

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“ANÁLISIS DE CARGABILIDAD EN MT DEL
ALIMENTADOR DO-04 DE LA CIUDAD DEL CUSCO
PROYECTADO AL AÑO 2025”**

Tesis presentada por:

Br. Sergio Torobeo Palomino

Br. Saul Flores Turpo

**Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista**

Asesor:

M.SC. ING. Wilbert Julio Loiza Cuba

CUSCO – PERÚ

2021

Agradecimientos

Nuestro profundo agradecimiento a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por haber compartido sus conocimientos durante todo el ciclo universitario, de manera especial a nuestro asesor Ing. Wilbert Loaiza por su apoyo, dedicación, paciencia y amistad, no solo en la elaboración de este trabajo, sino a lo largo de nuestra formación profesional.

Asimismo, agradecemos al personal de Electro Sur Este S.A.A. quienes nos abrieron las puertas dándonos datos, información, consejos y correcciones para elaborar y culminar el trabajo.

Finalmente, a nuestras familias por el apoyo incondicional, pese a las adversidades e inconvenientes que se presentaron. Y a todos nuestros amigos que nos han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito compartiendo sus conocimientos y sugerencias.

Dedicatoria

El presente trabajo lo dedico principalmente a mi familia, por darme la oportunidad de continuar en este proceso para lograr una de mis metas más deseadas, y también a mis amigos que de una u otra forma me acompañan en todos mis logros y mis sueños.

Sergio Torobeo Palomino

Dedicatoria

Este trabajo es dedicado con todo cariño a mis papas, hermanos que me enseñaron a ser mejor cada día y hoy puedo cumplir una de mis metas más anheladas.

Saúl Flores Turpo

Introducción

Un indicador del desarrollo social, industrial y económico se demuestra con la demanda energética que requiere, ya que a mayor producción industrial mayor flujo de dinero se dará en un determinado lugar y por consiguiente mejor calidad de vida. Sin embargo, no todas las empresas distribuidoras están preparadas para atender la demanda creciente, por ello el presente proyecto de tesis se centra en analizar la cargabilidad en las redes de Media Tensión con un horizonte al año 2025, con la finalidad de gestionar el buen manejo de los recursos actuales y futuros para contemplar el correcto planeamiento a largo plazo, no solo en aspectos técnicos, sino también económicos y sociales a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda debido a la expansión y al constante crecimiento demográfico tanto de usuarios residenciales, comerciales e industriales.

El presente proyecto de tesis se centra en tener conocimientos detallados de los consumos de energía para realizar una mejor predicción de la demanda para los años de estudio en las redes de Media Tensión del alimentador DO 04 proveniente de la subestación de transformación de Dolorespata, que abastecen de energía a una parte de la ciudad del Cusco.

Así también, se proponen alternativas de solución que mejor se adecúen a la situación futura del alimentador de estudio en base a indicadores técnicos, sociales y económicos. Por otro lado, mejorar la calidad del servicio energético que brinda la empresa concesionaria teniendo en cuenta el límite de cargabilidad de las Redes y Subestaciones de Distribución de la ciudad del Cusco.

Resumen

El presente trabajo de tesis se centra en analizar la cargabilidad en las redes de Media Tensión con un horizonte al año 2025, realizar la predicción futura de la demanda en base a los perfiles de carga de los usuarios del área de estudio, para evaluar la mejor alternativa, y mediante el uso de software de flujo de potencia simular el alimentador DO 04 para obtener datos cercanos a la realidad y proponer una alternativa que permita el abastecimiento de energía para cubrir la Demanda eléctrica al año 2025 de forma confiable y sin interrupciones.

El trabajo de tesis titulado “ANÁLISIS DE CARGABILIDAD EN MT DEL ALIMENTADOR DO-04 DE LA CIUDAD DEL CUSCO PROYECTADO AL AÑO 2025”: está constituido por 5 capítulos de la siguiente manera:

Capítulo I: En este capítulo se da a conocer los aspectos generales del presente trabajo de tesis como el problema de la investigación, los objetivos, hipótesis, indicadores y la metodología de investigación.

Capítulo II: En este capítulo se da a conocer el fundamento teórico, estableciendo definiciones utilizadas en el área de la Ingeniería Eléctrica y simbologías de acuerdo al CNE Terminología. Enfocados principalmente en el ámbito de Distribución eléctrica.

Capítulo III: En este capítulo, se realiza el diagnóstico del Alimentador DO 04, identificando las características técnicas y condiciones de operación actual en el alimentador.

Capítulo IV: En este capítulo se analizan las diferentes metodologías de proyección de la demanda con la finalidad de escoger la que mejor se adecúe a las características del Alimentador DO 04, y así elaborar un programa que permita acelerar el cálculo de las proyecciones de la demanda. El capítulo finaliza con la simulación del flujo de potencia para los periodos comprendidos hasta el año 2025.

Capítulo V: En este capítulo se analizan los resultados obtenidos en la simulación de flujo de potencia y se propone una alternativa que solucione los problemas de cargabilidad, así también se analiza la viabilidad de esta alternativa tomando en consideración los indicadores del VAN y TIR.

Abstract

This thesis work focuses on analyzing the chargeability in Medium Voltage networks with a horizon to the year 2025, making the future prediction of demand based on the load profiles of the users of the study area, to evaluate the best alternative, and through the use of power flow software, simulate the DO 04 feeder to obtain data close to reality and propose an alternative that allows the supply of energy to cover the electricity Demand to the year 2025 reliably and without interruptions.

The thesis work entitled "ANALYSIS OF LOADABILITY IN MT OF THE FEEDER DO-04 OF THE CITY OF CUSCO PROJECTED TO THE YEAR 2025": it is made up of 5 chapters as follows:

Chapter I: In this chapter the general aspects of this thesis work are presented, such as the research problem, the objectives, hypotheses, indicators and the research methodology.

Chapter II: This chapter presents the theoretical foundation, establishing definitions used in the area of Electrical Engineering and symbologies according to CNE Terminology. Focused mainly on the field of Electrical Distribution.

Chapter III: In this chapter, the diagnosis of Feeder DO 04 is performed, identifying the technical characteristics and current operating conditions in the feeder.

Chapter IV: In this chapter, the different demand projection methodologies are analyzed in order to choose the one that best suits the characteristics of the DO 04 Feeder, and thus develop a program that allows accelerating the calculation of demand projections. The chapter ends with the simulation of the power flow for the periods up to the year 2025.

Chapter V: In this chapter the results obtained in the power flow simulation are analyzed and an alternative is proposed that solves the chargeability problems, as well as the feasibility of this alternative taking into consideration the NPV and TIR indicators.

ÍNDICE

LISTADO DE TABLAS.....	xviii
LISTADO DE FIGURAS	xx
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xxii
CAPITULO I	1
ASPECTOS GENERALES	
1.1. Introducción.....	1
1.2. Área y ubicación geográfica del estudio.....	1
1.3. El problema.....	2
1.3.1. Antecedentes de estudio.....	5
1.3.2. Planteamiento del problema.....	5
1.3.3. Formulación del problema	5
1.3.3.1. Problema general.....	5
1.3.3.2. Problemas específicos	5
1.4. Objetivos.....	6
1.4.1. Objetivo general.....	6
1.4.2. Objetivos específicos.....	6
1.5. Justificación del análisis	6
1.6. Alcances y limitaciones	7
1.6.1. Alcances de la investigación.....	7
1.6.2. Limitaciones de la investigación.....	7
1.7. Hipótesis.	8

1.7.1.	Hipótesis general	8
1.7.2.	Hipótesis específicas	8
1.8.	Variables	8
1.8.1.	Variables independientes.....	8
1.8.2.	Variables dependientes.....	9
1.9.	Metodología	9
1.9.1.	Tipo de investigación	9
1.9.2.	Población y muestra	10
1.9.2.1.	Población.	10
1.9.2.2.	Muestra	10
1.9.3.	Técnicas de recolección de datos	10
1.9.4.	Procesamiento de datos	10
1.10.	Matriz de consistencia.....	10
CAPÍTULO II.....		12
MARCO TEÓRICO		
2.1.	Introducción	12
2.2.	Cargabilidad.....	12
2.3.	Sistema de distribución de energía eléctrica.....	13
2.3.1.	Tipos de diseño de sistemas de distribución	13
2.3.1.1.	Tipo radial	13
a)	Tipo radial simple.....	14
b)	Tipo radial expandido.....	14

c) Tipo radial con uniones	15
2.3.1.2. Tipo anillo	16
2.3.2. Tipos de construcción de los sistemas de distribución.....	16
2.3.2.1. Redes de distribución aérea	16
2.3.2.2. Redes de distribución subterráneas	17
2.3.3. Clasificación de los sistemas de distribución.....	17
2.3.3.1. Subsistema de distribución primaria	17
2.3.3.2. Subsistema de distribución secundaria.....	18
2.3.4. Componentes básicos de un sistema de distribución	18
2.3.4.1. Subestación transformadora	18
2.3.4.2. Transformador de potencia.....	18
2.3.4.3. Alimentadores.....	19
2.3.4.4. Red de distribución eléctrica	19
a) Red de media tensión.....	19
b) Red de baja tensión.....	19
2.3.4.5. Subestación de distribución.....	19
2.3.4.6. Subestaciones según el tipo de servicio.....	19
a) Servicio público.....	19
b) Servicio particular.....	20
2.3.4.7. Subestaciones de acuerdo al tipo de carga	20
a) Cargas residenciales	20

b)	Cargas comerciales	20
c)	Cargas industriales.....	20
2.3.4.8.	Subestaciones según el tipo de instalación.....	20
a)	Subestación de distribución monoposte	21
b)	Subestación de distribución biposte	21
c)	Subestación de distribución tipo caseta	21
d)	Subestación de distribución tipo compacta	21
2.3.4.9.	Subestaciones según el nivel de tensión en el secundario	22
2.3.5.	Conductores en redes de MT.....	22
2.3.5.1.	Conductor eléctrico	22
2.3.5.2.	Partes de los conductores.....	22
2.3.5.3.	Clasificación según el número de polos	23
2.3.5.4.	Criterios para la selección de conductores	24
2.4.	Análisis de la carga eléctrica.....	24
2.4.1.	Consideraciones generales	24
2.4.2.	Carga eléctrica.....	24
2.4.3.	Densidad de carga	24
2.4.4.	Distribución de carga	24
2.4.5.	Características de la carga eléctrica	24
2.4.5.1.	Potencia eléctrica.....	24
2.4.5.2.	Potencia aparente.....	25

2.4.5.3.	Factor de potencia.....	25
2.4.5.4.	Potencia instalada	25
2.4.5.5.	Demanda eléctrica	25
2.4.5.6.	Demanda máxima.....	26
2.4.5.7.	Factor de carga	26
2.4.5.8.	Factor de carga de pérdidas	27
2.4.5.9.	Factor de demanda.....	27
2.4.5.10.	Factor de uso.....	27
2.4.5.11.	Factor de simultaneidad.....	28
2.4.5.12.	Curva de la demanda	28
2.5.	Pérdidas en sistemas de distribución.....	29
2.5.1.	Clasificación de las pérdidas	29
2.5.1.1.	Pérdidas técnicas	30
a)	Pérdidas por efecto joule	30
b)	Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas	30
2.5.1.2.	Pérdidas no técnicas	31
2.6.	Planificación en sistemas de distribución	31
2.6.1.	Objetivo del planeamiento	31
2.6.2.	Crecimiento de la demanda.....	32
2.6.3.	Crecimiento demográfico.....	32
2.7.	Pronóstico de la demanda de energía eléctrica	32

2.7.1.	Importancia del pronóstico de la demanda de energía eléctrica.....	32
2.8.	Métodos de extrapolación para el pronóstico de demanda de energía.....	33
2.8.1.	Cambio aritmético o lineal	33
2.8.2.	Cambio geométrico o exponencial.....	34
2.8.3.	Crecimiento logístico	35
2.9.	Tasa de crecimiento de la demanda de energía.....	36
2.9.1.	Tasa de crecimiento aritmético	36
2.9.2.	Tasa de crecimiento medio aritmético	36
2.9.3.	Tasa de crecimiento geométrico.....	36
2.10.	Análisis económico	37
2.10.1.	Valor actual neto (VAN)	37
2.10.2.	Tasa interna de retorno (TIR).....	38
2.10.3.	Análisis de sensibilidad	38
CAPÍTULO III.....		39
EVALUACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04		
3.1.	Introducción	39
3.2.	Descripción de la subestación de transformación Dolorespata.....	39
3.3.	Breve descripción de los alimentadores de la SET Dolorespata.....	40
3.3.1.	Alimentador DO 01	40
3.3.2.	Alimentador DO 02.....	41
3.3.3.	Alimentador DO 03	41
3.3.4.	Alimentador DO 04.....	42

3.3.5.	Alimentador DO 05	43
3.3.6.	Alimentador DO 06	44
3.3.7.	Alimentador DO 07	44
3.3.8.	Alimentador DO 08	45
3.3.9.	Alimentador DO 09	46
3.4.	Características técnicas del alimentador DO 04	47
3.4.1.	Topología actual de las redes de MT del alimentador DO 04.....	47
3.4.2.	Características de la troncal del alimentador DO 04.....	48
3.5.	Tipos de conductores utilizados en el alimentador DO04	48
3.5.1.	Conductores tipo subterráneos del alimentador DO 04	48
3.5.2.	Conductores tipo aéreos del alimentador DO 04	49
3.6.	Clasificación de las subestaciones de distribución del alimentador DO 04.....	50
3.6.1.	Según el tipo de servicio	50
3.6.2.	Según el tipo de instalación.....	50
3.6.3.	Según el nivel de tensión en el secundario.....	51
3.6.4.	Según la potencia instalada en kVA.....	51
3.6.5.	Distribución del alumbrado público	52
3.7.	Clasificación del consumo de energía según el pliego tarifario	55
3.8.	Diagnóstico actual de las condiciones de operación del alimentador DO 04	56
3.8.1.	Demanda de energía del alimentador DO 04	56
3.8.2.	Simulación del alimentador DO 04 con el software NEPLAN.....	58

3.8.3.	Análisis de cargabilidad del alimentador DO 04	58
3.8.4.	Análisis de caídas de tensión del alimentador DO 04.....	62
CAPÍTULO IV		65
ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL ALIMENTADOR DO 04		
4.1.	Introducción	65
4.2.	Análisis y elección del método de proyección de la demanda.....	65
4.2.1.	Ventajas y desventajas de los métodos de proyección.....	66
4.2.2.	Método del Ing. Tsuguo Nozaki.....	67
4.3.	Definición del horizonte de estudio	67
4.4.	Análisis de la disponibilidad de datos.....	68
4.4.1.	Demanda máxima actual del alimentador DO 04	68
4.4.2.	Factor de Carga del Alimentador DO 04	69
4.4.3.	Tasa de crecimiento de consumo del alimentador DO 04.....	71
4.4.4.	Alumbrado público.....	71
4.5.	Desarrollo del programa para la proyección de la demanda.....	71
4.5.1.	Organización de datos de entrada.....	72
4.5.2.	Estructura del programa para la proyección.....	72
4.6.	Resultados de la proyección de la demanda al año de estudio	75
4.7.	Resultados de la simulación para los años proyectados.....	83
4.7.1.	Análisis de cargabilidad del alimentador DO 04 para los años 2019-2025 ...	83
4.7.2.	Análisis de caídas de tensión del alimentador DO 04 para los años 2019-2025	90

CAPÍTULO V	98
ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD	
5.1. Introducción.....	98
5.2. Planteamiento de las alternativas propuestas.....	98
5.2.1. Alternativa propuesta nro. 1.....	100
5.2.2. Resultados de la implementación de la alternativa nro. 1.....	103
5.2.3. Alternativa propuesta nro. 2.....	106
5.2.4. Resultados de la implementación de la alternativa nro. 2.....	109
5.3. Selección de la alternativa propuesta para la solución a los problemas de cargabilidad.....	112
5.4. Análisis comparativo de las pérdidas de energía con la alternativa propuesta.....	115
5.5. Análisis económico de la alternativa seleccionada.....	117
5.5.1. Análisis de costos.....	117
5.5.2. Análisis de beneficios.....	119
5.5.3. Cálculo del VAN.....	121
5.5.4. Cálculo de la TIR.....	121
5.6. Análisis de sensibilidad.....	122
CONCLUSIONES.....	124
RECOMENDACIONES.....	125
BIBLIOGRAFIA.....	126
ANEXOS.....	128

LISTADO DE TABLAS

Capítulo I

Tabla 1-1 Variables independientes	8
Tabla 1-2 Variables independientes	9
Tabla 3-1 Datos generales del alimentador DO 01	40
Tabla 3-2 Datos generales del alimentador DO 02	41
Tabla 3-3 Datos generales del alimentador DO 03	42
Tabla 3-4 Datos generales del alimentador DO 04	43
Tabla 3-5 Datos generales del alimentador DO 05	43
Tabla 3-6 Datos generales del alimentador DO 06	44
Tabla 3-7 Datos generales del alimentador DO 07	45
Tabla 3-8 Datos generales del alimentador DO 08	46
Tabla 3-9 Datos generales del alimentador DO 09	46
Tabla 3-10 Datos técnicos de la troncal del alimentador DO 04	48
Tabla 3-11 Datos generales del alumbrado público del alimentador DO 04	53
Tabla 3-12 Demanda de energía del alimentador DO 04-2018	56
Tabla 3-13 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04	58
Tabla 3-14 Cargabilidad en las SED'S del alimentador DO 04.....	60
Tabla 3-15 Caídas de tensión del alimentador DO 04	62
Tabla 4-1 Tabla de ventajas y desventajas de los métodos de extrapolación	66
Tabla 4-2 Tasa de crecimineto de consumo Cusco	71
Tabla 4-3 Resultados de la proyección de la energía al año 2025	77
Tabla 4-4 Resultados de la proyección de la demanda al año 2025.....	80
Tabla 4-5 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04 para los años 2019-2024	84

Tabla 4-6 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04 para el año 2025	86
Tabla 4-7 Cargabilidad en las SED'S del alimentador DO 04 para los años 2019-2024 ..	88
Tabla 4-8 Cargabilidad en las SED'S del alimentador DO 04 para el año 2025	89
Tabla 4-9 Caídas de tensión del alimentador DO 04 para los años 2019-2024	91
Tabla 4-10 Caídas de tensión del alimentador DO 04 para el año 2025	94
Tabla 5-1 Potencias proyectadas para las SED'S sobrecargadas	102
Tabla 5-2 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04 para el año 2025 con la implementacion de la alternativa nro.1	103
Tabla 5-3 Cargabilidad en las SED'S del alimentador DO 04 para el año 2025 con la implementacion de la alternativa nro.1	105
Tabla 5-4 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04 para el año 2025 con la implementacion de la alternativa nro.2.....	109
Tabla 5-5 Cargabilidad en las SED'S del alimentador DO 04 para el año 2025 con la implementacion de la alternativa nro.2.....	111
Tabla 5-6 Cargabilidad en las redes del alimentador DO 04 para el año 2025 con la implementacion de las alternativas 1 y 2	113
Tabla 5-7 Porcentaje de pérdidas para los años proyectados	116
Tabla 5-8 Cuadro comparativo de las pérdidas de energia con y sin la implementación de la alternativa seleccionada	117
Tabla 5-9 Costos generales para la implementación de la alternativa propuesta.....	119
Tabla 5-10 Beneficios con la implementación de la alternativa propuesta.....	120
Tabla 5-11 Beneficios netos con la implementación de la alternativa propuesta	121
Tabla 5-12 Análisis de sensibilidad para los diferentes escenarios	122

LISTADO DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1-1 Distribución de las redes en media tensión del alimentador DO-04 en la ciudad del Cusco.....	1
Figura 1-2 Matriz de consistencia.....	11
Figura 2-10 Triángulo de potencias	25
Figura 2-11 Curva de la demanda de una carga.....	29
Figura 2-12 Comportamiento del porcentaje de pérdidas en distribución en cada empresa distribuidora.	29
Figura 2-13 Crecimiento lineal	33
Figura 2-14 Crecimiento exponencial.....	34
Figura 2-15 Curva logística.....	35
Figura 3-1 Diagrama unifilar SET Dolorespata.....	40
Figura 3-2 Topología actual de las redes de MT del alimentador DO 04.....	47
Figura 3-3 Conductores subterráneos utilizados en el alimentador DO 04.	49
Figura 3-4 Conductores aéreos utilizados en el alimentador DO 04.	50
Figura 3-5 Distribución de las SED's según el tipo de servicio.	50
Figura 3-6 Distribución de las SED's según el tipo de instalación.....	51
Figura 3-7 Cantidad de SED por potencia instalada.	51
Figura 3-8 Tipo de lumiarías del alimentador DO 04.....	54
Figura 3-9 Cantidad de usuarios por pliego tarifario en el alimentador DO 04.....	55
Figura 3-10 Porcentaje del consumo de energía según el pliego tarifario alimentador DO 04.....	55
Figura 4-1 Diagrama del factor de carga del alimentador DO 04-año 2017.....	70

Figura 4-2 Diagrama de flujo del bucle for-next para el módulo 3.	74
Figura 4-3 Gráfico de barras para la proyección de la energía al año 2025.....	79
Figura 4-4 Gráfico de barras para la proyección de la demanda al año 2025.....	82
Figura 5-1 Esquema de los medios fundamentales para la propuesta de alternativas.	99
Figura 5-2 Implementación del conductor NYY para la transferencia de carga de la alternativa nro.1.	101
Figura 5-3 Implementación del conductor NYY para la transferencia de carga de la alternativa nro.2.	108

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Término	Significado
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
SED	Subestación de Distribución
QU	Alimentador de la Subestación de Transformación Quencoro
DO	Alimentador de la Subestación de Transformación Dolorespata
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
CNE	Código Nacional de Electricidad
DMS	Distancia Mínima de Seguridad
SET	Subestación Transformadora
ELSE	Electro Sur Este S.A.A.
kV	Kilo Voltios
kW	Kilo Watt
kW.h	Kilo Watt-hora
kVA	Kilo Volt Amperios
MVA	Mega Volt Amperios
LOAD	Cargabilidad
ONAN	Oil Natural Air Natural- Aceite y aire no forzados
ONAF	Oil Natural Air Natural- Aceite no forzado y aire forzados

1.3. El Problema

1.3.1. Descripción del Problema

Se tomaron en consideración trabajos de investigación que guardan relación con el tema y se detallan a continuación:

- ✓ El proyecto de tesis titulado: “Análisis de Cargabilidad de los Alimentadores de Media Tensión de la Subestación Transformadora de Dolorespata” Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; Katia Arce Lazo y Carla Cecilia Chacón Aguirre / 2010, obtuvo las siguientes conclusiones:
 - La máxima demanda proyectada que alcanzaría el Subsistema primario está en el orden de los 59.91 MW para el año 2019, el cual significa un incremento promedio anual de 4.65%.
 - Del diagnóstico realizado a los alimentadores DO04, DO06, DO07 y DO09 se obtuvo que el porcentaje de cargabilidad son mayores al 80%, el cual repercute en costo de pérdidas de energía y potencia valorados en S/.1'135 804.00.
 - El subsistema de distribución primaria en la ciudad del Cusco experimentara un beneficio por la implementación de las alternativas propuestas, sustentado por un indicador económico positivo que demuestra la rentabilidad del estudio. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010, págs. 266-267)
- ✓ El proyecto de tesis titulado “Estudio de la cargabilidad en las redes del AMT QU04 con la incorporación de vehículos eléctricos en la ciudad del Cusco proyectado desde el año 2018 al 2022” Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; Diego

Eduardo Vera López y Glenhs Darío Puma Polanco / 2019 obtuvo las siguientes conclusiones:

- La incorporación de vehículos eléctricos en la ciudad del Cusco causa un efecto significativo en la condición operativa de cargabilidad del AMT QU04 en el año 2022 porque la demanda de potencia ocasionada por la recarga de baterías en periodo de máxima demanda hará que algunas redes y subestaciones operen en estado de sobrecarga, además que la variación de tensión en puntos de conexión a la subestación viole el límite permitido por la NTCSE.
- La variación de la condición operativa de cargabilidad en el AMT QU04 desde el año 2018 hacia el año 2022 tendrá un incremento considerable. En el diagnostico actual se tiene que el AMT QU04 no presenta problemas de operación para los tipos de demanda base y media en los aspectos considerados en este estudio (Sobrecarga de SED's, sobrecarga de líneas de MT y caída de tensión en puntos de entrega a SED's), más si se tiene un total de 26 SED's que presentan sobrecarga mayor al 100% para el tipo de demanda punta, los cuales deberán ser reemplazados por otros de mayor capacidad. En las proyecciones realizadas hacia el año 2022, se demostró que habrá un incremento considerable en las condiciones de cargabilidad debido principalmente a la expansión poblacional en el distrito de San Jerónimo, trayendo consigo mayor demanda de potencia en el AMT QU04. Se prevé serios problemas de cargabilidad en SED's ,caídas de tensión y cargabilidad de líneas ,es así que para el caso de estudio esperado que es el que más se aproxima a la realidad en el año 2022 se tendrá 43 SED's con sobrecarga mayor al 100%, 41 nodos de MT con caídas de tensión por encima del 5% y

8 tramos de MT en estado de sobrecarga dentro de estos el ramal principal del AMT QU04 para una demanda de potencia punta. (Vera López & Puma Polanco, 2019, pág. 128)

- ✓ Como referencia el proyecto de tesis “Análisis y evaluación de cargabilidad del transformador de potencia de potencia de Chahuares y los alimentadores en 22.9 kV al año 2020” Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; Rolando Champi Huanca y Félix Marín Armuto/2016, cuyas conclusiones fueron:
 - Del análisis y evaluación de la subestación de potencia de Chahuares, al año 2020 se concluye que existe una sobrecarga en el transformador de potencia de 94.37% de cargabilidad, superando el 80% de su potencia nominal, según norma ANSI/IEEE C57. 110-1986 y en los extremos finales de los alimentadores de la barra de 22.9kV existen caídas de tensión que oscilan de un -6 a -8%, que no va acorde con la NTCSE.
 - Del diagnóstico actual del Sistema Eléctrico Chahuares en el año 2016, de acuerdo a los resultados obtenidos se concluye que la cargabilidad del transformador de potencia de 7 MVA se encuentra con un 75.39%, de igual forma en la barra de 22.9kV no presenta caída de tensión, sin embargo, las caídas de tensión en los extremos finales de los alimentadores, tienen caídas que oscilan de -4 -5%, que va acorde con la NTCSE.
 - Con la implementación del banco de capacitores de 3 MVAr alivia la cargabilidad del transformador de potencia de 94.37% a 84.42% y con la implementación del compensador SVC de ± 3 MVAr alivia la cargabilidad del transformador de 94.37% a 86.58%, para el año 2020, y mejorando las caídas

de tensión en los extremos finales de los alimentadores, siendo el más crítico el alimentador CH03. (Champi Huanca & Marín Armuto, 2016, pág. 143)

1.3.2. Planteamiento del Problema

Actualmente la ciudad del Cusco presenta un constante crecimiento de la demanda de energía, debido a la expansión y crecimiento demográfico tanto de usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Debido al crecimiento de la demanda, existirán transformadores sobrecargados, líneas de MT congestionadas u operando al límite de su capacidad, provocando envejecimiento acelerado en sus componentes y afectando la calidad, confiabilidad del sistema eléctrico, pérdidas económicas para la empresa concesionaria (Electro Sur Este S.A.A.) e interrupciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Por lo tanto, es necesario realizar un estudio de cargabilidad para conocer la situación actual y futura de las redes de MT, para el presente trabajo se realiza el análisis del alimentador DO04 debido a que es el alimentador que mayor demanda de energía anual suministra y tiene un recorrido de 14.7 Km de longitud.

1.3.3. Formulación del Problema

1.3.3.1. Problema General

¿Cómo solucionar los problemas de cargabilidad en el alimentador DO-04 y qué alternativa proponer y evaluar para la solución a este problema?

1.3.3.2. Problemas Específicos

1. ¿Cómo conocer las características de operación de las instalaciones de MT del alimentador DO-04 en la ciudad Cusco?
2. ¿Cómo pronosticar la demanda eléctrica conociendo la situación actual de la demanda y que herramientas utilizar?

3. ¿Qué alternativa proponer y como evaluar su operación para solucionar los problemas de cargabilidad?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Analizar la cargabilidad en las redes de MT del alimentador DO-04 proyectado al año 2025, que permitirá proponer una alternativa que satisfaga el crecimiento de la demanda en el sector eléctrico.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Realizar el diagnóstico actual en las redes de media tensión, con la recolección y evaluación de datos proporcionadas por la Empresa Concesionaria.
2. Analizar los diferentes métodos de pronóstico de la demanda y elegir el que mejor se adecúe de acuerdo a la información actual y el tamaño de datos, trabajando con herramientas computacionales de análisis de datos.
3. Proponer la mejor alternativa aplicando conocimientos de ingeniería para así simular su operación a través del flujo de potencia y evaluar su viabilidad de mercado mediante los indicadores VAN y TIR.

1.5. Justificación del Análisis

La realización del presente análisis se sustenta en tener conocimientos detallados de los consumos de energía de los usuarios para realizar una mejor predicción de la demanda en la ciudad del Cusco para un escenario al año 2025, con la finalidad de tener fundamentos para proponer la mejor alternativa de solución a los problemas que surjan con el crecimiento de la demanda en el sector eléctrico.

Los aportes del trabajo de tesis denominado “**ANÁLISIS DE CARGABILIDAD EN MT DEL ALIMENTADOR DO-04 DE LA CIUDAD DEL CUSCO PROYECTADO AL AÑO 2025**” son:

- **Desde el punto de vista económico.** – Posibilidad del incremento de nuevos clientes, que será beneficioso para la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. así como la reducción de pérdidas económicas de energía.
- **Desde el punto de vista técnico.** –Confiabilidad del sistema eléctrico en la ciudad del Cusco, según los requerimientos de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, evitando interrupciones del suministro de energía a los usuarios.
- **Desde el punto de vista Social.** –Mejor calidad de vida para los usuarios contemplados en el área de estudio, ya que no se tendrá problemas para implementar cargas futuras tales como: colegios, hospitales, centro comercial, centros recreacionales entre otros para el área de estudio.

1.6. Alcances y Limitaciones

1.6.1. Alcances de la Investigación

El análisis comprende:

- Realizar la proyección de la demanda al año 2025 mediante perfiles de carga actuales de las subestaciones de distribución existentes en el alimentador DO-04.
- Diagnosticar la cargabilidad en las redes de Media Tensión del Alimentador DO 04 para así proponer alternativas que satisfagan el abastecimiento de la demanda proyectada al año de estudio.
- Simular el alimentador DO-04 a través del software NEPLAN, haciendo uso de los datos proyectados y las alternativas propuestas.
- Analizar y evaluar los parámetros de viabilidad de mercado que son el VAN y el TIR.

1.6.2. Limitaciones de la Investigación

- El análisis de cargabilidad comprende las redes primaria y subestaciones del alimentador DO-04.

- Debido al tamaño de la red y la cantidad de SED's no se considerará el análisis de los indicadores SAIDI y SAIFI, dado que la cargabilidad es el problema a solucionar.
- El estudio no contemplará el análisis de armónicos por su complejidad.

1.7. Hipótesis.

1.7.1. Hipótesis General

La alternativa propuesta dará solución al problema de cargabilidad en las redes de media tensión del alimentador DO-04.

1.7.2. Hipótesis Específicas

1. Con el diagnóstico de las instalaciones de MT se conocerán los parámetros de su comportamiento para así poder realizar la planificación.
2. El análisis del pronóstico de la demanda será útil para solucionar los problemas de cargabilidad en el horizonte de estudio.
3. La alternativa seleccionada es la solución que resolverá los problemas de cargabilidad reduciendo las pérdidas técnicas y adecuados niveles de tensión.

1.8. Variables

1.8.1. Variables Independientes

Tabla 1-1 Variables Independientes

Variable Independiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad
Demanda Eléctrica	La demanda eléctrica de un sistema de distribución es la potencia o energía eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que requieren el sistema eléctrico de Distribución.	Potencia y Energía Eléctrica	Potencia y Consumo de Energía	[W] - [W.h]

Fuente: Elaboración Propia

1.8.2. Variables Dependientes

Tabla 1-2 Variables Independientes

Variable Dependiente	Definición Conceptual	Dimensiones	Indicadores	Unidad
Condición operativa de cargabilidad	Se define como la cantidad máxima de potencia que se puede enviar a través de las líneas y transformadores, sin que se vean afectadas las condiciones operativas.	Cargabilidad de transformadores	Factor de utilización (Fu): -Instalaciones Sobrecargadas, $F_u > 100\%$.	%
		Cargabilidad en las líneas de MT	-Instalaciones próximas a Sobrecargadas, $75\% < F_u < 100\%$.	
Nivel de Tensión	Se definen como los valores de voltaje con el que trabajan los equipos que constituyen el sistema eléctrico	Indicadores de Calidad	Caída de Tensión	%

Fuente: Elaboración Propia

1.9. Metodología

1.9.1. Tipo de Investigación

De acuerdo al fin que se persigue es de tipo aplicada, porque se utilizan conocimientos de ingeniería eléctrica para conocer, actuar y resolver una realidad problemática.

De acuerdo a los tipos de datos analizados es de enfoque cuantitativo, porque “confía en la medición numérica, el conteo y frecuentemente en el uso de la estadística para establecer con exactitud patrones de comportamiento en una población” (Borja S., 2012, pág. 11).

De acuerdo a la Metodología para demostrar la hipótesis, reúne características de una investigación:

1. **Descriptiva**, porque se refiere a determinar las características más representativas de los objetos de estudio como la demanda eléctrica, caídas de tensión, pérdidas y porcentaje de cargabilidad.

2. **Explicativa**, porque buscan las causas que originan ciertos fenómenos y en qué condiciones se da éste.

1.9.2. Población y Muestra

1.9.2.1. Población.

La población del presente estudio está conformada por las redes primaria y subestaciones del alimentador DO-04 que abastece a una parte de la ciudad del Cusco.

1.9.2.2. Muestra

La muestra de la investigación es universal debido a que se trabaja con todas las SED's en la ciudad del Cusco.

1.9.3. Técnicas de Recolección de Datos

Se tomó datos de la zona de estudio como: los consumos mensuales de energía de los usuarios y datos técnicos de las instalaciones en media tensión del área de estudio por parte de la empresa concesionaria ELSE.

1.9.4. Procesamiento de Datos

Se realiza el procesamiento y la evaluación de datos haciendo uso de programas computacionales como:

- Hoja de cálculo de Microsoft Office Excel
- Microsoft Word
- ArcGIS
- Google Earth Pro
- AutoCAD
- NEPLAN

1.10. Matriz de Consistencia

La matriz de consistencia se detalla en la siguiente página.

TITULO: “ANÁLISIS DE CARGABILIDAD EN MT DEL ALIMENTADOR DO-04 DE LA CIUDAD DEL CUSCO PROYECTADO AL AÑO 2025”					
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES	METODOLOGIA
<p>General:</p> <p>¿Cómo solucionar los problemas de cargabilidad en el alimentador DO-04 y qué alternativa proponer y evaluar para la solución a este problema?</p>	<p>General:</p> <p>Analizar la cargabilidad en las redes de MT del alimentador DO-04 proyectado al año 2025, que permitirá proponer una alternativa que satisfaga el crecimiento de la demanda en el sector eléctrico.</p>	<p>General:</p> <p>La alternativa propuesta dará solución al problema de cargabilidad en las redes de media tensión del alimentador DO-04.</p>	<p>1.Variables Independientes</p> <p>-Demanda Eléctrica.</p> <p>2.Variables Dependientes</p> <p>-Condición operativa de cargabilidad</p> <p>-Nivel de Tensión</p>	<p>1.Indicadores de variables independientes</p> <p>-Consumo de Energía (kW.h) y Potencia (kW).</p> <p>2.Indicadores de variables Dependientes</p> <p>-Porcentaje de Cargabilidad</p> <p>-Factor de Uso</p> <p>-IAS: Instalaciones próximas a sobrecargarse.</p> <p>-IS: Instalaciones sobrecargadas.</p>	<p>El estudio reúne condiciones metodológicas de una investigación aplicada, porque se utilizan conocimientos de ingeniería.</p> <p>De acuerdo a los tipos de datos analizados</p> <p>Es de enfoque cuantitativo, porque confía en la medición numérica, el conteo y frecuentemente en el uso de la estadística para establecer con exactitud patrones de comportamiento en una población.</p> <p>Alcances de la investigación:</p> <p>-Descriptivo. – Porque se refiere a determinar las características más representativas de los objetos de estudio como la demanda eléctrica, caídas de tensión, pérdidas y porcentaje de cargabilidad.</p> <p>-Explicativo. - porque buscan las causas que originan ciertos fenómenos y en qué condiciones se da éste.</p>
<p>Específicos:</p> <p>1. ¿Cómo conocer las características de operación de las instalaciones de MT del alimentador DO-04 en la ciudad Cusco?</p> <p>2. ¿Cómo pronosticar la demanda eléctrica conociendo la situación actual de la demanda y que herramientas utilizar?</p> <p>3. ¿Qué alternativa proponer y como evaluar su operación para solucionar los problemas de cargabilidad?</p>	<p>Específicos:</p> <p>1. Realizar el diagnóstico actual en las redes de media tensión, con la recolección y evaluación de datos.</p> <p>2. Analizar los diferentes métodos de pronóstico de la demanda y elegir el que mejor se adecúe.</p> <p>3. Proponer la mejor alternativa aplicando conocimientos de ingeniería y evaluar su viabilidad de mercado mediante los indicadores VAN y TIR.</p>	<p>Específicos:</p> <p>1. Con el diagnostico de las instalaciones se conocerán los parámetros de su comportamiento para así poder realizar la planificación.</p> <p>2. El análisis del pronóstico de la demanda será útil para solucionar los problemas de cargabilidad.</p> <p>3. La alternativa seleccionada es la solución que resolverá los problemas de cargabilidad.</p>			

Figura 1-2 Matriz de Consistencia. (Fuente: Elaboración Propia).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Introducción

Para realizar un análisis de cargabilidad en el subsistema eléctrico en la ciudad del Cusco, es importante tener una base teórica en: Sistemas eléctricos de potencia, líneas de transmisión, instalaciones eléctricas en media tensión, métodos de proyección de la demanda y otras áreas referidas a la distribución de energía eléctrica, con la finalidad de tener fundamentos teóricos para el diagnóstico actual y futuro de las instalaciones eléctricas del área de estudio, y así posteriormente el planteamiento de las alternativas de solución.

