



Universidad
Continental

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Análisis de las variaciones del nivel de
tensión por incremento de carga en la
línea de sub transmisión de 66kv
Cobriza-Huanta-Ayacucho para el
mejoramiento del servicio eléctrico**

Mirella Rosa Valero Laguado

Huancayo, 2017

Tesis para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista



Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

ASESORA

Ing. Rosario Márquez Espíritu

AGRADECIMIENTO

Este trabajo va dirigido a todas las personas que directa o indirectamente participaron durante el proceso de elaboración, alentando en momentos de crisis, dando ánimos y sobre todo aportando conocimientos:

A Dios, por ser mi fortaleza y camino hacia el logro de mis objetivos.

A mis abuelas Carmen Contreras y María Blancas, por quererme y ser mis ejemplos, esto también se lo debo a ustedes.

Al Ing. David Chuquillanqui Vivas, por la confianza brindada y los conocimientos aportados.

A los ingenieros Isacc y Moisés Flores por su insistencia y paciencia durante este proceso.

DEDICATORIA

A mis padres Alcides y Rosa, por su comprensión y a mi hermano Fernando por su apoyo incondicional

ÍNDICE

PORTADA	I
ASESORA	II
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS.....	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN.....	XII
CAPÍTULO I.....	1
PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	1
1.1. Planteamiento y formulación del problema	1
1.1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Formulación del problema	2
1.2.1. Problema general	2
1.2.2. Problemas específicos	2
1.3. Objetivos.....	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos.....	2
1.4. Justificación e importancia	3
1.5. Hipótesis y variables.....	3
1.5.1. Formulación de Hipótesis	3
1.5.2. Descripción de variables	3
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. Antecedentes de la investigación.....	4
2.2. Fundamento Teórico	7
2.2.1. Variaciones de Tensión	7
2.2.2. Control de Tensión	7
2.2.3. Mantenimiento viable de los niveles de tensión	8
2.2.4. Análisis de flujo de potencia	9
2.2.5. Modelo de los elementos de un sistema eléctrico de potencia.....	9
2.2.6. Dirección de Flujo de Potencia:.....	20
2.2.7. Generador síncrono.....	20
2.2.8. Análisis de contingencias	28
2.2.9. DigSILENT.....	30
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....	32
3.1. Método y alcance de la investigación.....	32
3.1.1. Método de la investigación	32
3.1.2. Alcance de la Investigación	32
3.1.3. Tipo de investigación.....	32
3.1.4. Nivel de investigación.....	33
3.2. Diseño de la investigación.....	33
3.3. Enfoque de la investigación	33
3.4. Población y muestra de la investigación	33

