	0.62	0.63	0.64	0.65	0.67	0.68	0.69	0.75	0.82	0.88	
RP 0080187-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.73	0.21	0.21	0.21	0.22	0.22	0.23	0.23	0.25	0.27	0.30	
RP 0080187-5	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.28	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11	
RP 0080188	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.13	0.33	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.36	0.40	0.43	0.46	
RP 0080189	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.61	0.42	0.43	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.51	0.56	0.60	

Anexos

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)										
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)											
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)	
		CARGABILIDAD											
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
RP 0080189-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.81	0.21	0.21	0.22	0.22	0.23	0.23	0.24	0.26	0.28	0.30	
RP 0080190	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.36	0.65	0.66	0.67	0.68	0.70	0.71	0.72	0.79	0.86	0.93	
RP 0080192	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.40	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.37	0.40	0.43	0.47	
RP 0080193	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.03	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.46	0.47	0.51	0.56	0.60	
RP 0080290	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.95	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.24	0.26	0.28	0.30	
RP 0080466	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.20	0.26	0.26	0.27	0.28	0.28	0.29	0.29	0.32	0.35	0.37	
RP 0080468-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	12.08	4.52	4.58	4.67	4.77	4.86	4.95	5.05	5.51	5.98	6.45	
RP 0080468-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	9.06	3.34	3.39	3.45	3.52	3.59	3.66	3.73	4.07	4.42	4.77	
RP 0080468-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	10.96	3.87	3.93	4.00	4.08	4.16	4.24	4.32	4.72	5.11	5.51	
RP 0080468-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.13	2.51	2.55	2.60	2.65	2.70	2.75	2.81	3.06	3.32	3.58	
RP 0080468-5	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.35	1.89	1.91	1.95	1.99	2.03	2.07	2.11	2.30	2.49	2.69	
RP 0080468-6	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.84	1.71	1.73	1.77	1.80	1.84	1.87	1.91	2.08	2.26	2.43	
RP 0080468-7	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	6.28	2.38	2.41	2.46	2.51	2.56	2.60	2.65	2.90	3.14	3.39	
RP 0080468-8	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.27	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.59	0.63	0.68	
RP 0080468-9	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.43	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.20	0.21	0.23	
RP 0080482	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.49	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.13	0.14	
RP 0080485	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.93	0.21	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.24	0.26	0.28	0.30	
RP 0080488	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.56	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.20	0.22	0.23	
RP 0080489	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46	
RP 0080506	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.92	0.37	0.37	0.38	0.39	0.40	0.40	0.41	0.45	0.49	0.53	
RP 0080526	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.57	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.20	0.22	0.23	
RP 0080552	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.34	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	
RP 0080559	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.90	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.43	0.46	
RP 0080564	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.43	0.46	
RP 0080578	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	-	0.23	0.23	0.24	0.24	0.24	0.25	0.25	0.28	0.30	0.33	

Anexos

		ANTES DE LA PROPUESTA <i>(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)</i>	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV <i>(INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)</i>									
LP/RP	TRAMO - ZONA	2023	2023	AÑO 0 (2024)	AÑO 1 (2025)	AÑO 2 (2026)	AÑO 3 (2027)	AÑO 4 (2028)	AÑO 5 (2029)	AÑO 10 (2034)	AÑO 15 (2039)	AÑO 20 (2044)
		CARGABILIDAD										
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
RP 0080578 (1)	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RP 0080579	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.32	0.42	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.51	0.55	0.59
RP 0080580	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.85	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	0.35	0.36	0.39	0.42	0.46
RP 0080581	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.43	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.62	0.67	0.72
RP 0080583	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.60	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19	0.21	0.22
RP 0080584	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.74	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.19	0.21	0.23
RP 0080606	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.85	0.53	0.53	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.64	0.70	0.75
RP 0080606-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.49	0.42	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.51	0.56	0.60
RP 0080606-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.93	0.24	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26	0.29	0.31	0.33
RP 0080606-3	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16
RP 0080606-4	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16
RP 0080623	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	5.01	1.90	1.92	1.96	2.00	2.04	2.08	2.12	2.31	2.51	2.71
RP 0080623-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.23	1.08	1.10	1.12	1.14	1.16	1.18	1.21	1.32	1.43	1.54
RP 0080672	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.59	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16
RP 0080673	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.59	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16
RP 0080674	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.29	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.08	0.08
RP 0080683	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.76	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.62	0.67	0.73
RP 0080683-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.56	0.30	0.31	0.31	0.32	0.33	0.33	0.34	0.37	0.40	0.43
RP 0080723	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.28	0.42	0.43	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.51	0.55	0.60
RP 0080731	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.45	0.30	0.30	0.31	0.31	0.32	0.33	0.33	0.36	0.39	0.42
RP 0080731-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.67	0.15	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.18	0.19	0.20
RP 0080731-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07
RP 0080732	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07
RP 0080733	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.45	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.12	0.13
RP 0080733-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.22	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07

Anexos

LP/RP	TRAMO - ZONA	ANTES DE LA PROPUESTA	PROPUESTA DE CAMBIO DE NIVEL DE TENSION DE 10 kV - 22.9 kV (INFRAESTRUCTURA ELECTRICA A 22.9 kV)										
		(INFRAESTRUCTURA A 10 kV)											
		2023	2023	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20	
				(2024)	(2025)	(2026)	(2027)	(2028)	(2029)	(2034)	(2039)	(2044)	
		CARGABILIDAD											
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
RP 0080820	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.86	0.28	0.28	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31	0.34	0.37	0.40	
RP 0080852	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.92	0.42	0.43	0.44	0.44	0.45	0.46	0.47	0.51	0.56	0.60	
RP 0080862	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.81	0.64	0.65	0.66	0.68	0.69	0.70	0.72	0.78	0.85	0.91	
RP 0080863	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.29	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.59	0.63	0.68	
RP 0080886	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.61	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.22	0.22	0.24	0.26	0.28	
RP 0080941	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.46	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15	0.17	
RP 0081004	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.18	0.33	0.33	0.34	0.34	0.35	0.36	0.36	0.40	0.43	0.47	
RP 0081007	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.15	0.38	0.39	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.47	0.51	0.55	
RP 0081076	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.66	1.28	1.30	1.32	1.35	1.38	1.40	1.43	1.56	1.70	1.83	
RP 0081076-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	4.23	1.10	1.12	1.14	1.17	1.19	1.21	1.23	1.35	1.46	1.58	
RP 0081138	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	2.79	0.65	0.66	0.67	0.69	0.70	0.71	0.73	0.79	0.86	0.93	
RP 0081155	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	7.58	1.67	1.69	1.73	1.76	1.80	1.83	1.86	2.04	2.21	2.39	
RP 0081205	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	1.00	0.43	0.44	0.45	0.46	0.46	0.47	0.48	0.53	0.57	0.61	
RP 0081205-1	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.90	0.23	0.23	0.23	0.24	0.24	0.25	0.25	0.27	0.30	0.32	
RP-2	URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9 KV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

Fuente: Elaboración Propia

Anexos

Anexo N°9: Resultados de Flujo de Potencia del Alimentador UR-02 a 22.9 kV para el Año 2044

							DIGSILENT	Proyecto:	
							PowerFactory		
							2021 SP2	Fecha: 19/12/2024	
Cálculo de Flujo de Carga					Informe del Sistema Completo: Perfiles de Tensión, Intercambio entre Nivel				
Flujo de carga AC, desbalanceado, trifásico (ABC)					Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No				
Ajuste automático de taps de transformadores No					Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.				
Considerar límites de potencia reactiva No					Ecuaciones de Barras (AT) 1.00 kVA				
					Ecuaciones del Modelo 0.10 %				
Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044)					Anexo: / 1				
	Vnom.	Voltaje de Barra			Desviación del Voltaje [%]				
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
BARRA 22.9 KV SET URUBAMBA									
	22.90	1.031	23.57-155.29						
BARRA OLLANTAYTAMBO 10 KV									
	10.00	0.974	9.72-158.03						
BARRA OLLANTAYTAMBO 22.9 KV									
	22.90	0.983	22.46-156.53						
NBT 0080175									
	0.38	1.008	0.38	53.54					
NBT 0080176									
	0.38	1.009	0.38	53.54					
NBT 0080177									
	0.38	1.008	0.38	53.54					
NBT 0080178									
	0.38	1.009	0.38	53.54					
NBT 0080179									
	0.38	1.005	0.38	53.43					
NBT 0080180									
	0.38	1.006	0.38	53.48					
NBT 0080181									
	0.22	1.003	0.22	53.38					