El presente capítulo tiene la finalidad de ofrecer una conceptualización apropiada de términos utilizados en el desarrollo de la tesis, tomando en cuenta conceptos y simbología convencionales de acuerdo al CNE.

A continuación, se desarrollan los conceptos principales utilizados para la presente investigación.

2.2. Cargabilidad

“Se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o varias líneas de transmisión, sin que se vean afectadas las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. Así también se define como el límite o capacidad térmica del conductor, limitaciones para la transferencia de potencia real; la capacidad térmica está definida por la máxima temperatura que soporta el conductor sin perder sus características eléctricas mecánicas, el incremento de temperatura afecta a los conductores la pérdida de su resistencia mecánica. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente de la duración de esta, así como el ambiente las condiciones físicas del conductor.” (Monzon, 2017).

$$(\%)deCargabilidad = \frac{Potencia\ transportada\ por\ la\ línea}{Capacidad\ de\ Potencia\ de\ transporte\ de\ la\ línea} \times 100\%$$

2.3. Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

“Es un conjunto de equipos que reciben la energía producida por las generadoras por medio de la transmisión y la distribuye entre los consumidores ubicados generalmente en diferentes lugares, en forma segura y confiable a distintos niveles de tensión” (Castañeda, 2006).

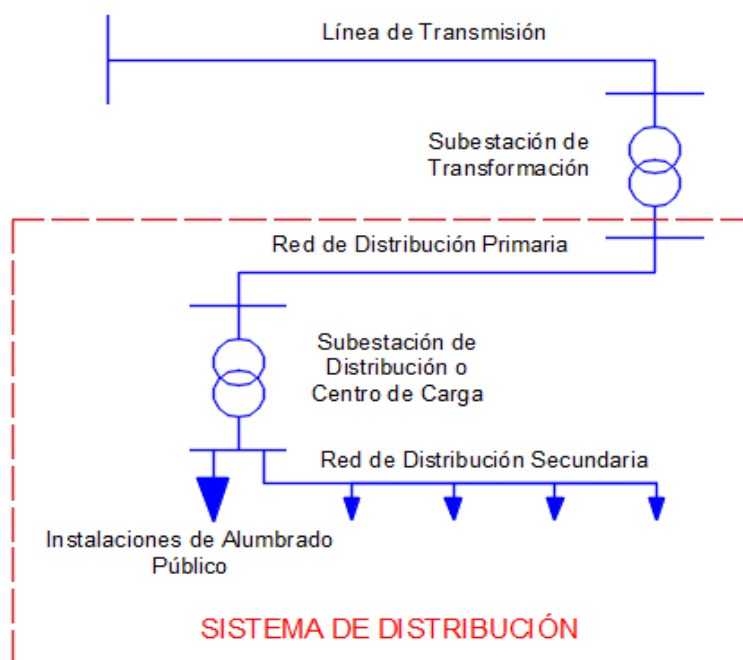


Figura 2-1 Esquema General del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.
Fuente: Elaboración Propia.

2.3.1. Tipos de Diseño de Sistemas de Distribución

Existen varias formas para diseñar un sistema de distribución, las cuales difieren en como los alimentadores están dispuestos e interconectados.

2.3.1.1. Tipo radial

Este tipo de configuración es el más usado debido a que es simple, fácil de modificar y de bajo costo. La confiabilidad del servicio es baja debido a que está expuesta a interrupciones por fallas en los conductores y transformadores. (Bocangel Quispe & Bedía Condori, 2014)

El cálculo de la red es más simple, el flujo de carga se puede desarrollar suponiendo que la carga que pasa por una rama cualquiera es suma de todas las cargas comprendidas entre esa rama.

Se clasifican en:

a) Tipo Radial Simple

Es el más sencillo y económico de todos los sistemas. Consiste en un solo alimentador que suministra de energía a todas las SED's. Su confiabilidad es baja debido a que una falla en el alimentador causará la interrupción del servicio a todos los usuarios. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

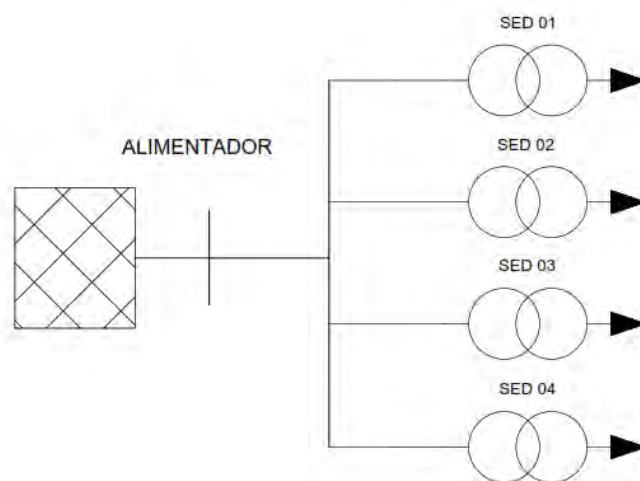


Figura 2-2 Topología Tipo Radial Simple.
Fuente: Elaboración Propia.

b) Tipo Radial Expandido

“La confiabilidad del sistema aumenta, si a partir del alimentador principal se derivan sub-alimentadores separados del alimentador principal mediante seccionadores. Ya que una falla solo afectará a un alimentador y no a los demás” (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014).

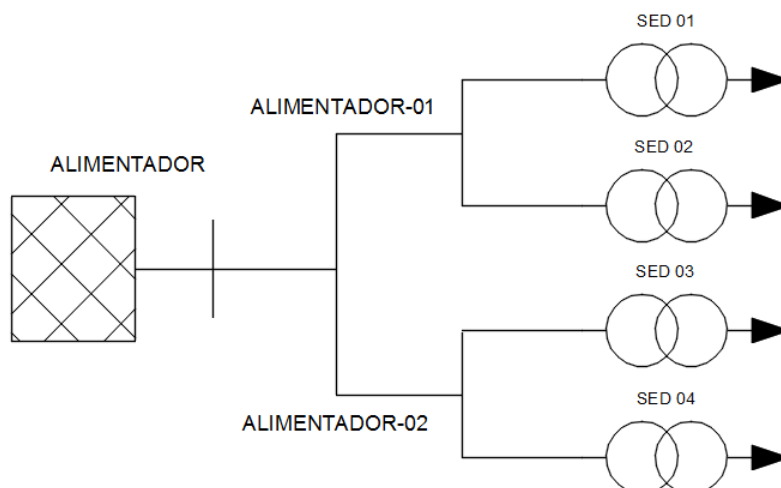


Figura 2-3 Topología tipo Radial Expandido.
Fuente: Elaboración Propia.

c) Tipo Radial con Uniones

Este sistema al igual que el tipo radial expandido emplea varios sub-alimentadores con la diferencia que se unen por medio de seccionadores, normalmente abiertos. Así en caso de una falla, los usuarios del ramal afectado no perderán el servicio sino durante el tiempo en que se localice la falla y se operen los seccionadores. El costo es mayor debido a la implementación de equipos de seccionadores. Se asemeja a la configuración tipo anillo abierto. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

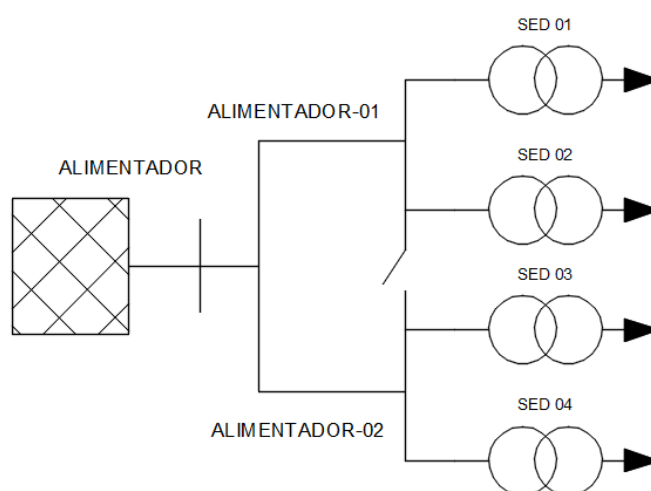


Figura 2-4 Topología tipo Radial con Uniones.
Fuente: Elaboración Propia.

2.3.1.2. *Tipo anillo*

En este caso el alimentador recorre el área de suministro de energía y regresa al punto de inicio formando un circuito cerrado. En cada tramo existen seccionadores diseñados para aislar fallas en distintas partes del circuito. Los costos del sistema aumentan debido a la implementación de seccionadores o interruptores. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

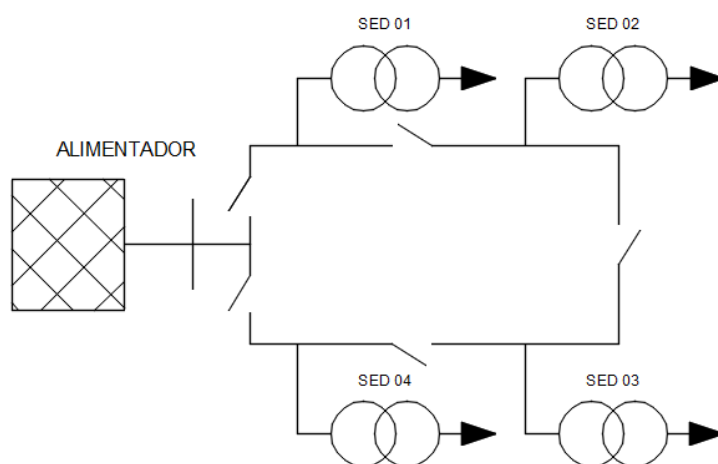


Figura 2-5 Topología Tipo Anillo.
Fuente: Elaboración Propia.

2.3.2. Tipos de construcción de los Sistemas de Distribución

2.3.2.1. *Redes de Distribución Aérea*

El conductor usualmente va desnudo y soportado a través de aisladores instalados en crucetas, y los transformadores sobre armaduras teniendo como soporte postes de madera o de concreto que los mantienen separados de la tierra según las distancias mínimas de seguridad supervisadas por OSINERGMIN.

Sus ventajas son las siguientes:

- Costo de instalación es bajo comparado con los sistemas de Distribución subterráneos.

- Fácil mantenimiento.

Sus desventajas son:

- Estéticamente dan mal aspecto.
- Son propensas a fallas debido a que se encuentran a la intemperie, expuestas al polvo, lluvias, granizo, vientos fuertes, choques vehiculares a los soportes y hurto de conductores.
- Son peligrosos para las personas si no se respeta las DMS.

2.3.2.2. *Redes de Distribución Subterráneas*

Son aquellas en las cuales los conductores se hallan bajo tierra situados en conductos soterrados y los transformadores, interruptores, seccionadores, etc., se hallan en casetas que pueden encontrarse en los edificios o comercios existentes o bien bajo tierra. (De la Fé Dotres, 2004)

Tiene las siguientes ventajas:

- Son más estéticas debido a que no están a simple vista.
- Son más seguras porque están protegidas a impactos ambientales, contra el hurto y vandalismo.

Tiene las siguientes desventajas:

- Costo de instalación alto.
- De difícil mantenimiento debido a que los conductores se encuentran soterrados.

2.3.3. *Clasificación de los Sistemas de Distribución*

2.3.3.1. *Subsistema de Distribución Primaria*

Es el sistema de distribución que transporta la energía producida de un sistema de generación para alimentar una o más Subestaciones de Distribución. Comprende desde el sistema alimentador hasta las Subestación alimentada.

2.3.3.2. *Subsistema de Distribución Secundaria*

Es el sistema de distribución que permite abastecer al servicio residencial, comercial, alumbrado público y pequeñas industrias.

2.3.4. Componentes Básicos de un Sistema de Distribución

2.3.4.1. *Subestación Transformadora*

Una subestación transformadora o subestación eléctrica transformadora (abreviadamente SET), es una instalación conformada principalmente por un transformador de potencia y equipos de seguridad, medición y seccionamiento. Destinadas a transformar niveles adecuados de tensión para la transmisión y distribución de la energía Eléctrica. (oliveira & C.L.S.S. Sobrinho, 2009)



Figura 2-6 Subestación de Trasmformación Dolorespata-Cusco.
Fuente: Elaboración Propia.

2.3.4.2. *Transformador de Potencia*

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica que mediante inducción electromagnética transforma un sistema primario de tensión y corriente alterna a otro sistema secundario, con el fin de transmitir potencia eléctrica.

2.3.4.3. Alimentadores

Generalmente son líneas aéreas de distribución de energía eléctrica montados en postes de concreto o madera; subterráneas, enterradas directamente en la tierra o colocados en tuberías debidamente protegidas.

2.3.4.4. Red de Distribución Eléctrica

La red de distribución eléctrica es un conjunto de elementos interconectados con la finalidad de transportar la energía de una subestación de transformación a diferentes puntos de consumo o subestaciones de distribución. (twenergy.com, 2013)

Según el nivel de tensión se clasifican en:

a) Red de Media Tensión

Son redes que cubren una superficie de gran centro de consumo uniendo las Subestaciones de Distribución con los centros de transformación. Los límites son $1\text{kV} \leq U \leq 30\text{kV}$

b) Red de Baja Tensión

Conjunto de niveles de Tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Generalmente es $U \leq 1\text{kV}$.

Siendo U: Tensión Nominal.

2.3.4.5. Subestación de Distribución

Parte de una red eléctrica, conformada por un conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de energía eléctrica para la entrega a una red de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público y cargas especiales.

2.3.4.6. Subestaciones según el Tipo de Servicio

a) Servicio Público

“Son las SED’s (carga) que suministran de energía a zonas urbanas, rurales e industriales donde el propietario de la red de distribución es la empresa concesionaria” (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014).

b) Servicio Particular

“Son las SED’s (carga) destinados a suministrar energía a un predio particular, generalmente la SED está ubicada dentro de la propiedad privada del interesado” (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014).

2.3.4.7. Subestaciones de Acuerdo al Tipo de Carga

“La carga de un sistema de distribución de energía eléctrica es la parte terminal del sistema que convierte la energía eléctrica a otra forma de energía” (Wolff., 1982, pág. 68).

a) Cargas Residenciales

Se caracterizan generalmente por ser de tipo resistivas (alumbrado y calefacción), comprende básicamente los edificios, apartamentos, viviendas, urbanizaciones, asociaciones pro vivienda, asentamientos urbanos, etc.

b) Cargas Comerciales

Caracterizadas por ser de tipo resistivas y localizarse en zonas céntricas o de gran concentración popular donde se realizan actividades comerciales. Tienen un componente poco inductivo de bajo factor de potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos. (Ramirez Castaño, 2004)

c) Cargas Industriales

Tienen como característica consumo de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. A estas cargas se les controla el consumo de los reactivos teniendo una tarifa especial por energía reactiva.

2.3.4.8. Subestaciones según el Tipo de Instalación

Actualmente en el sistema eléctrico de la ciudad del Cusco se tiene 4 tipos de instalación de SED’s y son las siguientes:

a) Subestación de Distribución Monoposte

La SED de tipo Monoposte se caracteriza por estar instalada en una sola estructura, para nuestro caso Poste de C.A.C. de hasta 15 m de altura, utilizada en redes aéreas y por el servicio pueden ser trifásicas y monofásicas para potencias que son menores a los 75kVA. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

b) Subestación de Distribución Biposte

La SED Biposte se caracteriza por estar instalada en medio de dos estructuras, que en nuestro caso son postes entre 9-12 m de altura; es utilizada en redes aéreas y por el tipo de servicio, pueden ser trifásicas para potencias que superan los 50 kVA. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

c) Subestación de Distribución Tipo Caseta

La SED del tipo Caseta se caracteriza por estar instalada, en un ambiente cerrado, diseñado específicamente para albergar equipos tales como celdas de protección, transformador de distribución, tablero de distribución, celda de interruptor, sistemas de puesta a tierra MT y BT, rectificador y banco de baterías, así como un tablero de control. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

d) Subestación de Distribución Tipo Compacta

Subestaciones en la cual el transformador, los dispositivos de protección y maniobra son herméticos; van instalados como unidad. Pueden ser de tipo pedestal, si se instalan a nivel del suelo sobre una base de concreto, o de tipo bóveda si se instalan debajo del nivel del suelo.

Su aplicación en sistemas de distribución, como son centros comerciales, fraccionamientos residenciales, hoteles, centros turísticos y lugares en donde la continuidad de servicio es un factor determinante. (Bocangel Quispe & Bedia Condori, 2014)

2.3.4.9. Subestaciones Según el Nivel de Tensión en el Secundario

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro, en las redes de servicio público de baja tensión se utiliza los niveles de tensión recomendados que son 380 y 220 V.

2.3.5. Conductores en Redes de MT

2.3.5.1. Conductor Eléctrico

Se define conductor eléctrico al material que tiene la facilidad de conducir la corriente eléctrica. La capacidad de que un material sea buen conductor depende de su estructura atómica, específicamente en los electrones libres del último nivel que seden a otros átomos del mismo material formando un flujo de electrones. Los mejores conductores son el oro y la plata, pero debido a su alto costo no son muy utilizados, por lo tanto, se utilizan más el cobre y el aluminio. (INACAP, 2015)

2.3.5.2. Partes de los Conductores

Las partes que generalmente componen un conductor son: El alma, el aislante y una cubierta protectora. Según la siguiente figura:



Figura 2-7 Partes de los Conductores.
Fuente: Inacap.

- El Alma o Elemento Conductor. - Su función es transmitir la energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de distribución u otras redes, con la finalidad de alimentar diferentes centros de consumo. Generalmente el alma es de aleación de Aluminio. El alma conductora puede ser: Alambre, si el conductor está formado por

una sola pieza o Cable, si el conductor está formado por una serie de hilos conductores.



Figura 2-8 Conductor Eléctrico cuya alma está formada por un Alambre.

Fuente:Inacap.



Figura 2-9 Conductor Eléctrico cuya alma está formada por un serie de hilos conductores.

Fuente:Inacap.

- Aislante. - Su objetivo es evitar que la energía que circula por el conductor, entre en contacto con otros conductores, personas o circule por otros elementos que forman parte de la instalación. Entre los materiales usados para el aislamiento se tiene el PVC o cloruro de polivinilo, el polietileno expandido o PE, polietileno reticulado o XLPE, la goma, el caucho y el nylon. (INACAP, 2015)
- Cubierta Protectora . – Su objetivo es proteger la integridad del aislante y del alma conductora contra esfuerzos mecánicos.

2.3.5.3. Clasificación según el número de Polos

- Monopolar, constituida de una sola alma conductora.
- Multipolar, constituida de dos o más almas conductoras.

2.3.5.4. Criterios para la Selección de Conductores

- Medio Ambiente, Se debe tomar en consideración las condiciones atmosféricas del lugar, para que el conductor esté expuesto a lluvias, vientos, granizos, temperatura ambiente, etc.)
- Tensión Máxima, Es la tensión para la cual fue diseñada el conductor.
- Transporte de Corriente, debido a que determina la sección del alma conductora.
- Que soporte las condiciones de falla a sobre tensiones y sobrecargas.

2.4. Análisis de la Carga Eléctrica

2.4.1. Consideraciones Generales

El análisis técnico y económico que debe contemplarse en un sistema de distribución, depende generalmente de la carga total a servir, su aumento a través de los años y sus características.

2.4.2. Carga Eléctrica

“La carga de un sistema de distribución de energía eléctrica es la parte terminal del sistema que convierte la energía eléctrica a otra forma de energía” (Wolff., 1982, pág. 68).

2.4.3. Densidad de Carga

La densidad de carga se define como el cociente entre carga y el área geográfica de una red de distribución eléctrica.

2.4.4. Distribución de Carga

Las cargas en un sistema de distribución eléctrica pueden estar concentradas en una determinada área del sistema o distribuidas sobre una parte particular.

2.4.5. Características de la Carga Eléctrica

2.4.5.1. Potencia Eléctrica

Es la proporción por unidad de tiempo en el cual la energía es transferida.

2.4.5.2. *Potencia aparente*

Potencia aparente o llamada también potencia compleja de un circuito de corriente alterna, es la suma vectorial de la potencia que disipa la carga del circuito transformándose en calor o trabajo (conocida como Potencia Activa cuya unidad es el vatio (W)) y la potencia que se utiliza para generar los campos eléctricos y magnéticos (conocida como Potencia Reactiva cuya unidad es el Volt-Amper reactivos (Var)).

2.4.5.3. *Factor de Potencia*

Se define como la relación entre la Potencia Activa y la Potencia Aparente. Generalmente es menor a uno porque la red de distribución no solo satisface la energía consumida por elementos resistivos, sino también suministra energía reactiva que almacenan bobinas y condensadores.

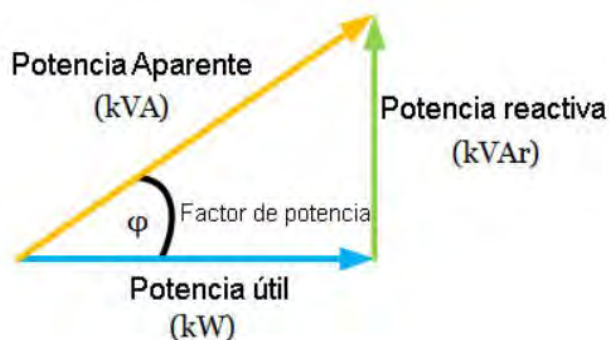


Figura 2-1 Triángulo de Potencias
Fuente: infootec.net

2.4.5.4. *Potencia instalada*

Se define como la sumatoria de todas las cargas continuas y no continuas de una instalación o instalaciones.

2.4.5.5. *Demanda Eléctrica*

La demanda eléctrica de un sistema de distribución es la intensidad de corriente o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda. (Wolff., 1982, pág. 68)

2.4.5.6. Demanda Máxima

La demanda máxima o Potencia Máxima de un sistema, es la más grande de las demandas dada en un intervalo de tiempo. Está expresada en unidades del tipo carga tales como kW, kVA o Amperios, como se puede ver en la Ecuación (2-1). Generalmente la Demanda Máxima es la de mayor importancia e interés debido a que condiciona la capacidad y diseño del sistema de distribución.

$$D_{max} = \frac{E}{F_c \times t} \quad (2-1)$$

Siendo:

D_{max} : Demanda Máxima [kW]

T : Tiempo en horas [h]

E : Energía consumida en [kW.h]

F_c : Factor de Carga

2.4.5.7. Factor de Carga

El factor de carga se define como la relación entre demanda promedio en un determinado periodo de tiempo y la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo. Está expresada como valor numérico o como un porcentaje.

$$F_c = \frac{1}{P_{max}} \int_0^T \frac{p(t)}{T} dt = \frac{\text{Demanda Promedio}}{D_{max}} \quad (2-2)$$

Donde:

F_c : Factor de Carga.

P_{max} : Potencia Máxima del Sistema [kW].

$\int_0^T \frac{p(t)}{T} dt$: Demanda promedio en un intervalo de tiempo T [kW].

2.4.5.8. Factor de Carga de Pérdidas

El factor de pérdidas está expresado en función del factor de carga, tal como se muestra en la Ecuación (2-3):

$$F_{cp} = K \times F_c + (1 - K) \times F_c^2 \quad (2-3)$$

Donde:

F_{cp} : Factor de Carga de Pérdidas.

F_c : Factor de Carga

K : Coeficiente variable a las aproximaciones estadísticas. El valor de $K=0.3$, para sistemas de distribución, recomendado por el criterio de expertos y profesionales de OLADE. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Esta ecuación proporciona resultados aceptados ampliamente en la práctica en los sistemas de distribución.

2.4.5.9. Factor de Demanda

Se define como la relación entre la demanda máxima de un sistema o parte del mismo, y la carga total conectada al sistema o a una parte del mismo. La carga conectada es la sumatoria de los consumos de carga por los aparatos conectados al sistema o cualquier otra parte. (Martínez Montesdeoca, 1980, pág. 20)

2.4.5.10. Factor de Uso

El factor de Uso o Factor de Utilización mide el grado de utilización de la capacidad nominal del equipo y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Uso} = \frac{\text{MAXIMA CARGA REGISTRADA(MVA)}}{\text{CAPACIDAD NOMINAL(MVA)}} \quad (2-4)$$

Para dicho control y análisis se define el término “FACTOR DE USO”, el cual mide el grado de utilización de la capacidad nominal del equipo y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Uso} = \frac{\text{MAXIMA CORRIENTE REGISTRADA(A)}}{\text{CORRIENTE NOMINAL(A)}} \quad (2-5)$$

Una vez calculados los factores de uso mensuales, se definen los siguientes grados de cargabilidad en los equipos:

- IAS: Instalaciones próximas a sobrecargarse, es decir, aquellas instalaciones con factor de uso mayor al 75% y menor o igual al 100% de su capacidad nominal.
- IS: Instalaciones sobrecargadas, con factor de uso mayor al 100% de su capacidad nominal. (OSINERGMIN, 2016, pág. 2)

Mientras el Factor de Demanda puede indicar el grado en el cual la carga total conectada está siendo suministrada simultáneamente, el factor de uso indica el grado en el cual el sistema está siendo cargado durante una carga pico con respecto a su capacidad nominal. (Martínez Montesdeoca, 1980, pág. 21)

2.4.5.11. Factor de Simultaneidad

Es el cociente entre la potencia máxima que se registra en una instalación, y la suma de todas las potencias máximas individuales de cada carga de dicha instalación.

$$F_s = \frac{P_{max}}{\sum_{i=1}^n P_{max}(i)} \quad (2-6)$$

Donde:

F_s : Factor de Simultaneidad.

P_{max} : Potencia máxima de la instalación en [kW].

$P_{max}(i)$: Potencia máxima individual de cada carga en [kW].

2.4.5.12. Curva de la Demanda

Es el ciclo de carga que muestra la variación de la demanda durante un periodo en el tiempo.



Figura 2-2 Curva de la Demanda de una Carga.
Fuente: CODENSA S.A. 2011.

2.5. Pérdidas en Sistemas de Distribución

En los distintos componentes del sistema de distribución, se producen pérdidas técnicas en condiciones normales de operatividad, ocasionando pérdidas económicas que reflejan deficiencias operativas de las empresas de distribución. Esta situación conlleva a la búsqueda de soluciones para controlar y minimizar este problema.

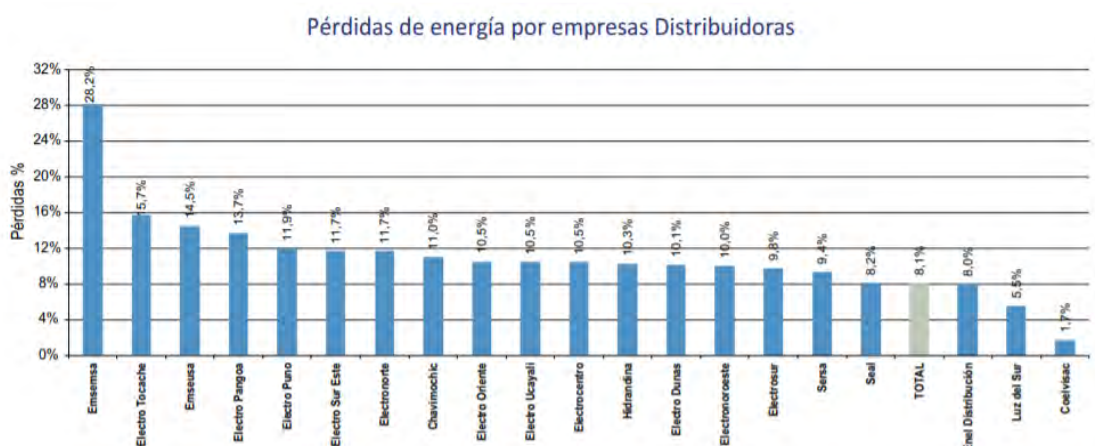


Figura 2-3 Comportamiento del porcentaje de pérdidas en distribución en cada empresa distribuidora.

Fuente: Anuario estadístico 2016-OSINERGMIN

2.5.1. Clasificación de las Pérdidas

No toda energía que se produce, se vende y se factura, debido a que siempre existen pérdidas. Estas pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la vendida, y se clasifican en pérdidas técnicas y no técnicas.

2.5.1.1. *Pérdidas Técnicas*

Las pérdidas técnicas son las que constituyen una cantidad de energía que no es aprovechada pero que el sistema requiere para su operación, es decir la energía que se pierde durante la transmisión y la distribución debido al calentamiento natural de los conductores y aumenta según se incrementa la corriente.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier sistema y no se pueden eliminar completamente; solo pueden reducirse a través del mejoramiento del sistema. (T Chala, 2012)

Se clasifican según la causa que las originan:

a) *Pérdidas por Efecto Joule*

Cuando una corriente atraviesa un conductor, existe una generación de calor y este es proporcional al cuadrado de la intensidad de corriente y el tiempo que dura, como se muestra en la Ecuación (2-7).

$$Q = R \times I^2 \times t \quad (2-7)$$

Donde:

Q : Calor generado por efecto Joule en [J].

R : Resistencia eléctrica del conductor en [Ω].

I : Intensidad de corriente que circula por el conductor en [A].

t : Tiempo en el que transcurre el efecto Joule en [s].

b) *Pérdidas por Histéresis y Corrientes Parásitas*

Dentro del transformador existe la potencia que sirve para magnetizar el núcleo, y es considerada como potencia perdida en la imantación del núcleo.

También en las láminas del núcleo del transformador debido al campo magnético variable, se inducen corrientes que circulan por estas láminas denominadas corrientes de Foucault, corrientes remolino o corrientes parásitas, las cuales generan pérdidas.

2.5.1.2. Pérdidas No Técnicas

Estas pérdidas no constituyen una pérdida real de energía, sino que van relacionadas con el usuario o la empresa concesionaria como veremos en las siguientes clasificaciones.

Clasificación según la causa que las produce:

- Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando. – Se refiere a los usuarios que se conectan a la red sin un acuerdo con la empresa concesionaria. O también usuarios que teniendo un contrato con la empresa de distribución son desconectados, pero clandestinamente vuelven a conectarse sin la autorización de la empresa.
- Error en la contabilización. - Son todos los errores de medición en los medidores de energía, lectura y facturación.
- Fraude o hurto. – Se refiere a la alteración de los medidores o toma directa de la energía eléctrica.
- Errores en la actividad administrativa de la empresa. – Es evidente que un sistema de medición defectuoso, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar conexiones clandestinas a la red son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa. (T Chala, 2012)

2.6. Planificación en Sistemas de Distribución

2.6.1. Objetivo del planeamiento

El objetivo principal del planeamiento del sistema de distribución es de minimizar los costos de las instalaciones a diseñar (Subestaciones, transformadores, redes eléctricas) y que no afecten los valores permisibles de voltaje, caídas de tensión y la continuidad del servicio. Y satisfacer las necesidades actuales y futuras conforme crece la demanda. (Ramirez Castaño, 2004)

2.6.2. Crecimiento de la Demanda

El crecimiento de la demanda es de suma importancia para la planificación del Sistema de Distribución debido a que condiciona al sistema eléctrico y define su capacidad para satisfacer la demanda energética. El crecimiento de la carga está directamente relacionado con el crecimiento demográfico que va aumentando descontroladamente, así como el crecimiento industrial y avance tecnológico.

Al planear los sistemas de distribución es muy importante considerar la tasa de crecimiento anual, de modo que para los 10 años de estudio se pueda alimentar el crecimiento de la carga.

2.6.3. Crecimiento Demográfico

El crecimiento demográfico o crecimiento poblacional es el cambio en la población en un determinado periodo de tiempo, y puede ser cuantitativo como el cambio en el número de individuos en una población para su medición. (Wikipedia, 2019)

2.7. Pronóstico de la Demanda de Energía Eléctrica

El pronóstico o proyección de la demanda es un procedimiento sistemático que permite básicamente predecir la demanda futura y es de vital importancia para la planificación en sistemas de distribución, por lo que el pronóstico debe ser lo más exacto posible sin olvidar la presencia de incertidumbres. De acuerdo al tiempo que se efectúe para el análisis, se podría considerar tres técnicas de predicción: de corto, mediano y largo plazo, todo depende del tipo de análisis y su complejidad. (Ariza Ramirez, 2013)

2.7.1. Importancia del Pronóstico de la Demanda de Energía Eléctrica

El objetivo principal del sistema de distribución es satisfacer la demanda de energía de manera segura, confiable y continua. Pero debido a la creciente demanda los sistemas de distribución deben satisfacer dicha demanda, por lo cual es necesario tener un valor demandado para poder realizar modificaciones o incrementar la capacidad del sistema.

2.8. Métodos de Extrapolación para el Pronóstico de Demanda de Energía

El uso de fórmulas matemáticas para proyectar la demanda de energía supone que esta tiene un comportamiento histórico relativamente regular. Dentro de las ecuaciones matemáticas, las más utilizadas para la proyección se describen a continuación

2.8.1. Cambio Aritmético o lineal

La más simple de las funciones matemáticas es la línea recta o polinomio de primer grado, la cual, se deriva de una progresión aritmética.

El crecimiento aritmético supone que en cada periodo la población aumenta o disminuye en el mismo número de personas, tal como se muestra en la figura 2-14.

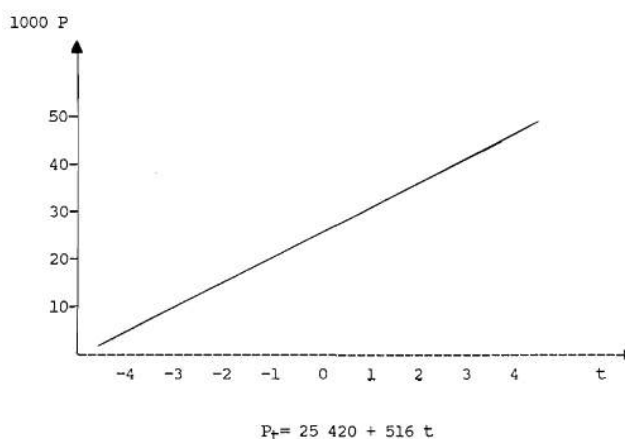


Figura 2-4 Crecimiento Lineal .
Fuente: Técnicas de Proyecciones.

Esta ecuación no debe ser muy utilizada debido a que es muy difícil encontrar una variación que presente estas características y sólo justifica que se utilice en el caso de disponer únicamente de dos puntos en el tiempo. (Granados Celade, 1997)

Matemáticamente el crecimiento lineal se puede expresar como la Ecuación (2-8):

$$D_F = D_A(1 + t) \quad (2-8)$$

Donde:

D_F = Demanda Futura (kW).

D_A = Demanda Actual (kW).

t = Tasa anual de Incremento de la Demanda.

2.8.2. Cambio Geométrico o Exponencial

Desde fines del siglo XVII y durante el siglo XVIII una gran cantidad de autores, observaron cómo la población tendía a crecer en forma geométrica, por lo cual esta función fue ampliamente utilizada.

Un crecimiento en forma geométrica o exponencial (ver figura 2-15), supone que crece a una tasa constante, lo que significa que aumenta proporcionalmente lo mismo en cada periodo de tiempo y en forma creciente. (Granados Celade, 1997)

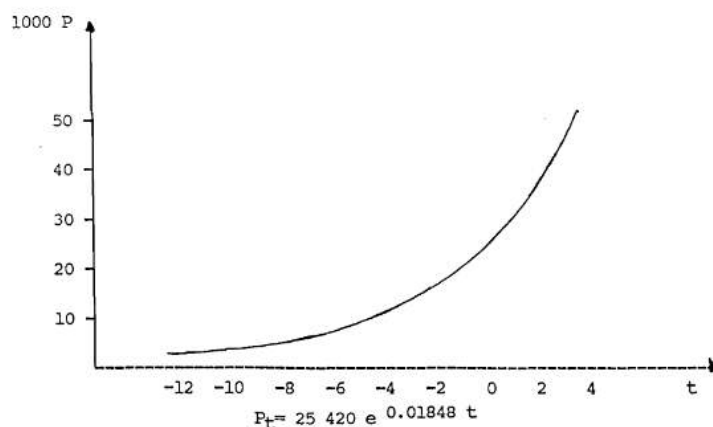


Figura 2-5 Crecimiento Exponencial.
Fuente: Técnicas de Proyecciones.