3.4.1. Población.....	33
3.4.2. Muestra.....	34
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN	35
4.1. Sistema de Subtransmisión.....	35
4.2. Descripción del Sistema Eléctrico Ayacucho	36
4.3. Descripción del estudio	39
4.4. Equipamiento del Sistema Eléctrico.....	41
4.4.1. Transformadores:	41
4.4.2. Líneas:.....	45
4.4.3. Banco de condensadores.....	48
4.4.4. Centrales hidráulicas	49
4.5. Análisis de flujos de potencia en estado estacionario.....	55
4.5.1. Criterios de Evaluación.....	55
4.5.2. Consideraciones para la Evaluación de Flujos de Potencia en Operación Normal.	55
4.6. Cálculos Básicos de Potencia.	57
4.7. Resultado de flujos de potencia en operación normal	64
4.7.1. Dirección de flujo actual	65
4.7.2. Cambio de Dirección de Flujo considerando propuesta.	86
4.7.3. Contingencias.....	109
4.7.4. Análisis de flujo de potencia para el año 2022.....	121
CAPÍTULO V VIABILIDAD ECONÓMICA	126
5.1. Datos de la Inversión.....	126
5.2. Ingresos.....	127
5.3. Estudio Económico.....	127
5.3.1. PAY BACK.....	127
5.3.2. VAN (Valor Actual Neto).....	128
5.3.3. TIR (Tasa Interna de Retorno)	128
5.3.4. Beneficio/Costo	128
CONCLUSIONES.....	129
RECOMENDACIONES	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	131
ANEXOS.....	132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Valores de perfil de tensión	65
Tabla 2: Máxima demanda Horas fuera de Punta -Cargabilidad de las líneas de subtransmisión .	67
Tabla 3: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores.....	68
Tabla 4: Máxima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión.....	70
Tabla 5 Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	73
Tabla 6 Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores	74
Tabla 7 Mínima demanda Horas Punta- Perfil de Tensión	76
Tabla 8 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	78
Tabla 9 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores.....	79
Tabla 10 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Perfil de Tensión.....	81
Tabla 11 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión	83
Tabla 12 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores	84
Tabla 13 Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Valores de perfil de tensión.....	86
Tabla 14 Máxima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	88
Tabla 15 Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores.....	90
Tabla 16: Máxima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión	92
Tabla 17: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	94
Tabla 18: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores	96
Tabla 19 Mínima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión	98
Tabla 20 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	100
Tabla 21 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores	102
Tabla 22 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Valores de perfil de tensión.....	104
Tabla 23 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	106
Tabla 24 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores	107
Tabla 25 Contingencia 1 - Valores de perfil de tensión	110
Tabla 26: Contingencia 1 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	112
Tabla 27 Contingencia 1 - Cargabilidad de los transformadores.....	113
Tabla 28 Contingencia 2 - Valores de perfil de tensión	115
Tabla 29 Contingencia 2 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	118
Tabla 30 Contingencia 2 - Cargabilidad de los transformadores.....	119
Tabla 31 Análisis de flujo en el año 2022 - Valores de perfil de tensión	121
Tabla 32 Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión	123
Tabla 33 Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad de los transformadores.....	124
Tabla 34 Inversión de Propuesta	126
Tabla 35 Datos de Inversión	127
Tabla 36 Ingresos por Consumo de Energía	127
Tabla 37 Análisis Beneficio-Costo.....	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo π de una línea de transmisión.....	10
Figura 2 Modelo de un transformador de dos devanados	10
Figura 3 Modelo de un transformador de tres devanados	12
Figura 4 Máquina síncrona de dos polos	20
Figura 5 Máquina síncrona de dos polos	21
Figura 6 Diagrama fasorial completo del generador sincrónico.....	24
Figura 7 Cto equivalente simplificado y su correspondiente diagrama fasorial.....	25
Figura: 8 Diagrama fasorial del generador síncrono.....	26
Figura 9: Circuito del sistema de excitación y armadura.	28
Figura 10: Estructura de un Sistema de Potencia.....	30
Figura 11: Zona de concesión del Electrocentro S.A.....	36
Figura 12: Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Ayacucho	37
Figura 13: Demandas Máximas por Sistemas Eléctricos	38
Figura 14: Diagrama Unifilar Actual del Sistema Eléctrico Electrocentro-Ayacucho	39
Figura 15: Diagrama Unifilar -Cambio de dirección de flujo	40
Figura 16: Parámetros del Transformador Cobriza II.....	41
Figura 17: Parámetros del Transformador Machahuay	42
Figura 18: Parámetros del Transformador Huanta	42
Figura 19: Parámetros del Transformador Mollepata	43
Figura 20: Parámetros del Transformador Cangallo.....	43
Figura 21: Parámetros del Transformador Ayacucho	44
Figura 22: Parámetros del Transformador San Francisco.....	44
Figura 23: Parámetros de la LST 6061	45
Figura 24: Parámetros de la LST 6062	45
Figura 25: Parámetros de la LST 6063	46
Figura 26: Parámetros de la LST 6064	46
Figura 27: Parámetros de la LST 6065	47
Figura 28: Parámetros de la LST 6079	47
Figura 29: Banco de condensadores SE Machahuay 22.9 kv	48
Figura 30: Banco de condensadores SE Machahuay 10 kv	48
Figura 31: Central Hidráulica-Llusita grupo 1.....	49
Figura 32: Central Hidráulica-Llusita grupo 1.....	49
Figura 33: Central Hidráulica- Llusita grupo 2.....	50
Figura 34: Central Hidráulica-Llusita grupo 2.....	50
Figura 35: Central Hidráulica-Quicapata grupo 1.....	51
Figura 36: Central Hidráulica-Quicapata grupo 1.....	51
Figura 37: Central Hidráulica-Quicapata grupo 2.....	52
Figura 38: Central Hidráulica-Quicapata grupo 2.....	52
Figura 39: Central Hidráulica-San Francisco grupo 1	53
Figura 40 Central Hidráulica-San Francisco grupo 1	53
Figura 41: Central Hidráulica-San Francisco grupo 2	54
Figura 42: Central Hidráulica-San Francisco grupo 2	54
Figura 43: Diagrama - SE Cobriza 2	58
Figura 44: Diagrama - SE Machahuay.....	59
Figura 45 Diagrama - SE Huanta	60
Figura 46 Diagrama - SE Cangallo	61
Figura 47 Diagrama - SE Ayacucho.....	62
Figura 48 Diagrama - SE San Francisco	63