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:									
/ 2									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]		+10
							0	+5	
NBT 0080182	0.22	1.001	0.22	53.33					
NBT 0080183	0.22	0.999	0.22	53.16					
NBT 0080184	0.38	0.995	0.38	53.18					
NBT 0080185	0.38	0.992	0.38	53.11					
NBT 0080186	0.22	0.991	0.22	53.10					
NBT 0080187	0.22	0.991	0.22	53.10					
NBT 0080188	0.22	0.991	0.22	53.10					
NBT 0080189	0.38	0.990	0.38	53.05					
NBT 0080190	0.22	0.989	0.22	53.04					
NBT 0080192	0.22	0.984	0.22	52.89					
NBT 0080193	0.38	0.981	0.37	52.82					
NBT 0080290	0.22	0.984	0.22	52.90					
NBT 0080466	0.38	0.980	0.37	52.79					
NBT 0080468	0.38	1.007	0.38	53.54					
NBT 0080482	0.22	0.977	0.21	52.71					
NBT 0080485	0.38	0.985	0.37	52.91					
NBT 0080488									

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 3									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%] 0	+5	+10
NBT 0080489	0.22	0.992	0.22	53.10					
NBT 0080506	0.22	1.008	0.22	53.54					
NBT 0080526	0.44	0.978	0.43	157.33					
NBT 0080552	0.38	0.991	0.38	53.10					
NBT 0080559	0.22	1.001	0.22	157.11					
NBT 0080564	0.22	1.005	0.22	53.43					
NBT 0080578	0.38	1.007	0.38	53.54					
NBT 0080579	0.44	0.976	0.43	157.37					
NBT 0080580	0.22	1.000	0.22	53.34					
NBT 0080581	0.22	1.008	0.22	53.52					
NBT 0080583	0.22	1.005	0.22	53.43					
NBT 0080584	0.22	0.990	0.22	53.05					
NBT 0080606	0.22	0.983	0.22	52.87					
NBT 0080623	0.22	0.989	0.22	157.22					
NBT 0080672	0.22	1.007	0.22	53.54					
NBT 0080673	0.44	0.983	0.43	157.23					
	0.44	0.983	0.43	157.23					

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:									
/ 4									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]		+10
							0	+5	
NBT 0080674	0.44	0.982	0.43	-157.47					
NBT 0080683	0.38	0.993	0.38	53.14					
NBT 0080723	0.44	1.005	0.44	-156.68					
NBT 0080731	0.44	0.982	0.43	-157.47					
NBT 0080732	0.44	0.982	0.43	-157.47					
NBT 0080733	0.44	0.982	0.43	-157.47					
NBT 0080820	0.22	1.003	0.22	-156.84					
NBT 0080852	0.22	0.984	0.22	52.89					
NBT 0080862	0.22	1.004	0.22	53.41					
NBT 0080863	0.22	1.007	0.22	-126.50					
NBT 0080886	0.22	0.999	0.22	53.54					
NBT 0080941	0.22	0.989	0.22	-157.22					
NBT 0081004	0.38	0.990	0.38	53.04					
NBT 0081007	0.22	1.000	0.22	-126.66					
NBT 0081076	0.22	0.990	0.22	53.06					
NBT 0081138	0.22	0.984	0.22	52.89					
NBT 0081155									

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 5									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%] 0	+5	+10
NBT 0081205	0.22	0.984	0.22	52.90					
NMT 0080175	0.22	1.008	0.22	-126.46					
NMT 0080176	22.90	1.014	23.19	-155.71					
NMT 0080177	22.90	1.015	23.21	-155.70					
NMT 0080178	22.90	1.015	23.20	-155.70					
NMT 0080179	22.90	1.015	23.21	-155.70					
NMT 0080180	22.90	1.011	23.12	-155.80					
NMT 0080181	22.90	1.013	23.16	-155.76					
NMT 0080182	22.90	1.009	23.07	-155.86					
NMT 0080183	22.90	1.007	23.03	-155.90					
NMT 0080184	22.90	1.007	23.01	-155.89					
NMT 0080185	22.90	1.002	22.89	-156.05					
NMT 0080186	22.90	0.999	22.82	-156.13					
NMT 0080187	22.90	0.998	22.82	-156.13					
NMT 0080188	22.90	0.998	22.81	-156.13					
NMT 0080189	22.90	0.998	22.81	-156.13					
	22.90	0.997	22.79	-156.17					

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:									
/ 6									
	Vnom. [kV]	Voltaje [p.u.]	de Barra [kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]			
						0	+5	+10	
NMT 0080190	22.90	0.996	22.77-156.19						
NMT 0080192	22.90	0.991	22.64-156.34						
NMT 0080193	22.90	0.988	22.58-156.40						
NMT 0080290	22.90	0.992	22.65-156.32						
NMT 0080466	22.90	0.987	22.56-156.43						
NMT 0080468	22.90	1.013	23.17-155.71						
NMT 0080482	22.90	0.984	22.48-156.51						
NMT 0080485	22.90	0.992	22.66-156.31						
NMT 0080488	22.90	0.999	22.82-156.13						
NMT 0080489	22.90	1.015	23.19-155.70						
NMT 0080506	22.90	0.985	22.51-156.47						
NMT 0080526	22.90	0.998	22.81-156.13						
NMT 0080552	22.90	1.014	23.19-155.71						
NMT 0080559	22.90	1.011	23.12-155.80						
NMT 0080564	22.90	1.013	23.16-155.71						
NMT 0080578	22.90	0.983	22.46-156.53						
NMT 0080579									

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 7									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.] [kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%] 0	+5	+10		
NMT 0080580	22.90	1.007	23.02-155.89						
NMT 0080581	22.90	1.014	23.19-155.72						
NMT 0080583	22.90	1.011	23.12-155.80						
NMT 0080584	22.90	0.997	22.79-156.17						
NMT 0080606	22.90	0.990	22.63-156.35						
NMT 0080623	22.90	0.998	22.81-156.13						
NMT 0080672	22.90	1.013	23.17-155.71						
NMT 0080673	22.90	0.991	22.63-156.35						
NMT 0080674	22.90	0.991	22.63-156.35						
NMT 0080683	22.90	0.991	22.64-156.35						
NMT 0080723	22.90	1.000	22.85-156.09						
NMT 0080731	22.90	1.014	23.17-155.71						
NMT 0080732	22.90	0.991	22.63-156.35						
NMT 0080733	22.90	0.991	22.63-156.35						
NMT 0080820	22.90	0.991	22.63-156.36						
NMT 0080852	22.90	1.014	23.17-155.71						
	22.90	0.991	22.65-156.33						

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:									
/ 8									
	Vnom. [kV]	Voltaje [p.u.]	de Barra [kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]	0	+5	+10
NMT 0080862	22.90	1.010	23.10-155.83						
NMT 0080863	22.90	1.014	23.17-155.74						
NMT 0080886	22.90	1.004	22.94-156.00						
NMT 0080941	22.90	0.998	22.81-156.13						
NMT 0081004	22.90	0.997	22.78-156.18						
NMT 0081007	22.90	1.007	23.01-155.89						
NMT 0081076	22.90	0.997	22.78-156.17						
NMT 0081138	22.90	0.991	22.64-156.34						
NMT 0081155	22.90	0.991	22.65-156.33						
NMT 0081205	22.90	1.014	23.19-155.71						
NMT 10724	22.90	1.004	22.94-156.00						
NMT 11241	22.90	0.997	22.78-156.17						
NMT 11242	22.90	0.997	22.78-156.17						
NMT 11587	22.90	0.990	22.62-156.35						
NMT 11605	22.90	0.988	22.57-156.41						
NMT 11831	22.90	1.013	23.17-155.71						
NMT 12313									