Matemáticamente el crecimiento Exponencial se puede expresar como la Ecuación (2-9):

$$D_F = D_A \times (1 + t)^n \quad (2-9)$$

Donde:

D_F = Demanda Futura (kW).

D_A = Demanda Actual (kW).

t = Tasa anual de Incremento de la Demanda (%).

n = Nro. de Años considerados.

2.8.3. Crecimiento Logístico

La Logística es una función que tiene forma de S alargada, con dos asíntotas: una inferior y otra superior. Supone que en un principio la variable crecerá aceleradamente, pero después de un crecimiento máximo, su ritmo cesará a cero. Por esta razón la primera parte de la curva es convexa y la segunda parte es cóncava. (Granados Celade, 1997)

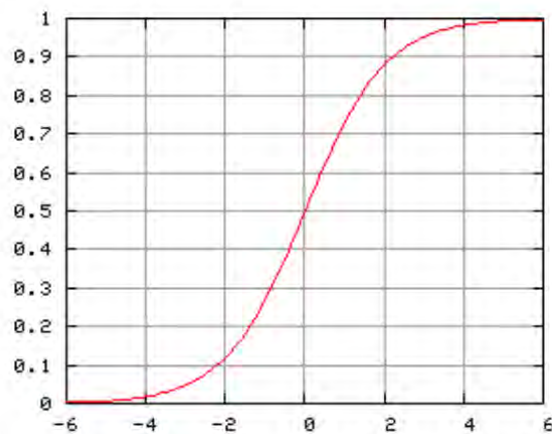


Figura 2-6 Curva Logística.
Fuente: Técnicas de Proyecciones.

Matemáticamente el crecimiento Logístico se puede expresar como la (2-10):

$$D_F = \frac{k}{1 + e^{a+bt}} \quad (2-10)$$

Donde:

D_F = Demanda Futura (kW).

k = Es la asíntota superior (kW).

t = Tasa anual de Incremento de la Demanda (%).

a y b = son constantes.

e = es la base de los logaritmos naturales.

2.9. Tasa de Crecimiento de la Demanda de Energía

La tasa de Crecimiento es una medida de cómo va aumentando la demanda de energía eléctrica en un determinado periodo de tiempo. Generalmente esta medida va aumentando debido a que más usuarios requieren energía y a la aparición de nuevas cargas.

2.9.1. Tasa de Crecimiento Aritmético

La Tasa de Crecimiento Aritmético se calcula mediante la Ecuación (2-11):

$$t_A = \frac{D_F - D_A}{D_A} \times 100\% \quad (2-11)$$

Donde:

t_A = Tasa de crecimiento Aritmético (%).

D_F = Demanda Futura (kW).

D_A = Demanda Actual (kW).

Este valor indica cuanto en cuanto se incrementa o disminuye la variación de la demanda ($D_F - D_A$) con respecto a la demanda actual (D_A) para años consecutivos.

2.9.2. Tasa de Crecimiento Medio Aritmético

O llamado también Tasa de Crecimiento Promedio Aritmético el cual se calcula mediante la siguiente Ecuación (2-12):

$$t_{MA} = \frac{\sum_{i=1}^n t_A}{n} \quad (2-12)$$

Donde:

t_{MA} = Tasa de crecimiento Medio Aritmético (%).

t_A = Tasa de crecimiento Aritmético (%).

n = Nro. de datos.

2.9.3. Tasa de Crecimiento Geométrico

La Tasa de Crecimiento Geométrico se calcula mediante la Ecuación (2-13):

$$t_G = \left(\sqrt[N_a]{\frac{D_F - D_A}{D_A}} - 1 \right) \times 100\% \quad (2-13)$$

Donde:

t_G = Tasa de crecimiento Geométrico (%).

D_F = Demanda Futura (kW).

D_A = Demanda Actual (kW).

N_a = Nro. de años proyectados.

A diferencia de la Tasa de Crecimiento Aritmético esta ecuación indica un crecimiento independiente de lo que sucede en los años intervenidos.

2.10. Análisis Económico

2.10.1. Valor Actual Neto (VAN)

Procede de la expresión inglesa Net present Value. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar el momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los cash-flows futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. (Flores Pérez)

El VAN se calcula mediante la Ecuación (2-14):

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^n \frac{Q_n}{(1+t)^n} \quad (2-14)$$

Donde:

Q_n : Representa los flujos de caja.

I : Es el valor de la inversión inicial.

n : Es el número de periodos considerados.

t : Es el valor de la tasa de descuento.

Si $VAN > 0$, La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (t).

Si $VAN < 0$ La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida(t).

Si $VAN = 0$ La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.

2.10.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno mide la rentabilidad del proyecto en términos porcentuales. Para su cálculo se estima cuál es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero.

La regla de decisión para el inversor será la de invertir en el proyecto si la TIR es mayor que la tasa de descuento. (Lledó, 2003)

El TIR se calcula mediante la Ecuación (2-15):

$$0 = -I + \sum_{n=1}^n \frac{Q_n}{(1 + TIR)^n} \quad (2-15)$$

Q_n : Representa los flujos de caja.

I : Es el valor de la inversión inicial.

n : Es el número de periodos considerados.

2.10.3. Análisis de Sensibilidad

Los criterios de evaluación mencionados hasta ahora para calcular la rentabilidad del proyecto no son exactos ya que solamente están indicando uno de los posibles escenarios del proyecto.

Hay que tener en cuenta que los cambios del entorno y de las variables estimadas son imposibles de predecir con exactitud. Por ejemplo, puede ocurrir que los precios sean menores que los estimados, o que la demanda sea mayor, o que los salarios a pagar sean mayores, etc.

Por lo tanto, la decisión de invertir o no en el proyecto no debería basarse solamente en el cálculo del VAN y TIR, sino en la comprensión del origen de la rentabilidad del proyecto y del posible cambio en las variables. (Lledó, 2003)

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04

3.1. Introducción

En el presente capítulo se da a conocer la situación actual del alimentador DO-04, que es de suma importancia para conocer las características de las redes y subestaciones, con la finalidad de realizar la simulación mediante el software NEPLAN para conocer las condiciones de operación y comportamiento del sistema tomando en cuenta la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE).

Para complementar la información se da una breve descripción del transformador de potencia Dolorespata y sus 09 alimentadores que son los que suministran de energía a una parte de la ciudad del Cusco.

3.2. Descripción de la Subestación de Transformación Dolorespata

La Subestación de Transformación Dolorespata está constituida por 3 Transformadores de Potencia de dos devanados, dos de ellos con una potencia de 12.2 MVA y el otro con una potencia de 30 MVA conectados en paralelo y operando a la tensión de 138 kV en el lado de alta y 10.5 kV en el lado de baja.

La SET Dolorespata esta interconectada a la SET Cachimayo a través de la Línea de Transmisión L-1003 con una distancia de 13.5 Km y con la SET Quencoro a través de la Línea L-1004 con una distancia de 8.34 Km, está ultima SET también suministra de energía a la ciudad del Cusco.

Actualmente la SET Dolorespata cuenta con 09 Alimentadores de Media Tensión (DO01, DO02, DO03, DO04, DO05, DO06, DO07, DO08, DO09) que están conectados a la barra de 10.5 kV según el diagrama Unifilar de la Figura 3-1 que se muestra a continuación.

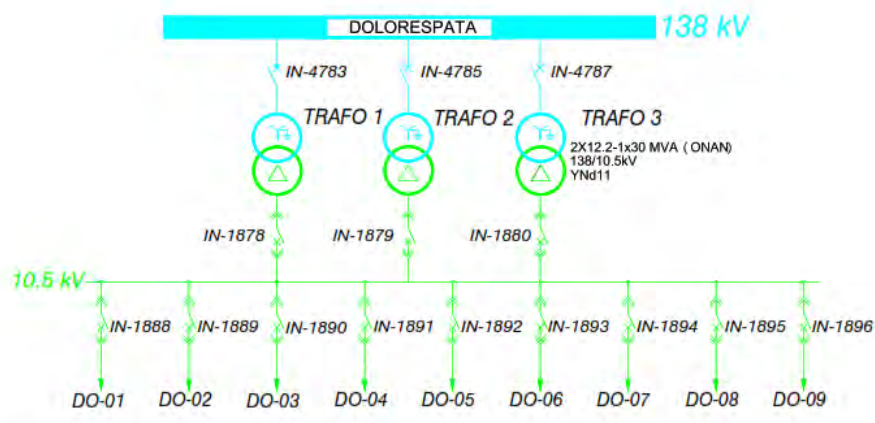


Figura 3-1 Diagrama Unifilar SET DOLORESPATA.
Fuente: Centro de Control Electro Sur Este.

3.3. Breve Descripción de los Alimentadores de la SET Dolorespata

3.3.1. Alimentador DO 01

Su recorrido pasa por la av. Luis Uzategui de la urbanización Coripata Sur, del distrito de Santiago, hasta la primera SED 0010545 en la avenida Antonio Lorena, cubriendo un área de influencia hasta la Urb. La Pradera y APV Hermanos Ayar; otras derivaciones llegan a las zonas de los Incas Picchu y la salida de la carretera hacia Abancay. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-1 Datos Generales del Alimentador DO 01

ALIMENTADOR DO 01	
Longitud del alimentador en Km	71.99
Total de Subestaciones de Distribución	136
Cantidad de Clientes GIS	13122
Cantidad de Luminarias	4575

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.2. Alimentador DO 02

Su recorrido pasa por la Urbanización Primavera, donde existe una bifurcación; una de las ramificaciones pasa por el campo ferial de Huancaro, con derivaciones hacia la periferia del distrito de Santiago, particularmente se alude por:

- Asentamiento Humano: La Estrella, Herapata, Juan Espinoza Medrano, Luis Vallejo Santoni, Villa Cesar.
- Urbanización: Huancaro, Belenpampa, Francisco Bolognesi, Coripata.
- Asociación: Ruiz Caro, Kantoc.
- Comunidad campesina: Cachona, Kuychiro, Cchoco, Niwampampa.
- Asociación Pro Vivienda: Los Jardines, Ramiro Prialé, Manahuañunca. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-2 Datos Generales del Alimentador DO 02

ALIMENTADOR DO 02	
Longitud del alimentador en Km	26.07
Total de Subestaciones de Distribución	63
Cantidad de Clientes GIS	9665
Cantidad de Luminarias	2550

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.3. Alimentador DO 03

Tiene su recorrido por la Av. Ramón Castilla, siguiendo por la Av. El Sol llegando a la SED 0010196 ubicada en el pasaje Hermoza; es el alimentador que suministra a la zona céntrica de la Ciudad, también suministra de energía a:

- Instituciones públicas: RENIEC, Teatro Municipal.

- Plazas e Iglesias.
- Instituciones privadas: Banco Continental, BCP, Telefónica del Perú, Interbank, locales comerciales, Colegios y Hoteles. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-3 Datos Generales del Alimentador DO 03

ALIMENTADOR DO 03	
Longitud del alimentador en Km	12.33
Total de Subestaciones de Distribución	25
Cantidad de Clientes GIS	2980
Cantidad de Luminarias	1184

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.4. Alimentador DO 04

Recorre por la SED 0010206 ubicada en Av. El Sol, pasando por la plaza Limaqpampa y llega a la SED 0010208 en la calle San Agustín, desde donde suministra de energía hacia el norte del distrito del Cusco, específicamente:

- Urbanización: San Blas, San Juan del Cielo, Ernesto Gunther.
- Locales comerciales y turísticos.
- Comunidad Chacan, Pucara, Tambomachay y Huayllarcocha. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-4 Datos Generales del Alimentador DO 04

ALIMENTADOR DO 04	
Longitud del alimentador en Km	14.17
Total de Subestaciones de Distribución	46
Cantidad de Clientes GIS	5327
Cantidad de Luminarias	1253

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.5. Alimentador DO 05

Recorre por la Av. Ramón Castilla llegando finalmente a la SED 0010155 en la Av. Confraternidad del distrito de Wanchaq. Distribuyéndose a los siguientes lugares:

- Urbanización: Micaela Bastidas, Los Incas, Los Andenes, San Borja, Rosaspata, Lucrepata, Cruspata.
- Asociación Pro Vivienda: Ucchullo Grande. Guadalupe, Buena Vista, Cristo Pobre, El Mirador.
- I.E. Inca Garcilaso de la Vega y el Estadio Garcilaso.

Tabla 3-5 Datos Generales del Alimentador DO 05

ALIMENTADOR DO 05	
Longitud del alimentador en Km	12.5
Total de Subestaciones de Distribución	60
Cantidad de Clientes GIS	9493
Cantidad de Luminarias	2435

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.6. Alimentador DO 06

Tiene su recorrido por la Av. Ramón Castilla, llegando a la SED 0010553 en la Av. 24 de Junio del distrito de Wanchaq, desde donde se distribuye a distintos lugares del distrito como:

- Asociación Pro Vivienda: Villa Las Palmeras, Las Salineras, Las Americas, Victoria.
- Urbanización: Los Portales, Primero de Mayo, Cari Grande, Los Marqueses, Quispicanchis Mariscal Gamarra, Santa Mónica, Santa Rosa, Marcavalle, Miravalle, Magisterio, Santa María de Manzanares.
- UNSAAC, Hospital Regional del Cusco, Seda Cusco y Colegios. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-6 Datos Generales del Alimentador DO 06

ALIMENTADOR DO 06	
Longitud del alimentador en Km	19
Total de Subestaciones de Distribución	80
Cantidad de Clientes GIS	10819
Cantidad de Luminarias	2064

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.7. Alimentador DO 07

La primera SED de su recorrido es la SED 0010228 ubicada en la alameda Pachacutecq, desde donde sigue diferentes lugares de Wanchaq como:

- Urbanización Santa Ursula, Progreso, Los Sauces, San Judas.
- Centro Comercial Confraternidad.
- Zona Residencial La Floresta, Las Fucsias, etc.

- Colegio Virgen de Guadalupe, Arturo Palomino, María Trinidad Enriquez. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-7 Datos Generales del Alimentador DO 07

ALIMENTADOR DO 07	
Longitud del alimentador en Km	12.26
Total de Subestaciones de Distribución	53
Cantidad de Clientes GIS	9190
Cantidad de Luminarias	1815

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.8. Alimentador DO 08

Tiene su recorrido por los distritos de San Sebastian, Wanchaq y una parte de Santiago, específicamente en los lugares como:

- Viva el Perú, General Ollanta, Señor de Qoyllority.
- Comunidad de Molleray, Wilarpay. Tancarpatá.
- Centro Comercial El Molino.
- Urbanización Ttio, Chocco, Riobamba, Manco Ccapac, Bancopara, Industrial Huancaro y aledaños.
- Asentamiento Humano: Arahua, Primero de Enero, Simón Herrera, etc.
- Colegio Sagrado Corazon de Jesús, Uriel Garcia. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-8 Datos Generales del Alimentador DO 08

ALIMENTADOR DO 08	
Longitud del alimentador en Km	21.9
Total de Subestaciones de Distribución	81
Cantidad de Clientes GIS	12880
Cantidad de Luminarias	3026

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.3.9. Alimentador DO 09

Recorre el jirón Machupicchu, distribuyendo energía a la parte noroeste de la parte céntrica de la ciudad del Cusco, específicamente por los lugares como:

- Urbanización Amadeo Repeto, Coripata, etc.
- Colegio Ciencias, San Francisco y Educandas.
- Centros Comerciales y Turísticos. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tabla 3-9 Datos Generales del Alimentador DO 09

ALIMENTADOR DO 09	
Longitud del alimentador en Km	11.65
Total de Subestaciones de Distribución	36
Cantidad de Clientes GIS	9071
Cantidad de Luminarias	1475

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.4. Características Técnicas del Alimentador DO 04

3.4.1. Topología Actual de las Redes de MT del Alimentador DO 04

En la Actualidad el Alimentador DO 04 está conformada por 18 ramales y 49 Subestaciones de Distribución tal como se muestra en la Figura 3-2.

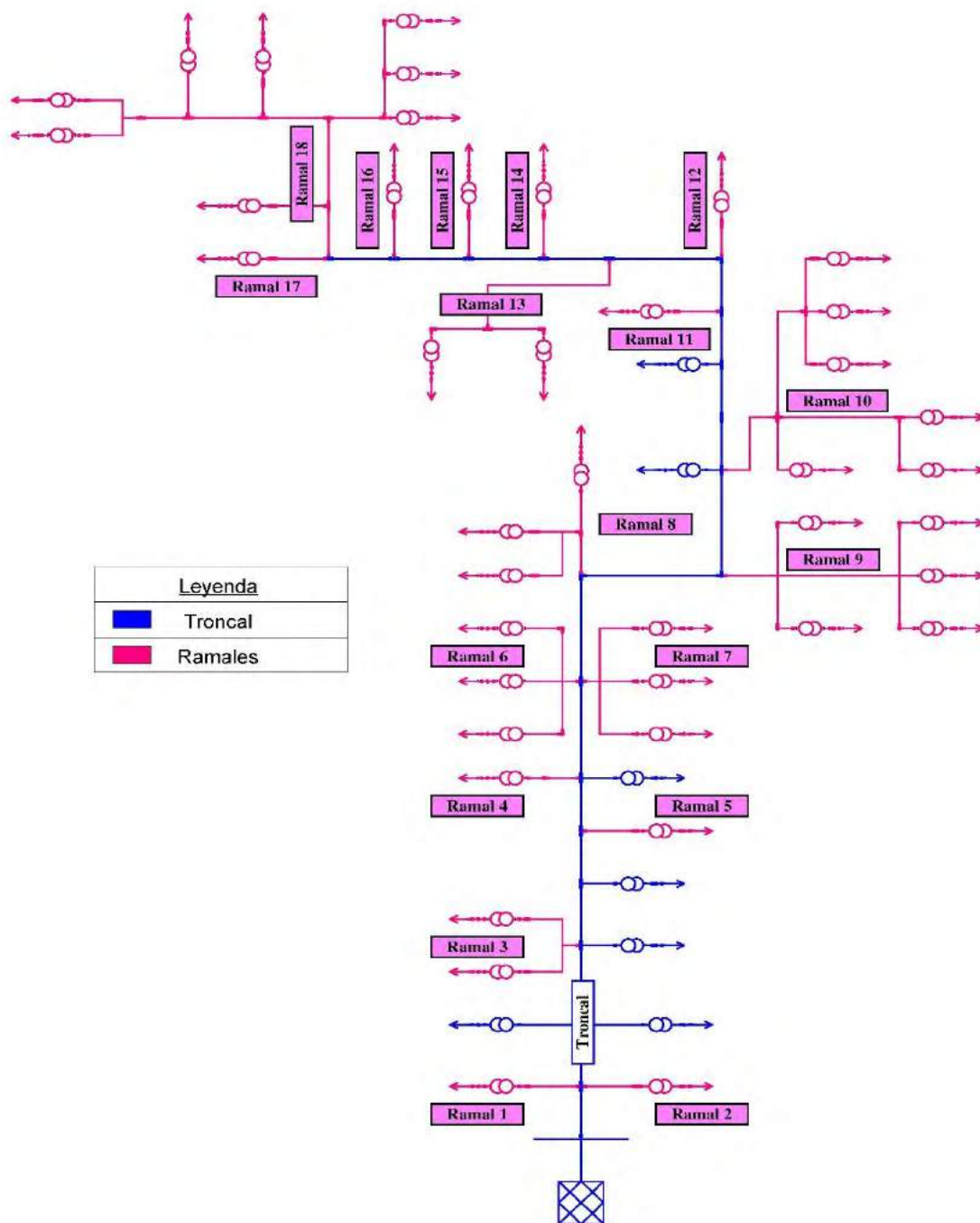


Figura 3-2 Topología Actual de las Redes de MT del Alimentador DO 04.
Fuente: Elaboración Propia-Neplan.

3.4.2. Características de la Troncal del Alimentador DO 04

La troncal parte de la Subestación de Transformación Dolorespata pasando por la Av. Agustín Gamarra, Av. Tullumayu, Av. Huáscar, calle Choquechaca, Circunvalación y finalizando su tramo en la SED 0010073 Radio Mundo. Cuenta con un total de 7 Subestaciones de Distribución y una longitud Total de 4.423 Km de Conductor de tipo aéreo y subterráneo tal como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 3-10 Datos Técnicos de la Troncal del Alimentador DO 04

SED'S	Código Técnico SED	Nombre SED	Potencia Nominal en kVA
	0010551	AV. PACHACUTEC	400
	0010012	MERCADO HUANCHAC	250
	0011090	MERCADO WANCHAQ II	250
	0010207	AV. HUASCAR	400
	0010296	CARMEN ALTO SAN BLAS	400
	0010090	ATOCSAYCUCCHI	160
	0010206	AV. SAN MARTIN (ENAFER)	400
	Total de Subestaciones		7
CONDUCTOR	Tipo de Conductor	Sección en mm ²	Longitud en Km
	AAAC	120	0.668
	AAAC	70	1.07
	N2XSEY	150	0.977
	NKBA	120	0.134
	NKBA	150	1.574
	Longitud Total en Km		4.423

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

3.5. Tipos de Conductores Utilizados en el Alimentador DO04

3.5.1. Conductores Tipo Subterráneos del Alimentador DO 04

Con una longitud de 7.43 Km, los conductores subterráneos utilizados en el alimentador son: N2XSEY (cable unipolar con conductor de cobre, aislamiento XLPE y revestimiento exterior de PVC), NA2XSA (Cable de cobre con aislamiento de papel impregnado en aceite,

envoltura de plomo, cubierta protectora interior, armadura de fleje de acero), NKBA (Cable de Cobre con asilamiento de papel impregnado en aceite, cubierta protectora, de envoltura de plomo y armadura de acero), NKY (Conductor de cobre con aislamiento de papel impregnado con aceite, y envoltura de plomo), NYY (Cable de cobre de forro exterior y aislamiento termoplástico); el porcentaje en el cual son utilizados los conductores subterráneos se muestra en la Figura 3-3, por consiguiente se puede observar que el más utilizado es el conductor tipo N2XSEY.

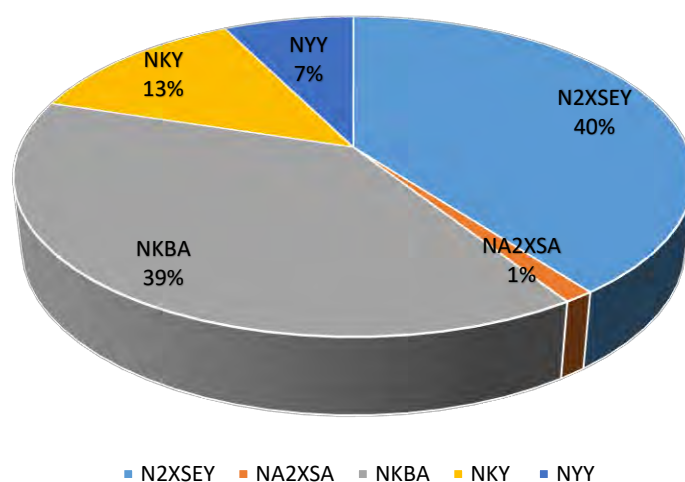


Figura 3-3 Conductores Subterráneos utilizados en el Alimentador DO 04.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.5.2. Conductores Tipo Aéreos del Alimentador DO 04

La longitud de los conductores aéreos que se utilizan en el alimentado es de 6.74 Km entre conductores tipo AAAC (conductor cableado concéntrico que se compone de una o de varias capas de alambres de aleación de aluminio) y CU_DES. El conductor tipo AAAC es el más utilizado tal como se muestra en la Figura 3-4, con un porcentaje del 86 %.

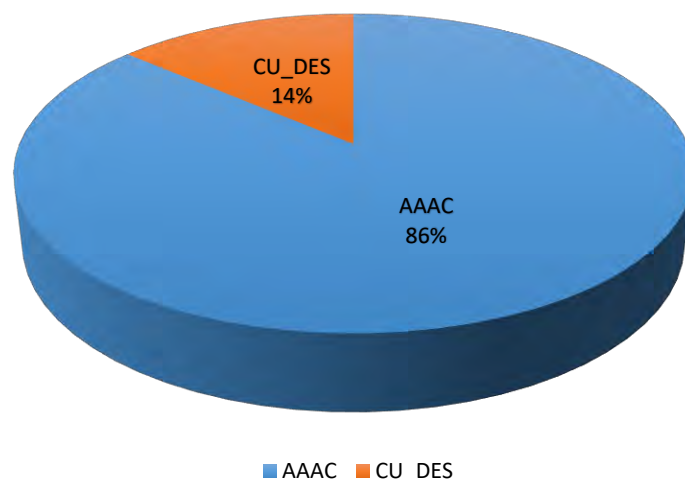


Figura 3-4 Conductores aéreos utilizados en el Alimentador DO 04.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.6. Clasificación de las Subestaciones de Distribución del Alimentador DO 04

3.6.1. Según el Tipo de Servicio

A continuación, se muestra en la Figura 3-5 la distribución de las SED's según el tipo de servicio del Alimentador DO 04.

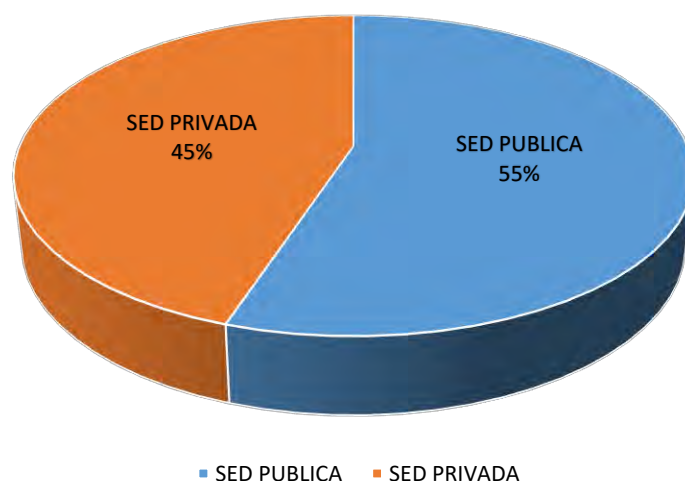


Figura 3-5 Distribución de las SED's Según el Tipo de Servicio.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.6.2. Según el Tipo de Instalación

En la Figura 3-6 se muestra la distribución de las SED's según el tipo de Instalación (Monoposte, Biposte, Caseta, Compacta) del Alimentador DO 04.

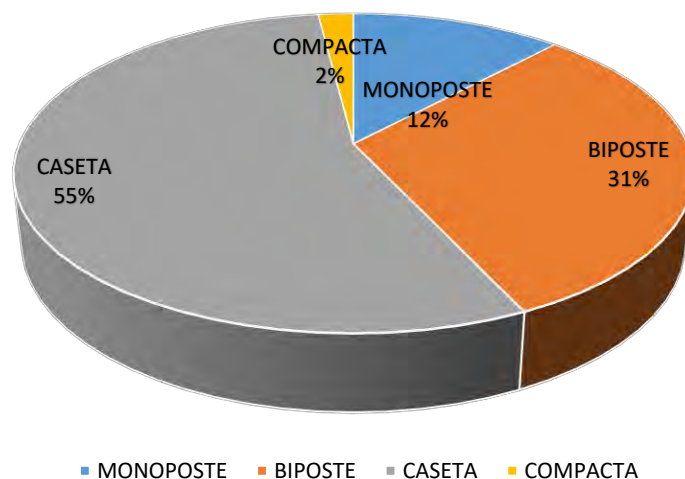


Figura 3-6 Distribución de las SED's Según el Tipo de Instalación.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.6.3. Según el Nivel de Tensión en el Secundario

Según la Base de Datos GIS de Electro Sur Este 48 de sus 49 Subestaciones de Distribución trabajan a la tensión de 220 en el Secundario, mientras que la única Subestación que trabaja a 380 en el Secundario es la SED 0011090 localizada en el mercado de Wanchaq.

3.6.4. Según la Potencia Instalada en kVA

Las potencias Instaladas de cada Subestación se muestran mediante la siguiente gráfica de barras.

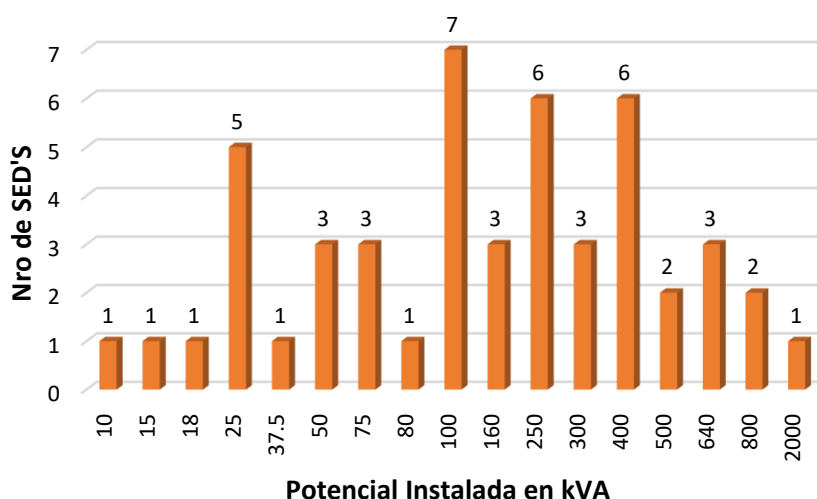


Figura 3-7 Cantidad de SED por Potencia Instalada.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.6.5. Distribución del Alumbrado Público

El alumbrado público es un servicio empleado para iluminar las calles, vías públicas, parques públicos, entre otros. El alimentador DO 04 cuenta con 1,355 luminarias, estas con diferentes potencias y distribuidas en cada Subestación de Distribución tal como se ve en la siguiente Tabla.

Tabla 3-11 Datos Generales del Alumbrado Público del Alimentador DO 04

Nro. SED	Potencia Luminaria en (W)									Cantidad de Luminarias	Potencia Total por SED (kW)
	35	50	55	70	90	95	125	150	250		
0010790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010410	-	7	-	13	-	-	-	-	-	20	1.26
0011053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010090	-	-	-	83	-	-	-	2	-	85	6.11
0010976	-	32	-	36	-	-	-	-	-	68	4.12
0010052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010312	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010073	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010791	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010342	-	-	-	47	-	2	-	-	-	49	3.48
0010699	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010012	-	-	-	31	10	-	-	15	17	73	9.57
0010561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010551	-	-	-	7	-	-	-	34	14	55	9.09
0010535	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010789	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010489	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010371	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0011090	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010534	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010207	-	-	-	19	-	17	-	8	14	58	7.65
0010602	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010209	8	-	-	103	-	-	5	21	5	142	12.52
0010372	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010211	-	-	-	103	-	-	-	10	-	113	8.71
0010161	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010210	-	-	12	60	-	-	-	-	-	72	4.86
0010552	-	-	-	75	-	-	-	14	-	89	7.35
0010091	5	-	-	87	-	-	-	-	-	92	6.27
0010427	-	-	-	27	-	-	-	8	-	35	3.09
0010659	-	-	-	11	-	-	-	-	-	11	0.77
0010009	-	-	-	65	-	-	-	12	5	82	7.60
0010672	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010761	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0010206	-	-	-	41	-	-	-	4	19	64	8.22
0010208	-	-	8	16	-	5	-	32	4	65	7.84
0010370	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00

0010041	-	-	-	33	-	14	-	5	5	57	5.64
0010296	-	-	-	48	-	-	-	12	-	60	5.16
0010428	-	42	-	2	-	-	-	-	-	44	2.24
0011205	-	21	-	-	-	-	-	-	-	21	1.05
0011320	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0011299	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
0011307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Total										1,355.00	122.58

Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.
Elaboración Propia.

Como se aprecia en la Tabla de Alumbrado Público, el alimentador tiene una potencia de 122.58kW, que es una potencia considerable y es fundamental para el análisis de cargabilidad.

El alimentador DO 04 actualmente cuenta con dos tipos de alumbrado público estos son: lámpara de Vapor de Sodio e iluminación con tecnología LED, el alumbrado que se encuentra distribuido en mayor parte es la lámpara de Vapor de Sodio, esto debido a que a las luminarias LED, son una tecnología que ya se está implementado en los proyectos de electrificación por parte de la empresa concesionaria Electro Sur Este SAA. El porcentaje de la cantidad de estos dos tipos de alumbrado se muestra en la Figura 3-8.

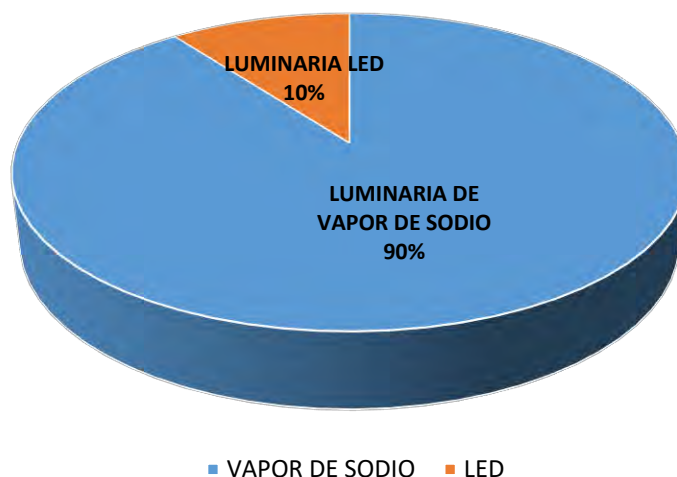


Figura 3-8 Tipo de Luminarias del Alimentador DO 04.
Fuente: Base de Datos GIS Electro Sur Este.

3.7. Clasificación del Consumo de Energía según el Pliego Tarifario

El alimentador DO 04 tiene una cantidad de 5241 usuarios, con diversos Pliegos Tarifarios del Servicio Público de Electricidad según el contrato de energía para los diferentes niveles de tensión. Como se observa en la siguiente Figura 3-9, la tarifa BT5B es la que predomina en el Alimentador DO 04.

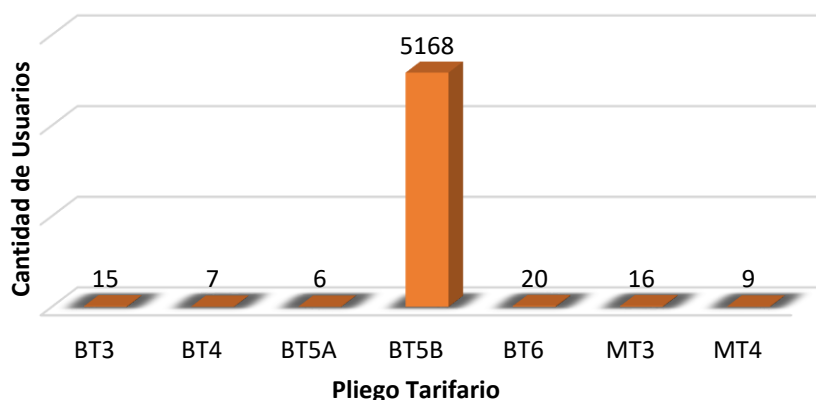


Figura 3-9 Cantidad de usuarios por pliego tarifario en el Alimentador DO 04.
Fuente: Área Comercial Electro Sur Este.

Por otra parte, para el consumo de energía del alimentador DO 04 el pliego tarifario MT3 es el que mayor demanda genera, esto debido a que el alimentador tiene subestaciones con potencias Nominales que llegan hasta los 2 MVA que es el caso de la SED de la Compañía Backus. El consumo de energía por pliego tarifario se muestra a continuación.

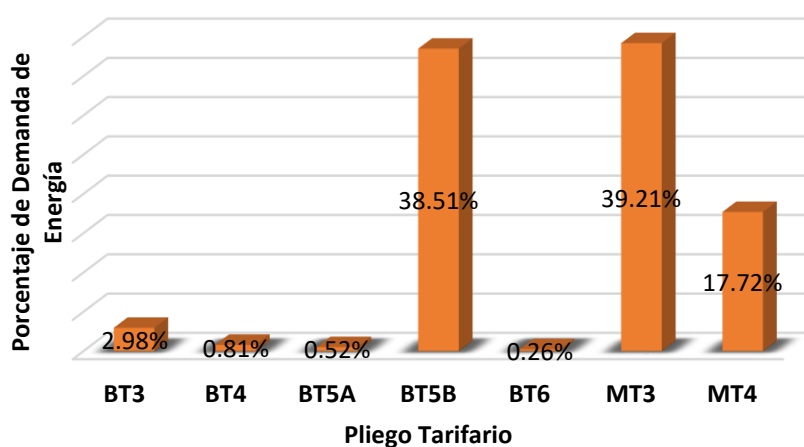


Figura 3-10 Porcentaje del Consumo de Energía según el Pliego Tarifario-Alimentador DO 04.
Fuente: Área Comercial Electro Sur Este.