Figura 49: Diagrama - SE Mollepata	64
Figura 50: Máxima demanda Horas fuera de Punta – Perfil de Tensión	66
Figura 51: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de sub transmisión .	68
Figura 52: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores	70
Figura 53: Máxima demanda Horas Punta – Perfil de tensión	72
Figura 54: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión	74
Figura 55: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores	75
Figura 56: Mínima demanda Horas Punta – Perfil de tensión	77
Figura 57: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión.....	79
Figura 58: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores	80
Figura 59: Mínima demanda Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión.....	82
Figura 60: Mínima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad en líneas de subtransmisión ...	84
Figura 61: Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores.....	85
Figura 62: Máxima demanda Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión	88
Figura 63: Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión .	90
Figura 64: Máxima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad en transformadores	91
Figura 65: Máxima demanda Horas Punta – Perfil de Tensión	94
Figura 66: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión.....	96
Figura 67: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores	97
Figura 68: Mínima demanda Horas Punta – Perfil de tensión	100
Figura 69: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión.....	102
Figura 70: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores	103
Figura 71: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión.....	105
Figura 72: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión	107
Figura 73: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores.....	109
Figura 74: Contingencia 1 - Perfil de Tensión.....	111
Figura 75: Contingencia 1 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión.....	113
Figura 76: Contingencia 1 - Cargabilidad en transformadores	115
Figura 77: Contingencia 2 – Perfil de Tensión	117
Figura 78: Contingencia 2 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión.....	119
Figura 79: Contingencia 2 - Cargabilidad en transformadores	120
Figura 80: Análisis de flujo en el año 2022 – Perfil de Tensión	122
Figura 81: Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión	124
Figura 82: Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad en transformadores	125

RESUMEN

Electrocentro S.A es la principal empresa de energía que abarca mayor concesión en nuestro país por lo que nuestro estudio se basa en la Unidad de Negocios Ayacucho, donde al transcurrir el tiempo la demanda aumenta y el sistema tiene dificultades para poder atender a sus clientes por lo que se espera mejorar el servicio eléctrico.

Por ende, este estudio tiene como objetivo el análisis de las variaciones del nivel de tensión en toda la Unidad Ayacucho, para ser evaluadas, proponiendo el cambio de dirección del recorrido del flujo, y aumentar la carga para optimizar el sistema.

Esta investigación se elaboró con la utilización del software Digsilent 15.1.7, que nos permitió simular los diferentes escenarios designados para la elaboración del estudio, donde se tomó de referencia las demandas máximas y mínimas en horas valle y horas punta; se procesó los datos obtenidos, para finalmente ser comparados con la simulación donde se cambia la dirección de flujo del sistema eléctrico.