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 9									
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.] [kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%] 0	+5	+10		
NMT 12364	22.90	1.015	23.20-155.70						
NMT 12366	22.90	1.015	23.21-155.70						
NMT 12367	22.90	1.015	23.21-155.70						
NMT 12369	22.90	0.991	22.63-156.35						
NMT 12370	22.90	0.991	22.64-156.35						
NMT 12371	22.90	1.015	23.21-155.70						
NMT 12372	22.90	0.991	22.64-156.34						
NMT 12373	22.90	1.014	23.19-155.72						
NMT 12374	22.90	1.014	23.17-155.74						
NMT 12378	22.90	1.013	23.16-155.76						
NMT 12382	22.90	1.011	23.12-155.80						
NMT 12383	22.90	1.010	23.10-155.83						
NMT 12385	22.90	1.009	23.07-155.86						
NMT 12386	22.90	1.002	22.89-156.05						
NMT 12392	22.90	0.999	22.82-156.13						
NMT 12400	22.90	0.998	22.82-156.13						
	22.90	0.998	22.81-156.13						

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:										/ 10
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]				+10
NMT 12427	22.90	0.992	22.66-156.31							
NMT 12431	22.90	0.987	22.56-156.43							
NMT 12480	22.90	0.991	22.65-156.33							
NMT 13778	22.90	1.014	23.19-155.71							
NMT 1727	22.90	1.014	23.17-155.71							
NMT 1729	22.90	1.014	23.18-155.71							
NMT 1730	22.90	1.014	23.17-155.71							
NMT 1826	22.90	0.991	22.65-156.33							
NMT 1827	22.90	0.992	22.65-156.32							
NMT 1885	22.90	1.015	23.21-155.70							
NMT 1906	22.90	1.011	23.12-155.80							
NMT 1918	22.90	1.008	23.03-155.90							
NMT 1923	22.90	1.007	23.03-155.90							
NMT 1928	22.90	1.007	23.02-155.89							
NMT 1935	22.90	1.007	23.01-155.89							
NMT 1973	22.90	1.000	22.86-156.09							
NMT 1977										

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:										/ 11
	Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]		+10	
	22.90	0.999	22.83	-156.13						
NMT 2002	22.90	0.998	22.81	-156.13						
NMT 2010	22.90	0.997	22.79	-156.17						
NMT 2014	22.90	0.997	22.79	-156.17						
NMT 2018	22.90	0.997	22.78	-156.18						
NMT 2019	22.90	0.996	22.77	-156.19						
NMT 2024	22.90	0.996	22.76	-156.20						
NMT 2028	22.90	0.995	22.74	-156.23						
NMT 2040	22.90	0.991	22.64	-156.34						
NMT 2047	22.90	0.990	22.63	-156.35						
NMT 2057	22.90	0.988	22.58	-156.40						
NMT 2075	22.90	0.985	22.51	-156.47						
NMT 2119	22.90	0.984	22.48	-156.51						
NMT 5795	22.90	0.999	22.82	-156.13						
NMT 5933	22.90	0.000	0.00	0.00						
NMT 5934	22.90	0.000	0.00	0.00						
NMT 6421	22.90	1.011	23.12	-155.80						

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo:										/ 12
	Vnom. [kV]	Voltaje [p.u.]	de Barra [kV] [deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%]				+10
NMT 6782	22.90	0.998	22.81-156.13							
NMT 6793	22.90	0.998	22.81-156.13							
NMT 6841	22.90	1.013	23.17-155.71							
NMT 6843	22.90	1.013	23.17-155.71							
NMT 7154	22.90	0.991	22.63-156.35							
NMT 7194	22.90	1.000	22.85-156.09							
NMT 7504	22.90	0.991	22.63-156.35							
NMT 7509	22.90	0.991	22.63-156.35							
NMT 8460	22.90	1.014	23.17-155.71							
NMT 9172	22.90	1.015	23.22-155.69							
NMT 9190	22.90	1.014	23.19-155.71							
NMT 9191	22.90	1.014	23.19-155.71							
NMT 9199	22.90	1.015	23.19-155.70							
NMT 9219	22.90	1.011	23.12-155.80							
NMT 9230	22.90	0.998	22.82-156.13							
NMT 9240	22.90	0.998	22.81-156.13							
NMT 9258										

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 13									

	Vnom.	Voltaje de Barra		Desviación del Voltaje [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	0	+5	+10	

	22.90	0.991	22.64-156.34						
NMT 9259									
	22.90	0.991	22.64-156.34						

						DIGSILENT		Proyecto:			
						PowerFactory		-----			
						2021 SP2		Fecha: 19/12/2024			

Cálculo de Flujo de Carga						Informe del Sistema Completo: Perfiles de Tensión, Intercambio entre Nivel					

Flujo de carga AC, desbalanceado, trifásico (ABC)						Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No					
Ajuste automático de taps de transformadores No						Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.					
Considerar límites de potencia reactiva No						Ecuaciones de Barras (AT)		1.00 kVA			
						Ecuaciones del Modelo		0.10 %			

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA						Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 14					

Nivel	Generación	Carga	Carga	Compen-	Alimentad.	Intercambio	Intercambio	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	
Voltaje		Motor		sación	Externo		de Potencia	Totales	con Carga	sin Carga	
	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	con	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	
	[kV]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]		[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	

0.22	0.00	0.00	1027.95	0.00	0.00	22.90 kV		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	337.87	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
							-1027.95	11.23	0.00	11.23	
							-337.87	45.45	16.09	29.36	

0.38	0.00	0.00	435.96	0.00	0.00	22.90 kV		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	143.29	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
							-435.96	5.18	0.00	5.18	
							-143.29	21.23	6.80	14.43	

0.44	0.00	0.00	58.52	0.00	0.00	22.90 kV		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	19.23	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
							-58.52	0.80	-0.00	0.80	
							-19.23	3.36	0.87	2.49	

Red: URUBAMBA - OLLANTAYTario del Sistema: URUBAMBA - OLLA Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 15										
Nivel Generación	Carga	Carga	Compen-	Alimentad.	Intercambio	Intercambio	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	
Voltaje	Motor	Motor	sación	Externo	con	de Potencia	Totales	con Carga	sin Carga	
[kW]/ [kV]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	
10.00	0.00	0.00	1194.70	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	392.68	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					22.90 kV	-1194.70	1.21	0.00	1.21	
						-392.68	54.33	35.24	19.09	
22.90	0.00	0.00	0.00	0.00	2901.88		84.94	84.94	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	1014.44		-31.91	78.46	-110.38	
						0.22 kV	1039.18	11.23	0.00	11.23
							383.32	45.45	16.09	29.36
						0.38 kV	441.14	5.18	0.00	5.18
							164.53	21.23	6.80	14.43
						0.44 kV	59.32	0.80	-0.00	0.80
							22.60	3.36	0.87	2.49
						10.00 kV	1195.91	1.21	0.00	1.21
							447.01	54.33	35.24	19.09
						URUBAMBA 10 KV	81.38	36.26	36.26	-0.00
							28.90	25.15	33.67	-8.53
Total	0.00	0.00	2717.12	0.00	2901.88		81.38	103.37	84.94	18.43
	0.00	0.00	893.08	0.00	1014.44		28.90	92.46	137.47	-45.00
						URUBAMBA 10 KV	81.38	36.26	36.26	-0.00
							28.90	25.15	33.67	-8.53

								DIGSILENT	Proyecto:	
								PowerFactory		
								2021 SP2	Fecha: 19/12/2024	
Cálculo de Flujo de Carga						Informe del Sistema Completo: Perfiles de Tensión, Intercambio entre Nivel				
Flujo de carga AC, desbalanceado, trifásico (ABC)						Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No				
Ajuste automático de taps de transformadores No						Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.				
Considerar límites de potencia reactiva No						Ecuaciones de Barras (AT) 1.00 kVA				
						Ecuaciones del Modelo 0.10 %				
Red: URUBAMBA 10 KV Escenario del Sistema: URUBAMBA 10 KV						Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044)			Anexo: / 28	
Nivel Generación	Carga	Carga	Compen-	Alimentad.	Intercambio con	Intercambio de Potencia	Pérdidas Totales	Pérdidas con Carga	Pérdidas sin Carga	
Voltaje		Motor	sación	Externo						
[kW]/[kV]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]						
0.22	0.00	0.00	80.31	0.00	22.90 kV	-80.31	1.07	-0.00	1.07	
	0.00	0.00	26.40	0.00						
						-26.40	2.66	1.22	1.45	
0.38	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00						
10.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	0.00	-0.00						
22.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22 kV	81.38	-0.16	0.00	-0.16	
	0.00	0.00	0.00	0.00						
					URUBAMBA - OLLA	-81.38	36.26	36.26	-0.00	
						-28.90	25.15	33.67	-8.53	