3.8. Diagnóstico Actual de las Condiciones de Operación del Alimentador DO 04

3.8.1. Demanda de Energía del alimentador DO 04

Hoy en día el alimentador DO 04 tiene un total de 5241 clientes GIS, con una demanda que viene creciendo año tras año, en 2018 se registró una demanda total de energía de 27,389,604.77 kW.h, resultando uno de los mayores de todos los alimentadores de la SET Dolorespata, esto debido a que tiene una de las Cargas que mayor energía consume anualmente que es la SED 001061 perteneciente a la Compañía Cervecera Backus, que en el año 2018 registro un consumo de 3,383,682 kW.h.

Los Consumos anuales basados de los 49 Subestaciones de Distribución que se encuentran en el alimentador se muestran en la Tabla 3-30.

Tabla 3-12 Demanda de Energía del Alimentador DO 04-2018

N°	SED	NOMBRE SED	DIRECCION SED	ENERGIA ANUAL 2018 (kW.h)
1	0010790	PUCARA	PUCARA	2,436.00
2	0010410	COMUNIDAD TAMBOMACHAY	COMUNIDAD TAMBOMACHAY	20,843.2
3	0011053	ZONA REGISTRAL N° X	CALLE MANCCO INCA	141,804.02
4	0010090	ATOCSAYCUCHI	ATOCSAYCUCHI	390,283.20
5	0010976	APV. VILLA SAN BLAS	VILLA SAN BLAS	130,765.40
6	0010052	RADIO CUSCO	RADIO CUSCO	4,288.64
7	0010312	FAMILIA ARGUEDAS	FAMILIA ARGUEDAS	5,036.00
8	0010001	SACSAYHUAMAN PUEBLO	SACSAYHUAMAN PUEBLO	184,201.73
9	0010073	RADIO MUNDO	RADIO MUNDO	5,894.00
10	0010791	SALKANTAY	SALKANTAY	1,360.00
11	0010342	SAN MARCOS	SAN MARCOS	196,877.04
12	0010699	MAQUICENTRO-UNSAAC	AV. DE LA CULTURA (ALTURA ESTADIO UNIVERSITARIO)	118,820.60
13	0010012	MERCADO HUANCHAC	MERCADO HUANCHAC	828,536.80
14	0010561	CRIADERO DE AUNQUENIDOS - GOBIERNO REGIONAL	SACSAYHUAMAN	43,200.00
15	0010551	AV. PACHACUTEC	AV. PACHACUTEC	1,062,010.20
16	0010535	HOTEL AYLLU	HOTEL AYLLU	172,104.00
17	0010789	CHACAN	CHACAN	13,273.00
18	0010489	BANCO WIESE	BANCO WIESE	59,643.33
19	0010371	COLEGIO LA SALLE	COLEGIO LA SALLE	149,463.00

CAP. III – DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04

20	0010027	FESTIVAL DE LA CERVEZA	FESTIVAL DE LA CERVEZA	3,690.00
21	0011090	MERCADO WANCHAQ II	AV. GARCILASO	335,938.80
22	0010534	HOTEL LIBERTADOR II	HOTEL LIBERTADOR II	1,149,531.00
23	0010109	HOTEL LIBERTADOR I	HOTEL LIBERTADOR I	652,734.76
24	0010207	AV. HUASCAR	AV. HUASCAR	570,373.80
25	0010602	COORPORACION HOTELERA CUSCO S.	COORPORACION HOTELERA CUSCO S.	365,549.08
26	0010987	HOTEL MARRIOT	CALLE RUINAS	2,908,520.12
27	0010988	HOTEL MONASTERIO	CALLE PALACIO	1,111,152.54
28	0010209	HUARANCALLQUI	HUARANCALLQUI	1,550,239.40
29	0010372	PERU HOTEL	PERU HOTEL	1,168,510.04
30	0010211	ZAGUAN DEL CIELO	ZAGUAN DEL CIELO	513,422.20
31	0010161	COMPAÑIA CERVECERA	COMPAÑIA CERVECERA	3,383,682.00
32	0010210	CHIHUAMPATA	CHIHUAMPATA	777,917.40
33	0010552	CALERA CERVECEROS	CALERA CERVECEROS	213,100.00
34	0010091	SUYTUCCATU	SUYTUCCATU	424,093.80
35	0010427	SAPANTIANA SACSAYHUAMAN	SAPANTIANA SACSAYHUAMAN	121,105.20
36	0010659	SUBESTACION SAPANTIANA II	CHOQUECHACA	146,227.20
37	0010009	CONJ. HAB. AMAUTA	CONJ. HAB. AMAUTA	708,042.60
38	0010672	HOTEL JOSE ANTONIO	AV. SAN MARTIN ESQUINA CON AV. PARDO	258,812.50
39	0010761	ECCO INN HOTEL	Av. Pardo	392,169.10
40	0010206	AV. SAN MARTIN (ENAFER)	AV. SAN MARTIN (ENAFER)	257,560.40
41	0010208	SAN AGUSTIN	SAN AGUSTIN	2,396,991.35
42	0010370	HOTEL SAN AGUSTIN	HOTEL SAN AGUSTIN	117,801.20
43	0010041	PLAZOLETA STA. CATALINA	PLAZOLETA STA. CATALINA	1,859,865.68
44	0010296	CARMEN ALTO SAN BLAS	CARMEN ALTO SAN BLAS	811,771.20
45	0010428	SUBESTACION 0010428	COMUNIDAD HUAYLLARCOCHA	49,959.80
46	0011205	SED NUEVA N°04	HUAYLLARCOCHA	3,882.00
47	0011320	COMUNIDAD CHACAN	CHACAN - SACSAYHUAMAN	9,831.00
48	0011299	CENTRO DE SALUD WANCHAQ	AV. GARCILAZO - WANCHAQ	42,354.44
49	0011307	CASA ANDINA	CALLE SAN AGUSTIN	1,553,936.00
TOTAL (kW.h)				27,389,604.77

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

3.8.2. Simulación del Alimentador DO 04 con el Software NEPLAN

El estudio de flujo de potencia, llamado también flujo de carga es de vital importancia para el diagnóstico actual del estado de las instalaciones del alimentador DO 04, para simular el alimentador, conociendo ya la topología de las redes y la demanda de energía del alimentador, que es información obtenida basada en los consumos de energía de los clientes GIS, se procede a introducir los datos en el software NEPLAN y calcular su cargabilidad en diferentes elementos del Subsistema (redes y transformadores).

Luego de tener la simulación del alimentador DO 04, aclarando que los parámetros para el flujo de carga tienen un error de convergencia de 0.001 y máximo número de iteraciones de 50, se obtienen los resultados que se desarrollan a continuación.

3.8.3. Análisis de Cargabilidad del Alimentador DO 04

El análisis de cargabilidad contempla las redes y las subestaciones comprendidas en el alimentador en estudio. Los resultados de la simulación de flujo de potencia son obtenidos de los reportes del software NEPLAN y se muestran a continuación.

Tabla 3-13 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04

Nombre	Zona	Tipo	Sección (mm ²)	Longitud (Km)	Cargabilidad (%)
L-1	Troncal	NKBA	150	0.706	80.42
L-2	Ramal 1	N2XSEY	50	0.136	1.78
L-3	Ramal 2	NYN	35	0.059	1.58
L-4	Troncal	NKBA	150	0.204	77.8
L-5	Troncal	NKBA	150	0.325	74.74
L-6	Ramal 3	NA2XSA	35	0.092	0.95
L-7	Ramal 3	N2XSEY	20	0.029	0.22
L-8	Troncal	AAAC	120	0.12	70.12
L-9	Troncal	AAAC	120	0.091	69.15
L-10	Ramal 5	N2XSEY	35	0.19	0.03
L-11	Troncal	AAAC	120	0.085	69.13
L-12	Ramal 4	NKY	35	0.176	1.03
L-13	Troncal	N2XSEY	150	0.501	56.34
L-14	Ramal 7	N2XSEY	150	0.298	1.71
L-15	Ramal 7	N2XSEY	50	0.048	6.92

CAP. III – DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04

L-16	Ramal 7	N2XSEY	35	0.585	0.63
L-17	Ramal 6	NKBA	35	0.046	4.49
L-18	Ramal 6	N2XSEY	35	0.03	6.03
L-19	Troncal	N2XSEY	150	0.282	40.43
L-20	Troncal	N2XSEY	150	0.194	35.59
L-21	Ramal 8	N2XSEY	150	0.14	4.9
L-22	Ramal 8	NY Y	35	0.209	0.39
L-23	Ramal 8	NKY	35	0.276	0.84
L-24	Ramal 9	NKY	25	0.19	3.1
L-25	Ramal 9	N2XSEY	50	0.19	13
L-26	Ramal 9	N2XSEY	50	0.327	4.95
L-27	Troncal	NKBA	150	0.339	22.51
L-28	Ramal 9	NKBA	35	0.143	8.03
L-29	Troncal	NKBA	120	0.134	4.59
L-30	Troncal	AAAC	120	0.14	3.97
L-31	Troncal	AAAC	120	0.063	2.84
L-32	Ramal 10	NKBA	150	0.389	16.06
L-33	Ramal 10	NKY	35	0.308	5.42
L-34	Ramal 10	NKBA	150	0.472	11.48
L-35	Ramal 10	NKBA	35	0.136	23.28
L-36	Ramal 10	NY Y	35	0.094	1.03
L-37	Ramal 10	NY Y	35	0.189	1.24
L-38	Ramal 11	CU_DES	10	0.052	1.83
L-39	Troncal	AAAC	120	0.169	2.27
L-40	Ramal 12	AAAC	35	0.824	0.81
L-41	Ramal 13	CU_DES	10	0.092	1.37
L-42	Ramal 13	CU_DES	10	0.157	1.14
L-43	Troncal	AAAC	70	0.034	2.74
L-44	Troncal	AAAC	70	0.077	1.61
L-45	Ramal 14	CU_DES	25	0.169	0.23
L-46	Troncal	AAAC	70	0.522	1.42
L-47	Ramal 15	AAAC	70	0.118	0.79
L-48	Ramal 16	AAAC	70	0.147	0.03
L-49	Troncal	AAAC	70	0.183	0.64
L-50	Ramal 13	CU_DES	10	0.409	2.51
L-51	Troncal	AAAC	70	0.254	0.62
L-52	Ramal 17	AAAC	35	0.017	0.05
L-53	Ramal 18	CU_DES	16	0.045	0.06
L-54	Ramal 18	AAAC	35	0.422	0.86
L-55	Ramal 18	AAAC	35	0.503	0.82
L-56	Ramal 18	AAAC	35	0.801	0.5
L-57	Ramal 18	AAAC	35	0.507	0.46
L-58	Ramal 18	AAAC	35	0.742	0.14
L-59	Ramal 18	AAAC	25	1.19	0.54
L-60	Ramal 18	AAAC	25	1.838	0.06
L-61	Ramal 18	AAAC	25	0.193	0.47

CAP. III – DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04

L-62	Ramal 18	AAAC	25	0.153	0.25
L-63	Ramal 18	AAAC	25	0.609	0.06
L-64	Ramal 18	AAAC	25	0.737	0.19

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Según el informe técnico N° DSE-CT-130-2016-OSINERGMIN, se menciona que las instalaciones que están próximas a cargarse, son aquellas que son mayores al 75% y menor o igual al 100%, y se denotan con el color naranja. Según los resultados de la Tabla 3-31 las líneas L-1 y L-4 están próximas a sobrecargarse con valores que se aprecian en la tabla mencionada.

Para las instalaciones sobrecargadas, son aquellas que están por encima del 100%, y se denotan con el color rojo, para los resultados de la Tabla de cargabilidad de redes del alimentador, no se tiene ningún elemento sobrecargado.

Tabla 3-14 Cargabilidad en las SED'S del Alimentador DO 04

Nro.	SED	Zona	TIPO	Cargabilidad(%)
1	0010790	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	6.28
2	0010410	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	8.58
3	0011053	Ramal 3	Transformador 2 Dev.	33.73
4	0010090	Troncal	Transformador 2 Dev.	43.57
5	0010976	Ramal 12	Transformador 2 Dev.	23.71
6	0010052	Ramal 16	Transformador 2 Dev.	4.68
7	0010312	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	3.26
8	0010001	Ramal 15	Transformador 2 Dev.	134.18
9	0010073	Ramal 17	Transformador 2 Dev.	6.93
10	0010791	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	3.35
11	0010342	Ramal 11	Transformador 2 Dev.	47.12
12	0010699	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	21.55
13	0010012	Troncal	Transformador 2 Dev.	58.49
14	0010561	Ramal 14	Transformador 2 Dev.	31.74
15	0010551	Troncal	Transformador 2 Dev.	46.69
16	0010535	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	30.99
17	0010789	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	34.89
18	0010489	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	11.28
19	0010371	Ramal 4	Transformador 2 Dev.	11.10
20	0010027	Ramal 5	Transformador 2 Dev.	1.80
21	0011090	Troncal	Transformador 2 Dev.	23.98

22	0010534	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	32.02
23	0010109	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	23.36
24	0010207	Troncal	Transformador 2 Dev.	25.44
25	0010602	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	21.97
26	0010987	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	76.07
27	0010988	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	39.55
28	0010209	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	43.20
29	0010372	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	88.08
30	0010211	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	36.72
31	0010161	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	30.28
32	0010210	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	55.53
33	0010552	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	38.24
34	0010091	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	95.55
35	0010427	Ramal 13	Transformador 2 Dev.	22.02
36	0010659	Ramal 13	Transformador 2 Dev.	52.75
37	0010009	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	50.37
38	0010672	Ramal 2	Transformador 2 Dev.	15.56
39	0010761	Ramal 1	Transformador 2 Dev.	11.20
40	0010206	Troncal	Transformador 2 Dev.	11.77
41	0010208	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	107.51
42	0010370	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	13.59
43	0010041	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	44.24
44	0010296	Troncal	Transformador 2 Dev.	36.21
45	0010428	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	12.64
46	0011205	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	3.34
47	0011320	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	11.38
48	0011299	Ramal 3	Transformador 2 Dev.	5.39
49	0011307	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	69.13

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Como se aprecia en la Tabla 3-32, existen 3 Subestaciones de Distribución que están próximas a sobrecargarse, pero aún peor existen dos SED's que ya están sobrecargadas. De estas dos la más crítica es la SED 0010001 que suministra al pueblo de Sacsayhuamán, que tiene una sobrecarga de 134.18%, esto es debido a que la SED tiene una potencia instalada de 25 kVA que suministra a un total de 14 clientes GIS y su potencia no es suficiente para esta cantidad de demanda. La SED 0010208 tiene una sobrecarga de 107.51%, la causa principal de esta sobrecarga se debe a que esta SED suministra a una cantidad numerosa de 373 clientes.

3.8.4. Análisis de Caídas de Tensión del Alimentador DO 04

Según el la NTCSE la caída de tensión permisible no debe exceder de 5 % para zonas urbanas, de acuerdo a esta norma se examina los nodos del diagrama de la simulación del alimentador DO 04 y los resultados se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 3-15 Caídas de Tensión del Alimentador DO 04

Nodo	Zona	Nivel de Tensión V (kV)	Nivel de Tensión v (%)
BARRA DO 04	Troncal	6.125	101.04
N-001	Troncal	6.10	100.54
N-002	Ramal 1	6.10	100.54
N-003	Ramal 2	0.13	100.08
N-004	Ramal 2	6.10	100.54
N-005	Ramal 1	0.13	100.14
N-006	Troncal	6.09	100.40
N-007	Troncal	0.13	99.02
N-008	Ramal 3	0.13	100.04
N-009	Troncal	0.13	98.41
N-010	Troncal	0.22	99.27
N-011	Ramal 18	6.00	99.01
N-012	Ramal 18	0.13	98.76
N-013	Troncal	0.13	100.20
N-014	Ramal 3	0.13	99.14
N-015	Ramal 5	6.05	99.84
N-016	Ramal 5	0.13	99.80
N-017	Troncal	6.06	99.99
N-018	Troncal	0.13	98.95
N-019	Ramal 4	0.13	99.37
N-020	Troncal	6.05	99.84
N-021	Troncal	6.04	99.70
N-022	Ramal 4	6.04	99.70
N-023	Ramal 6	0.12	96.17
N-024	Troncal	6.03	99.38
N-025	Ramal 7	0.12	97.33
N-026	Ramal 7	6.02	99.38
N-027	Ramal 7	6.02	99.38
N-028	Ramal 7	0.12	97.84
N-029	Ramal 7	0.13	98.70
N-030	Ramal 7	6.02	99.37
N-031	Ramal 6	0.13	98.70
N-032	Ramal 6	6.02	99.38
N-033	Ramal 6	0.13	98.24

CAP. III – DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR DO 04

N-034	Ramal 6	6.02	99.38
N-035	Troncal	6.02	99.25
N-036	Troncal	6.01	99.17
N-037	Ramal 8	6.02	99.24
N-038	Ramal 8	0.12	97.66
N-039	Ramal 8	0.13	98.90
N-040	Ramal 8	6.02	99.24
N-041	Ramal 8	0.13	98.84
N-042	Ramal 8	6.02	99.24
N-043	Ramal 9	0.12	97.63
N-044	Ramal 9	6.01	99.16
N-045	Ramal 9	0.13	98.51
N-046	Ramal 9	0.12	96.70
N-047	Ramal 9	6.01	99.13
N-048	Troncal	6.01	99.11
N-049	Ramal 9	0.12	96.50
N-050	Ramal 9	6.01	99.15
N-051	Ramal 9	0.12	97.99
N-052	Ramal 9	6.01	99.15
N-053	Troncal	0.13	98.04
N-054	Troncal	6.01	99.09
N-055	Troncal	6.01	99.10
N-056	Ramal 10	6.01	99.05
N-057	Troncal	0.12	97.78
N-058	Troncal	6.01	99.09
N-059	Ramal 10	0.12	97.36
N-060	Ramal 10	6.00	99.03
N-061	Ramal 10	6.00	99.01
N-062	Ramal 10	0.12	97.90
N-063	Ramal 10	6.00	98.97
N-064	Ramal 10	0.12	97.79
N-065	Ramal 10	0.13	98.06
N-066	Ramal 10	0.12	96.04
N-067	Ramal 10	6.00	99.03
N-068	Ramal 10	0.12	97.83
N-069	Ramal 10	6.00	99.03
N-070	Ramal 11	6.01	99.08
N-071	Ramal 11	0.12	97.62
N-072	Troncal	6.01	99.08
N-073	Ramal 12	6.01	99.06
N-074	Ramal 12	0.13	98.32
N-075	Ramal 13	6.00	99.04
N-076	Troncal	6.01	99.07
N-077	Ramal 13	6.00	99.04
N-078	Ramal 13	0.12	97.35
N-079	Ramal 13	6.00	99.04

N-080	Ramal 13	0.13	98.35
N-081	Troncal	6.01	99.07
N-082	Ramal 14	6.01	99.07
N-083	Troncal	6.01	99.06
N-084	Ramal 14	0.13	98.18
N-085	Ramal 15	6.01	99.05
N-086	Ramal 15	0.12	95.18
N-087	Ramal 16	6.01	99.05
N-088	Troncal	6.01	99.05
N-089	Ramal 16	0.13	98.95
N-090	Troncal	6.01	99.05
N-091	Ramal 17	0.13	98.90
N-092	Ramal 18	6.00	99.05
N-093	Ramal 17	6.01	99.05
N-094	Ramal 18	6.00	99.05
N-095	Ramal 18	0.13	98.96
N-096	Ramal 18	6.00	99.04
N-097	Ramal 18	0.13	98.95
N-098	Ramal 18	6.00	99.03
N-099	Ramal 18	6.00	99.02
N-100	Ramal 18	0.13	98.63
N-101	Ramal 18	6.00	99.02
N-102	Ramal 18	6.00	99.01
N-103	Ramal 18	6.00	99.01
N-104	Ramal 18	6.00	99.01
N-105	Ramal 18	0.13	98.96
N-106	Ramal 18	0.13	98.40
N-107	Ramal 18	0.13	98.84
N-108	Ramal 18	0.13	98.91
N-109	Ramal 18	6.00	99.01

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Según los resultados de la simulación con el software NEPLAN, se puede apreciar que no existe caída de tensión en los nodos menor al 95%, lo que indica que no superan los límites permisibles y el sistema es confiable en este aspecto.

CAPÍTULO IV

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

4.1. Introducción

La demanda eléctrica va creciendo constantemente a lo largo de los últimos años, dicho crecimiento es debido a la creciente expansión demográfica y a la aparición de nuevos dispositivos electrónicos tales como son los de cómputo y comunicación; por consecuencia de esta creciente se tiene una mayor demanda y por consiguiente las instalaciones del Sistema Eléctrico deben ser Diseñadas para satisfacer estos crecimientos.

Frente a esta situación existe la necesidad de analizar y proyectar la demanda, debido a que el crecimiento de la demanda es la causa principal del problema de cargabilidad, por consiguiente, conocer esta demanda será de vital importancia para la toma de decisiones presentes y futuras en la operación del alimentador DO 04.

Así también con el fin de acelerar el proceso de la proyección de la demanda, se pretende desarrollar un programa para el pronóstico en el lenguaje de programación Visual Basic, que es una herramienta de Microsoft Excel, que permitirá el filtrado de datos y cálculo de la demanda futura para las 49 Subestaciones de Distribución.

4.2. Análisis y Elección del Método de Proyección de la Demanda

Existen varios métodos de proyección de la demanda basados en métodos estadísticos probabilísticos, en este trabajo se hablará de los métodos de extrapolación, los cuales hacen uso de fórmulas matemáticas basados en método científico lógico que consisten en suponer que el curso de los acontecimientos continuará en el futuro.

Para la elección del método de proyección debe considerar las siguientes características:

- a) El método seleccionado debe estar acorde a la situación actual, esto debido a que el crecimiento de la demanda es en forma exponencial pero no lineal.

- b) Las formulas seleccionadas no deben ser muy complejas, con la finalidad de programar en Visual Basic, el método seleccionado debe ser fácil de programar y no tener formulas muy complejas.
- c) El crecimiento debe ser constante, lo que supone que no debe cesar a cero pasado los años.

4.2.1. Ventajas y Desventajas de los Métodos de Proyección

A continuación, se muestra en la Tabla siguiente las ventajas y desventajas de los métodos de extrapolación, que será útil para la elección del método de proyección.

Tabla 4-1 Tabla de Ventajas y Desventajas de los Métodos de Extrapolación

Método	Ventajas	Desventajas
Cambio Aritmético	Es un modelo sencillo, debido a que la fórmula es un polinomio de primer grado. Su programación no es muy difícil ya que es una línea recta y solo depende de la tasa de crecimiento.	Este modelo no va acorde a la realidad debido a que el crecimiento de la demanda no se da en forma lineal.
Cambio Geométrico o Exponencial	El estimado de los datos se ajusta mucho al comportamiento de la Demanda. Es una solución regularmente sencilla, eficaz y confiable para la predicción.	Al ser una curva exponencial no considera factores cíclicos.
Crecimiento Logístico	El analista tiene mayor libertad en cuanto al manejo de los parámetros para ajustar el modelo, debido a que la curva logística ofrece parámetros de reajuste.	El crecimiento de la demanda es mayor al principio, pero después de un máximo crecimiento, su ritmo llega a cero.

Elaboración Propia.

Analizando la Tabla 4-1 y considerando las ventajas y desventajas, se llega a la conclusión que el mejor método de proyección para este trabajo, es el crecimiento Exponencial llamado también método desarrollado por el Ing. Tsuguo Nozaki. Este método resultará muy útil debido a que los datos se ajustan más a un crecimiento exponencial y no tendrá mucha dificultad para la programación en Visual Basic.

4.2.2. Método del Ing. Tsuguo Nozaki.

Este método resulta de la extrapolación matemática con cambio exponencial, consiste en conocer la carga demanda actual en kW y calcular la demanda futura a una tasa de crecimiento en % en un determinado número de años, para el pronóstico de la demanda se trabajará matemáticamente con la siguiente ecuación.

$$D_F = D_A \times (t + 1)^n \quad (4-1)$$

Donde:

D_F = Demanda Futura (kW).

D_A = Demanda Actual (kW).

t = Tasa anual de Incremento de la Demanda (%).

n = Cantidad de Años considerados para la proyección.

4.3. Definición del Horizonte de Estudio

El pronóstico de la demanda de energía según su horizonte de tiempo se clasifica en: corto, mediano y largo plazo, estas clasificaciones se desarrollan a continuación.

- a) Corto Plazo (hasta 2 años): el tiempo es adoptado con el propósito de contrarrestar inconvenientes como la culminación de la vida útil de los conductores, el incremento de la tasa de crecimiento que la máxima demanda ha presentado durante los últimos años y que se verá incrementada por la aparición de nuevas cargas de potencia considerable. A fin de garantizar criterios apropiados de funcionamiento.

- b) Mediano Plazo (de 2 a 5 años): Con la finalidad de asegurar que las decisiones tomadas a corto plazo se ajusten dentro de los requerimientos del largo plazo, por lo tanto, las instalaciones que se decidieron ejecutar, contribuyan a tener un planeamiento del sistema mínimo costo y con parámetros eléctricos adecuados.
- c) Largo Plazo (de 5 a 10 años): El resultado del planeamiento a largo plazo es la factibilidad técnica (asegurar la vida útil del conductor a criterios apropiados de funcionamiento) de los cambios al sistema, decididos en el corto y mediano Plazo. (Arce Lazo & Chacón Aguirre, 2010)

Tomando en consideración estos criterios, el presente trabajo toma un horizonte de evaluación de 5 años, que es un pronóstico a mediano plazo debido a que; el horizonte a corto plazo es un tiempo muy corto, pues de ser viable este tema de tesis pasaría por diferentes procesos como son: elaboración del expediente definitivo, aprobación del expediente definitivo por parte de la empresa concesionaria que tendría una duración de 1 año, que luego pasaría al proceso de licitación que duraría otro año, por esta razón no será factible este horizonte; Así también el horizonte de largo plazo es un periodo muy largo cuyo problema radica en la incertidumbre de aparición de nuevas cargas de potencia considerable y/o proyectos que se puedan traslapar con el estudio de esta tesis.

4.4. Análisis de la Disponibilidad de Datos

Los datos necesarios para calcular la demanda futura se desarrollan a continuación, aclarando que estos son proporcionados por la empresa concesionaria Electro Sur Este.

4.4.1. Demanda Máxima Actual del Alimentador DO 04

Con fines didácticos, cabe aclarar que la demanda con la que se desarrollan todos los cálculos en el alimentador DO 04, es la demanda máxima, esta se calcula mediante la Ecuación (2-1), y es con la que se realiza la simulación en el software NEPLAN. Para calcular esta máxima demanda se trabaja con los consumos energéticos mensuales de todos los usuarios

comprendidos en el Alimentador DO 04, de tal forma que se agrupen según la Subestación de Distribución que los suministra.

4.4.2. Factor de Carga del Alimentador DO 04

Según la definición vista en el capítulo II, el factor de carga es la relación entre la demanda promedio en un determinado periodo de tiempo y la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo. Básicamente el factor de carga refleja el grado en el cual la carga pico está sostenida durante un periodo de tiempo dado.

Según el Diagrama siguiente, el Factor de Carga es igual a 73.94% para el periodo 05/06/2017 al 09/06/2017. Demanda Promedio y la Demanda Máxima tienen un valor de 3,718.36 kW y 5,028.95 kW respectivamente.

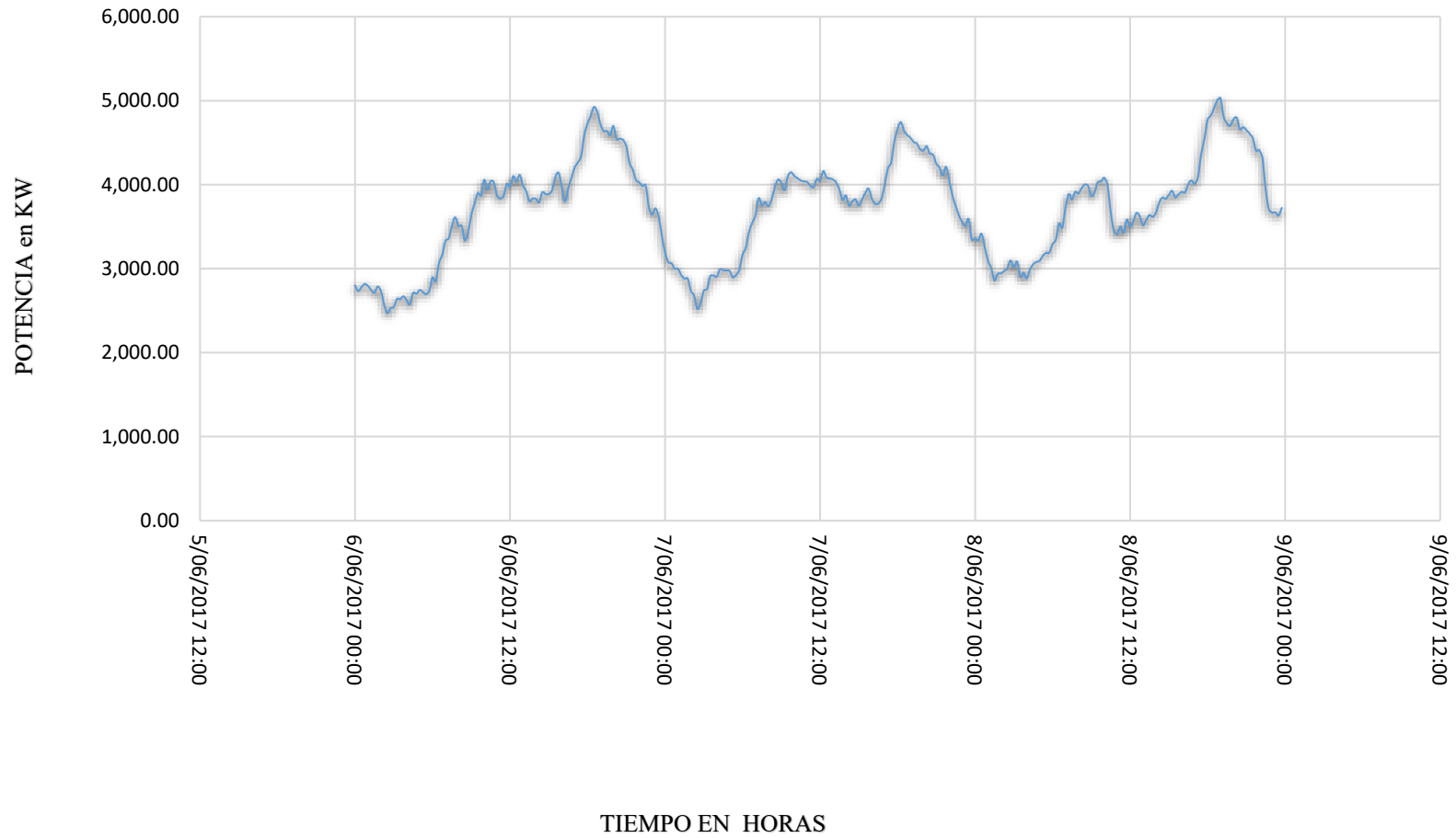


Figura 4-1 Diagrama del Factor de Carga del Alimentador DO 04-Año 2017.
Fuente:Electro Sur Este.

4.4.3. Tasa de Crecimiento de Consumo del Alimentador DO 04

La tasa de crecimiento que se utiliza para el cálculo de la proyección de la demanda por cada tipo de usuario es de 4.12%. Esta información se obtiene de acuerdo a los Consumos Per cápita de Mercado de Electro Sur Este SAA. Estos datos se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 4-2 Tasa de Crecimineto de Consumo Cusco

Taza de Crecimiento de Consumo Cusco	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	3.20%	7.74%	3.08%	2.89%	2.02%	4.12%
	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
	1.74%	2.20%	1.59%	0.26%	-0.16%	-0.47%

Taza de Crecimiento de Consumo Cusco	4.12%
---	--------------

Fuente: Área de Planeamiento Electro Sur Este SAA año 2018.

4.4.4. Alumbrado Público

Otro Dato que se suma a la Demanda es el Alumbrado Público, este dato tiene una potencia considerable de 122.58 kW, y es distribuido en las diferentes Subestaciones de Distribución tal como se mencionó en el capítulo III Tabla 3-29.

4.5. Desarrollo del programa para la Proyección de la Demanda

Dentro de los objetivos del trabajo de tesis, no se menciona la elaboración de un programa, pero, debido a la gran cantidad de datos de los consumos mensuales de todos los clientes considerados en el área de estudio, y el cálculo de la proyección, existe la necesidad de elaborar una herramienta computacional que permita filtrar los suministros, agrupar estos datos por subestación y mes, y proyectar la demanda tanto de energía como la conversión a potencia para el año de estudio. Vistos estos puntos se procede a desarrollar el programa utilizando Visual Basic que es un lenguaje de macros que se emplea para crear programas aplicados a Microsoft Excel 2016.

4.5.1. Organización de Datos de Entrada

La entrada de datos se considera un proceso sustancial, porque se necesita definir qué datos son los que trabajarán en el programa para la proyección de la demanda. Según los datos proporcionados por la empresa concesionaria Electro Sur Este SAA, el primer paso consiste en adaptar los consumos mensuales de toda la concesión en hojas Excel separadas por mes y con etiquetas en los encabezados. Así también las unidades con las que se trabaja deben estar en kW.h, los otros datos como: factor de carga, año de proyección y tasa de crecimiento, se especifican más adelante, debido a que estos datos se declaran como variables tipo Double (variables que almacenan en la memoria valores que contengan coma decimal).

La finalidad de acomodar los datos de entrada, es no tener inconvenientes cuando el programa requiera extraer datos para el cálculo de la demanda.

4.5.2. Estructura del programa para la proyección

El programa básicamente se divide en 4 módulos, cada módulo con diferente finalidad y diferentes procesos, estos se desarrollan a continuación.

- a) Módulo 1.- Su función es aplicar formatos como: tipo de fuente, tamaño de fuente, estilo de fuente (normal, cursiva, negrita o negrita cursiva), subrayado, color de la celda, alto y ancho de celda, etc. Creación de encabezados que contiene: nombre SED, código de suministro, y nombre de los meses.

Todo esto con la finalidad de que los resultados sean estéticamente agradables al usuario que lo maneje.

- b) Módulo 2.-Su función es extraer los datos y filtrarlos para una determinada Subestación de Distribución, mediante una hoja Excel, el módulo 2 muestra los datos de los consumos mensuales de cada suministro que comprende la SED buscada. Su finalidad es agrupar todos los suministros que se encuentran en la base de datos por SED, y calcular los consumos totales por mes y por año.

El filtrado de datos lo realiza mediante la función < Autofilter > cuya función es filtrar datos de forma automatizada.

Los datos calculados más importantes de este módulo, son el consumo anual de la SED buscada y la cantidad de suministros de dicha Subestación.

- c) Módulo 3.- Modulo para el cálculo de la proyección de la energía. Este es el modulo que mayor número de procesos realiza. Este proceso lo realiza mediante el bucle < For-Next>, que es una instrucción que permite ejecutar repetidamente un conjunto de instrucciones hasta que complete una condición, para este caso este proceso repite todo el módulo 2 (filtrado de los consumos mensuales y cálculo del consumo total de una Subestación Especifica) calculando todos los consumos de energía anual sumado al consumo del servicio de alumbrado público.

Calculada las Subestaciones con sus demandas, el módulo 3 calcula la proyección de la demanda de energía según la cantidad de años que se requiera, para este estudio hasta el año 2025, que es el horizonte de estudio planteado por este trabajo de tesis. Este cálculo lo realiza mediante el método del Ingeniero Tsuguo Nozaki, que fue elegida en este capítulo. Y se detalla en la Ecuación (4-2).

$$E_F = E_A \times (t + 1)^n \quad (4-2)$$

Donde:

D_F = Energía Futura (kW.h).

D_A = Energía Actual (kW.h).

t = Tasa anual de Incremento de la Demanda (%).

n = Cantidad de Años considerados para la proyección.

Los datos como tasa anual de incremento de la demanda, cantidad de Años considerados para la proyección, fueron definidos en este capítulo.

El modulo finaliza calculando los consumos totales anuales de todas las subestaciones según el año que se proyecta.