Durante el estudio se propone dos casos particulares de contingencias para verificar si el sistema continuará trabajando durante la demanda máxima en horas punta, con la propuesta de cambio de dirección de flujo: Salida de la línea Cobriza I-Cobriza II y salida de las centrales de Llusita- Quicapata- San Francisco.

Palabras clave: Nivel de tensión, incremento de carga, mejora de servicio eléctrico.

ABSTRACT

Electrocentro SA is the main energy company that encompasses the largest concession in our country so our study is based on the Business Unit Ayacucho, where as time passes demand increases and the system has difficulties to be able to serve its customers and improve the electrical service.

Therefore, this study aims to analyze the variations of the voltage level throughout the Ayacucho Unit, to be evaluated, proposing the change of direction of the flow path, and increase the load to optimize the system.

This research was developed using the Digsilent 15.1.7 software, which allowed us to simulate the different scenarios designed for the study, where reference was made to the maximum and minimum demands in peak and peak hours; the data obtained were processed, to finally be compared with the simulation where the direction of flow of the electrical system is changed.

During the study, two particular cases of contingencies are proposed to verify if the system will continue to work during peak demand at peak times, with the proposed change of direction of flow: Exit of the Cobriza I-Cobriza II line and exit of the Llusita- Quicapata- San Francisco.

Key words: Stress level, increase of load, improvement of electric service.

INTRODUCCIÓN

En la operación de los sistemas eléctricos de potencia, uno de los intereses principales es abastecer la demanda y mejorar el servicio eléctrico de la Unidad de Negocios Ayacucho, para lo cual es necesario considerar ciertas restricciones para lograr ese objetivo, una de ellas es el nivel de tensión, ya que se debe mantener dentro del rango de tolerancia, por lo que los equipos deberían operar dentro de sus límites térmicos.

Para mejorar las condiciones de operación de un sistema eléctrico, es de gran importancia el estudio de flujo de potencia, así es el caso del sistema eléctrico de Ayacucho que conforme el crecimiento de la demanda, se requiere el planteamiento de una mejora en el sistema a través de una herramienta computacional y de una buena interpretación de resultados.

Las consecuencias por inestabilidad de tensión son críticas ya que pone en un estado de emergencia el sistema, el cual debe de ser evitado tomando medidas correctivas. Además, que el desabastecimiento de energía provoca enormes pérdidas económicas para el cliente, la concesionaria y el país.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este trabajo de investigación se basa en analizar las variaciones del nivel de tensión de la línea de sub transmisión de 66 Kv en el tramo Cobriza - Huanta – Ayacucho de propiedad de Electrocentro S.A. - Unidad de Negocio de Ayacucho; por incremento de carga, siendo el objetivo principal mejorar el servicio eléctrico en la Unidad de Negocio Ayacucho. La línea de sub transmisión es un componente importante del sistema eléctrico de potencia, debido a que cumple con la función de interconectar y transportar la energía eléctrica a lo largo del país entre sus diferentes plantas de generación y las subestaciones, para satisfacer la demanda eléctrica del país.

Uno de los principales problemas que se tiene en esta jurisdicción, es que existe un ineficiente suministro de energía eléctrica que se caracteriza por la insuficiente cobertura, pues no se cuenta con la oferta disponible por haberse sobrecargado la LST y la mala calidad de tensión, por variaciones bruscas en la carga.

Por ello, una vez identificado el problema y habiendo planteado las alternativas de solución se busca el mecanismo que lleve una solución adecuada y posteriormente a la selección de la mejor alternativa. Debido a ello, el presente trabajo permitirá seleccionar la mejor alternativa de solución al problema identificado en base a los indicadores técnicos.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿Será factible analizar las variaciones del nivel de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

¿Será factible determinar el perfil de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico?

¿Será factible determinar la cargabilidad por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico?

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar la variación del nivel de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Determinar el perfil de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico.