Red: URUBAMBA 10 KV Escenario del Sistema: URUBAMBA 10 KV Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 29										
Nivel Generación	Carga	Carga	Compen-	Alimentad.	Intercambio	Intercambio	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas	
Voltaje	Motor		sación	Externo	con	de Potencia	Totales	con Carga	sin Carga	
[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/		[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	
[kV] [kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	

Total	0.00	0.00	80.31	0.00	0.00	-81.38	1.07	0.00	1.07	
	0.00	0.00	26.40	0.00	-0.00	-28.90	2.50	1.22	1.28	
						URUBAMBA - OLLA	-81.38	36.26	36.26	-0.00
							-28.90	25.15	33.67	-8.53

					DIGSILENT		Proyecto:				
					PowerFactory		-----				
					2021 SP2		Fecha: 19/12/2024				

Cálculo de Flujo de Carga					Informe del Sistema Completo: Perfiles de Tensión, Intercambio entre Nivel						

Flujo de carga AC, desbalanceado, trifásico (ABC)					Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No						
Ajuste automático de taps de transformadores No					Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.						
Considerar límites de potencia reactiva No					Ecuaciones de Barras (AT) 1.00 kVA						
					Ecuaciones del Modelo 0.10 %						

Resumen del Sistema Total					Caso de Estudio: Maxima Demanda (2044) Anexo: / 30						

Generación		Carga	Carga	Compen-	Alimentador	Flujo Inter	Pérdidas	Pérdidas	Pérdidas		
		Motor		sación	Externo	Área	Totales	con Carga	sin Carga		
[kW]/		[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/	[kW]/		
[kvar]		[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]	[kvar]		

\Usuario\TESIS CAMBIO DE NIVEL DE TENSION PRUEBA\ALIMENTADOR UR-02 ELSE\Modelo de Red\Datos de Red\URUBAMBA - OLLANTAYTAMBO 22.9											
0.00		0.00	2717.12	0.00	2901.88	81.38	103.37	84.94	18.43		
0.00		0.00	893.08	0.00	1014.44	28.90	92.46	137.47	-45.00		

\Usuario\TESIS CAMBIO DE NIVEL DE TENSION PRUEBA\ALIMENTADOR UR-02 ELSE\Modelo de Red\Datos de Red\URUBAMBA 10 KV											
0.00		0.00	80.31	0.00	0.00	-81.38	1.07	0.00	1.07		
0.00		0.00	26.40	0.00	-0.00	-28.90	2.50	1.22	1.28		

Total											
0.00		0.00	2797.43	0.00	2901.88		104.44	84.94	19.50		
0.00		0.00	919.47	0.00	1014.44		94.97	138.69	-43.72		

Anexos

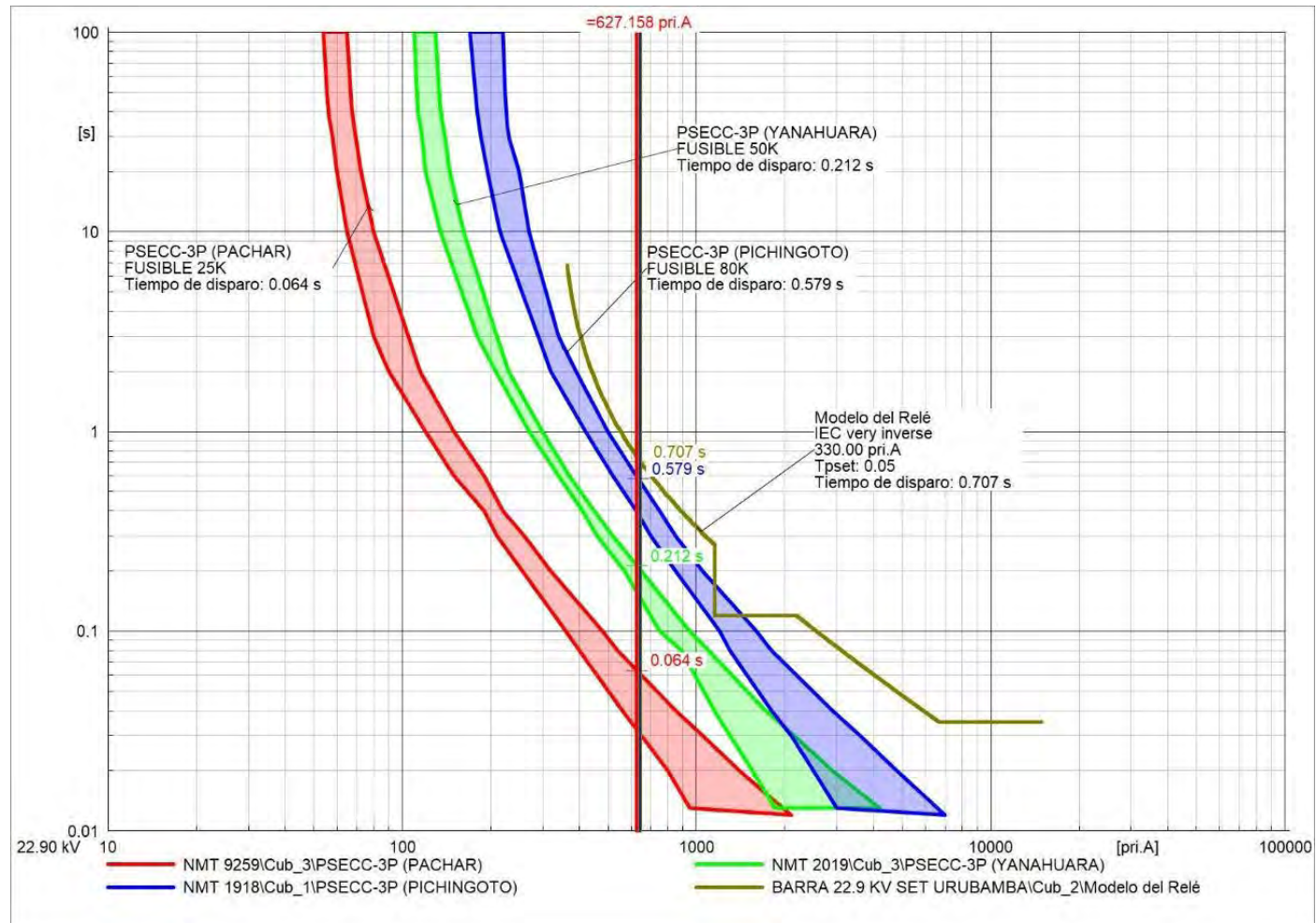
Anexo N°10: Estudio de la Coordinación de Protección para el Alimentador UR-02 Operando a 22.9 kV.