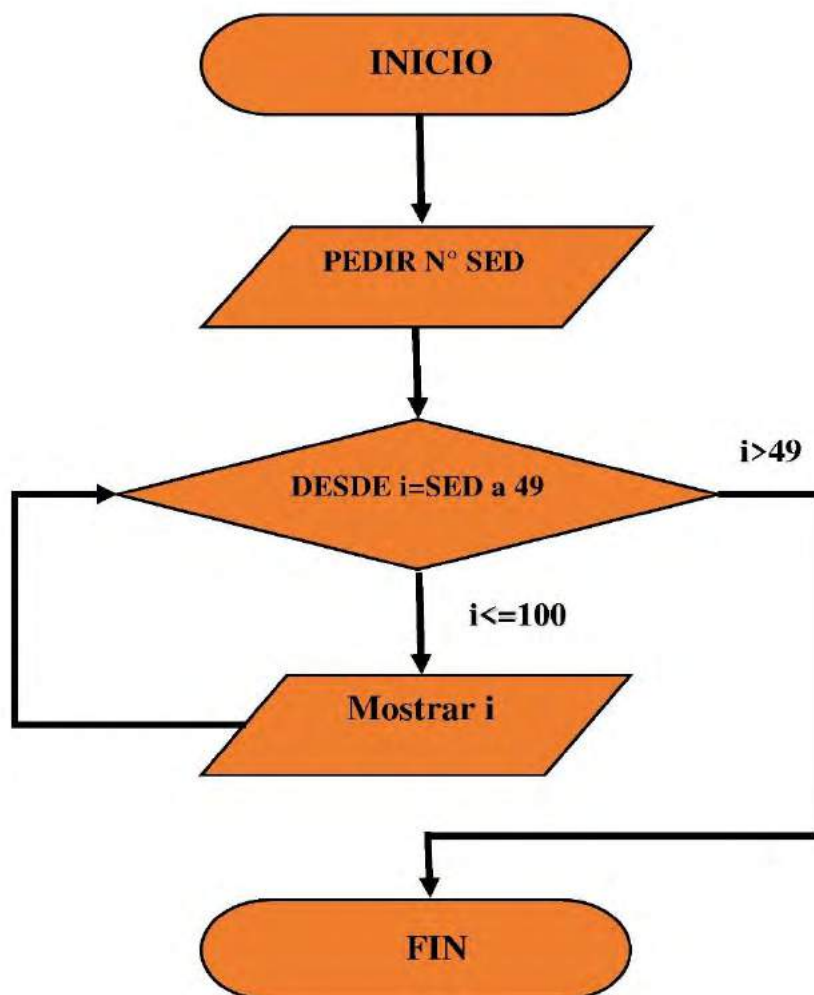


Figura 4-2 Diagrama de Flujo del Bucle For-Next para el Módulo 3.
Fuente:Elaboración Propia.

- d) Módulo 4.- Módulo de la proyección de la Demanda, este es el módulo más importante, debido a que los resultados obtenidos en este proceso son la demanda actual y proyectada al año de estudio, que luego serán insertados en el software NEPLAN para el análisis de cargabilidad, con un horizonte al año 2025, y así dar solución a los problemas que se presenten en diferentes zonas del alimentador.

Al igual que el módulo 3, el módulo 4 comienza asignando nombre de etiqueta, tamaño de celdas, formato de texto, entre otros. El siguiente paso, que es importante, es calcular la demanda por Subestación de Distribución, esto mediante la conversión de energía a potencia usando la fórmula de Demanda Máxima vista en el Capítulo II. Esta ecuación se muestra y desarrolla a continuación.

$$D_{\text{max Anual}} = \frac{\text{Energía Anual}}{F_c \times t} \quad (4-3)$$

Siendo:

D_{max} : Demanda Máxima Anual [kW]

T : Tiempo en horas [h]

E : Energía Anual consumida en [kW.h]

F_c : Factor de Carga

Conociendo el valor de Factor de Carga y el número de horas para un año vendría a resultar en una constante igual 8760 horas. Con estos datos se procede a calcular la Demanda Anual de cada SED. Terminado este proceso se pasa a calcular los datos proyectados, que utiliza los códigos realizados en el módulo 3 con la diferencia, que en este paso se calculará en base a la potencia actual, calculando así, los valores de la demanda futura al año 2025, estos resultados se muestran por año y número de subestaciones.

Nota para el trabajo de tesis el parámetro de años proyectados es hasta el año 2025, pero el programa puede realizar la proyección hasta 20 años, así como también, se puede variar la tasa de crecimiento de consumo y el Factor de Carga.

4.6. Resultados de la Proyección de la Demanda al año de Estudio

Aplicando el programa de proyección con sus respectivos módulos en el orden establecido, este cálculo tiene como resultados: la Demanda de Energía proyectada al año 2025, Demanda de Potencia proyectada al mismo, con sus respectivos subtotales por Subestación de

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Distribución y total a nivel de todo el alimentador incluyendo claro el servicio de Alumbrado Público, estos resultados se muestran en las siguientes tablas con sus correspondientes gráficas.

Tabla 4-3 Resultados de la Proyección de la Energía al año 2025

N°	SED	ENERGÍA ANUAL 2018 (kW.h)	ENERGÍA PROYECTADA POR AÑO EN (kW.h)						
			ENERGÍA ANUAL 2019	ENERGÍA ANUAL 2020	ENERGÍA ANUAL 2021	ENERGÍA ANUAL 2022	ENERGÍA ANUAL 2023	ENERGÍA ANUAL 2024	ENERGÍA ANUAL 2025
1	0010790	2,436.00	2,536.36	2,640.86	2,749.66	2,862.95	2,980.90	3,103.71	3,231.58
2	0010410	20,843.20	21,701.94	22,596.06	23,527.02	24,496.33	25,505.58	26,556.41	27,650.53
3	0011053	141,804.02	147,646.35	153,729.38	160,063.03	166,657.63	173,523.92	180,673.11	188,116.84
4	0010090	390,283.20	406,362.87	423,105.02	440,536.95	458,687.07	477,584.98	497,261.48	517,748.65
5	0010976	130,765.40	136,152.93	141,762.43	147,603.04	153,684.29	160,016.08	166,608.74	173,473.02
6	0010052	4,288.64	4,465.33	4,649.30	4,840.85	5,040.29	5,247.95	5,464.17	5,689.29
7	0010312	5,036.00	5,243.48	5,459.51	5,684.44	5,918.64	6,162.49	6,416.38	6,680.73
8	0010001	184,201.73	191,790.84	199,692.62	207,919.96	216,486.26	225,405.49	234,692.20	244,361.52
9	0010073	5,894.00	6,136.83	6,389.67	6,652.92	6,927.02	7,212.41	7,509.56	7,818.95
10	0010791	1,360.00	1,416.03	1,474.37	1,535.11	1,598.36	1,664.21	1,732.78	1,804.17
11	0010342	196,877.04	204,988.37	213,433.89	222,227.37	231,383.14	240,916.13	250,841.87	261,176.56
12	0010699	118,820.60	123,716.01	128,813.11	134,120.21	139,645.96	145,399.37	151,389.82	157,627.08
13	0010012	828,536.80	862,672.52	898,214.63	935,221.07	973,752.18	1,013,870.77	1,055,642.25	1,099,134.71
14	0010561	43,200.00	44,979.84	46,833.01	48,762.53	50,771.55	52,863.34	55,041.31	57,309.01
15	0010551	1,062,010.20	1,105,765.02	1,151,322.54	1,198,757.03	1,248,145.82	1,299,569.43	1,353,111.69	1,408,859.89
16	0010535	172,104.00	179,194.68	186,577.50	194,264.49	202,268.19	210,601.64	219,278.43	228,312.70
17	0010789	13,273.00	13,819.85	14,389.23	14,982.07	15,599.33	16,242.02	16,911.19	17,607.93
18	0010489	59,643.33	62,100.64	64,659.19	67,323.15	70,096.86	72,984.85	75,991.83	79,122.69
19	0010371	149,463.00	155,620.88	162,032.46	168,708.20	175,658.98	182,896.13	190,431.45	198,277.23
20	0010027	3,690.00	3,842.03	4,000.32	4,165.13	4,336.73	4,515.40	4,701.43	4,895.13
21	0011090	335,938.80	349,779.48	364,190.39	379,195.03	394,817.87	411,084.37	428,021.05	445,655.52
22	0010534	1,149,531.00	1,196,891.68	1,246,203.62	1,297,547.21	1,351,006.16	1,406,667.61	1,464,622.32	1,524,964.76
23	0010109	652,734.76	679,627.43	707,628.08	736,782.36	767,137.79	798,743.87	831,652.12	865,916.19
24	0010207	570,373.80	593,873.20	618,340.78	643,816.42	670,341.66	697,959.74	726,715.68	756,656.37

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

N°	SED	ENERGÍA ANUAL 2018	ENERGÍA ANUAL 2019	ENERGÍA ANUAL 2020	ENERGÍA ANUAL 2021	ENERGÍA ANUAL 2022	ENERGÍA ANUAL 2023	ENERGÍA ANUAL 2024	ENERGÍA ANUAL 2025
25	0010602	365,549.08	380,609.70	396,290.82	412,618.00	429,617.86	447,318.12	465,747.63	484,936.43
26	0010987	2,908,520.12	3,028,351.15	3,153,119.22	3,283,027.73	3,418,288.47	3,559,121.95	3,705,757.77	3,858,434.99
27	0010988	1,111,152.54	1,156,932.02	1,204,597.62	1,254,227.04	1,305,901.19	1,359,704.32	1,415,724.14	1,474,051.97
28	0010209	1,550,239.40	1,614,109.26	1,680,610.56	1,749,851.72	1,821,945.61	1,897,009.77	1,975,166.57	2,056,543.43
29	0010372	1,168,510.04	1,216,652.65	1,266,778.74	1,318,970.02	1,373,311.58	1,429,892.02	1,488,803.57	1,550,142.28
30	0010211	513,422.20	534,575.19	556,599.69	579,531.60	603,408.30	628,268.72	654,153.39	681,104.51
31	0010161	3,383,682.00	3,523,089.70	3,668,241.00	3,819,372.53	3,976,730.68	4,140,571.98	4,311,163.55	4,488,783.49
32	0010210	777,917.40	809,967.60	843,338.27	878,083.81	914,260.86	951,928.41	991,147.86	1,031,983.15
33	0010552	213,100.00	221,879.72	231,021.16	240,539.23	250,449.45	260,767.97	271,511.61	282,697.89
34	0010091	424,093.80	441,566.46	459,759.00	478,701.07	498,423.55	518,958.60	540,339.69	562,601.69
35	0010427	121,105.20	126,094.73	131,289.83	136,698.97	142,330.97	148,195.01	154,300.64	160,657.83
36	0010659	146,227.20	152,251.76	158,524.53	165,055.74	171,856.04	178,936.51	186,308.69	193,984.61
37	0010009	708,042.60	737,213.96	767,587.18	799,211.77	832,139.29	866,423.43	902,120.08	939,287.43
38	0010672	258,812.50	269,475.57	280,577.96	292,137.77	304,173.85	316,705.81	329,754.09	343,339.96
39	0010761	392,169.10	408,326.47	425,149.52	442,665.68	460,903.51	479,892.73	499,664.31	520,250.48
40	0010206	257,560.40	268,171.89	279,220.57	290,724.46	302,702.31	315,173.65	328,158.80	341,678.94
41	0010208	2,396,991.35	2,495,747.39	2,598,572.18	2,705,633.35	2,817,105.44	2,933,170.18	3,054,016.79	3,179,842.28
42	0010370	117,801.20	122,654.61	127,707.98	132,969.55	138,447.90	144,151.95	150,091.01	156,274.76
43	0010041	1,859,865.68	1,936,492.15	2,016,275.63	2,099,346.19	2,185,839.25	2,275,895.83	2,369,662.74	2,467,292.84
44	0010296	811,771.20	845,216.17	880,039.08	916,296.69	954,048.11	993,354.89	1,034,281.11	1,076,893.49
45	0010428	49,959.80	52,018.14	54,161.29	56,392.74	58,716.12	61,135.22	63,653.99	66,276.53
46	0011205	3,882.00	4,041.94	4,208.47	4,381.86	4,562.39	4,750.36	4,946.07	5,149.85
47	0011320	9,831.00	10,236.04	10,657.76	11,096.86	11,554.05	12,030.08	12,525.72	13,041.78
48	0011299	42,354.44	44,099.44	45,916.34	47,808.09	49,777.78	51,828.62	53,963.96	56,187.28
49	0011307	1,553,936.00	1,617,958.16	1,684,618.04	1,754,024.30	1,826,290.10	1,901,533.25	1,979,876.42	2,061,447.33
TOTAL (kW.h)		27,389,604.77	28,518,056.46	29,693,000.41	30,916,352.02	32,190,105.72	33,516,338.06	34,897,211.18	36,334,976.27

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

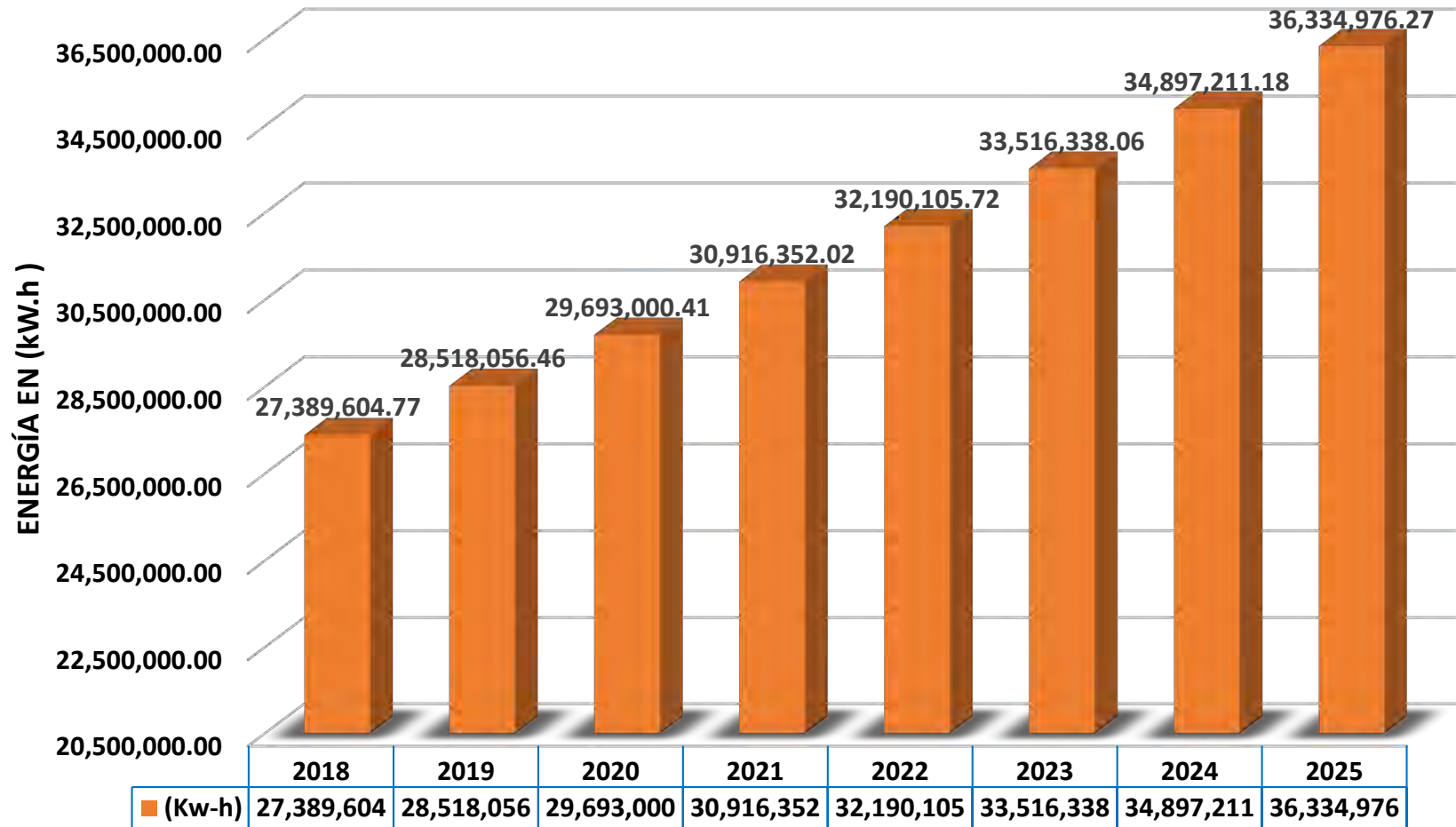


Figura 4-3 Gráfico de Barras para la Proyección de la Energía al año 2025.

Fuente:Elaboración Propia.

Tabla 4-4 Resultados de la Proyección de la Demanda al año 2025

N°	SED	DEMANDA ANUAL 2018 (kW)	DEMANDA PROYECTADA POR AÑO EN (kW)						
			DEMANDA ANUAL 2019	DEMANDA ANUAL 2020	DEMANDA ANUAL 2021	DEMANDA ANUAL 2022	DEMANDA ANUAL 2023	DEMANDA ANUAL 2024	DEMANDA ANUAL 2025
1	0010790	0.38	0.4	0.42	0.44	0.46	0.48	0.5	0.52
2	0010410	3.22	3.35	3.49	3.63	3.78	3.94	4.1	4.27
3	0011053	21.89	22.79	23.73	24.71	25.73	26.79	27.89	29.04
4	0010090	60.26	62.74	65.32	68.01	70.81	73.73	76.77	79.93
5	0010976	20.19	21.02	21.89	22.79	23.73	24.71	25.73	26.79
6	0010052	0.66	0.69	0.72	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87
7	0010312	0.78	0.81	0.84	0.87	0.91	0.95	0.99	1.03
8	0010001	28.44	29.61	30.83	32.1	33.42	34.8	36.23	37.72
9	0010073	0.91	0.95	0.99	1.03	1.07	1.11	1.16	1.21
10	0010791	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28
11	0010342	30.4	31.65	32.95	34.31	35.72	37.19	38.72	40.32
12	0010699	18.34	19.1	19.89	20.71	21.56	22.45	23.37	24.33
13	0010012	127.92	133.19	138.68	144.39	150.34	156.53	162.98	169.69
14	0010561	6.67	6.94	7.23	7.53	7.84	8.16	8.5	8.85
15	0010551	163.96	170.72	177.75	185.07	192.69	200.63	208.9	217.51
16	0010535	26.57	27.66	28.8	29.99	31.23	32.52	33.86	35.26
17	0010789	2.05	2.13	2.22	2.31	2.41	2.51	2.61	2.72
18	0010489	9.21	9.59	9.99	10.4	10.83	11.28	11.74	12.22
19	0010371	23.08	24.03	25.02	26.05	27.12	28.24	29.4	30.61
20	0010027	0.57	0.59	0.61	0.64	0.67	0.7	0.73	0.76
21	0011090	51.87	54.01	56.24	58.56	60.97	63.48	66.1	68.82
22	0010534	177.47	184.78	192.39	200.32	208.57	217.16	226.11	235.43
23	0010109	100.78	104.93	109.25	113.75	118.44	123.32	128.4	133.69
24	0010207	88.06	91.69	95.47	99.4	103.5	107.76	112.2	116.82

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

N°	SED	DEMANDA ANUAL 2018	DEMANDA ANUAL 2019	DEMANDA ANUAL 2020	DEMANDA ANUAL 2021	DEMANDA ANUAL 2022	DEMANDA ANUAL 2023	DEMANDA ANUAL 2024	DEMANDA ANUAL 2025
25	0010602	56.44	58.77	61.19	63.71	66.33	69.06	71.91	74.87
26	0010987	449.04	467.54	486.8	506.86	527.74	549.48	572.12	595.69
27	0010988	171.55	178.62	185.98	193.64	201.62	209.93	218.58	227.59
28	0010209	239.34	249.2	259.47	270.16	281.29	292.88	304.95	317.51
29	0010372	180.41	187.84	195.58	203.64	212.03	220.77	229.87	239.34
30	0010211	79.27	82.54	85.94	89.48	93.17	97.01	101.01	105.17
31	0010161	522.4	543.92	566.33	589.66	613.95	639.24	665.58	693
32	0010210	120.1	125.05	130.2	135.56	141.15	146.97	153.03	159.33
33	0010552	32.9	34.26	35.67	37.14	38.67	40.26	41.92	43.65
34	0010091	65.48	68.18	70.99	73.91	76.96	80.13	83.43	86.87
35	0010427	18.7	19.47	20.27	21.11	21.98	22.89	23.83	24.81
36	0010659	22.58	23.51	24.48	25.49	26.54	27.63	28.77	29.96
37	0010009	109.31	113.81	118.5	123.38	128.46	133.75	139.26	145
38	0010672	39.96	41.61	43.32	45.1	46.96	48.89	50.9	53
39	0010761	60.55	63.04	65.64	68.34	71.16	74.09	77.14	80.32
40	0010206	39.76	41.4	43.11	44.89	46.74	48.67	50.68	52.77
41	0010208	370.07	385.32	401.2	417.73	434.94	452.86	471.52	490.95
42	0010370	18.19	18.94	19.72	20.53	21.38	22.26	23.18	24.14
43	0010041	287.14	298.97	311.29	324.12	337.47	351.37	365.85	380.92
44	0010296	125.33	130.49	135.87	141.47	147.3	153.37	159.69	166.27
45	0010428	7.71	8.03	8.36	8.7	9.06	9.43	9.82	10.22
46	0011205	0.6	0.62	0.65	0.68	0.71	0.74	0.77	0.8
47	0011320	1.52	1.58	1.65	1.72	1.79	1.86	1.94	2.02
48	0011299	6.54	6.81	7.09	7.38	7.68	8	8.33	8.67
49	0011307	239.91	249.79	260.08	270.8	281.96	293.58	305.68	318.27
TOTAL (kW)		4,228.69	4,402.9	4,584.33	4,773.2	4,969.87	5,174.63	5,387.86	5,609.83

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

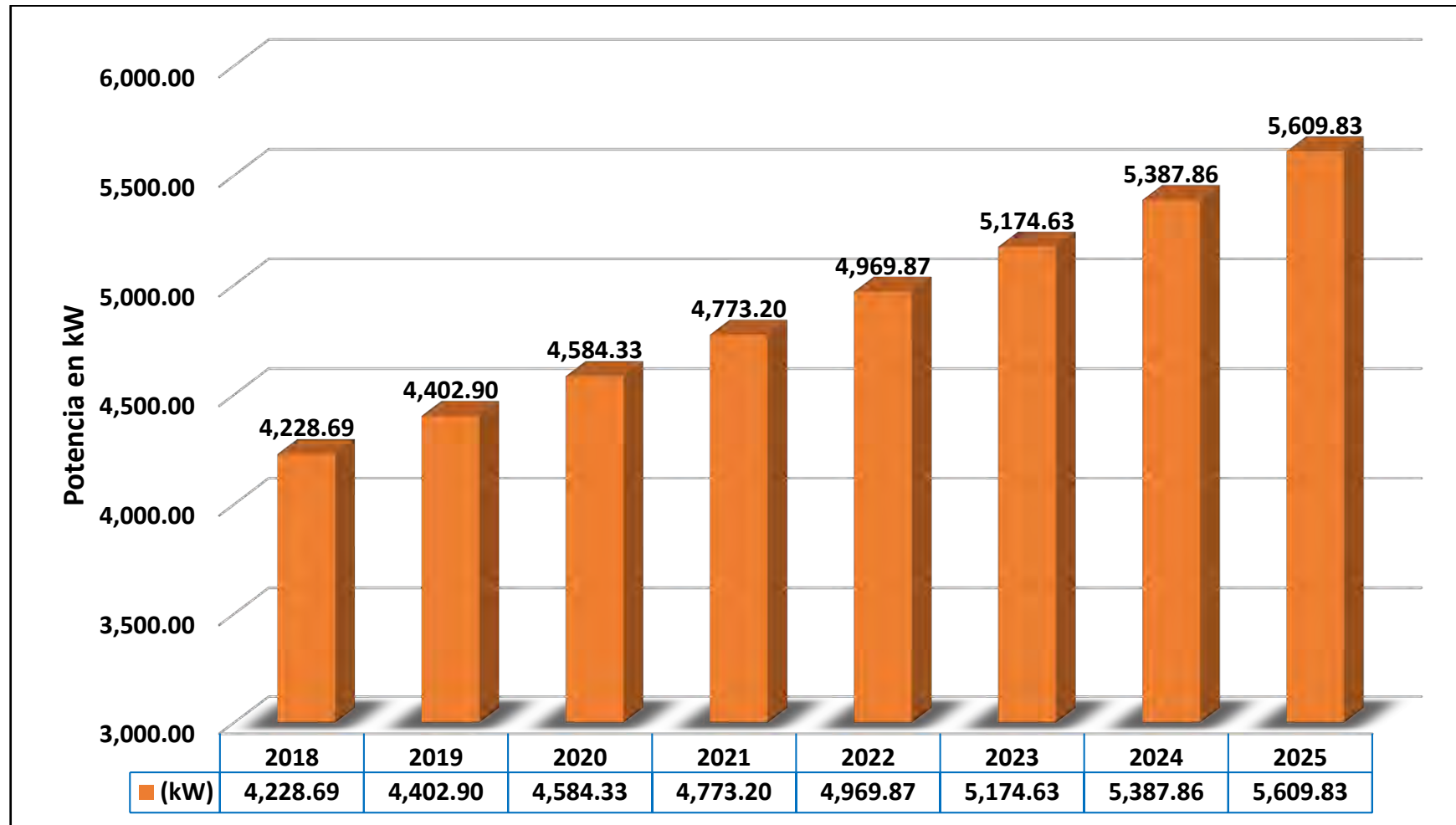


Figura 4-4 Gráfico de Barras para la Proyección de la Demanda al año 2025.

Fuente:Elaboración Propia.

Los resultados obtenidos de la Tabla 4-4 son importantes, debido a que con estos datos se procede a simular y calcular los parámetros técnicos como la cargabilidad y las caídas de tensión en diferentes partes de la Red.

4.7. Resultados de la Simulación para los Años proyectados

Una vez realizada la simulación para cada uno de los años que se encuentran en el horizonte de estudio, mediante el software NEPLAN a través de la herramienta de reportes del sistema, se procede a analizar los parámetros técnicos como son cargabilidad y caídas de tensión.

4.7.1. Análisis de Cargabilidad del Alimentador DO 04 para los años 2019-2025

Los resultados de la Tabla 4-5 indican que para el año 2019 las líneas L1, L4, L5 estarán próximas a sobrecargarse para los años siguientes, estos conductores seguirán aumentando su cargabilidad, debido al crecimiento de la demanda estudiado en este capítulo.

Para el 2020 las líneas L8, L9 y L11 sobrepasan el límite del 75% de cargabilidad, por lo que estas redes se sumarán a los elementos que están próximos a sobrecargarse, estos no presentan ningún problema hasta el año 2024, en donde se puede apreciar que la línea L1 con un porcentaje de 103.24%, estará sobrecargada y por lo tanto presentará problemas, como el envejecimiento del material y pérdidas por efecto joule.

Las líneas L4 y L5 presentan porcentajes de 99.9% y 95.98% respectivamente, que son valores muy cercanos a la sobrecarga y deben ser consideradas para la evaluación de la alternativa propuesta para resolver estos problemas de cargabilidad.

Tabla 4-5 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04 para los Años 2019-2024

Nombre	Año 2019 (%)	Año 2020 (%)	Año 2021 (%)	Año 2022 (%)	Año 2023 (%)	Año 2024 (%)
L-1	83.82	87.37	91.08	94.96	99	103.24
L-2	1.85	1.92	1.99	2.07	2.16	2.24
L-3	1.64	1.71	1.78	1.85	1.92	2
L-4	81.1	84.54	88.13	91.88	95.8	99.9
L-5	77.9	81.21	84.66	88.27	92.04	95.98
L-6	0.99	1.03	1.08	1.12	1.17	1.21
L-7	0.22	0.23	0.24	0.25	0.25	0.27
L-8	73.08	76.19	79.43	82.81	86.35	90.05
L-9	72.07	75.14	78.33	81.68	85.17	88.82
L-10	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
L-11	72.06	75.12	78.32	81.66	85.15	88.81
L-12	1.08	1.12	1.16	1.21	1.26	1.31
L-13	58.73	61.22	63.83	66.55	69.35	72.38
L-14	1.78	1.86	1.94	2.02	2.08	2.19
L-15	7.21	7.52	7.84	8.17	8.52	8.89
L-16	0.66	0.69	0.71	0.74	0.71	0.81
L-17	4.68	4.87	5.07	5.28	5.49	5.73
L-18	6.28	6.54	6.81	7.1	7.39	7.71
L-19	42.15	43.94	45.8	47.76	49.83	51.93
L-20	37.1	38.67	40.31	42.03	43.81	45.7
L-21	5.11	5.33	5.55	5.79	6.02	6.29
L-22	0.4	0.42	0.43	0.45	0.41	0.49
L-23	0.87	0.9	0.94	0.98	0.97	1.06
L-24	3.23	3.36	3.5	3.64	3.75	3.95
L-25	13.55	14.13	14.74	15.37	16.01	16.72
L-26	5.11	5.37	5.56	5.83	6.04	6.33
L-27	23.46	24.45	25.48	26.57	27.65	28.88
L-28	8.37	8.72	9.1	9.49	9.87	10.32
L-29	4.78	4.98	5.18	5.4	5.63	5.86
L-30	4.13	4.3	4.48	4.67	4.86	5.07
L-31	2.96	3.08	3.21	3.34	3.48	3.62
L-32	16.74	17.45	18.2	18.97	19.79	20.63
L-33	5.66	5.9	6.16	6.43	6.72	7.01
L-34	11.96	12.47	12.99	13.54	14.12	14.72
L-35	24.25	25.27	26.33	27.43	28.59	29.8
L-36	1.07	1.12	1.16	1.21	1.27	1.32
L-37	1.3	1.35	1.41	1.47	1.54	1.61
L-38	1.91	1.99	2.07	2.16	2.25	2.35
L-39	2.36	2.46	2.56	2.67	2.78	2.89
L-40	0.84	0.88	0.91	0.95	0.99	1.03
L-41	1.43	1.49	1.55	1.61	1.68	1.75
L-42	1.19	1.24	1.29	1.34	1.4	1.45

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nombre	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024
L-43	2.85	2.96	3.08	3.21	3.34	3.48
L-44	1.67	1.74	1.81	1.88	1.96	2.04
L-45	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29
L-46	1.48	1.54	1.6	1.67	1.73	1.8
L-47	0.82	0.86	0.89	0.93	0.97	1.02
L-48	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
L-49	0.66	0.69	0.71	0.74	0.77	0.79
L-50	2.61	2.72	2.83	2.95	3.07	3.2
L-51	0.64	0.66	0.69	0.71	0.74	0.76
L-52	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06
L-53	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
L-54	0.89	0.93	0.96	1	1.03	1.07
L-55	0.85	0.88	0.91	0.94	0.98	1.01
L-56	0.52	0.54	0.56	0.58	0.6	0.63
L-57	0.48	0.5	0.52	0.54	0.56	0.58
L-58	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.18
L-59	0.56	0.58	0.6	0.62	0.64	0.66
L-60	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
L-61	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59
L-62	0.26	0.27	0.28	0.28	0.29	0.3
L-63	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08
L-64	0.19	0.2	0.21	0.22	0.22	0.23

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

En la Tabla 4-6, que es el resultado del año final para el horizonte de estudio, se aprecia el resultado del crecimiento de la demanda, el cual las líneas L1, L3 y L4 estarán sobrecargadas, específicamente en la troncal, con un porcentaje de 107.66%, 104.195% y 100.10% respectivamente, estos datos son indicadores que el alimentador DO 04 presenta problemas de sobrecarga al año 2025, y existe la necesidad de plantear alternativas de solución y asegurar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica para este alimentador.

Tabla 4-6 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04 para el Año 2025

Nombre	Zona	Tipo	Sección (mm2)	Longitud (Km)	Año 2025 (%)
L-1	Troncal	NKBA	150	0.706	107.66
L-2	Ramal 1	N2XSEY	50	0.136	2.33
L-3	Ramal 2	NY Y	35	0.059	2.08
L-4	Troncal	NKBA	150	0.204	104.19
L-5	Troncal	NKBA	150	0.325	100.1
L-6	Ramal 3	NA2XSA	35	0.092	1.27
L-7	Ramal 3	N2XSEY	20	0.029	0.28
L-8	Troncal	AAAC	120	0.12	93.92
L-9	Troncal	AAAC	120	0.091	92.64
L-10	Ramal 5	N2XSEY	35	0.19	0.04
L-11	Troncal	AAAC	120	0.085	92.62
L-12	Ramal 4	NKY	35	0.176	1.37
L-13	Troncal	N2XSEY	150	0.501	75.49
L-14	Ramal 7	N2XSEY	150	0.298	2.29
L-15	Ramal 7	N2XSEY	50	0.048	9.27
L-16	Ramal 7	N2XSEY	35	0.585	0.84
L-17	Ramal 6	NKBA	35	0.046	5.96
L-18	Ramal 6	N2XSEY	35	0.03	8.03
L-19	Troncal	N2XSEY	150	0.282	54.16
L-20	Troncal	N2XSEY	150	0.194	47.66
L-21	Ramal 8	N2XSEY	150	0.14	6.56
L-22	Ramal 8	NY Y	35	0.209	0.51
L-23	Ramal 8	NKY	35	0.276	1.1
L-24	Ramal 9	NKY	25	0.19	4.11
L-25	Ramal 9	N2XSEY	50	0.19	17.45
L-26	Ramal 9	N2XSEY	50	0.327	6.6
L-27	Troncal	NKBA	150	0.339	30.11
L-28	Ramal 9	NKBA	35	0.143	10.77
L-29	Troncal	NKBA	120	0.134	6.11
L-30	Troncal	AAAC	120	0.14	5.28
L-31	Troncal	AAAC	120	0.063	3.77
L-32	Ramal 10	NKBA	150	0.389	21.52
L-33	Ramal 10	NKY	35	0.308	7.32
L-34	Ramal 10	NKBA	150	0.472	15.34
L-35	Ramal 10	NKBA	35	0.136	31.07
L-36	Ramal 10	NY Y	35	0.094	1.38
L-37	Ramal 10	NY Y	35	0.189	1.68
L-38	Ramal 11	CU_DES	10	0.052	2.45
L-39	Troncal	AAAC	120	0.169	3.01
L-40	Ramal 12	AAAC	35	0.824	1.08
L-41	Ramal 13	CU_DES	10	0.092	1.83
L-42	Ramal 13	CU_DES	10	0.157	1.51

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nombre	Zona	Tipo	Sección	Longitud	Año 2025
L-43	Troncal	AAAC	70	0.034	3.63
L-44	Troncal	AAAC	70	0.077	2.12
L-45	Ramal 14	CU_DES	25	0.169	0.31
L-46	Troncal	AAAC	70	0.522	1.88
L-47	Ramal 15	AAAC	70	0.118	1.06
L-48	Ramal 16	AAAC	70	0.147	0.03
L-49	Troncal	AAAC	70	0.183	0.82
L-50	Ramal 13	CU_DES	10	0.409	3.34
L-51	Troncal	AAAC	70	0.254	0.79
L-52	Ramal 17	AAAC	35	0.017	0.06
L-53	Ramal 18	CU_DES	16	0.045	0.07
L-54	Ramal 18	AAAC	35	0.422	1.11
L-55	Ramal 18	AAAC	35	0.503	1.05
L-56	Ramal 18	AAAC	35	0.801	0.65
L-57	Ramal 18	AAAC	35	0.507	0.61
L-58	Ramal 18	AAAC	35	0.742	0.18
L-59	Ramal 18	AAAC	25	1.19	0.69
L-60	Ramal 18	AAAC	25	1.838	0.07
L-61	Ramal 18	AAAC	25	0.193	0.61
L-62	Ramal 18	AAAC	25	0.153	0.32
L-63	Ramal 18	AAAC	25	0.609	0.08
L-64	Ramal 18	AAAC	25	0.737	0.24

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

En el capítulo III, se mencionó la existencia de 3 Subestaciones de Distribución que están próximas a sobrecargarse y también que ya existen transformadores sobrecargados como las SED'S 0010001 y 0010208. Con esta premisa se puede observar en la Tabla 4-7 que estas SED'S aumentarán su sobrecarga debido al crecimiento de la Demanda.

También se observa que para el año 2020 la SED 0010091 localizada en la comunidad Suytucatu estará sobrecargada con un nivel de 103.93%.

Estos valores indican que para el periodo 2019-2024, 3 Subestaciones de Distribución estarán sobrecargadas.