Determinar la cargabilidad por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El incremento de carga en la línea de sub transmisión de 66 Kv, Cobriza – Huanta - Ayacucho, ha ocasionado variaciones en el nivel de tensión por el crecimiento anual de demanda y la presencia de nuevas carga mayores en el sistema eléctrico en estudio, resultando en un deficiente servicio de energía eléctrica que se le brinda a los usuarios y clientes de la empresa concesionaria, quienes son los directos beneficiarios en la Unidad de Negocio Ayacucho, motivo por el cual requiere de manera urgente analizar las variaciones de tensión producidas, a fin de proponer una alternativa de solución.

1.5. HIPÓTESIS Y VARIABLES

1.5.1. FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS

El análisis de las variaciones del nivel de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho contribuirá con el mejoramiento del servicio eléctrico.

La determinación del perfil de tensión por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho contribuirá con el mejoramiento del servicio eléctrico.

La determinación de la cargabilidad por incremento de carga de la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho contribuirá con el mejoramiento del servicio eléctrico.

1.5.2. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

La variable de estudio, viene a ser el análisis de las variaciones del nivel de tensión por incremento de carga en la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho para el mejoramiento del servicio eléctrico.

Variable Dependiente: Mejoramiento del servicio eléctrico.

Variable Independiente: Análisis de las variaciones del nivel de tensión por incremento de carga en la línea de Sub Transmisión en 66kV Cobriza – Huanta – Ayacucho.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

(1) Según Aguirre, (2008) realizó la tesis: Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de DigSilent. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. La presente investigación de titulación concluye: “El software Power Factory de la empresa DigSILENT es una herramienta amigable con el usuario, en la que los diferentes módulos y funciones se maneja a través de ventanas y la información de los elementos y estudios se almacena jerárquica y automáticamente en una base de datos. En la versión de Power Factory disponible en la EPN es posible realizar los siguientes estudios: flujos de potencia, cortocircuitos, energización de elementos de un SEP, análisis de estabilidad de voltaje, análisis de estabilidad de ángulo y respuesta de los SEP ante el cambio de cualquier característica de la red. Los estudios de flujos de potencia pueden ser realizados con los siguientes métodos: iteración de corrientes por Newton Raphson, Newton Raphson clásico y mediante linealización de ecuaciones. Con la simulación en estado estable se pueden observar las siguientes variables: corrientes y potencias en todas las ramas, voltajes y ángulos en cada una de las barras o nodos, dirección de flujos de potencia, cargabilidad de elemento y pérdida de potencia activa y reactiva. Actualmente, con las herramientas de simulación no existen obstáculos para simular y operar los sistemas eléctricos dentro de condiciones económicas y técnicas.”

En las conclusiones de la presente investigación, el tesista se refiere a la importancia del software DigSilent para poder realizar diversos estudios entre ellos los de flujos de potencia

en base a la metodología de resolución según Newton Raphson, de manera adicional en su aplicación para realizar cambios en diversas redes.

En la aplicación de la siguiente tesis, difiere en el uso de la versión del software, ya que se está utilizando el 15.1.7, adicionalmente se establecen parámetros para su uso en el sistema eléctrico Ayacucho, siendo el principal objetivo el estudio de flujos de potencia en dicho sistema.

(2) Según Aguas y Tamayo, (2014) realizó la investigación: Esquema de alivio de carga óptimo por bajo voltaje para el sistema nacional interconectado mediante Power Factory de Digsilent y programación los siguientes criterios: mínimas Matlab. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. La presente investigación de titulación concluye, “la implementación de la formulación de flujo óptimo de potencia (por sus siglas en inglés OPF) utiliza una notación matricial que permite realizar operaciones de manera eficiente, disminuyendo los tiempos de ejecución con respecto a las formulaciones clásicas. La actuación de las variables de control en el seccionamiento de carga hace que la red tenga más grados de libertad al resolver una contingencia, de modo que el sistema cambie los despachos de potencia o las magnitudes de voltaje en las barras de generación antes de permitir una desconexión de carga. La formulación del seccionamiento de carga garantiza la seguridad del sistema corrigiendo posibles problemas de bajos voltajes, sobrecargas en líneas y transformadores además de grandes desbalances de generación y carga que se puedan presentar ante una contingencia.”