Anexos

Anexo N°10.1: Coordinación de Protección - Falla entre Fases

Anexos

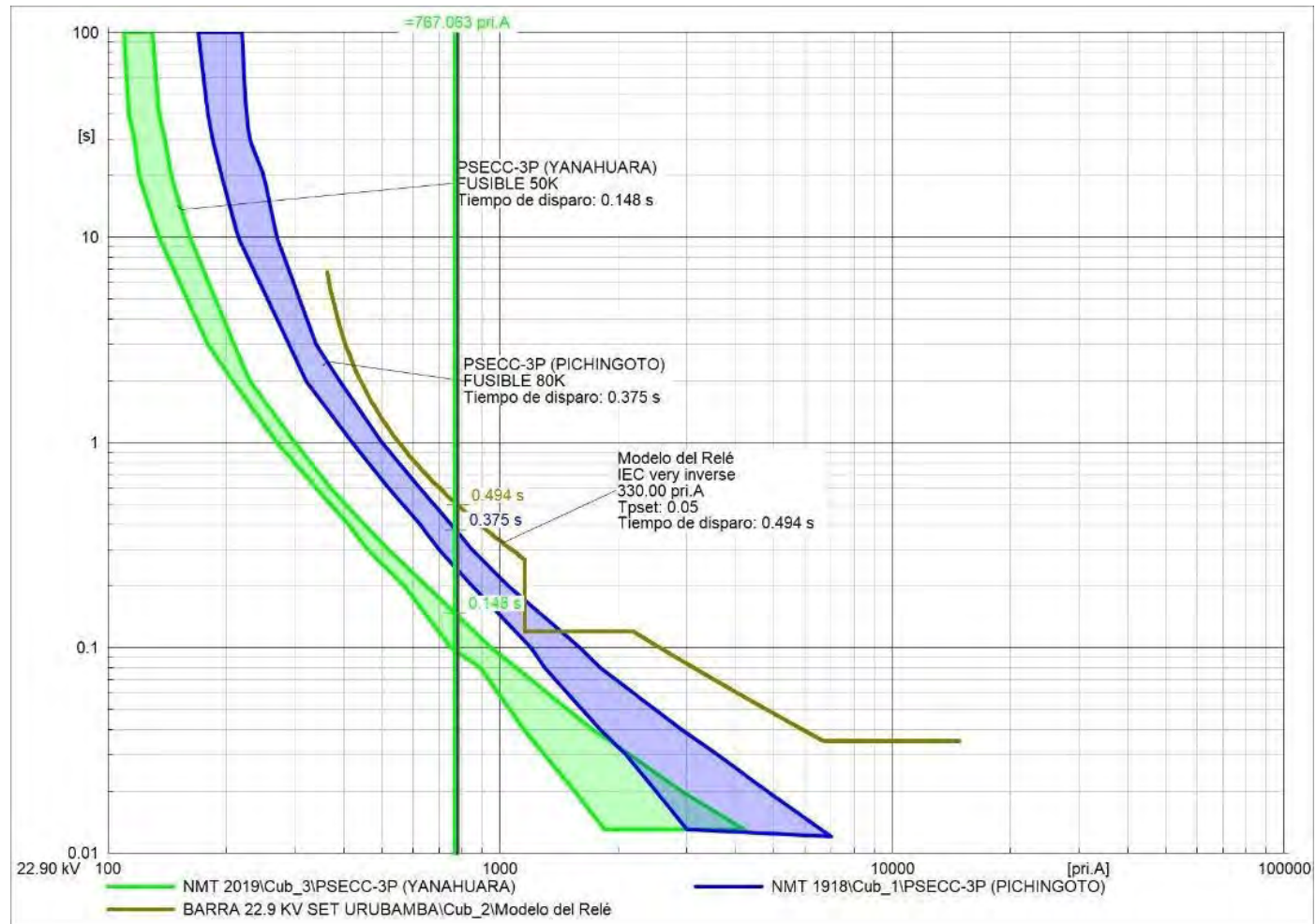
Coordinación Fusible - Relé frente a un C.C. 2F en la Barra Ollantaytambo 22.9 kV - Falla entre Fases



Fuente: Elaboración Propia Simulación en Digsilent Power Factory 2021

Anexos

Coordinación Fusible - Relé frente a un C.C. 2F en el NMT 12427 - Falla entre Fases



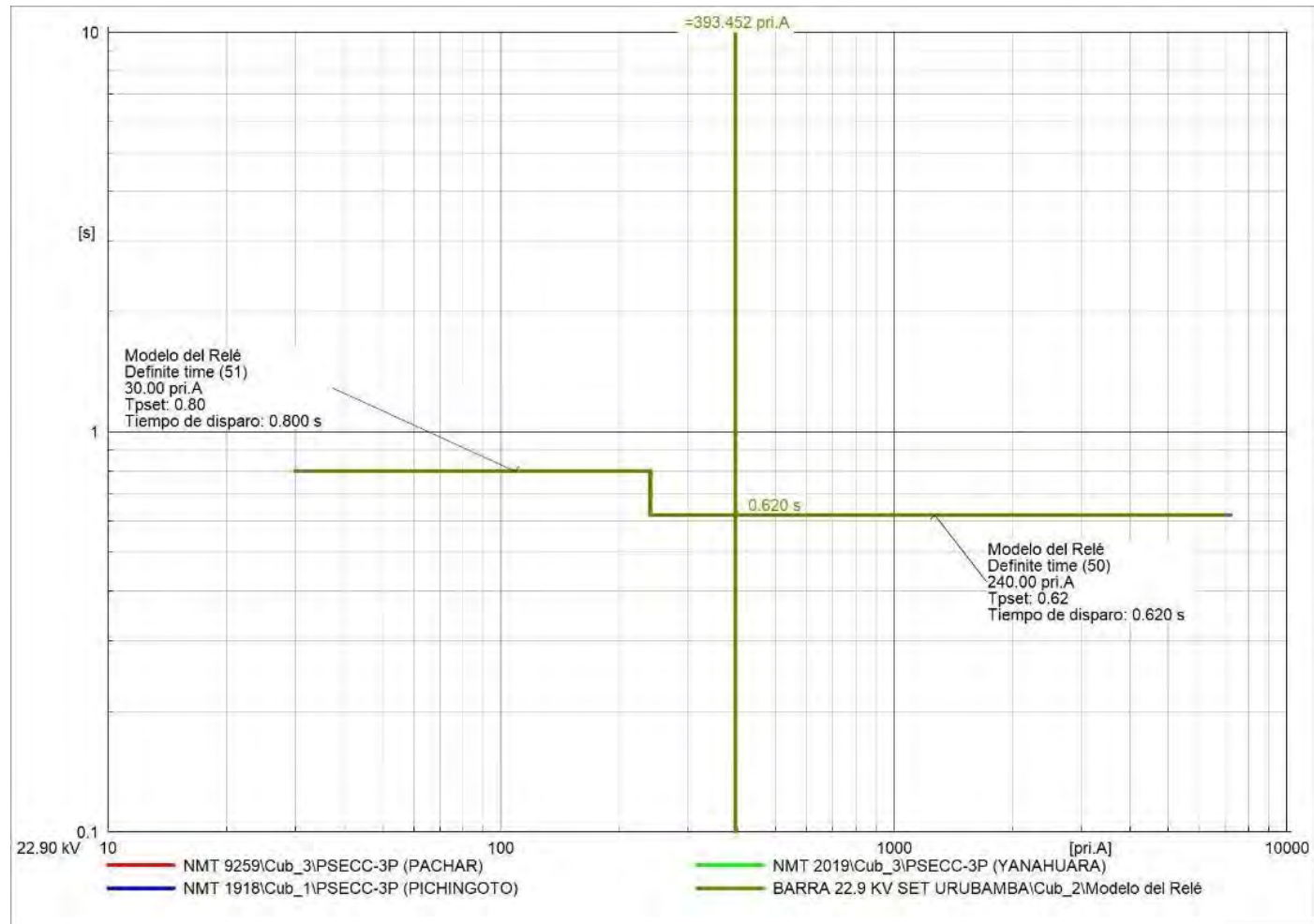
Fuente: Elaboración Propia Simulación en Digsilent Power Factory 2021