Tabla 4-7 Cargabilidad en las SED’S del Alimentador DO 04 para los Años 2019-2024

SED	Año 2019 (%)	Año 2020 (%)	Año 2021 (%)	Año 2022 (%)	Año 2023 (%)	Año 2024 (%)
0010790	6.48	6.68	6.88	7.07	7.27	7.47
0010410	8.87	9.19	9.51	9.85	10.22	10.59
0011053	35.09	36.52	38.02	39.58	41.2	42.89
0010090	45.37	47.27	49.25	51.33	53.5	55.76
0010976	24.66	25.67	26.72	27.82	28.97	30.17
0010052	4.81	4.94	5.07	5.21	5.34	5.47
0010312	3.32	3.38	3.44	3.53	3.61	3.7
0010001	139.93	146.03	152.42	159.1	166.14	173.48
0010073	7.15	7.37	7.59	7.82	8.04	8.33
0010791	3.41	3.46	3.51	3.56	3.61	3.67
0010342	49.06	51.11	53.26	55.5	57.84	60.28
0010699	22.41	23.32	24.27	25.25	26.29	27.36
0010012	60.92	63.47	66.13	68.92	71.82	74.85
0010561	32.98	34.33	35.73	37.18	38.69	40.29
0010551	48.62	50.63	52.73	54.93	57.22	59.61
0010535	32.24	33.58	34.97	36.43	37.95	39.54
0010789	36.18	37.64	39.09	40.71	42.33	43.95
0010489	11.71	12.17	12.64	13.13	13.65	14.18
0010371	11.53	11.98	12.45	12.94	13.45	13.98
0010027	1.82	1.84	1.87	1.89	1.92	1.95
0011090	24.95	25.97	27.03	28.13	29.28	30.48
0010534	33.34	34.72	36.17	37.68	39.26	40.91
0010109	24.3	25.3	26.34	27.43	28.56	29.74
0010207	26.47	27.55	28.68	29.86	31.09	32.38
0010602	22.86	23.79	24.77	25.78	26.85	27.96
0010987	72.21	75.3	78.52	81.89	85.42	89.12
0010988	41.18	42.91	44.71	46.59	48.55	50.61
0010209	45	46.89	48.87	50.94	53.11	55.37
0010372	72.45	75.54	78.77	82.14	85.67	89.36
0010211	38.24	39.83	41.5	43.25	45.07	46.97
0010161	31.53	32.85	34.23	35.67	37.17	38.74
0010210	57.85	60.3	62.86	65.54	68.34	71.26
0010552	39.81	41.47	43.21	45.02	46.9	48.88
0010091	99.62	103.93	108.42	113.15	118.08	123.25
0010427	22.91	23.84	24.81	25.83	26.89	28
0010659	54.92	57.23	59.64	62.15	64.77	67.52
0010009	52.46	54.67	56.97	59.38	61.89	64.52
0010672	16.18	16.81	17.48	18.17	18.9	19.65
0010761	11.63	12.09	12.56	13.05	13.57	14.1
0010206	12.23	12.71	13.2	13.72	14.26	14.82
0010208	112.1	116.96	122.04	127.35	132.92	138.75
0010370	14.12	14.68	15.27	15.88	16.52	17.18

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

SED	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024
0010041	46.08	48.02	50.05	52.16	54.38	56.69
0010296	37.7	39.27	40.92	42.63	44.42	46.3
0010428	13.13	13.63	14.15	14.71	15.28	15.89
0011205	3.4	3.48	3.57	3.65	3.74	3.83
0011320	11.76	12.2	12.64	13.09	13.53	14.04
0011299	5.58	5.77	5.97	6.18	6.41	6.64
0011307	72.04	75.1	78.3	81.65	85.14	88.8

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Según el análisis de la tabla anterior, para la Tabla 4-8 la cantidad de Subestaciones sobrecargadas permanecerá igual, pero el porcentaje de cargabilidad seguirá creciendo.

La sed que mayor sobrecarga presenta es la SED 0010001 con una sobrecarga de 181.18% al año 2025, el cual está próximo a duplicar su valor nominal. Una solución para este problema sería cambiar el transformador por uno de mayor potencia, pero esta opción se tratará a profundidad en el capítulo V.

Tabla 4-8 Cargabilidad en las SED'S del Alimentador DO 04 para el Año 2025

Nro.	SED	Zona	TIPO	Año 2025 (%)
1	0010790	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	7.67
2	0010410	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	10.98
3	0011053	Ramal 3	Transformador 2 Dev.	44.66
4	0010090	Troncal	Transformador 2 Dev.	58.13
5	0010976	Ramal 12	Transformador 2 Dev.	31.42
6	0010052	Ramal 16	Transformador 2 Dev.	5.61
7	0010312	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	3.78
8	0010001	Ramal 15	Transformador 2 Dev.	181.18
9	0010073	Ramal 17	Transformador 2 Dev.	8.61
10	0010791	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	3.72
11	0010342	Ramal 11	Transformador 2 Dev.	62.85
12	0010699	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	28.48
13	0010012	Troncal	Transformador 2 Dev.	78.01
14	0010561	Ramal 14	Transformador 2 Dev.	41.95
15	0010551	Troncal	Transformador 2 Dev.	62.1
16	0010535	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	41.2
17	0010789	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	45.74

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nro.	SED	Zona	TIPO	Año 2025
18	0010489	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	14.73
19	0010371	Ramal 4	Transformador 2 Dev.	14.53
20	0010027	Ramal 5	Transformador 2 Dev.	1.98
21	0011090	Troncal	Transformador 2 Dev.	31.73
22	0010534	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	42.63
23	0010109	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	30.98
24	0010207	Troncal	Transformador 2 Dev.	33.72
25	0010602	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	29.11
26	0010987	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	92.98
27	0010988	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	52.75
28	0010209	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	57.73
29	0010372	Ramal 9	Transformador 2 Dev.	93.23
30	0010211	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	48.96
31	0010161	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	40.38
32	0010210	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	74.32
33	0010552	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	50.95
34	0010091	Ramal 10	Transformador 2 Dev.	128.67
35	0010427	Ramal 13	Transformador 2 Dev.	29.15
36	0010659	Ramal 13	Transformador 2 Dev.	70.41
37	0010009	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	67.26
38	0010672	Ramal 2	Transformador 2 Dev.	20.44
39	0010761	Ramal 1	Transformador 2 Dev.	14.66
40	0010206	Troncal	Transformador 2 Dev.	15.41
41	0010208	Ramal 6	Transformador 2 Dev.	144.86
42	0010370	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	17.88
43	0010041	Ramal 8	Transformador 2 Dev.	59.1
44	0010296	Troncal	Transformador 2 Dev.	48.25
45	0010428	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	16.51
46	0011205	Ramal 18	Transformador 2 Dev.	3.91
47	0011320	Ramal 18	Transform. 2 Dev. Asimétrico	14.54
48	0011299	Ramal 3	Transformador 2 Dev.	6.88
49	0011307	Ramal 7	Transformador 2 Dev.	92.62

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

4.7.2. Análisis de Caídas de Tensión del Alimentador DO 04 para los años 2019-2025

En el capítulo III se pudo observar que el subsistema de Distribución no presentaba caídas de tensión en los nodos, pero según los resultados obtenidos con el software NEPLAN, para los periodos 2019 al 2025 el alimentador presentará caídas de Voltaje.

Tabla 4-9 Caídas de Tensión del Alimentador DO 04 para los Años 2019-2024

Nodo	Año 2019 v (%)	Año 2020 v (%)	Año 2021 v (%)	Año 2022 v (%)	Año 2023 v (%)	Año 2024 v (%)
BARRA DO 04	101.04	101.04	101.4	101.4	101.4	101.4
N-001	100.53	100.51	100.49	100.46	100.44	100.41
N-002	100.53	100.51	100.48	100.46	100.43	100.41
N-003	100.05	100.01	99.97	99.93	99.88	99.83
N-004	100.53	100.51	100.49	100.46	100.44	100.41
N-005	100.12	100.08	100.04	100	99.96	99.91
N-006	100.39	100.36	100.33	100.3	100.27	100.24
N-007	98.95	98.87	98.77	98.68	98.58	98.47
N-008	100.01	99.97	99.93	99.88	99.83	99.78
N-009	98.32	98.2	98.08	97.95	97.82	97.68
N-010	99.22	98.88	98.79	98.69	98.59	98.49
N-011	98.97	98.88	98.79	98.69	98.59	98.49
N-012	98.71	98.61	98.51	98.4	98.29	98.18
N-013	100.17	100.13	100.1	100.06	100.01	99.97
N-014	99.08	99	98.92	98.83	98.73	98.64
N-015	99.82	99.76	99.71	99.65	99.59	99.53
N-016	99.78	99.72	99.67	99.61	99.55	99.49
N-017	99.97	99.92	99.88	99.83	99.77	99.72
N-018	98.90	98.81	98.71	98.62	98.51	98.4
N-019	99.33	99.26	99.18	99.1	99.02	98.94
N-020	99.82	99.76	99.71	99.65	99.59	99.53
N-021	99.67	99.62	99.56	99.49	99.43	99.36
N-022	99.67	99.61	99.55	99.49	99.42	99.35
N-023	96.00	95.78	95.55	95.31	95.06	94.79
N-024	99.35	99.28	99.2	99.13	99.04	98.96
N-025	97.21	97.04	96.87	96.69	96.51	96.31
N-026	99.35	99.27	99.2	99.12	99.04	98.95
N-027	99.35	99.27	99.2	99.12	99.04	98.95
N-028	97.75	97.61	97.46	97.31	97.15	96.98
N-029	98.65	98.55	98.44	98.33	98.22	98.1
N-030	99.35	99.27	99.2	99.12	99.04	98.95
N-031	98.64	98.54	98.43	98.32	98.21	98.08
N-032	99.35	99.28	99.2	99.12	99.04	98.95
N-033	98.16	98.04	97.91	97.78	97.64	97.49
N-034	99.35	99.28	99.2	99.12	99.04	98.95
N-035	99.22	99.14	99.06	98.98	98.89	98.8
N-036	99.14	99.06	98.98	98.89	98.8	98.7
N-037	99.21	99.14	99.05	98.97	98.88	98.79
N-038	97.56	97.41	97.26	97.09	96.93	96.75
N-039	98.85	98.76	98.67	98.56	98.46	98.35
N-040	99.21	99.13	99.05	98.97	98.88	98.79
N-041	98.79	98.7	98.6	98.5	98.39	98.27

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nodo	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024
N-042	99.21	99.13	99.05	98.97	98.88	98.78
N-043	97.53	97.38	97.23	97.06	96.89	96.71
N-044	99.13	99.05	98.97	98.88	98.79	98.69
N-045	98.46	98.35	98.23	98.11	97.99	97.86
N-046	96.80	96.61	96.42	96.22	96.01	95.79
N-047	99.11	99.02	98.94	98.85	98.75	98.65
N-048	99.07	98.99	98.9	98.81	98.72	98.62
N-049	96.95	96.77	96.59	96.4	96.19	95.98
N-050	99.13	99.05	98.96	98.87	98.78	98.68
N-051	97.91	97.78	97.64	97.49	97.34	97.18
N-052	99.12	99.04	98.95	98.86	98.77	98.67
N-053	97.97	97.83	97.7	97.56	97.41	97.25
N-054	99.06	98.97	98.88	98.79	98.69	98.59
N-055	99.07	98.99	98.9	98.81	98.71	98.61
N-056	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55
N-057	97.69	97.54	97.4	97.24	97.08	96.91
N-058	99.05	98.97	98.88	98.79	98.69	98.59
N-059	97.26	97.1	96.93	96.75	96.57	96.37
N-060	99.00	98.91	98.82	98.72	98.62	98.52
N-061	98.97	98.88	98.79	98.69	98.59	98.49
N-062	97.81	97.68	97.53	97.38	97.23	97.06
N-063	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55	98.44
N-064	97.70	97.56	97.41	97.25	97.09	96.92
N-065	97.99	97.86	97.72	97.58	97.43	97.28
N-066	95.87	95.65	95.42	95.17	94.91	94.65
N-067	99.00	98.91	98.82	98.72	98.62	98.52
N-068	97.74	97.6	97.46	97.3	97.14	96.98
N-069	98.99	98.91	98.82	98.72	98.62	98.52
N-070	99.05	98.96	98.88	98.78	98.69	98.58
N-071	97.52	97.37	97.22	97.06	96.88	96.71
N-072	99.04	98.96	98.87	98.78	98.68	98.58
N-073	99.02	98.94	98.85	98.75	98.66	98.55
N-074	98.25	98.14	98.01	97.89	97.75	97.61
N-075	99.01	98.92	98.83	98.73	98.64	98.53
N-076	99.04	98.96	98.87	98.77	98.68	98.58
N-077	99.00	98.91	98.82	98.73	98.63	98.53
N-078	97.25	97.08	96.92	96.74	96.56	96.36
N-079	99.00	98.91	98.82	98.73	98.63	98.52
N-080	98.29	98.17	98.05	97.92	97.79	97.65
N-081	99.04	98.95	98.86	98.77	98.67	98.57
N-082	99.04	98.95	98.86	98.77	98.67	98.57
N-083	99.02	98.94	98.85	98.75	98.65	98.55
N-084	98.11	97.98	97.85	97.72	97.58	97.43
N-085	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nodo	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024
N-086	94.98	94.72	94.44	94.16	93.85	93.54
N-087	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55
N-088	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55
N-089	98.91	98.82	98.73	98.63	98.53	98.42
N-090	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55
N-091	98.86	98.77	98.67	98.57	98.47	98.36
N-092	99.01	98.92	98.83	98.74	98.64	98.54
N-093	99.02	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55
N-094	99.01	98.92	98.83	98.74	98.64	98.54
N-095	98.93	98.84	98.74	98.65	98.55	98.44
N-096	99.00	98.92	98.83	98.73	98.63	98.53
N-097	98.91	98.82	98.73	98.63	98.53	98.42
N-098	98.99	98.9	98.81	98.72	98.62	98.52
N-099	98.98	98.9	98.81	98.71	98.61	98.51
N-100	98.58	98.48	98.37	98.26	98.14	98.02
N-101	98.98	98.89	98.8	98.71	98.61	98.5
N-102	98.97	98.89	98.8	98.7	98.6	98.49
N-103	98.97	98.88	98.79	98.7	98.6	98.49
N-104	98.97	98.88	98.79	98.7	98.6	98.49
N-105	98.93	98.84	98.75	98.65	98.55	98.44
N-106	98.34	98.22	98.1	97.98	97.85	97.71
N-107	98.80	98.71	98.61	98.51	98.4	98.29
N-108	98.87	98.78	98.69	98.59	98.48	98.37
N-109	98.97	98.88	98.79	98.7	98.6	98.49

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Tabla 4-10 Caídas de Tensión del Alimentador DO 04 para el año 2025

Nodo	Zona	Nivel de Tensión Año 2025 V (kV)	Nivel de Tensión Año 2025 v (%)
BARRA DO 04	Troncal	6.125	101.04
N-001	Troncal	6.10	100.39
N-002	Ramal 1	6.10	100.38
N-003	Ramal 2	0.13	99.78
N-004	Ramal 2	6.10	100.38
N-005	Ramal 1	0.13	99.86
N-006	Troncal	6.09	100.2
N-007	Troncal	0.13	98.37
N-008	Ramal 3	0.13	99.73
N-009	Troncal	0.13	97.54
N-010	Troncal	0.22	98.38
N-011	Ramal 18	6.00	98.38
N-012	Ramal 18	0.13	98.05
N-013	Troncal	0.13	99.92
N-014	Ramal 3	0.13	98.54
N-015	Ramal 5	6.05	99.47
N-016	Ramal 5	0.13	99.42
N-017	Troncal	6.06	99.66
N-018	Troncal	0.13	98.29
N-019	Ramal 4	0.13	98.85
N-020	Troncal	6.05	99.47
N-021	Troncal	6.04	99.28
N-022	Ramal 4	6.04	99.28
N-023	Ramal 6	0.12	94.52
N-024	Troncal	6.03	98.87
N-025	Ramal 7	0.12	96.1
N-026	Ramal 7	6.02	98.86
N-027	Ramal 7	6.02	98.86
N-028	Ramal 7	0.12	96.81
N-029	Ramal 7	0.13	97.97
N-030	Ramal 7	6.02	98.86
N-031	Ramal 6	0.13	97.96
N-032	Ramal 6	6.02	98.86
N-033	Ramal 6	0.13	97.34
N-034	Ramal 6	6.02	98.86
N-035	Troncal	6.02	98.7
N-036	Troncal	6.01	98.6
N-037	Ramal 8	6.02	98.69
N-038	Ramal 8	0.12	96.56
N-039	Ramal 8	0.13	98.23

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nodo	Zona	Nivel de Tensión (kV)	Nivel de Tensión v (%)
N-040	Ramal 8	6.02	98.69
N-041	Ramal 8	0.13	98.16
N-042	Ramal 8	6.02	98.69
N-043	Ramal 9	0.12	96.53
N-044	Ramal 9	6.01	98.59
N-045	Ramal 9	0.13	97.72
N-046	Ramal 9	0.12	95.56
N-047	Ramal 9	6.01	98.55
N-048	Troncal	6.01	98.51
N-049	Ramal 9	0.12	95.76
N-050	Ramal 9	6.01	98.58
N-051	Ramal 9	0.12	97.01
N-052	Ramal 9	6.01	98.57
N-053	Troncal	0.13	97.09
N-054	Troncal	6.01	98.49
N-055	Troncal	6.01	98.5
N-056	Ramal 10	6.01	98.44
N-057	Troncal	0.12	96.73
N-058	Troncal	6.01	98.48
N-059	Ramal 10	0.12	96.17
N-060	Ramal 10	6.00	98.41
N-061	Ramal 10	6.00	98.38
N-062	Ramal 10	0.12	96.89
N-063	Ramal 10	6.00	98.33
N-064	Ramal 10	0.12	96.75
N-065	Ramal 10	0.13	97.12
N-066	Ramal 10	0.12	94.36
N-067	Ramal 10	6.00	98.41
N-068	Ramal 10	0.12	96.8
N-069	Ramal 10	6.00	98.41
N-070	Ramal 11	6.01	98.48
N-071	Ramal 11	0.12	96.52
N-072	Troncal	6.01	98.47
N-073	Ramal 12	6.01	98.45
N-074	Ramal 12	0.13	97.46
N-075	Ramal 13	6.00	98.42
N-076	Troncal	6.01	98.47
N-077	Ramal 13	6.00	98.42
N-078	Ramal 13	0.12	96.16
N-079	Ramal 13	6.00	98.42
N-080	Ramal 13	0.13	97.5
N-081	Troncal	6.01	98.47
N-082	Ramal 14	6.01	98.46
N-083	Troncal	6.01	98.45

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Nodo	Zona	Nivel de Tensión (kV)	Nivel de Tensión v (%)
N-084	Ramal 14	0.13	97.27
N-085	Ramal 15	6.01	98.44
N-086	Ramal 15	0.12	93.21
N-087	Ramal 16	6.01	98.44
N-088	Troncal	6.01	98.44
N-089	Ramal 16	0.13	98.31
N-090	Troncal	6.01	98.44
N-091	Ramal 17	0.13	98.24
N-092	Ramal 18	6.00	98.43
N-093	Ramal 17	6.01	98.44
N-094	Ramal 18	6.00	98.43
N-095	Ramal 18	0.13	98.33
N-096	Ramal 18	6.00	98.42
N-097	Ramal 18	0.13	98.31
N-098	Ramal 18	6.00	98.41
N-099	Ramal 18	6.00	98.4
N-100	Ramal 18	0.13	97.89
N-101	Ramal 18	6.00	98.39
N-102	Ramal 18	6.00	98.38
N-103	Ramal 18	6.00	98.38
N-104	Ramal 18	6.00	98.38
N-105	Ramal 18	0.13	98.33
N-106	Ramal 18	0.13	97.57
N-107	Ramal 18	0.13	98.17
N-108	Ramal 18	0.13	98.26
N-109	Ramal 18	6.00	98.38

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Como se puede apreciar en las Tablas 4-9 y 4-10, el alimentador presentará caídas de tensión desde el año 2019 y seguirá aumentando conforme pasen los años. Los niveles de caídas de tensión más críticos se presentarán en el año 2025. Estos niveles se encuentran específicamente en los terminales de las subestaciones 0010208, 0010091 y 0010001 con valores en sus nodos de: 94.52, 94.36 y 93.21 respectivamente. Que es consecuencia de la sobrecarga en dichos transformadores.

CAP. IV –PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DEL ALIMENTADOR DO 04

Obtenido estos resultados en el siguiente capítulo se evalúa y analiza la alternativa propuesta para dar solución a estos problemas de sobrecarga y caídas de tensión presentes en el alimentador DO 04.

CAPITULO V

ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

5.1. Introducción

En los capítulos precedentes de este trabajo de tesis, se tuvo el conocimiento que el alimentador DO 04 presenta problemas de cargabilidad tanto actuales como futuros.

En el presente capítulo se procede a analizar las alternativas que darán solución a estos problemas, y seleccionar la alternativa que permita la operación del alimentador en condiciones adecuadas para el crecimiento de la Demanda, mejorando el nivel de tensión y cargabilidad.

El capítulo finaliza con la evaluación económica de la alternativa propuesta, utilizando el análisis de costo beneficio mediante los indicadores que son el VAN y TIR.

5.2. Planteamiento de las Alternativas Propuestas

Existen varias soluciones para los problemas de cargabilidad, pero teniendo en cuenta los resultados del capítulo IV, tanto para la cargabilidad de redes-transformadores como para las caídas de tensión. este trabajo de tesis se basa en dos medios Fundamentales, que permitirán analizar de mejor manera el planteamiento de las alternativas, el esquema de los medios Fundamentales se muestra en la Figura 5-1.



Figura 5-1 Esquema de los Medios Fundamentales para la Propuesta de Alternativas.
Fuente: Elaboración Propia.

Luego de identificar los medios fundamentales, así como sus respectivas acciones, se considera la transferencia de carga mediante un conductor de Media Tensión, para solucionar los problemas de sobrecarga de las líneas L1, L4 y L5 vistas en el capítulo IV y la Implementación de nuevos Transformadores de Distribución que reemplacen a las SED'S 0010001, 0010091 y 0010208 que presentan sobrecarga.

En el diagnóstico general de los alimentadores de la SET Dolorespata, visto en el capítulo III inciso 3.3, se mencionó el recorrido de las redes para cada alimentador, este dato es vital para definir que alimentador se va a transferir cierta carga del alimentador DO04, este alimentador no puede estar muy distante debido a que el conductor para la transferencia de la carga tendría longitud considerable de conductor, y por ende aumentarían los costos de materiales. Analizado estos datos, el alimentador con el que se va a trabajar, es el alimentador DO 03. Este alimentador tiene sus redes adyacentes a los ramales del alimentador DO 04, por lo que, se considera buena opción la transferencia de carga a este alimentador, por otra parte,

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

se analiza mediante el software NEPLAN las condiciones de operación de este alimentador incluida la implementación de las SED'S transferidas al año de estudio.

Analizado estos medios fundamentales se ha optado por dos alternativas que se describen a continuación.

5.2.1. Alternativa Propuesta Nro. 1

Para mejorar la cargabilidad en los conductores sobrecargados en la troncal del alimentador DO 04, se propone transferir las subestaciones de Distribución 010370,0010489 y 0010041 que están contenidas en el Ramal 8, al alimentador DO 03; esto se realizará a través del conductor NYY con las siguientes características:

- Conductor Subterráneo NYY 3x35.
- Longitud del Conductor: 0.118 Km.
- Número de Ternas: 01.

Este conductor tendrá una longitud de 118 metros y un recorrido por la Calle Afligidos, comenzando entre el cruce de Av. El Sol con esta calle hasta llegar al cruce con la Calle Arequipa tal como se puede apreciar en la siguiente Figura.

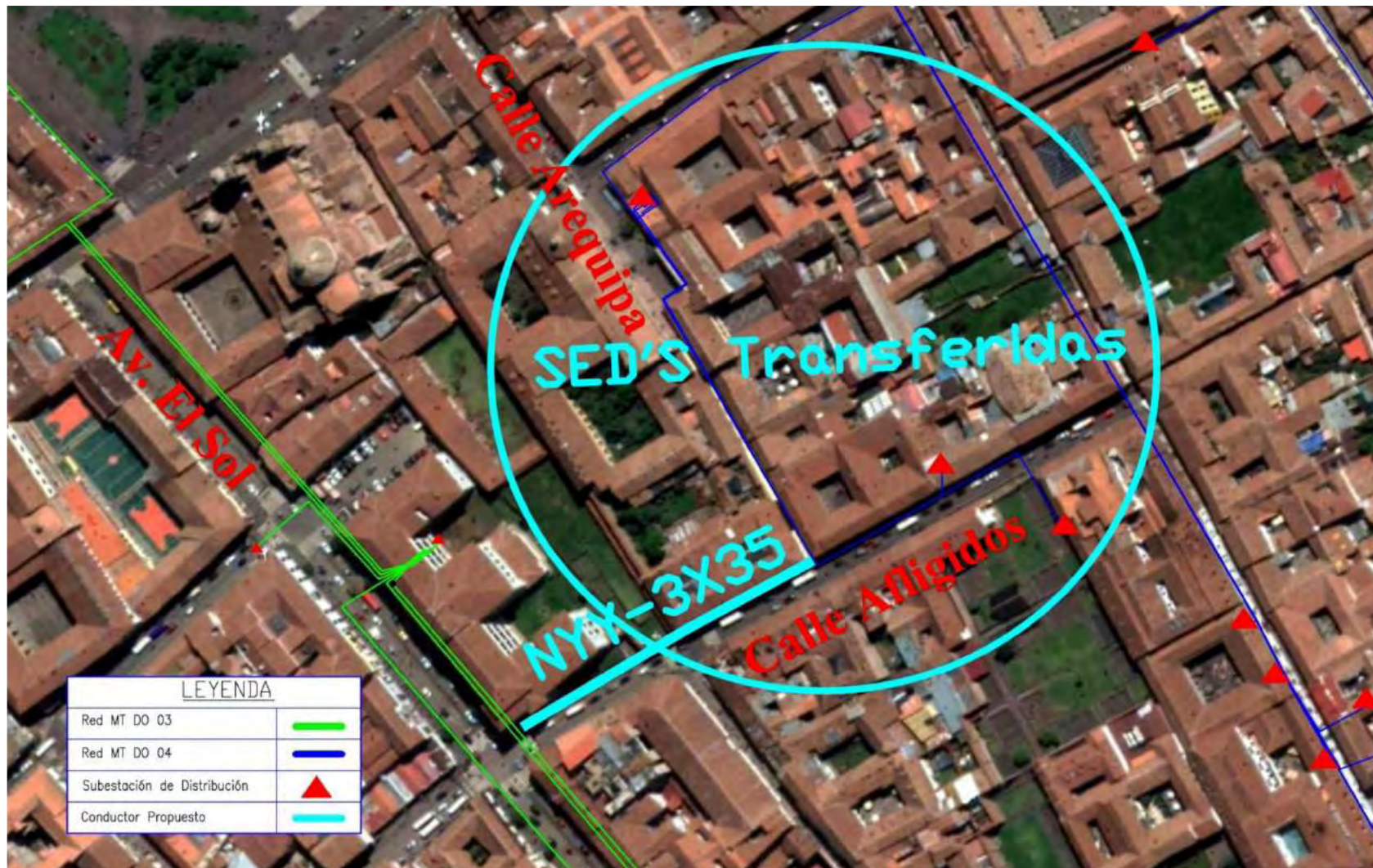


Figura 5-2 Implementación del conductor NYY para la transferencia de Carga de la Alternativa Nro.1.

Fuente:Elaboración Propia.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Para el problema de sobrecarga en las subestaciones 0010091, 0010001 y 0010208 ubicados en los ramales 10, 15 y 6 se toma en cuenta los resultados de la Tabla 4-18 del capítulo IV que presenta los siguientes valores de sobrecarga 128.67%, 181.18% y 144.86% respectivamente. Se propone la implementación de nuevos transformadores para el cambio de las Subestaciones sobrecargadas, estos estarán dimensionados según el crecimiento de la carga proyectada al año 2025 de dicha Subestación tal como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 5-1 Potencias Proyectadas para las SED'S Sobrecargadas

Subestación de Distribución	Potencia Instalada Actual	Potencia Instalada Proyectada
0010091	80 kVA	150 kVA
0010001	25 kVA	50 kVA
0010208	400 kVA	640 kVA

Elaboración Propia.

Las subestaciones 0010001 y 0010091 tienen una potencia relativamente baja acorde a la cantidad de suministros que abastecen de energía, por este motivo se recomienda este cambio del transformador. La Subestación 0010208 es la que tiene el mayor número de clientes, con una cantidad numerosa de 373 clientes en constante crecimiento, motivo por el cual es necesario el cambio de este transformador a uno de 640 kVA para evitar la sobrecarga proyectado al año 2025.

Los datos generales de los transformadores implementados para la solución a la sobrecarga, se muestra a continuación:

- Potencial Nominal ONAN: 50,150,640 kVA.
- Alta Tensión Nominal en Vacío: 10.5 \pm 2x2.5%. kV.
- Baja Tensión Nominal en Vacío: 0.400-0.230 kV.
- Grupo de Conexión: Dyn5

Así también, cabe mencionar que mejorando la sobrecarga en las subestaciones del alimentador DO 4, también se mejoran los niveles de tensión, ya que estas caídas se presentan en los transformadores sobrecargados, por lo que se solucionan estos problemas.

5.2.2. Resultados de la Implementación de la Alternativa Nro. 1

Luego de analizar el planteamiento de la alternativa Nro. 1, se procede a simular la implementación de esta alternativa en el alimentador DO 04 con el software NEPLAN, los resultados calculados serán para el año 2025, que es el año de estudio, el resultado de la implementación de esta alternativa en los elementos sobrecargados se muestra en las siguientes Tablas.

Tabla 5-2 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04 para el Año 2025 con la Implementación de la Alternativa Nro.1

Nombre	Tipo	Sección (mm2)	Longitud (Km)	Año 2025 (%)	Implementación Alternativa 1 (%)
L-1	NKBA	150	0.706	107.66	97.59
L-2	N2XSEY	50	0.136	2.33	2.33
L-3	NY Y	35	0.059	2.08	2.08
L-4	NKBA	150	0.204	104.19	94.12
L-5	NKBA	150	0.325	100.1	90.03
L-6	NA2XSA	35	0.092	1.27	1.26
L-7	N2XSEY	20	0.029	0.28	0.27
L-8	AAAC	120	0.12	93.92	84.1
L-9	AAAC	120	0.091	92.64	82.81
L-10	N2XSEY	35	0.19	0.04	0.04
L-11	AAAC	120	0.085	92.62	82.8
L-12	NKY	35	0.176	1.37	1.36
L-13	N2XSEY	150	0.501	75.49	67.2
L-14	N2XSEY	150	0.298	2.29	2.25
L-15	N2XSEY	50	0.048	9.27	9.24
L-16	N2XSEY	35	0.585	0.84	0.77
L-17	NKBA	35	0.046	5.96	5.94
L-18	N2XSEY	35	0.03	8.03	8.01
L-19	N2XSEY	150	0.282	54.16	46.04
L-20	N2XSEY	150	0.194	47.66	46.07
L-21	N2XSEY	150	0.14	6.56	-
L-22	NY Y	35	0.209	0.51	-
Nombre	Tipo	Sección	Longitud	Año 2025	Alternativa 1

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

L-23	NKY	35	0.276	1.1	-
L-24	NKY	25	0.19	4.11	4.06
L-25	N2XSEY	50	0.19	17.45	17.38
L-26	N2XSEY	50	0.327	6.6	6.55
L-27	NKBA	150	0.339	30.11	28.21
L-28	NKBA	35	0.143	10.77	10.71
L-29	NKBA	120	0.134	6.11	6.08
L-30	AAAC	120	0.14	5.28	5.25
L-31	AAAC	120	0.063	3.77	3.75
L-32	NKBA	150	0.389	21.52	19.71
L-33	NKY	35	0.308	7.32	7.25
L-34	NKBA	150	0.472	15.34	13.57
L-35	NKBA	35	0.136	31.07	26.96
L-36	NYY	35	0.094	1.38	1.37
L-37	NYY	35	0.189	1.68	1.67
L-38	CU_DES	10	0.052	2.45	2.44
L-39	AAAC	120	0.169	3.01	2.99
L-40	AAAC	35	0.824	1.08	1.07
L-41	CU_DES	10	0.092	1.83	1.82
L-42	CU_DES	10	0.157	1.51	1.51
L-43	AAAC	70	0.034	3.63	3.6
L-44	AAAC	70	0.077	2.12	2.1
L-45	CU_DES	25	0.169	0.31	0.31
L-46	AAAC	70	0.522	1.88	1.85
L-47	AAAC	70	0.118	1.06	1.04
L-48	AAAC	70	0.147	0.03	0.03
L-49	AAAC	70	0.183	0.82	0.82
L-50	CU_DES	10	0.409	3.34	3.33
L-51	AAAC	70	0.254	0.79	0.79
L-52	AAAC	35	0.017	0.06	0.06
L-53	CU_DES	16	0.045	0.07	0.07
L-54	AAAC	35	0.422	1.11	1.11
L-55	AAAC	35	0.503	1.05	1.05
L-56	AAAC	35	0.801	0.65	0.65
L-57	AAAC	35	0.507	0.61	0.6
L-58	AAAC	35	0.742	0.18	0.18
L-59	AAAC	25	1.19	0.69	0.68
L-60	AAAC	25	1.838	0.07	0.07
L-61	AAAC	25	0.193	0.61	0.61
L-62	AAAC	25	0.153	0.32	0.32
L-63	AAAC	25	0.609	0.08	0.08
L-64	AAAC	25	0.737	0.24	0.24

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Tabla 5-3 Cargabilidad en las SED'S del Alimentador DO 04 para el Año 2025 con la Implementación de la Alternativa Nro.1

Nro.	SED	TIPO	Año 2025 (%)	Implementación Alternativa 1 (%)
1	0010790	Transform. 2 Dev. Asimétrico	7.67	7.67
2	0010410	Transformador 2 Dev.	10.98	10.96
3	0011053	Transformador 2 Dev.	44.66	44.61
4	0010090	Transformador 2 Dev.	58.13	57.98
5	0010976	Transformador 2 Dev.	31.42	31.34
6	0010052	Transformador 2 Dev.	5.61	5.6
7	0010312	Transformador 2 Dev.	3.78	3.78
8	0010001	Transformador 2 Dev.	181.18	88.6
9	0010073	Transformador 2 Dev.	8.61	8.6
10	0010791	Transform. 2 Dev. Asimétrico	3.72	3.73
11	0010342	Transformador 2 Dev.	62.85	62.68
12	0010699	Transformador 2 Dev.	28.48	28.42
13	0010012	Transformador 2 Dev.	78.01	77.92
14	0010561	Transformador 2 Dev.	41.95	41.85
15	0010551	Transformador 2 Dev.	62.1	62.05
16	0010535	Transformador 2 Dev.	41.2	41.1
17	0010789	Transform. 2 Dev. Asimétrico	45.74	45.74
18	0010489(T)	Transformador 2 Dev.	14.73	-
19	0010371	Transformador 2 Dev.	14.53	14.51
20	0010027	Transformador 2 Dev.	1.98	1.98
21	0011090	Transformador 2 Dev.	31.73	31.69
22	0010534	Transformador 2 Dev.	42.63	42.54
23	0010109	Transformador 2 Dev.	30.98	30.91
24	0010207	Transformador 2 Dev.	33.72	33.66
25	0010602	Transformador 2 Dev.	29.11	29.04
26	0010987	Transformador 2 Dev.	92.98	92.73
27	0010988	Transformador 2 Dev.	52.75	52.62
28	0010209	Transformador 2 Dev.	57.73	57.58
29	0010372	Transformador 2 Dev.	93.23	92.98
30	0010211	Transformador 2 Dev.	48.96	48.82
31	0010161	Transformador 2 Dev.	40.38	40.28
32	0010210	Transformador 2 Dev.	74.32	74.12
33	0010552	Transformador 2 Dev.	50.95	50.82
34	0010091	Transformador 2 Dev.	128.67	67.45
35	0010427	Transformador 2 Dev.	29.15	29.08
36	0010659	Transformador 2 Dev.	70.41	70.22
37	0010009	Transformador 2 Dev.	67.26	67.11
38	0010672	Transformador 2 Dev.	20.44	20.43
39	0010761	Transformador 2 Dev.	14.66	14.65
40	0010206	Transformador 2 Dev.	15.41	15.4

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Nro.	SED	TIPO	Año 2025	Alternativa 1
41	0010208	Transformador 2 Dev.	144.86	89.52
42	0010370(T)	Transformador 2 Dev.	17.88	-
43	0010041(T)	Transformador 2 Dev.	59.1	-
44	0010296	Transformador 2 Dev.	48.25	48.13
45	0010428	Transformador 2 Dev.	16.51	16.47
46	0011205	Transformador 2 Dev.	3.91	3.91
47	0011320	Transform. 2 Dev. Asimétrico	14.54	14.55
48	0011299	Transformador 2 Dev.	6.88	6.87
49	0011307	Transformador 2 Dev.	92.62	92.41

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.

Elaboración Propia.

*La letra (T) identifica a las SED'S que fueron transferidas.

Como se puede observar en las Tablas 5-2 y 5-3, con la implementación de la Alternativa Nro. 1 la cargabilidad en las redes y subestaciones mejora considerablemente. En la Troncal la cargabilidad baja de 107.66% a 97.59%, por lo cual se evita la sobrecarga de este conductor al año 2025.

Así mismo, las SED'S 001001, 0010091 y 0010208 la cargabilidad en los transformadores baja de 181.18 %, 128.67% y 144.86% a 88.6%, 67.45% y 89.52% respectivamente. Cabe aclarar que las SED'S 0010489, 0010370 y 0010041 son transferidas al alimentador DO 03, por lo tanto, el alimentador DO 04 se quedaría con un total de 46 Subestaciones de Distribución para esta alternativa.

5.2.3. Alternativa Propuesta Nro. 2

La alternativa número 2 plantea también la transferencia de carga, esta transferencia a diferencia de la alternativa 1, será de una cantidad numerosa de Subestaciones con una longitud mayor de conductor. Las subestaciones que se transfieren al alimentador DO 03 son un total de 17 SED'S conectadas mediante un conductor NYY con una longitud total de 215 metros, las características del conductor que se implementará son:

- Conductor Subterráneo NYY 3x120.
- Longitud del Conductor: 0.215 Km.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

- Número de Ternas: 01.