En las conclusiones de la presente investigación, el tesista hace mención a la importancia de agregar a un sistema el estudio de flujo óptimo de potencia, logrando así mejorar la eficiencia, obteniendo que la red seleccionada pueda resolver problemas durante una contingencia, antes de que el sistema sufra una desconexión de carga.

En la aplicación en la siguiente tesis difiere en que se hace el estudio de flujo de potencia del sistema eléctrico en líneas de sub transmisión considerando el equipamiento actual para dar la mejor solución y mejorar el sistema con aumento de cargas, tanto en horas punta como horas valle.

(3) Según Guzmán, (2014) realizó la tesis: Flujo de potencia óptimo para minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema nacional interconectado empleando el método de puntos interiores primal-dual y programación Matlab. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. La cual concluye: “La resolución del problema de OPF es importante, pues sus resultados establecen los ajustes necesarios para un punto de operación factible que pueden ser de ayuda para el planificador u operador del sistema. Se realizó la verificación de los resultados obtenidos con OPF-ML mediante simulaciones en DigSILENT Power

Factory. Se comprobó los resultados de sistemas de pruebas y del SIN, llegando en todos los casos a verificar que, el punto solución que entrega la aplicación desarrollada es un punto factible del sistema, en el que las pérdidas de potencia activa son mínimas. Al analizar los perfiles de voltaje y cambios de las variables de control como resultado del OPF respecto al flujo de potencia, se puede notar que, para que las variables del sistema se mantengan dentro de sus rangos establecidos en operación normal y al mismo tiempo se logre un punto óptimo operativo en el sistema, es necesario realizar varios cambios en los valores de generación, posición de LTCs o taps de transformadores y paso de los elementos en derivación (capacitores y reactores). Estos cambios en los resultados dependerán de los controles que se tenga activos al momento de ejecutar programa.”

En las conclusiones de la presente investigación, el tesista hace mención a la importancia de resolver problemas de flujo de potencia óptimo ya que esto implicaría realizar cambios para una buena operación del sistema estudiado, recomendando modificar valores en los elementos de sistema.

En la aplicación en la siguiente tesis difiere en que solo se analizará por medio del software DigSILENT versión 15.1.7, y no se incluirá el análisis por medio del método de puntos interiores primal-dual y tampoco la programación mediante el software Matlab.

(4) Según Rodriguez, (2008) realizó la tesis: Criterios, metodología y desarrollo de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia para el sistema eléctrico peruano. Universidad Nacional de Ingeniería. La cual concluye: “Se desarrolló una metodología base de diseño de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, de acuerdo a las características y topología del SEIN, cumpliendo con lo dispuesto en las normas y leyes peruanas, NTCOTRSI y NTCSE. Se aplicó la metodología propuesta para el diseño del ERACMF para el año 2007, obteniendo un esquema eficaz y óptimo, cuyos resultados fueron utilizados en el Estudio de Rechazo de Carga/Generación del Sistema Eléctrico Peruano para el año 2007 [5]. Se destacó la importancia que tiene para el éxito del diseño de un ERACMF, contar con un modelo adecuado para representar los fenómenos dinámicos del SEIN. Asimismo, se desarrolló una metodología para afinar y verificar el modelo, con la cual se pudo dar el paso inicial para el diseño del ERACMF. Se desarrolló las restricciones con la que cuenta los diferentes equipos del SEIN para operar a desviaciones de frecuencia, con su respectivo perjuicio. Para así tener en consideración como criterios técnicos para el desarrollo del ERACMF. Se analizó la Normativa referente al control de frecuencia y de desarrollo de ERACMF, para tomarlos como criterios en el desarrollo de ésta.”

En las conclusiones de la presente investigación, el tesista hace mención a la utilización del software DigSILENT para poder modelar el SEIN, que a su vez se aplica una verificación al SEIN para constatar la regulación de frecuencia en el SEIN.

En la aplicación en la siguiente tesis difiere en que nuestra investigación se basa en el estudio de flujo de potencias en un sistema de subtransmisión, y el mejoramiento del servicio eléctrico.