Anexos

Anexo N°10.2: Coordinación de Protección - Falla a Tierra

Anexos

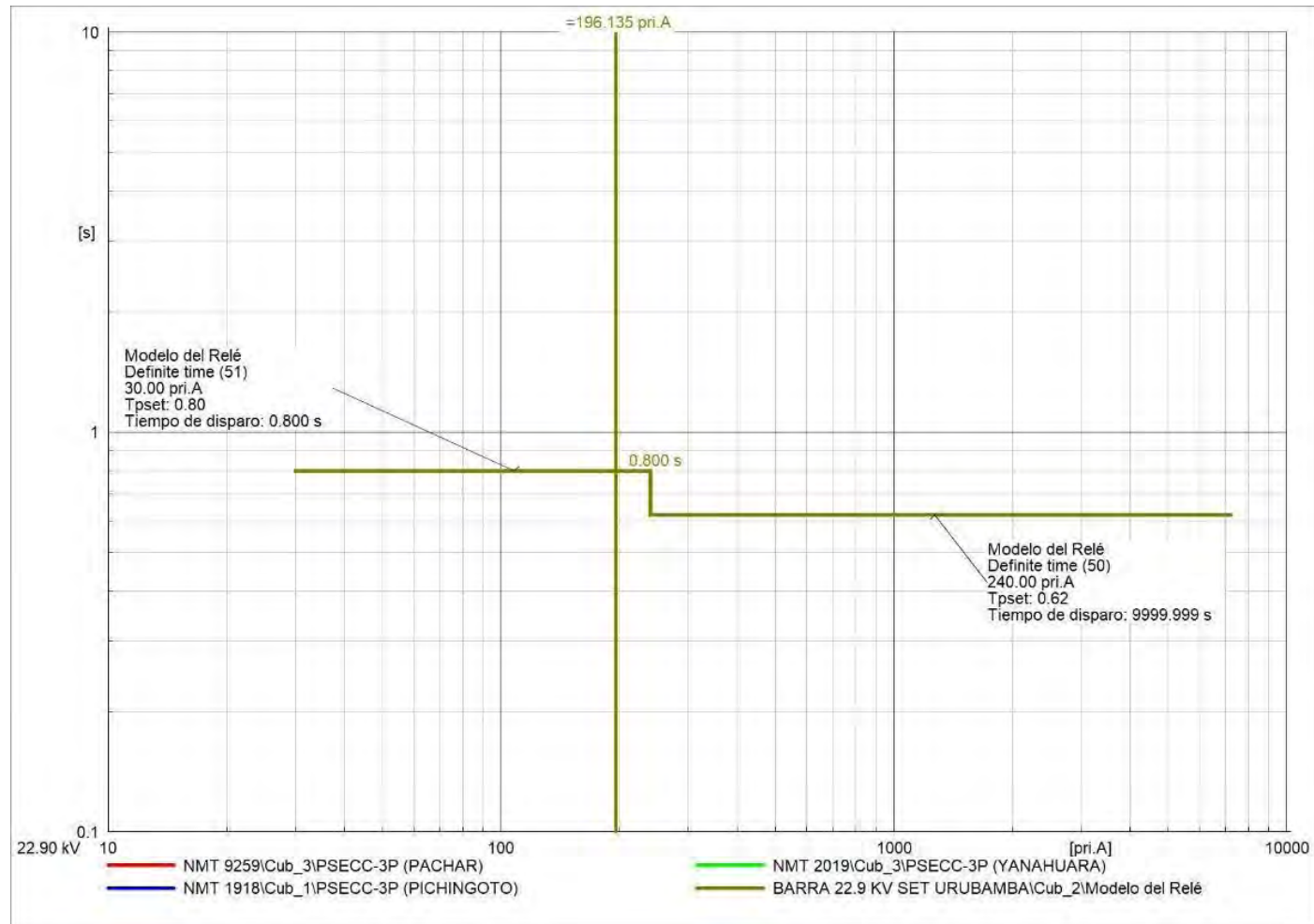
Coordinación Falla a Tierra - C.C. 2F a 0 Ohm en la Barra Ollantaytambo 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Simulación en Digsilent Power Factory 2021

Anexos

Coordinación Falla a Tierra - C.C. 1F a 50 Ohm en la Barra Ollantaytambo 22.9 kV



Fuente: Elaboración Propia Simulación en Digsilent Power Factory 2021

Anexos

Anexo N°11: Costos Incrementales de la Evaluación Económica

COSTOS INCREMENTALES																						
RUBRO	COMPONENTE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
B	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (S/.)																					
	Compra de Energía y Potencia		4,435,285.17	4,602,107.76	4,775,745.14	4,956,475.68	5,144,589.15	5,340,387.14	5,544,183.57	5,756,305.17	5,977,092.04	6,206,898.15	6,446,091.94	6,695,056.91	6,954,192.21	7,223,913.31	7,504,652.63	7,796,860.29	8,101,004.76	8,417,573.67	8,747,074.57	9,090,035.72
1	Compra de Energía y Potencia		4,435,285.17	4,602,107.76	4,775,745.14	4,956,475.68	5,144,589.15	5,340,387.14	5,544,183.57	5,756,305.17	5,977,092.04	6,206,898.15	6,446,091.94	6,695,056.91	6,954,192.21	7,223,913.31	7,504,652.63	7,796,860.29	8,101,004.76	8,417,573.67	8,747,074.57	9,090,035.72
2	Costo de Operación y Mantenimiento		138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57	138,456.57
3	Impuesto a la Renta		1,942,026.91	2,023,260.58	2,107,770.82	2,195,691.15	2,287,160.56	2,382,323.70	2,481,331.13	2,584,339.55	2,691,512.09	2,803,018.51	2,919,035.51	3,039,747.00	3,165,344.42	3,296,027.01	3,432,002.16	3,573,485.71	3,720,702.33	3,873,885.87	4,033,279.70	4,199,137.17
C	TOTAL COSTO DEL PROYECTO	6,922,828.40	6,515,768.64	6,763,824.91	7,021,972.53	7,290,623.41	7,570,206.28	7,861,167.41	8,163,971.26	8,479,101.29	8,807,060.70	9,148,373.22	9,503,584.01	9,873,260.48	10,257,993.20	10,658,396.89	11,075,111.36	11,508,802.57	11,960,163.66	12,429,916.11	12,918,810.84	13,427,629.46
D	COSTOS SIN PROYECTOS	0.00	6,862,975.11	7,118,120.55	7,383,646.93	7,659,977.99	7,947,554.80	8,246,836.41	8,558,300.64	8,882,444.83	9,219,786.62	9,570,864.82	9,936,240.20	10,316,496.49	10,712,241.24	11,124,106.79	11,552,751.35	11,998,859.99	12,463,145.77	12,946,350.89	13,449,247.84	13,972,640.68
	Compra de Energía y Potencia		4,688,017.72	4,864,346.24	5,047,877.87	5,237,939.44	5,437,739.44	5,644,694.44	5,860,103.65	6,084,312.42	6,317,680.22	6,560,581.20	6,813,404.79	7,076,556.35	7,350,457.77	7,636,548.18	7,932,284.66	8,241,142.97	8,562,618.28	8,897,226.00	9,245,502.60	9,608,006.46
1	Compra de Energía y Potencia		4,688,017.72	4,864,346.24	5,047,877.87	5,238,906.85	5,437,739.44	5,644,694.44	5,860,103.65	6,084,312.42	6,317,680.22	6,560,581.20	6,813,404.79	7,076,556.35	7,350,457.77	7,636,548.18	7,932,284.66	8,241,142.97	8,562,618.28	8,897,226.00	9,245,502.60	9,608,006.46
2	Costo de Operación y Mantenimiento		276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14	276,913.14
3	Impuesto a la Renta		1,898,044.26	1,976,861.17	2,058,855.92	2,144,158.01	2,232,902.22	2,325,228.83	2,421,283.85	2,521,219.27	2,625,193.27	2,733,370.48	2,845,922.27	2,963,027.01	3,084,870.33	3,211,645.47	3,343,553.54	3,480,803.88	3,623,614.36	3,772,211.75	3,926,832.10	4,087,721.08
E	TOTAL COSTOS INCREMENTALES	6,922,828.40	-347,206.47	-354,295.64	-361,674.40	-369,354.59	-377,348.52	-385,669.00	-394,329.38	-403,343.54	-412,725.93	-422,491.59	-432,656.19	-443,236.02	-454,248.03	-465,709.90	-477,639.98	-490,057.42	-502,962.11	-516,434.78	-530,437.00	-545,011.22