La sección escogida para el conductor es de 120mm² debido a que estará conectado desde el conductor NYY de 150 mm² del alimentador DO 03 hasta el conductor tipo aéreo AAAC de 120 mm² de sección del alimentador DO 04, esto mediante un terminal de conexión aéreo para conductor NYY de 120mm² a 10.5 kV.

Este conductor tendrá un recorrido por la Calle Ladrillos, por parte de calle Choquechaca hasta llegar al cruce de esta con la calle Atocsayucuchi, donde seguirá el recorrido de esta calle hasta llegar al Ramal 11 del Alimentador DO 04. Las subestaciones de Distribución transferidas, estas están ubicadas en: la Comunidad Choquechaca, APV. Villa San Blas, pueblo de Sacsayhuaman, llegando hasta las comunidades de Chacan, Huayllarcocha y Tambomachay.

El tipo de conductor propuesto NYY de 120 mm² de calibre, así como su ubicación se muestra en la Figura 5-3.

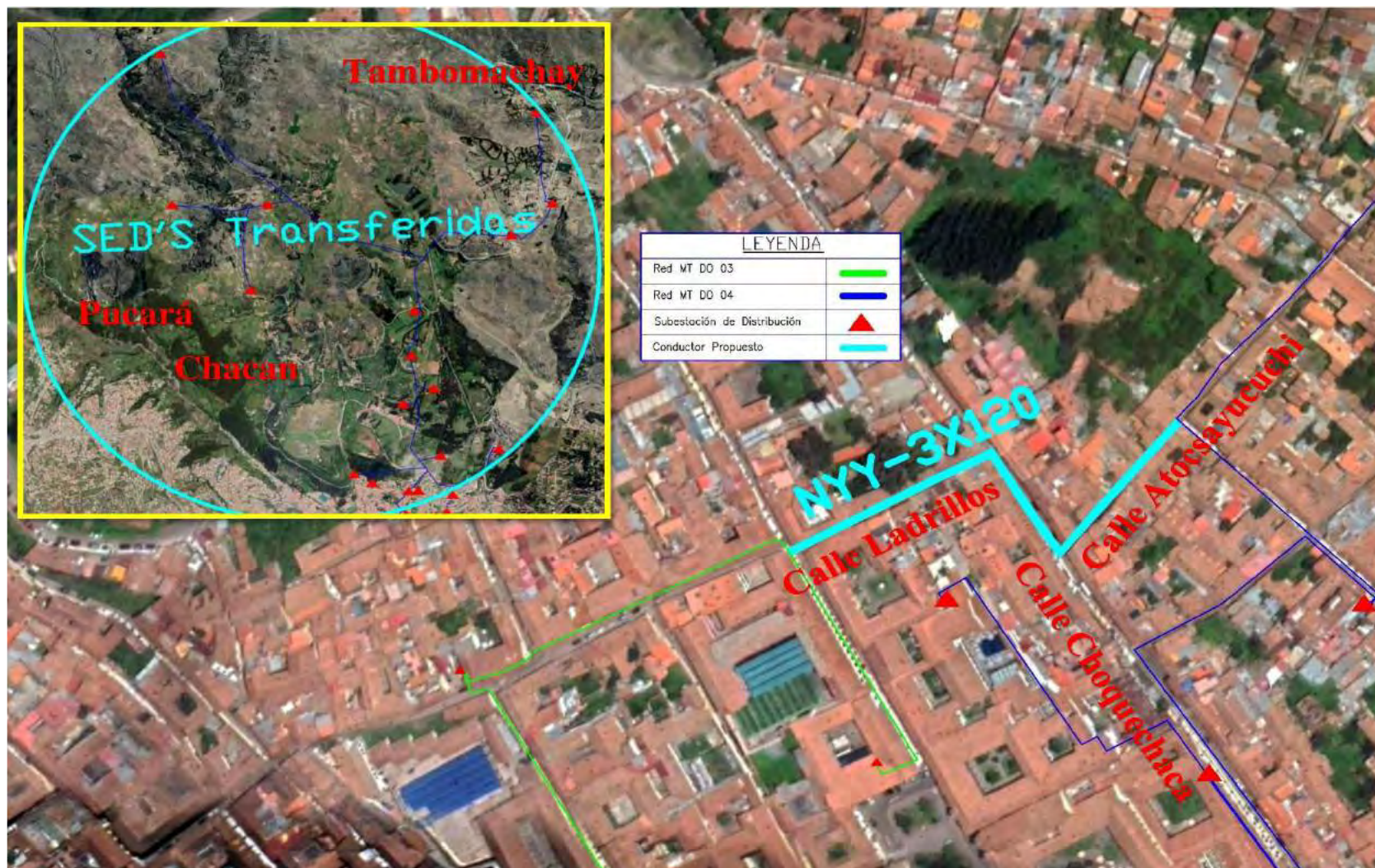


Figura 5-3 Implementación del conductor NYY para la transferencia de Carga de la Alternativa Nro.2.
Fuente:Elaboración Propia.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Para solucionar el problema de la sobrecarga en los transformadores 0010091, 0010001 y 0010208, así como las caídas de tensión, se tomará el mismo criterio planteado en la alternativa número 1.

5.2.4. Resultados de la Implementación de la Alternativa Nro. 2

Los resultados de la implementación de la alternativa 2 en el alimentador DO 04 proyectados al año 2025 haciendo uso del Software NEPLAN. Se muestran a continuación en las siguientes Tablas.

Tabla 5-4 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04 para el Año 2025 con la Implementación de la Alternativa Nro.2

Nombre	Tipo	Sección (mm2)	Longitud (Km)	Año 2025 (%)	Implementación Alternativa 2 (%)
L-1	NKBA	150	0.706	107.66	98.42
L-2	N2XSEY	50	0.136	2.33	2.33
L-3	NYY	35	0.059	2.08	2.08
L-4	NKBA	150	0.204	104.19	94.96
L-5	NKBA	150	0.325	100.1	90.87
L-6	NA2XSA	35	0.092	1.27	1.26
L-7	N2XSEY	20	0.029	0.28	0.27
L-8	AAAC	120	0.12	93.92	84.91
L-9	AAAC	120	0.091	92.64	83.63
L-10	N2XSEY	35	0.19	0.04	0.04
L-11	AAAC	120	0.085	92.62	83.61
L-12	NKY	35	0.176	1.37	1.36
L-13	N2XSEY	150	0.501	75.49	67.88
L-14	N2XSEY	150	0.298	2.29	2.25
L-15	N2XSEY	50	0.048	9.27	9.25
L-16	N2XSEY	35	0.585	0.84	0.77
L-17	NKBA	35	0.046	5.96	5.94
L-18	N2XSEY	35	0.03	8.03	8.01
L-19	N2XSEY	150	0.282	54.16	46.72
L-20	N2XSEY	150	0.194	47.66	40.22
L-21	N2XSEY	150	0.14	6.56	6.53
L-22	NYY	35	0.209	0.51	0.44
L-23	NKY	35	0.276	1.1	1.05
L-24	NKY	25	0.19	4.11	4.06
Nombre	Tipo	Sección	Longitud	Año 2025	Alternativa 2
L-25	N2XSEY	50	0.19	17.45	14.7
L-26	N2XSEY	50	0.327	6.6	6.55

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

L-27	NKBA	150	0.339	30.11	22.85
L-28	NKBA	35	0.143	10.77	10.71
L-29	NKBA	120	0.134	6.11	-
L-30	AAAC	120	0.14	5.28	-
L-31	AAAC	120	0.063	3.77	-
L-32	NKBA	150	0.389	21.52	-
L-33	NKY	35	0.308	7.32	-
L-34	NKBA	150	0.472	15.34	-
L-35	NKBA	35	0.136	31.07	-
L-36	NYY	35	0.094	1.38	-
L-37	NYY	35	0.189	1.68	-
L-38	CU_DES	10	0.052	2.45	-
L-39	AAAC	120	0.169	3.01	-
L-40	AAAC	35	0.824	1.08	-
L-41	CU_DES	10	0.092	1.83	-
L-42	CU_DES	10	0.157	1.51	-
L-43	AAAC	70	0.034	3.63	-
L-44	AAAC	70	0.077	2.12	-
L-45	CU_DES	25	0.169	0.31	-
L-46	AAAC	70	0.522	1.88	-
L-47	AAAC	70	0.118	1.06	-
L-48	AAAC	70	0.147	0.03	-
L-49	AAAC	70	0.183	0.82	-
L-50	CU_DES	10	0.409	3.34	-
L-51	AAAC	70	0.254	0.79	-
L-52	AAAC	35	0.017	0.06	-
L-53	CU_DES	16	0.045	0.07	-
L-54	AAAC	35	0.422	1.11	-
L-55	AAAC	35	0.503	1.05	-
L-56	AAAC	35	0.801	0.65	-
L-57	AAAC	35	0.507	0.61	-
L-58	AAAC	35	0.742	0.18	-
L-59	AAAC	25	1.19	0.69	-
L-60	AAAC	25	1.838	0.07	-
L-61	AAAC	25	0.193	0.61	-
L-62	AAAC	25	0.153	0.32	-
L-63	AAAC	25	0.609	0.08	-
L-64	AAAC	25	0.737	0.24	-

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Tabla 5-5 Cargabilidad en las SED'S del Alimentador DO 04 para el Año 2025 con la Implementación de la Alternativa Nro.2

Nro.	SED	TIPO	Año 2025 (%)	Implementación Alternativa 2 (%)
1	0010790(T)	Transform. 2 Dev. Asimétrico	7.67	7.72
2	0010410(T)	Transformador 2 Dev.	10.98	10.88
3	0011053	Transformador 2 Dev.	44.66	44.62
4	0010090(T)	Transformador 2 Dev.	58.13	57.38
5	0010976(T)	Transformador 2 Dev.	31.42	31.03
6	0010052(T)	Transformador 2 Dev.	5.61	5.58
7	0010312(T)	Transformador 2 Dev.	3.78	3.78
8	0010001(T)	Transformador 2 Dev.	181.18	87.67
9	0010073(T)	Transformador 2 Dev.	8.61	8.55
10	0010791(T)	Transform. 2 Dev. Asimétrico	3.72	3.77
11	0010342(T)	Transformador 2 Dev.	62.85	62.04
12	0010699	Transformador 2 Dev.	28.48	28.42
13	0010012	Transformador 2 Dev.	78.01	77.93
14	0010561(T)	Transformador 2 Dev.	41.95	41.44
15	0010551	Transformador 2 Dev.	62.1	62.05
16	0010535	Transformador 2 Dev.	41.2	41.09
17	0010789(T)	Transform. 2 Dev. Asimétrico	45.74	45.73
18	0010489	Transformador 2 Dev.	14.73	14.71
19	0010371	Transformador 2 Dev.	14.53	14.51
20	0010027	Transformador 2 Dev.	1.98	1.98
21	0011090	Transformador 2 Dev.	31.73	31.7
22	0010534	Transformador 2 Dev.	42.63	42.54
23	0010109	Transformador 2 Dev.	30.98	30.92
24	0010207	Transformador 2 Dev.	33.72	33.67
25	0010602	Transformador 2 Dev.	29.11	29.05
26	0010987	Transformador 2 Dev.	92.98	78.45
27	0010988	Transformador 2 Dev.	52.75	52.62
28	0010209	Transformador 2 Dev.	57.73	57.59
29	0010372	Transformador 2 Dev.	93.23	92.99
30	0010211	Transformador 2 Dev.	48.96	48.82
31	0010161	Transformador 2 Dev.	40.38	35.05
32	0010210	Transformador 2 Dev.	74.32	74.11
33	0010552	Transformador 2 Dev.	50.95	50.81
34	0010091	Transformador 2 Dev.	128.67	67.45
35	0010427(T)	Transformador 2 Dev.	29.15	28.8
36	0010659(T)	Transformador 2 Dev.	70.41	69.5
37	0010009	Transformador 2 Dev.	67.26	67.12
38	0010672	Transformador 2 Dev.	20.44	20.43
39	0010761	Transformador 2 Dev.	14.66	14.65
40	0010206	Transformador 2 Dev.	15.41	15.4

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Nro.	SED	TIPO	Año 2025	Alternativa 2
41	0010208	Transformador 2 Dev.	144.86	89.54
42	0010370	Transformador 2 Dev.	17.88	17.84
43	0010041	Transformador 2 Dev.	59.1	58.97
44	0010296	Transformador 2 Dev.	48.25	48.12
45	0010428(T)	Transformador 2 Dev.	16.51	16.32
46	0011205(T)	Transformador 2 Dev.	3.91	3.9
47	0011320(T)	Transform. 2 Dev. Asimétrico	14.54	14.57
48	0011299	Transformador 2 Dev.	6.88	6.87
49	0011307	Transformador 2 Dev.	92.62	92.43

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.

Elaboración Propia.

*La letra (T) identifica a las SED'S que fueron transferidas.

Como se puede observar en las Tablas 5-4 y 5-5, mediante la implementación de la Alternativa Nro. 2 la cargabilidad en las redes y subestaciones mejora. Según la Tabla 5-4 la cargabilidad en la Troncal disminuye de 107.66% a 98.42% que es un porcentaje mayor que la alternativa 1, pero evita la sobrecarga de este conductor al año 2025.

Así mismo, las SED'S 001001, 0010091 y 0010208 la cargabilidad en los transformadores baja de 181.18 %, 128.67% y 144.86% a 88.6%, 67.45% y 89.52% respectivamente, debido a que se implementa el mismo criterio de la alternativa 1.

5.3. Selección de la Alternativa Propuesta para la Solución a los Problemas de Cargabilidad

Para la selección de la alternativa planteada para este trabajo de tesis, esta debe reunir las condiciones de viabilidad según el Artículo 2, del Reglamento Invierte.pe, D.S 027-2017-EF, este reglamento menciona que la alternativa de solución debe ser técnicamente posible, sostenible y rentable.

Evaluando estas condiciones, las 2 alternativas planteadas en este capítulo son técnicamente posibles y solucionan el problema de sobrecarga que tendrá el alimentador al año de estudio, pero con el fin de optimizar las redes del alimentador DO 04, se plantea una tercera alternativa,

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

que consiste en utilizar ambas en simultáneo, esto con el fin de proporcionar una carga adicional que servirá para la implementación de cargas futuras en el alimentador. El porcentaje para la carga adicional se calcula mediante la simulación del software NEPLAN implementando las dos alternativas. La tabla de Resultados de esta simulación se muestra a continuación.

Tabla 5-6 Cargabilidad en las Redes del Alimentador DO 04 para el Año 2025 con la Implementación de las Alternativas 1 y 2

Nombre	Tipo	Sección (mm2)	Longitud (Km)	Año 2025 Sin la Implementación (%)	Implementación Alternativa 1y2 (%)
L-1	NKBA	150	0.706	107.66	90.30
L-2	N2XSEY	50	0.136	2.33	2.33
L-3	NYN	35	0.059	2.08	2.08
L-4	NKBA	150	0.204	104.19	86.83
L-5	NKBA	150	0.325	100.1	82.75
L-6	NA2XSA	35	0.092	1.27	1.26
L-7	N2XSEY	20	0.029	0.28	0.27
L-8	AAAC	120	0.12	93.92	76.98
L-9	AAAC	120	0.091	92.64	75.7
L-10	N2XSEY	35	0.19	0.04	0.04
L-11	AAAC	120	0.085	92.62	75.69
L-12	NKY	35	0.176	1.37	1.36
L-13	N2XSEY	150	0.501	75.49	61.23
L-14	N2XSEY	150	0.298	2.29	2.25
L-15	N2XSEY	50	0.048	9.27	9.23
L-16	N2XSEY	35	0.585	0.84	0.77
L-17	NKBA	35	0.046	5.96	5.93
L-18	N2XSEY	35	0.03	8.03	8
L-19	N2XSEY	150	0.282	54.16	40.11
L-20	N2XSEY	150	0.194	47.66	40.13
L-21	N2XSEY	150	0.14	6.56	-
L-22	NYN	35	0.209	0.51	0.44
L-23	NKY	35	0.276	1.1	-
L-24	NKY	25	0.19	4.11	4.05
L-25	N2XSEY	50	0.19	17.45	14.67
L-26	N2XSEY	50	0.327	6.6	6.53
L-27	NKBA	150	0.339	30.11	22.8
L-28	NKBA	35	0.143	10.77	10.69
L-29	NKBA	120	0.134	6.11	-

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Nombre	Tipo	Sección	Longitud	Año 2025	Alternativa 1y2
L-30	AAAC	120	0.14	5.28	-
L-31	AAAC	120	0.063	3.77	-
L-32	NKBA	150	0.389	21.52	-
L-33	NKY	35	0.308	7.32	-
L-34	NKBA	150	0.472	15.34	-
L-35	NKBA	35	0.136	31.07	-
L-36	NY Y	35	0.094	1.38	-
L-37	NY Y	35	0.189	1.68	-
L-38	CU_DES	10	0.052	2.45	-
L-39	AAAC	120	0.169	3.01	-
L-40	AAAC	35	0.824	1.08	-
L-41	CU_DES	10	0.092	1.83	-
L-42	CU_DES	10	0.157	1.51	-
L-43	AAAC	70	0.034	3.63	-
L-44	AAAC	70	0.077	2.12	-
L-45	CU_DES	25	0.169	0.31	-
L-46	AAAC	70	0.522	1.88	-
L-47	AAAC	70	0.118	1.06	-
L-48	AAAC	70	0.147	0.03	-
L-49	AAAC	70	0.183	0.82	-
L-50	CU_DES	10	0.409	3.34	-
L-51	AAAC	70	0.254	0.79	-
L-52	AAAC	35	0.017	0.06	-
L-53	CU_DES	16	0.045	0.07	-
L-54	AAAC	35	0.422	1.11	-
L-55	AAAC	35	0.503	1.05	-
L-56	AAAC	35	0.801	0.65	-
L-57	AAAC	35	0.507	0.61	-
L-58	AAAC	35	0.742	0.18	-
L-59	AAAC	25	1.19	0.69	-
L-60	AAAC	25	1.838	0.07	-
L-61	AAAC	25	0.193	0.61	-
L-62	AAAC	25	0.153	0.32	-
L-63	AAAC	25	0.609	0.08	-
L-64	AAAC	25	0.737	0.24	-

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Como se puede observar los resultados de la tabla 5-6, con la implementación de las dos alternativas, la línea L1 de la Troncal reduce su sobrecarga de 107.66% a 90.30%, lo que indica que se tiene un porcentaje de cargabilidad adicional de 9.7%, que aproximadamente resultaría en 500 kW para cargas futuras adicionales.

También se menciona que la alternativa seleccionada no de tener impactos negativos en el alimentador DO 03, para este fin se realiza la simulación de este alimentador, los resultados que reporta el software NEPLAN indican que, con la transferencia de carga, el alimentador presenta una cargabilidad de 84.65% al año 2025, lo que indica que no hay inconvenientes en aplicar esta alternativa. En consecuencia, esta es la alternativa que se propone en este trabajo de tesis.

5.4. Análisis Comparativo de las Pérdidas de Energía con la Alternativa Propuesta

Para calcular las pérdidas de energía en el alimentador DO 04, primero mediante la simulación obtenemos los valores de la potencia generada y las pérdidas, para luego calcular el porcentaje de pérdidas mediante la Ecuación (5-1):

$$\%P_{\text{perd}} = (P_{\text{perd}}/P_{\text{Slack}}) \times 100\% \quad (5-1)$$

Donde:

$\%P_{\text{perd}}$: Porcentaje de Pérdidas de Potencia por el Flujo.

P_{perd} : Pérdidas de Potencia por el Flujo.

P_{Slack} : Potencia Generada por el Flujo.

Los resultados de los porcentajes de pérdidas dentro del horizonte de estudio se muestran en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7 Porcentaje de pérdidas para los años proyectados

%P perd.	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
% P perd Sin la Alternativa	6.53%	6.63%	6.74%	6.87%	7.00%	7.14%	7.32%	7.49%
% P perd Con la Alternativa	6.53%	6.63%	5.97%	6.07%	6.18%	6.30%	6.38%	6.42%

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia-Neplan.

Así mismo, luego de obtener estos valores para cada año, se procede a calcular el factor de carga de pérdidas que se desarrolló en el capítulo II, y teniendo en cuenta un factor de carga para el alimentador DO 04 $F_c = 73.94\%$ (ver Figura 4-1) y con un coeficiente variable a las aproximaciones estadísticas para sistemas de distribución $K=0.3$, la ecuación de Factor de Carga de Pérdidas sería:

$$F_{cp} = 0.3 \times F_c + 0.7 \times F_c^2 \quad (5-2)$$

Donde:

F_{cp} : Factor de Carga de Pérdidas.

F_c : Factor de Carga=73.94%.

Resultado de esta ecuación el $F_{cp}=0.60$, este resultado, es necesario para calcular el porcentaje de energía perdida en el alimentador mediante la Ecuación (5-3):

$$\%E_{\text{perd}} = \%P_{\text{perd}} \times (F_{pc}/F_c) \quad (5-3)$$

Donde:

$\%E_{\text{perd}}$: Porcentaje de Pérdidas de Energía en el Sistema.

$\%P_{\text{perd}}$: Porcentaje de Pérdidas de Potencia por el Flujo.

F_{cp} : Factor de Carga de Pérdidas.

F_c : Factor de Carga.

El resultado de las pérdidas de energía anuales, se muestran en el siguiente cuadro comparativo.

Tabla 5-8 Cuadro Comparativo de las Pérdidas de Energía con y sin la Implementación de la Alternativa Seleccionada

Año	Sin la Implementación de la Alternativa		Con la Implementación de la Alternativa	
	% E perd (%)	E perd (kW.h)	% E perd (%)	E perd (kW.h)
2018	6.53%	1,788,541.19	6.53%	1,788,541.19
2019	6.63%	1,890,747.14	6.63%	1,890,747.14
2020	6.74%	2,001,308.23	5.97%	1,772,672.12
2021	6.87%	2,123,953.38	6.07%	1,876,622.57
2022	7.00%	2,253,307.40	6.18%	1,989,348.53
2023	7.14%	2,393,066.54	6.30%	2,111,529.30
2024	7.32%	2,554,475.86	6.38%	2,226,442.07
2025	7.49%	2,721,489.72	6.42%	2,332,705.48
	Total	17,726,889.47	Total	15,988,608.41

Fuente: Área Comercial y Base de Datos GIS Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia-Neplan.

Como se aprecia en la Tabla 5-8 se obtiene una disminución de las pérdidas de energía con un total de 1,738,281.06 kW.h. Lo que indica que la alternativa propuesta mejora las pérdidas en el alimentador DO 04.

Nota: cabe aclarar que para los años 2018 y 2019 pérdidas de energía son iguales, esto debido a que la alternativa elegida se implementará en el año 2020 por motivos explicados en el capítulo IV.

5.5. Análisis Económico de la Alternativa Seleccionada

Como se mencionó anteriormente la evaluación de la alternativa seleccionada debe tener como base el análisis de su rentabilidad económica, para realizar esta evaluación se utiliza los indicadores VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

5.5.1. Análisis de Costos

Los costos para implementar la alternativa propuesta van directamente relacionadas a los costos de suministros de materiales, montaje electromecánico, obras civiles y gastos generales.

Dentro de los suministros se encuentran: los transformadores según las potencias y datos técnicos planteadas en la alternativa propuesta; conductores NYY 3x35 (118 m de longitud) y

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

NY 3x120(215m de longitud) al nivel de tensión de 10.5 kV que es la tensión del alimentador DO 04; también se menciona los accesorios tanto para conductores como para transformadores.

Dentro obras civiles, se tiene en cuenta la demolición, reposición del pavimento, excavación del suelo, compactación, nivelación del suelo y otros, debido a que el conductor propuesto es subterráneo.

Cabe mencionar que estos, no comprende la inversión total para implementar la alternativa, por tal motivo más adelante se realiza el análisis de sensibilidad con la finalidad de incrementar lo inversión en un 10% y 20%.

Los costos generales, para la implementación de la alternativa propuesta de este trabajo de tesis se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5-9 Costos Generales para la Implementación de la Alternativa Propuesta

Costo de Inversión	
Descripción	COSTO (SOLES)
<u>SUMINISTROS DE MATERIALES</u>	
<u>TRANSFORMADORES</u>	
<u>TRANSFORMADORES TRIFASICOS</u>	
<u>ONAN, 10.5±2x2.5%/0.400-0.23 KV, 60 HZ, Dyn5 DE :</u>	
50 KVA	6,415.68
150 KVA	36,716.47
640 KVA	66,330.74
<u>CONDUCTORES</u>	
Conductor Subterráneo NYY 3x35	1,734.60
Conductor Subterráneo NYY 3x120	9,195.55
<u>ACCESORIOS VARIOS</u>	36,117.91
<u>MONTAJE ELECTROMECHANICO</u>	9,631.44
<u>OBRAS CIVILES</u>	
Demolición de pavimento	3,739.92
Reposición de pavimento	10,318.67
Excavación de suelo	35,313.88
concreto (f'c = 210 kg/cm2)	68,622.64
Tubo PVC 6" Clase 5. incluye suministro e instalación	9,031.46
<u>GASTOS GENERALES</u>	58,633.79
-	
<u>COSTO TOTAL (S/.) SIN IGV</u>	351,802.76
<u>COSTO TOTAL(S/.) CON IGV</u>	415,127.26

Fuente: Costos de Materiales y Recursos OSINERGMIN.
Elaboración Propia-Neplan.

5.5.2. Análisis de Beneficios

Para hallar los beneficios con la implementación de la alternativa propuesta, calculamos primero la venta de energía anual que es igual a multiplicar el costo por kW.h (costos obtenido del pliego tarifario máximo del servicio público de electricidad de OSINERGMIN para la empresa concesionaria Electro Sur este (ver Anexos), por la energía anual según el pliego tarifario (obtenido en los resultados de la proyección de la energía en el capítulo IV) incluyendo las pérdidas. Resultando la siguiente Tabla.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Tabla 5-10 Beneficios con la Implementación de la Alternativa Propuesta

ITEM	AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	SITUACIÓN SIN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA								
1.1	Ingresos por venta - BT3	237,371.17	246,886.45	256,755.32	266,960.99	277,571.78	288,572.67	299,879.45	311,661.76
1.2	Ingresos por venta - BT4	61,125.59	63,575.87	66,117.21	68,745.28	71,477.67	74,310.52	77,222.13	80,256.20
1.3	Ingresos por venta - BT5A	160,858.40	167,306.58	173,994.38	180,910.42	188,100.99	195,555.92	203,218.15	211,202.62
1.4	Ingresos por venta - BT5B	6,886,798.06	7,162,862.65	7,449,186.30	7,745,281.15	8,053,129.67	8,372,296.15	8,700,337.24	9,042,174.88
1.5	Ingresos por venta - BT6	20,710.40	21,540.60	22,401.65	23,292.08	24,217.86	25,177.68	26,164.18	27,192.18
1.6	Ingresos por venta - MT3	2,878,442.67	2,993,828.09	3,113,501.44	3,237,258.81	3,365,928.81	3,499,329.33	3,636,439.13	3,779,315.40
1.7	Ingresos por venta - MT4	1,237,411.25	1,287,014.19	1,338,460.46	1,391,662.42	1,446,976.25	1,504,323.69	1,563,265.70	1,624,686.66
	TOTAL VENTAS DE ENERGÍA (S/.)	11,482,717.54	11,943,014.43	12,420,416.77	12,914,111.15	13,427,403.04	13,959,565.96	14,506,525.98	15,076,489.70

ITEM	AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
2	SITUACIÓN CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA								
2.1	Ingresos por venta - BT3	237,371.17	246,886.45	258,875.22	269,254.23	280,019.19	291,183.07	302,920.96	315,266.54
2.2	Ingresos por venta - BT4	61,125.59	63,575.87	66,663.11	69,335.81	72,107.91	74,982.72	78,005.35	81,184.47
2.3	Ingresos por venta - BT5A	160,858.40	167,306.58	175,430.97	182,464.47	189,759.52	197,324.90	205,279.27	213,645.46
2.4	Ingresos por venta - BT5B	6,886,798.06	7,162,862.65	7,510,690.41	7,811,814.22	8,124,135.76	8,448,030.90	8,788,579.76	9,146,759.54
2.5	Ingresos por venta - BT6	20,710.40	21,540.60	22,586.61	23,492.16	24,431.40	25,405.43	26,429.55	27,506.69
2.6	Ingresos por venta - MT3	2,878,442.67	2,993,828.09	3,139,208.02	3,265,067.33	3,395,606.90	3,530,983.83	3,673,321.44	3,823,028.16
2.7	Ingresos por venta - MT4	1,237,411.25	1,287,014.19	1,349,511.45	1,403,617.00	1,459,734.54	1,517,931.61	1,579,121.01	1,643,478.30
	TOTAL VENTAS DE ENERGÍA (S/.)	11,482,717.54	11,943,014.43	12,522,965.78	13,025,045.21	13,545,795.20	14,085,842.46	14,653,657.34	15,250,869.16
3	BENEFICIOS (S/.) con IGV	0.00	0.00	102,549.01	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

Como se observa en la Tabla 5-10 los beneficios para los años 2018 y 2019 son nulos, esto porque la alternativa planteada se implementará el año 2020.

Así mismo para el cálculo de los beneficios netos se obtiene en restar los beneficios menos los costos para la implementación de la alternativa propuesta. El resultado de los beneficios netos se muestra a continuación.

Tabla 5-11 Beneficios Netos con la Implementación de la Alternativa Propuesta

ITEM	Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	BENEFICIOS	102,549.01	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46
2	COSTOS	415,127.26	-	-	-	-	-
BENEFICIOS NETOS (S/.)		-312,578.25	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Estos resultados son importantes para el cálculo de los indicadores económicos que son el VAN y TIR.

5.5.3. Cálculo del VAN

Para la alternativa planteada, la inversión haciende a un total de S/. 415,127.26 con flujos de caja que se aprecian en la Tabla 5-11 y a una tasa de rentabilidad del 12% para la empresa concesionaria Electro Sur Este SAA. Aplicando la Ecuación (2-14) resulta.

$$VAN = -312,578.25 + \frac{110,934.06}{(1 + 0.12)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.12)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.12)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.12)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.12)^5}$$

$$VAN = S/. 163,184.87$$

Como el VAN es mayor a 0 indica que la alternativa propuesta se debe realizar.

5.5.4. Cálculo de la TIR

La Tasa Interna de Retorno nos da una medida de la rentabilidad, a mayor TIR mayor es la rentabilidad, que nos servirá para rechazar o no la alternativa planteada. La TIR la

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

compararemos con la tasa de rentabilidad de Electro Sur Este que es igual a 12%. Teniendo los datos necesarios remplazamos en la Ecuación (2-15).

$$0 = -312,578.25 + \frac{110,934.06}{(1 + TIR)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.TIR)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.TIR)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.TIR)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.TIR)^5}$$

Resolviendo la ecuación obtenemos que el valor del TIR es igual a 29.81% que es mayor a la tasa de rentabilidad de la empresa concesionaria. El valor del TIR nos indica que la alternativa planteada debe ser aceptada.

5.6. Análisis de Sensibilidad

Es una metodología muy sencilla de aplicar y nos proporciona una toma de decisión acorde a los resultados obtenidos. Para este trabajo de tesis se plantea 4 escenarios que se desarrollan a continuación:

- Escenario con un incremento de inversión del 10%.
- Escenario con un incremento de inversión del 20%.
- Escenario con una disminución de los beneficios en un 10%.
- Escenario con una disminución de los beneficios en un 20%.

Estos escenarios disminuirán los indicadores VAN y TIR como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 5-12 Análisis de Sensibilidad para los Diferentes Escenarios

	Sin Variación	Incremento de la Inversión en un 10%	Incremento de la Inversión en un 20%	Disminución de los Beneficios-10%	Disminución de los Beneficios-20%
VAN	S/. 163,184.87	S/. 121,672.14	S/. 80,159.42	S/. 105,353.65	S/. 47,522.44
TIR	29.81%	24.04%	19.27%	23.47%	17.18%

Elaboración Propia.

Como se puede observar en la Tabla 5-12, el Valor Actual Neto llega a su punto más bajo para una disminución de los beneficios en un 20% pero mayor a 0, por otra parte, la TIR baja

CAP. V – ANÁLISIS Y VIABILIDAD DE LA ALTERNATIVA PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE CARGABILIDAD

hasta 17.18% pero es mayor que la tasa de rentabilidad de la empresa concesionaria. Estos resultados indican que la alternativa propuesta cumple las condiciones de viabilidad incluso para los escenarios más críticos.

CONCLUSIONES

Como resultado del presente trabajo se puede concluir lo siguiente:

1. El diagnóstico actual, proporcionó información esencial para conocer las características técnicas del alimentador DO-04, haciendo posible el estudio de flujo de potencia de la situación actual, en el cual se determinó que en el alimentador existen 2 SED'S que presentan sobrecarga mayor al 100%, así mismo el alimentador presenta un total de pérdidas de energía anual de 1,788.54 (GW.h).
2. De los métodos de proyección existentes, se optó por el método del Ingeniero Tsuguo Nozaki, y para este análisis se desarrolló un programa que fue de gran utilidad para calcular las demandas futuras, obteniendo los resultados siguientes: para el año 2025 se tendrán 3 SED'S sobrecargadas con valores de 181.18%, 128.67%, 144.86% y la troncal tendrá una cargabilidad de 107.66%.
3. Incrementando la capacidad de los transformadores de las SED'S: 10001, 10091, 10208 se reduce la cargabilidad a 88.6%, 67.45%, 89.52% respectivamente, y aplicando la transferencia de carga se alivia la sobrecarga en la troncal a 90.3%. Así también se reducen las pérdidas de energía de 7.49% a 6.42% para el año 2025, satisfaciendo el crecimiento de la demanda en el alimentador DO 04.
4. Los beneficios de la implementación de la alternativa se verán reflejados mediante los indicadores económicos, obteniendo un VAN igual a S/. 47,522.44 y un TIR igual a 17.18%, para los casos más críticos según el análisis de sensibilidad.

RECOMENDACIONES

1. Para las Subestaciones de Distribución sobrecargadas, se sugiere a la empresa concesionaria ELSE, el estudio para el cambio con otros transformadores que estén sobredimensionados para de reducir costos.
2. Se sugiere a ELSE realizar un análisis más detallado de los costos de materiales que se implementarán en la alternativa propuesta, para optimizar recursos.
3. Se recomienda a ELSE desarrollar estudios de cargabilidad para el resto de alimentadores comprendidos en la SET Dolorespata, para garantizar el suministro de energía por el crecimiento de la Demanda en la Ciudad del Cusco.

BIBLIOGRAFIA

- Análisis de Cargabilidad de los Alimentadores de Media Tensión de la Subestación Transformadora de Dolorespata. Arce Lazo, K., & Chacón Aguirre, C. C. (2010).
- Metodología de la Investigación científica. Chiclayo. Borja S. M. (2012).
- Análisis Económico-Evaluación de Proyectos. Flores Pérez, A. (s.f.).
- Métodos Utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución. Ariza Ramirez, A. (2013).
- Desarrollo de un Software para la Reconfiguración de Redes Primarias. Bocangel Quispe, C. R., & Bedia Condori, N. (2014).
- Análisis y Planeamiento del Sistema Eléctrico de Distribución a 34.5 kV del Sistema de Transmisión de la Zona Centro y Norte del Departamento de Casanare. Castañeda, C. (2006). Bogotá D.C.
- Análisis y evaluación de cargabilidad del transformador de potencia de potencia de Chahuares y los alimentadores en 22.9 kV al año 2020. Champi Huanca, R., & Marín Armuto, F. (2016).
- Ajuste de las derivaciones de los Transformadores. Santiago de Cuba. De la Fé Dotres S. (2004).
- <https://conceptodefinicion.de/estudio/>
- Técnicas de Proyecciones de Poblaciones. Granados Celade, M. d. (1997).
- Redes de Distribución Conductores. INACAP. (2015).
- Análisis de Sensibilidad. Lledó, M. P. (2003).
- Factor de Demanda Práctico en instalaciones Eléctricas. Martínez Montesdeoca, J. g. (1980).
- Código Nacional de Electricidad
- Cargabilidad en una Línea de Transmisión. Monzon, L. (2017).