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS CON PROYECTO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Total de Ventas de Energía	-	10,534,382.72	10,946,536.71	11,375,387.83	11,821,617.09	12,285,933.31	12,769,074.26	13,271,807.86	13,794,933.36	14,339,282.66	14,905,721.66	15,495,151.59	16,108,510.50	16,746,774.76	17,410,960.60	18,102,125.77	18,821,371.21	19,569,842.84	20,348,733.35	21,159,284.18	22,002,787.45
Compra de energía	-	-3,758,716.24	-3,900,091.33	-4,047,241.65	-4,200,403.12	-4,359,821.32	-4,525,751.81	-4,698,460.65	-4,878,224.72	-5,065,332.23	-5,260,083.17	-5,462,789.78	-5,673,777.04	-5,893,383.23	-6,121,960.43	-6,359,875.11	-6,607,508.72	-6,865,258.27	-7,133,537.01	-7,412,775.06	-7,703,420.10
Costo de Operación y Mantenimiento	-	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07	-117,336.07
Depreciacion	-	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38	-184,907.38
sub total	-	6,473,423.02	6,744,201.93	7,025,902.73	7,318,970.51	7,623,868.54	7,941,078.99	8,271,103.75	8,614,465.18	8,971,706.97	9,343,395.03	9,730,118.35	10,132,490.00	10,551,148.07	10,986,756.71	11,440,007.20	11,911,619.04	12,402,341.11	12,912,952.88	13,444,265.67	13,997,123.89
Impuesto a la renta	-	1,942,026.91	2,023,260.58	2,107,770.82	2,195,691.15	2,287,160.56	2,382,323.70	2,481,331.13	2,584,339.55	2,691,512.09	2,803,018.51	2,919,035.51	3,039,747.00	3,165,344.42	3,296,027.01	3,432,002.16	3,573,485.71	3,720,702.33	3,873,885.87	4,033,279.70	4,199,137.17
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS SIN PROYECTO	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Total de Ventas de Energía	-	10,534,382.72	10,946,536.71	11,375,387.83	11,821,617.09	12,285,933.31	12,769,074.26	13,271,807.86	13,794,933.36	14,339,282.66	14,905,721.66	15,495,151.59	16,108,510.50	16,746,774.76	17,410,960.60	18,102,125.77	18,821,371.21	19,569,842.84	20,348,733.35	21,159,284.18	22,002,787.45
Compra de energía	-	-3,972,896.37	-4,122,327.32	-4,277,862.60	-4,439,751.56	-4,608,253.77	-4,783,639.36	-4,966,189.53	-5,156,196.96	-5,353,966.29	-5,559,814.58	-5,774,071.86	-5,997,081.65	-6,229,201.50	-6,470,803.54	-6,722,275.14	-6,984,019.47	-7,256,456.17	-7,540,022.04	-7,835,171.70	-8,142,378.35
Costo de Operación y Mantenimiento	-	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15	-234,672.15
Depreciacion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
sub total	-	6,326,814.20	6,589,537.24	6,862,853.08	7,147,193.37	7,443,007.39	7,750,762.76	8,070,946.18	8,404,064.24	8,750,644.23	9,111,234.93	9,486,407.58	9,876,756.70	10,282,901.11	10,705,484.91	11,145,178.48	11,602,679.60	12,078,714.52	12,574,039.17	13,089,440.33	13,625,736.95
Impuesto a la renta	-	1,898,044.26	1,976,861.17	2,058,855.92	2,144,158.01	2,232,902.22	2,325,228.83	2,421,283.85	2,521,219.27	2,625,193.27	2,733,370.48	2,845,922.27	2,963,027.01	3,084,870.33	3,211,645.47	3,343,553.54	3,480,803.88	3,623,614.36	3,772,211.75	3,926,832.10	4,087,721.08

Anexos

Anexo N°12: Beneficios Incrementales de la Evaluación Económica

BENEFICIOS INCREMENTALES																						
ITEM	N° AÑO	0 2024	1 2025	2 2026	3 2027	4 2028	5 2029	6 2030	7 2031	8 2032	9 2033	10 2034	11 2035	12 2036	13 2037	14 2038	15 2039	16 2040	17 2041	18 2042	19 2043	20 2044
1	SITUACION CON PROYECTO																					
	ingresos																					
	Ingresos por venta	0.00	11,222,765.30	11,681,220.37	12,158,403.53	12,655,079.85	13,172,045.62	13,710,129.67	14,270,194.70	14,853,138.65	15,459,896.12	16,091,439.91	16,748,782.55	17,432,977.93	18,145,123.01	18,886,359.54	19,657,875.91	20,460,909.09	21,296,746.53	22,166,728.31	23,072,249.24	24,014,761.12
	Ingresos por venta - Alumbrado Publico	0.00	561,138.27	584,061.02	607,920.18	632,753.99	658,602.28	685,506.48	713,509.74	742,656.93	772,994.81	804,572.00	837,439.13	871,648.90	907,256.15	944,317.98	982,893.80	1,023,045.45	1,064,837.33	1,108,336.42	1,153,612.46	1,200,738.06
	servicios complementarios																					
	Procesos Comerciales	0.00	646,668.04	651,631.93	656,633.93	661,674.32	666,753.41	671,871.48	677,028.83	682,225.78	687,462.62	692,739.66	698,057.20	703,415.56	708,815.05	714,256.00	719,738.70	725,263.49	730,830.69	736,440.63	742,093.62	747,790.01
	Ingresos por venta	0.00	12,430,571.61	12,916,913.32	13,422,957.64	13,949,508.16	14,497,401.30	15,067,507.63	15,660,733.27	16,278,021.36	16,920,353.54	17,588,751.56	18,284,278.87	19,008,042.39	19,761,194.21	20,544,933.51	21,360,508.41	22,209,218.03	23,092,414.55	24,011,505.35	24,967,955.33	25,963,289.19
	Ahorro por compra de Energia	0.00	724,243.27	751,483.94	779,837.41	809,349.12	840,066.41	872,038.51	905,316.68	939,954.28	976,006.85	1,013,532.17	1,052,590.43	1,093,244.23	1,135,558.76	1,179,601.85	1,225,444.13	1,273,159.09	1,322,823.22	1,374,516.15	1,428,320.77	1,484,323.32
	Ahorro por compra de Potencia	0.00	90,440.64	93,842.35	97,383.02	101,068.33	104,904.18	108,896.73	113,052.38	117,377.78	121,879.88	126,565.90	131,443.34	136,520.03	141,804.10	147,304.03	153,028.63	158,987.08	165,188.94	171,644.15	178,363.06	185,356.44
	Ahorro por compensación de calidad producto																					
	Ahorro por compensacion de calidad de producto urbano y rural	0.00	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47	522.47
	Ahorro por compensación de calidad suministro																					
	Ahorro por compensacion de calidad de suministro urbano y rural	0.00	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48	394.48
	TOTAL VENTAS DE ENERGIA	0.00	13,246,172.48	13,763,156.57	14,301,095.02	14,860,842.57	15,443,288.85	16,049,359.82	16,680,019.28	17,336,270.38	18,019,157.23	18,729,766.59	19,469,229.60	20,238,723.60	21,039,474.02	21,872,756.34	22,739,898.12	23,642,281.16	24,581,343.66	25,558,582.61	26,575,556.11	27,633,885.91
2	SITUACION SIN PROYECTO																					
	ingresos																					
	Ingresos por venta	0.00	11,222,765.30	11,681,220.37	12,158,403.53	12,655,079.85	13,172,045.62	13,710,129.67	14,270,194.70	14,853,138.65	15,459,896.12	16,091,439.91	16,748,782.55	17,432,977.93	18,145,123.01	18,886,359.54	19,657,875.91	20,460,909.09	21,296,746.53	22,166,728.31	23,072,249.24	24,014,761.12
	Ingresos por venta - Alumbrado Publico	0.00	561,138.27	584,061.02	607,920.18	632,753.99	658,602.28	685,506.48	713,509.74	742,656.93	772,994.81	804,572.00	837,439.13	871,648.90	907,256.15	944,317.98	982,893.80	1,023,045.45	1,064,837.33	1,108,336.42	1,153,612.46	1,200,738.06
	servicios complementarios																					
	Procesos Comerciales	0.00	646,668.04	651,631.93	656,633.93	661,674.32	666,753.41	671,871.48	677,028.83	682,225.78	687,462.62	692,739.66	698,057.20	703,415.56	708,815.05	714,256.00	719,738.70	725,263.49	730,830.69	736,440.63	742,093.62	747,790.01
	Ingresos por venta	0.00	12,430,571.61	12,916,913.32	13,422,957.64	13,949,508.16	14,497,401.30	15,067,507.63	15,660,733.27	16,278,021.36	16,920,353.54	17,588,751.56	18,284,278.87	19,008,042.39	19,761,194.21	20,544,933.51	21,360,508.41	22,209,218.03	23,092,414.55	24,011,505.35	24,967,955.33	25,963,289.19
	TOTAL BENEFICIOS SIN PROYECTO	0.00	12,430,571.61	12,916,913.32	13,422,957.64	13,949,508.16	14,497,401.30	15,067,507.63	15,660,733.27	16,278,021.36	16,920,353.54	17,588,751.56	18,284,278.87	19,008,042.39	19,761,194.21	20,544,933.51	21,360,508.41	22,209,218.03	23,092,414.55	24,011,505.35	24,967,955.33	25,963,289.19
3	BENEFICIOS INCREMENTALES	0.00	815,600.87	846,243.25	878,137.38	911,334.40	945,887.54	981,852.19	1,019,286.01	1,058,249.02	1,098,803.69	1,141,015.03	1,184,950.72	1,230,681.21	1,278,279.81	1,327,822.83	1,379,389.71	1,433,063.12	1,488,929.12	1,547,077.26	1,607,600.78	1,670,596.72