BIBLIOGRAFIA

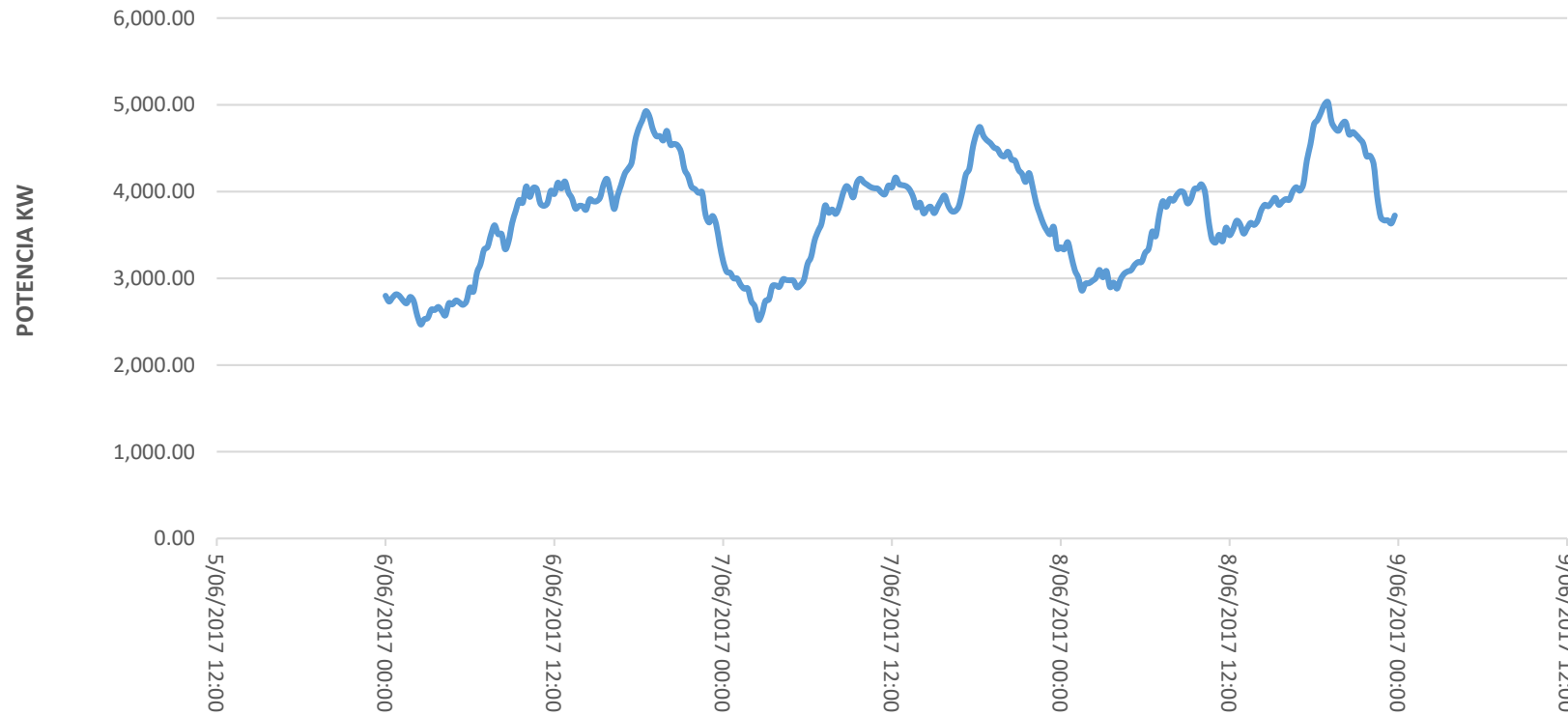
- Neplan. (s.f.). Obtenido de <https://www.neplan.ch/neplanproduct/electricity/?lang=es>
- NormaDGE. (s.f.). Terminología en Electricidad.
- Power Substation by Finite-Difference Time-Domain Method.Oliveira, & C.L.S.S. Sobrinho. (2009).
- OSINERGMIN. (2016). Informe Técnico N° DSE-CT-130-2016. Cusco.
- Redes de Distribución de Energía. Manizales.Ramirez Castaño, S. (2004).
- Metodología de investigación científica aplicado a la Ingeniería. Callao-Lima.Rodriguez, I. C. (2012).
- Metodología de la Investigación. México DF.Sampieri, R. H. (s.f.).
- Pérdidas en Distribución de Energía Eléctrica.T Chala. (2012).
- twenergy.com. (2013). Obtenido de twenergy.com: twenergy.com
- VBA. (s.f.). Obtenido de <https://www.excel-avanzado.com/vba-excel>
- Estudio de la cargabilidad en las redes del AMT QU04 con la incorporación de vehículos eléctricos en la ciudad del Cusco proyectado desde el año 2018 al 2022Vera López, D. E., & Puma Polanco, G. D. (2019).
- Wikipedia. (2019).
- The new electronic frontier -distribution design.Wolff., R. (1982).

ANEXOS

ANEXO A

Diagrama de Carga Alimentador DO 04 y DO 03

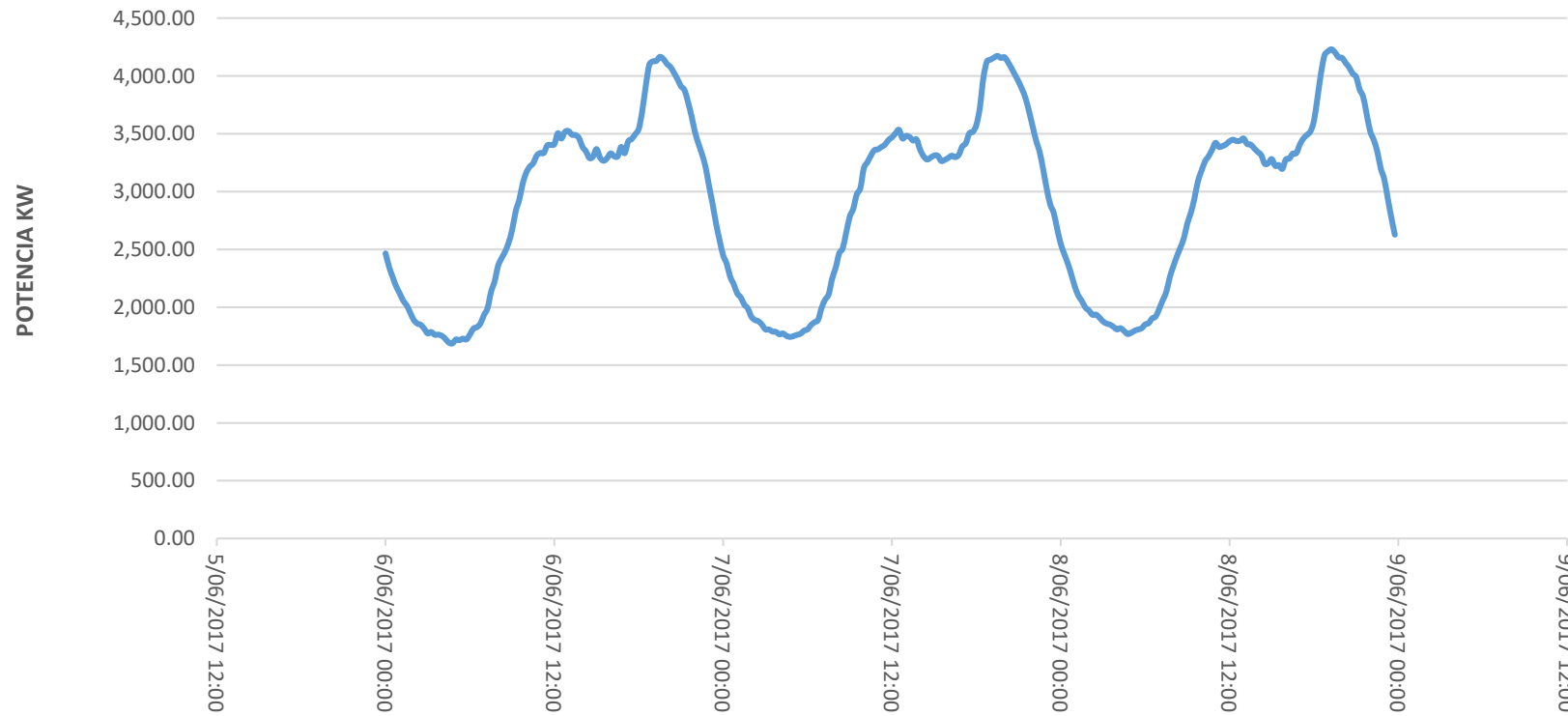
DIAGRAMA DE FACTOR DE CARGA DO 04



TIEMPO EN HORAS

DEMANDA PROMEDIO	3,718.36
DEMANDA MAXIMA	5,028.95
FACTOR DE CARGA	73.94%

DIAGRAMA DE FACTOR DE CARGA DO 03



DEMANDA PROMEDIO	2,916.64
DEMANDA MAXIMA	4,229.89
FACTOR DE CARGA	68.95%

ANEXO B
Costos de Materiales

Precios de Materiales

GRUPO	DESCRIPCIÓN MATERIAL	UNIDAD	PRECIO (US\$/UNIDAD)
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x10 mm ²	m	1.30
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x35 mm ²	m	3.20
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x4 mm ²	m	0.46
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 2x6 mm ²	m	0.50
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x10 mm ²	m	1.14
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x16 mm ²	m	1.59
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x35 mm ²	m	3.00
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 3x6 mm ²	m	0.86
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 4x4 mm ²	m	1.01
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 4x6 mm ²	m	1.22
Cables	Cable Aéreo hasta 1kV Cobre, Concéntrico, 4x16 mm ²	m	2.11
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 2-1x10 mm ²	m	0.94
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 2-1x35 mm ²	m	1.76
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 2-1x6 mm ²	m	0.55
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x120 mm ²	m	11.43
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x16 mm ²	m	2.05
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x300 mm ²	m	17.37
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x35 mm ²	m	4.20
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x6 mm ²	m	0.94
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x120+1x70 mm ²	m	12.22
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x35+1x16 mm ²	m	4.97
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x6+1x6 mm ²	m	1.01
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x70+1x35 mm ²	m	9.18
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x300+1x185 mm ²	m	22.37
Cables	Cable Subterráneo hasta 1kV Cobre, NYY, 3-1x50 mm ²	m	5.94
Conectores y Empalmes	Conector Doble Vía Bimetálico, Al - Cu, 10-35 mm ²	Und	0.67
Conectores y Empalmes	Conector Doble Vía Bimetálico, Al - Cu, 10-50 / 2.5-10 mm ²	Und	0.67
Conectores y Empalmes	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 120-185/ 10-185 mm ² , B.T.	Und	6.00
Conectores y Empalmes	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 300/ 10-300 mm ² , B.T.	Und	7.42
Conectores y Empalmes	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 35/ 6-35 mm ² , B.T.	Und	2.50
Conectores y Empalmes	Empalme Subterráneo Unipolar Derecho y/o Derivación, Cu - Cu, 70/ 6-70 mm ² , B.T.	Und	3.87
Conectores y Empalmes	Conector Tipo ESU, Cu - Cu, 120-240/ 120 mm ² , BT	Und	9.08
Conectores y Empalmes	Conector Tipo ESU, Cu - Cu, 120-240/ 16-70 mm ² , BT	Und	4.63
Conectores y Empalmes	Conector Tipo ESU, Cu - Cu, 70/ 10-35 mm ² , BT	Und	3.61
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 120 mm ²	Und	1.42
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 185 mm ²	Und	1.83
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 300 mm ²	Und	3.60
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 35 mm ²	Und	0.61
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 70 mm ²	Und	0.93
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 16 mm ²	Und	0.30
Conectores y Empalmes	Conector Tipo Terminal a Compresión, Cu - Cu, 50 mm ²	Und	0.75
Cajas	Caja Derivación, No Metálica, 400x230x150mm, Con Gel	Und	49.85
Cajas	Caja Portamedidor, Fierro Galvanizado, 450x183x175mm	Und	7.82
Cajas	Caja Portamedidor, Fierro Galvanizado, 525x245x200mm	Und	12.97
Cajas	Caja Toma, Fierro Galvanizado, 250x216x100mm	Und	15.00
Cajas	Caja Toma, Fierro Galvanizado, 600x245x200mm	Und	52.00
Cajas	Caja Toma, Fierro Galvanizado, 670x320x200mm	Und	55.00
Cajas	Caja Toma, Fierro Galvanizado, 650x599x205mm	Und	58.75
Cajas	Caja Toma, Fierro Galvanizado, 880x650x205mm	Und	71.96
Cajas	Caja Protección, Fierro Galvanizado, 184x143x105mm	Und	6.14
Cables de Control	Cable de Control sólido, 2 x 2.5 mm ²	m	0.30
Cables de Control	Cable de Control TW sólido, 1x 4 mm ²	m	0.11
Cables de Control	Cable de Control TW sólido, 1x 6 mm ²	m	0.17
Cables de Control	Cable de Control TW sólido, 1x 10 mm ²	m	0.26
Cables de Control	Cable de Control TW sólido, 1x 16 mm ²	Und	0.38
Ferretería y Accesorios	Base portafusible tipo NH- 1, 500V de 160A	Und	4.60
Ferretería y Accesorios	Base portafusible tipo NH- 1, 500V de 250A	Und	4.71
Ferretería y Accesorios	Base portafusible tipo NH- 2, 500V de 400A	Und	4.90
Ferretería y Accesorios	Precinto de seguridad plast. (amarillo) p. tapa medidor	Und	0.29
Ferretería y Accesorios	Abrazadera poste c.a. 150mmD c/gancho acometida domiciliar	Und	3.36
Ferretería y Accesorios	Armella tirafondo de Ho con ojal 2"x50mm -DAC	Und	0.13
Ferretería y Accesorios	Arandela plana Ac. galv. perno 1/2"	Und	0.01
Ferretería y Accesorios	Arandela presión Ac.galv. p. perno de 1/2"	Und	0.02
Ferretería y Accesorios	Grapa (hebilla) acero inoxidable para feije 13mm. ancho	Und	0.21

Página 1 de 2

Precios de Materiales

GRUPO	DESCRIPCIÓN MATERIAL	UNIDAD	PRECIO (US\$/UNIDAD)
Ferretería y Accesorios	Grapa (hebilla) acero inoxidable para fleje 19 mm. ancho	Und	0.25
Ferretería y Accesorios	Anillo Protector de D42mm para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	Und	0.10
Ferretería y Accesorios	Anillo Protector de D60mm para Cable en Caja tipo "L" y "LT", de jebe o plástico	Und	0.17
Ferretería y Accesorios	Perno Ho. galv. cab.exag. 1/2"x1" c/tuerca	Und	0.13
Ferretería y Accesorios	Cobre en pletina 5mm esp. x 40mm ancho 6m. long.	Und	34.32
Ferretería y Accesorios	Cobre en pletina 8mm. esp. x 60mm ancho 6m. long.	Und	81.80
Ferretería y Accesorios	Templador para acometida domiciliaria en l.a. de b.t.	Und	0.34
Ferretería y Accesorios	Templador para acometida domiciliaria l.a./b. t. trip	Und	0.78
Ferretería y Accesorios	Tornillo Ho. tropicaliz. cab. anti-robo no 10 3/4"	Und	0.01
Ferretería y Accesorios	Unión de Cobre derecha abierta para conductor 300mm ²	Und	2.47
Ferretería y Accesorios	Varilla plomo 60%-estaño 40% tipo "U" para unión de cobre	Und	0.47
Ferretería y Accesorios	Cinta electr. termoplástica negra 19mmx10m	Und	0.58
Ferretería y Accesorios	Cinta señalizadora amarilla para cable subterráneo BT x 1m	Und	0.08
Ferretería y Accesorios	Cinta Mastic de goma con soporte EPR Scotch 2228 3m	Und	13.47
Ferretería y Accesorios	Curva PVC tipo SAP 180 grados 3/4" diámetro para acometida domiciliaria.	Und	0.15
Ferretería y Accesorios	Curva PVC tipo SAP 180 grados 1" diámetro para acometida domiciliaria	Und	0.26
Ferretería y Accesorios	Curva PVC tipo SAP 180 grados 1 1/2" diámetro para acometida domiciliaria	Und	0.48
Ferretería y Accesorios	Fleje acero inoxidable 0.8 x 13 mm x 30 m.	Und	21.74
Ferretería y Accesorios	Fleje acero inoxidable 0.8 x 19 mm. x 30 m.	Und	34.49
Ferretería y Accesorios	Separador de fases bifilar 35 mm ²	Und	1.20
Ferretería y Accesorios	Separador de fases trifilar 35 mm ²	Und	1.60
Ferretería y Accesorios	Separador de fases tetrafilar 35 mm ²	Und	2.00
Ferretería y Accesorios	Tarugo 1/2" diám. 2' long.	Und	0.04
Ferretería y Accesorios	Tubo PVC tipo SAP para instalación eléctrica 1 1/2" diám.	m	1.16
Ferretería y Accesorios	Tubo PVC tipo SAP para instalación eléctrica 3/4" diám.	m	0.64
Medidores	Medidor Monofásico Monocuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 2 hilos, 220V, 15/100A	Und	71.74
Medidores	Medidor Monofásico Monocuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 15/100A	Und	71.74
Medidores	Medidor Monofásico Monocuerpo c/Tarjeta, Electrónico, Prepago, 2 hilos, 220V, 15/100A	Und	44.66
Medidores	Medidor Monofásico Monocuerpo c/Tarjeta, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 15/100A	Und	44.66
Medidores	Medidor Trifásico Monocuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 20/100A	Und	156.78
Medidores	Medidor Trifásico Monocuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 4 hilos, 380/220V, 20/100A	Und	190.71
Medidores	Medidor Trifásico Monocuerpo c/Tarjeta, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 20/100A	Und	97.60
Medidores	Medidor Trifásico Monocuerpo c/Tarjeta, Electrónico, Prepago, 4 hilos, 380/220V, 20/100A	Und	118.72
Medidores	Medidor Monofásico Bicuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 2 hilos, 220V, 15/100A	Und	98.27
Medidores	Medidor Monofásico Bicuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 15/100A	Und	98.27
Medidores	Medidor Trifásico Bicuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 3 hilos, 220V, 20/100A	Und	174.20
Medidores	Medidor Trifásico Bicuerpo c/Códigos, Electrónico, Prepago, 4 hilos, 380/220V, 20/100A	Und	211.50
Otros Materiales	Arena Fina	m ³	7.10
Otros Materiales	Arena Gruesa	m ³	5.58
Otros Materiales	Agua	m ³	1.53
Otros Materiales	Cemento	Bt	4.94
Otros Materiales	Estearina	kg	9.75
Otros Materiales	Piedra Chancada	m ³	9.30
Otros Materiales	Pasta de Soldar	kg	8.96
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-1, Unipolar, 100A	Und	2.01
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-1, Unipolar, 125A	Und	2.25
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-1, Unipolar, 160A	Und	2.72
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-1, Unipolar, 250A	Und	4.35
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-2, Unipolar, 315A	Und	4.96
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Fusible 500V, Limitador Tipo NH-2, Unipolar, 400A	Und	5.38
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Bipolar, 16A	Und	4.75
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Bipolar, 50A	Und	6.49
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Tripolar, 32A	Und	6.57
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 220V, Termomagnético, Tripolar, 63A	Und	13.20
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 380V, Termomagnético, Tripolar, 40A	Und	9.28
Protección Sobrecorriente BT	Protección Sobrecorriente BT Interruptor 380V, Termomagnético, Tripolar, 20A	Und	4.46

PT

ANEXO C

Pliego Tarifario del Servicio Público Cusco 04/11/2019

Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad

Empresa: Electro Sur Este

Pliego	Vigencia	Sector
Interconexion		
CUSCO	4/Nov/2019	2
SEIN		

	MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
TARIFA MT2: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	11.56
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	26.77
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	21.86
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	61.51
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	18.23
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	18.65
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32
TARIFA MT3: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	26.77
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	21.86
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	56.16
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	35.86
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	19.51
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	19.18
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32
TARIFA MT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	23.12
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	56.16
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	35.86
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	19.51
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	19.18
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32
	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA
			Sin IGV
TARIFA BT2: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	11.56
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	29.05
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	23.73
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	63.64
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	83.36
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	61.06
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32
TARIFA BT3: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	29.05
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	23.73
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	44.84
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	43.16
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	80.84
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	78.57
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32
TARIFA BT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA			

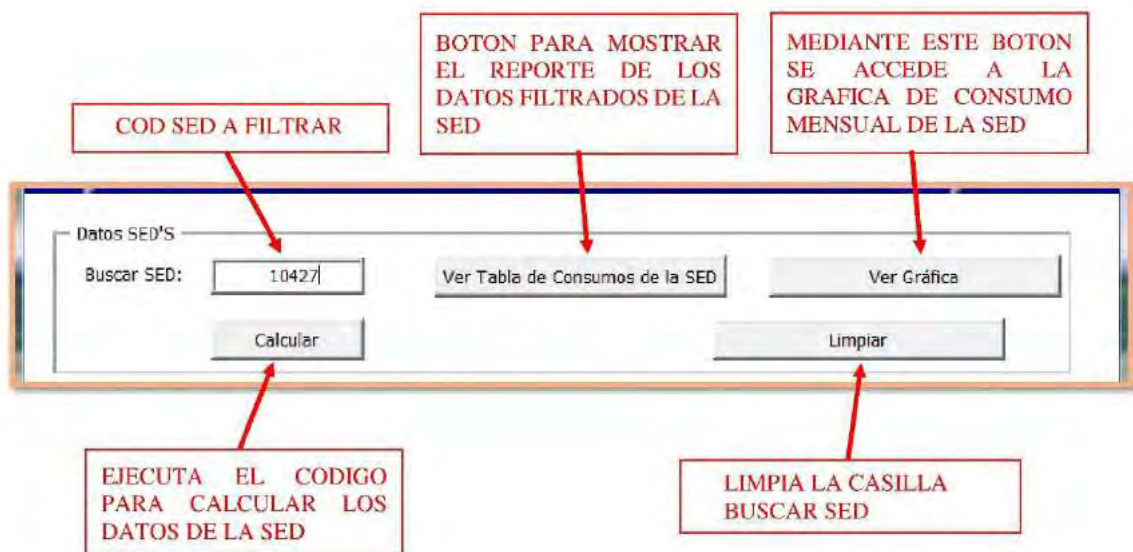
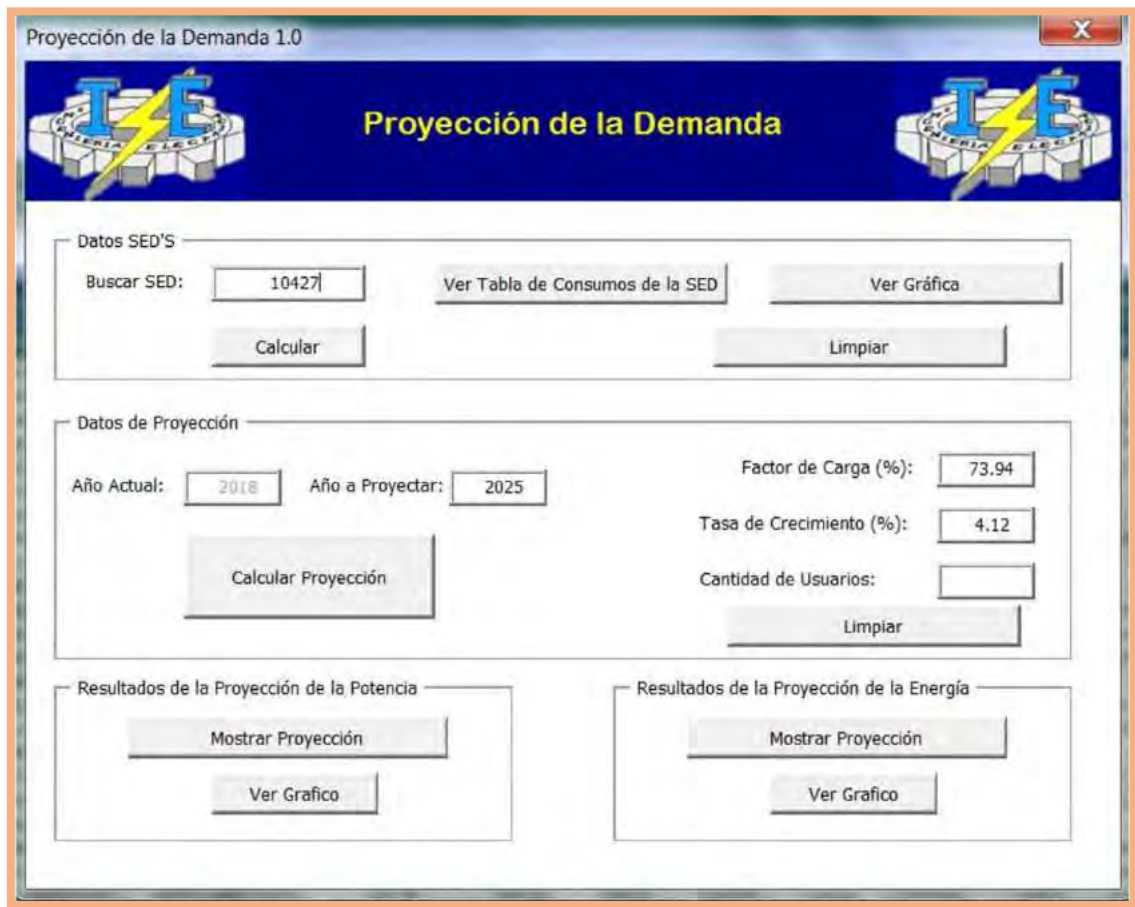
Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P				
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	25.09	
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S./kW-mes	44.84	
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	43.16	
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S./kW-mes	80.84	
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	78.57	
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.32	
TARIFA BT5A: TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E				
a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP				
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60	
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	192.74	
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	23.73	
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	75.42	
b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP				
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	10.60	
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	228.90	
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	23.73	
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	75.42	
TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.75	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	70.55	
TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
MCTER-Sin IGV				
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes			
	0 - 30 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.61	3.61
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	50.98	47.81
	31 - 100 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.61	3.61
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	15.29	14.34
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	67.97	63.74
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.75	3.75
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	70.55	66.16
TARIFA BT5D: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.75	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	50.58	
TARIFA BT5D: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes			
	0 - 30 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.61	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	36.55	
	31 - 100 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.61	
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	10.96	
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	48.73	
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.75	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	50.58	
TARIFA BT5E: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.36	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	70.53	
TARIFA BT5E: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E				
MCTER-Sin IGV				
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes			
	0 - 30 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.27	2.27
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	50.96	47.81
	31 - 100 kW.h			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.27	2.27
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	15.29	14.34
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	67.95	63.74
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.36	2.36
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	70.53	66.16
TARIFA BT5C: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público				
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	4.28	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	70.16	
TARIFA BT6: TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P				

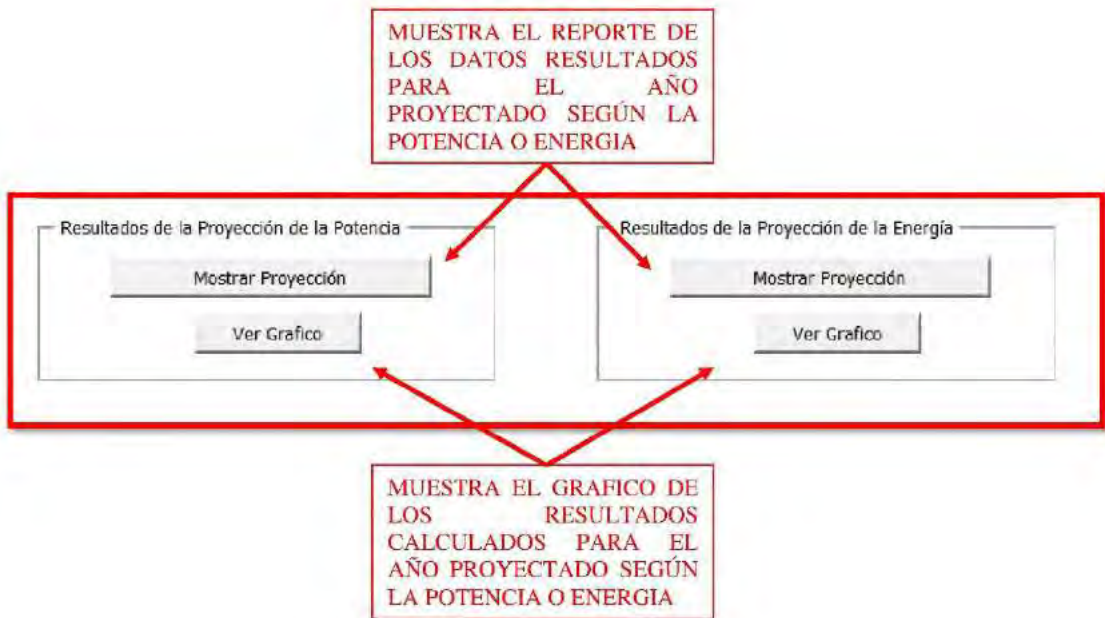
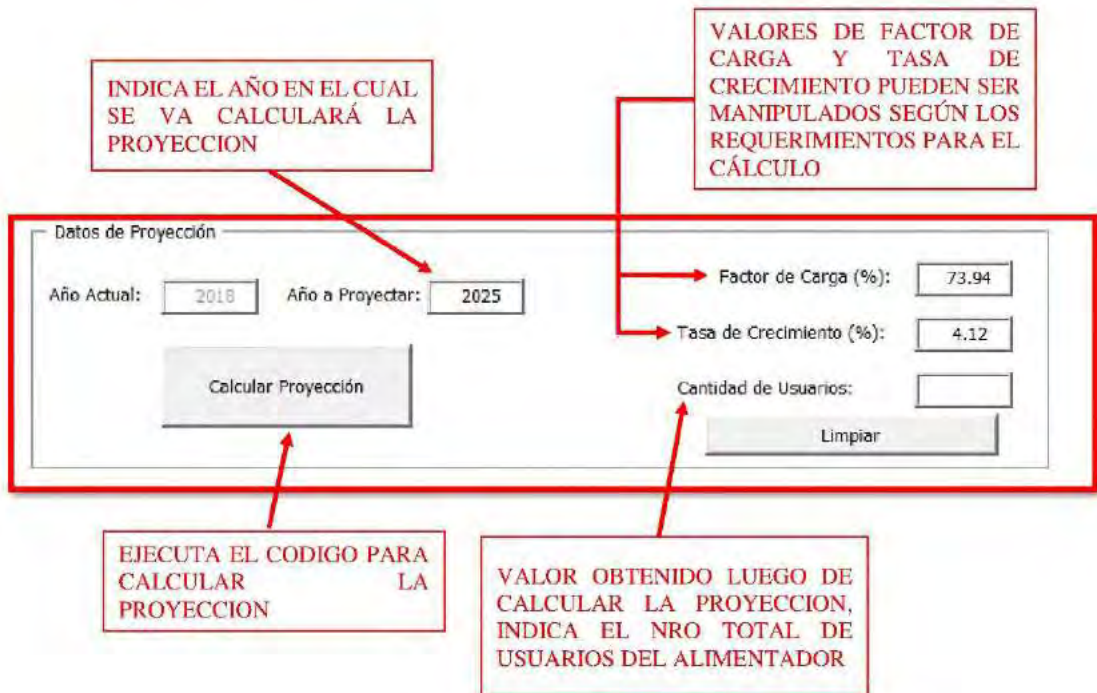
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.75	
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	26.67	
TARIFA BT7:	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E			
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	3.01	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	69.51	
TARIFA BT7:	TARIFA CON SIMPLE MEDICION DE ENERGIA 1E			MCTER-Sin IGV
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes			
	0 - 30 kW.h			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.90	2.90
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	50.23	47.81
	31 - 100 kW.h			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	2.90	2.90
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	15.07	14.31
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	66.97	63.74
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga Códigos/Tarjetas	S./mes	3.01	3.01
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	69.51	66.16

ANEXO D

Interfaz del Programa para la elaboración del Cálculo de la Proyección de la Demanda

INTERFAZ DEL PROGRAMA PARA EL CALCULO DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA





ANEXO E

Indicadores Económicos de las Alternativas 1 y 2

A. Indicadores Económicos Alternativa Nro. 2

Tabla 0-1 Costos Generales para la Implementación de la Alternativa 1

Costo de Inversión	
Descripción	COSTO (SOLES)
SUMINISTROS DE MATERIALES	
TRANSFORMADORES	
TRANSFORMADORES TRIFASICOS	
<u>ONAN, 10.5±2x2.5%/0.400-0.23 KV, 60 HZ, Dyn5 DE :</u>	
50 KVA	6,415.68
150 KVA	36,716.47
640 KVA	66,330.74
CONDUCTORES	
Conductor Subterráneo NYY 3x35	1,734.60
ACCESORIOS VARIOS	33,359.25
MONTAJE ELECTROMECHANICO	8,895.80
OBRAS CIVILES	
Demolición de pavimento	1,325.26
Reposición de pavimento	3,656.47
Excavación de suelo	12,513.63
concreto (f'c = 210 kg/cm2)	24,316.73
Tubo PVC 6" Clase 5. incluye suministro e instalación	3,200.34
GASTOS GENERALES	39,692.99
-	
	COSTO TOTAL (S/.) SIN IGV
	238,157.94
	COSTO TOTAL(S/.) CON IGV
	281,026.37

Fuente: Costos de Materiales y Recursos OSINERGMIN.
Elaboración Propia-Neplan.

Tabla 0-2 Beneficios Netos con la Implementación de la Alternativa 1

ITEM	Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	BENEFICIOS	102,549.01	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46
2	COSTOS	281,026.37	-	-	-	-	-
	BENEFICIOS NETOS (S/.)	-178,477.36	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

a) Cálculo del VAN

$$VAN = -178,477.36 + \frac{110,934.06}{(1 + 0.12)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.12)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.12)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.12)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.12)^5}$$

$$VAN = S/.297,285.76$$

b) Cálculo de la TIR

$$0 = -178,477.36 + \frac{110,934.06}{(1 + TIR)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.TIR)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.TIR)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.TIR)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.TIR)^5}$$

$$TIR = 62.72\%$$

c) Periodo de Recuperación o Pay Back

Tabla 0-11 Periodo de Recuperación para la Alternativa 1

Año	COSTOS	BENEFICIOS	FLUJOS NETOS	PAY BACK
2020	281,026.37	102,549.01	-178,477.36	-178,477.36
2021	0.00	110,934.06	110,934.06	-67,543.30
2022	0.00	118,392.16	118,392.16	50,848.86
2023	0.00	126,276.50	126,276.50	177,125.35
2024	0.00	147,131.36	147,131.36	324,256.71
2025	0.00	174,379.46	174,379.46	498,636.17

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Según el método de Pay Back la alternativa 1 comienza a hacer rentable a partir del año 2022 y que sería el periodo de recuperación.

B. Indicadores Económicos Alternativa Nro. 2

Tabla 0-12 Costos Generales para la Implementación de la Alternativa 2

Costo de Inversión	
Descripción	COSTO (SOLES)
SUMINISTROS DE MATERIALES	
TRANSFORMADORES	
TRANSFORMADORES TRIFASICOS	
ONAN, 10.5±2x2.5%/0.400-0.23 KV, 60 HZ, Dyn5 DE :	
50 KVA	6,415.68
150 KVA	36,716.47
640 KVA	66,330.74
CONDUCTORES	
Conductor Subterráneo NYY 3x120	9,195.55
ACCESORIOS VARIOS	35,597.43
MONTAJE ELECTROMECHANICO	9,492.67
OBRAS CIVILES	
Demolición de pavimento	2,414.67
Reposición de pavimento	6,662.21
Excavación de suelo	22,800.26
concreto (f _c = 210 kg/cm ²)	44,305.91
Tubo PVC 6" Clase 5. incluye suministro e instalación	5,831.12
GASTOS GENERALES	49,152.56
-	
	COSTO TOTAL (S/.) SIN IGV
	294,915.36
	COSTO TOTAL(S/.) CON IGV
	348,000.12

Fuente: Costos de Materiales y Recursos OSINERGMIN.
Elaboración Propia-Neplan.

Tabla 0-3 Beneficios Netos con la Implementación de la Alternativa 2

ITEM	Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	BENEFICIOS	102,549.01	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46
2	COSTOS	348,000.12	-	-	-	-	-
	BENEFICIOS NETOS (S/.)	-245,451.11	110,934.06	118,392.16	126,276.50	147,131.36	174,379.46

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

a) Cálculo del VAN

$$VAN = -245,451.11 + \frac{110,934.06}{(1 + 0.12)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.12)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.12)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.12)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.12)^5}$$

$$VAN = S/. 230,312.00$$

b) Cálculo de la TIR

$$0 = -45,451.11 + \frac{110,934.06}{(1 + TIR)} + \frac{118,392.16}{(1 + 0.TIR)^2} + \frac{126,276.50}{(1 + 0.TIR)^3} + \frac{147,131.36}{(1 + 0.TIR)^4} + \frac{174,379.46}{(1 + 0.TIR)^5}$$

$$TIR = 42.43\%$$

c) Periodo de Recuperación o Pay Back

Tabla 0-4 Periodo de Recuperación para la Alternativa 2

Año	COSTOS	BENEFICIOS	FLUJOS NETOS	PAY BACK
2020	348,000.12	102,549.01	-245,451.11	-245,451.11
2021	0.00	110,934.06	110,934.06	-134,517.05
2022	0.00	118,392.16	118,392.16	-16,124.89
2023	0.00	126,276.50	126,276.50	110,151.60
2024	0.00	147,131.36	147,131.36	257,282.96
2025	0.00	174,379.46	174,379.46	431,662.42

Fuente: Área Comercial Electro Sur Este SAA.
Elaboración Propia.

Según el método de Pay Back la alternativa 2 comienza a hacer rentable a partir del año 2023, que sería el periodo de recuperación.