Anexos

Anexo N°13: Plantilla Excel del Modelo Económico Propuesto

[illegible]

Anexos

Anexo N°14: Flujo de Caja.

VALOR ACTUAL DEL FLUJO NETO DE CAJA

ITEM	A PRECIOS PRIVADOS	BENEFICIOS NETOS TOTALES																				
		Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	BENEFICIOS INCREMENTALES	0.00	815,600.87	846,243.25	878,137.38	911,334.40	945,887.54	981,852.19	1,019,286.01	1,058,249.02	1,098,803.69	1,141,015.03	1,184,950.72	1,230,681.21	1,278,279.81	1,327,822.83	1,379,389.71	1,433,063.12	1,488,929.12	1,547,077.26	1,607,600.78	1,670,596.72
2	COSTOS INCREMENTALES	6,922,828.40	-347,206.47	-354,295.64	-361,674.40	-369,354.59	-377,348.52	-385,669.00	-394,329.38	-403,343.54	-412,725.93	-422,491.59	-432,656.19	-443,236.02	-454,248.03	-465,709.90	-477,639.98	-490,057.42	-502,982.11	-516,434.78	-530,437.00	-545,011.22
3	BENEFICIOS NETOS TOTALES	-6,922,828.40	1,162,807.34	1,200,538.89	1,239,811.78	1,280,688.99	1,323,236.06	1,367,521.19	1,413,615.39	1,461,592.56	1,511,529.61	1,563,506.62	1,617,606.91	1,673,917.23	1,732,527.85	1,793,532.73	1,857,029.70	1,923,120.54	1,991,911.23	2,063,512.04	2,138,037.78	2,215,607.94

COSTO / BENEFICIO	
INDICADORES	
TASA DE DESCUENTO	12.00%
MONTO DE INVERSION	6,922,828.40
VAN(S/.)	3,838,806.89
TIR(%)	19.17%

COSTO / BENEFICIO	
INDICADORES	
TASA DE WACC	7.59%
MONTO DE INVERSION	6,922,828.40
VAN(S/.)	8,263,418.50
TIR(%)	19.17%

Anexos

Anexo N°15: Registro Fotográfico de las Estructuras en MT de las Derivaciones Intervenidas en el Proyecto de Remodelación del Alimentador UR-02 por Cambio de Nivel de Tensión – Electro Sur Este S.A.A.

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

1. Troncal SET Urubamba – Ollantaytambo



1. ESE008NMT009509



2. ESE008NMT005809



3. ESE008SED000229



4. ESE008NMT005808

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS



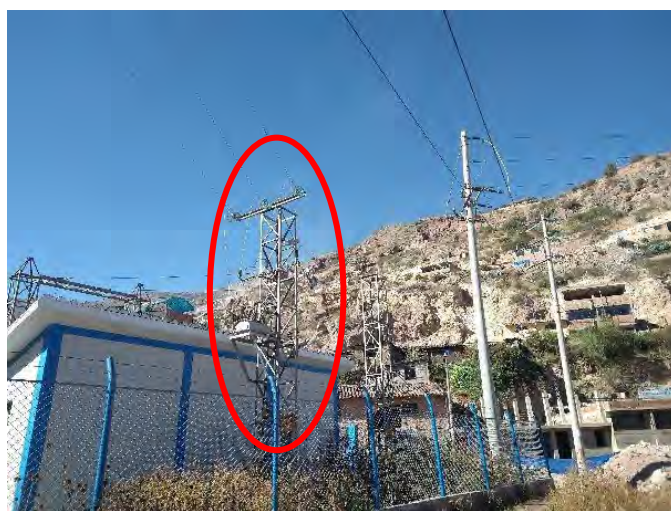
5. ESE008NMT008141



6. ESE008NMT008140



7. ESE008NMT009630



8. ESE008NMT009631

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

2. Deriv. Pallccaraqui Sol y Luna



0. ESE008NMT001872



1. ESE008NMT001873



2. ESE008NMT001874



3. ESE008NMT001875

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

3. Deriv. Chachuar - Pumahuanca - Rucka



0. ESE008NMT009172



1. ESE008NMT009173



2. ESE008NMT009174



3. ESE008NMT009175

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

4. Deriv. Rumichaca – Pucruto



0. ESE008NMT001906



1. ESE008NMT006265



2. ESE008NMT012378



3. ESE008NMT006417

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

5. Deriv. Pichingoto - Salinera Maras



0. ESE008NMT001918



1. ESE008NMT001919



2. ESE008NMT001920



3. ESE008NMT001921



4. ESE008NMT001922



5. ESE008NMT001923



16. ESE008NMT001933



17. ESE008NMT001934

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

6. Deriv. Yanahuara Intika



0. ESE008NMT001973

7. Deriv. Yanahuara - Pucara - Chaququehuaycco – Escocancho



0. ESE008NMT001977



1. ESE008NMT001981



2. ESE008NMT001982



3. ESE008NMT001983

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS



9. ESE008SED000185



10. ESE008NMT005830



11. ESE008NMT005795



12. ESE008NMT001984

8. Deriv. Paucarbamba



0. ESE008NMT002010



1. ESE008NMT009696



2. ESE008NMT009697



3. ESE008NMT009698

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS



4. ESE008NMT002014



5. ESE008NMT009699



6. ESE008NMT009700



7. ESE008SED000189

9. Deriv. Yanahuara Rinconada



0. ESE008NMT002019



1. ESE008NMT002020



2. ESE008NMT008253



3. ESE008NMT008254

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS



4. ESE008NMT008255



5. ESE008SED000190

10. Deriv. Pachar - Socma - Rayan – Marcuray



0. ESE008NMT009259



1. ESE008SED001138



2. ESE008NMT009258



4. ESE008NMT009256



38. ESE008NMT007147



39. ESE008SED000674

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS

11. Deriv. Pachar Peru Rail



0. ESE008NMT002047



1. S/C

12. Deriv. Chullaraccay



0. ESE008NMT012327

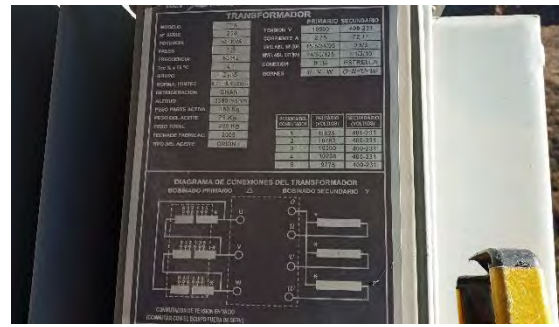


1. ESE008NMT002057

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE ESTRUCTURAS



2. ESE008SED000193



2. ESE008SED000193 Placa

13. Deriv. Huayroncoyo



0. ESE008NMT005934



1. ESE008NMT006431



2. ESE008SED000578



2. ESE008SED000578 Placa