2.2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.2.1. VARIACIONES DE TENSIÓN

(5) Según Serey: Es el aumento o disminución de tensión, provocada normalmente por la variación de la carga total de todo tipo de red o parte de ella.

La tensión recibida en los puntos de trabajo está distorsionada por diversos motivos. La causa principal de la distorsión de la tensión de la red son las propias cargas, por su propia forma de funcionar durante los arranques y paradas, por la conmutación de corrientes importantes entre diversos circuitos, ocasionando todo ello caídas de tensión en las impedancias del sistema. Otras veces las causas de perturbación son externas, siendo las más comunes las perturbaciones atmosféricas y las elevaciones del potencial de tierra en condiciones de defecto.

2.2.2. CONTROL DE TENSIÓN

(5) Según Serey: El control de tensión (CT) consiste en la realización de un conjunto de acciones sobre equipos que están capacitados para inyectar y/o absorber potencia reactiva (generadores, compensadores de reactivos, reactores, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, destinados a mantener las tensiones en los nudos del sistema de transmisión dentro de los márgenes especificados por la norma técnica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio.

Por lo tanto, el control de tensión es importante ya que este depende el flujo de potencia de reactivos, lo cual si no es controlado puede ocasionar ciertas pérdidas como las del efecto Joule.

2.2.3. MANTENIMIENTO VIABLE DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

(6) Según Stevenson: Las magnitudes de tensión son viables si se encuentran en un rango específico cerca de sus valores nominales.

Los niveles de tensión son mayormente determinados mediante el balance entre potencia reactiva producida y consumida. Desde que la pérdida de reactivos en las líneas hace ineficiente alimentar mayores cantidades de potencia reactiva sobre largas líneas, mucha de la potencia reactiva debe ser inyectada localmente. Por otro lado, los generadores están limitados en la potencia reactiva que deben alimentar al sistema y esto puede tener una gran influencia en los niveles de tensión y sobre el colapso de tensión.

El problema de baja tensión ocurre cuando alguna tensión del sistema está por debajo del límite inferior de viabilidad, pero con el sistema operando establemente.

Aumentar los niveles de tensión mediante la inyección de reactivos generalmente mejora el margen al colapso de tensión. En particular, los condensadores “shunt” se tornan más efectivos inyectando reactivos en altas tensiones. Sin embargo, bajos niveles de tensión son los peores indicadores del margen al colapso de tensión. Elevar los niveles de tensión mediante los conmutadores de los transformadores puede decrecer el margen al colapso de tensión por el efecto de aumentar la demanda de potencia reactiva.

Hay algunas relaciones entre el problema de mantenimiento de los límites de tensión y el problema de colapso de tensión, sin embargo, ellos están mejor relacionados a dos problemas distintos desde que su análisis es diferente y existe solo un traslape parcial en las acciones de control para solucionar ambos problemas.

Se demuestra claramente que en sistemas de potencia de corriente alterna (AC) no existe relación de causa efecto entre potencia reactiva e inestabilidad de tensión, pues ambos, potencia activa y reactiva comparten un rol en esta historia.

2.2.4. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

(7) Según Kotharu y Nagrath: El cálculo del flujo de potencia consiste en evaluar el punto de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico para condiciones de generación, carga y su respectiva configuración.

Los objetivos principales al resolver un flujo de potencia son:

- Determinar mediante el análisis en estado estacionario, el perfil de tensión del alimentador.
- Calcular el nivel de cargabilidad de las redes de media tensión y equipos principales.
- Determinar las pérdidas.

2.2.5. MODELO DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

(7) Según Kotharu y Nagrath: Para estudiar el comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, se hace uso de modelos analógicos y digitales. Entre los primeros se encuentran modelos a escala que se utilizan en analizadores de redes y computadoras analógicas. Los segundos están integrados por modelos matemáticos que se implantan en computadoras digitales. Son estos últimos los de mayor uso por su costo, flexibilidad y desarrollo de este tipo de computadoras; razones por las cuales son los modelos que se describen.

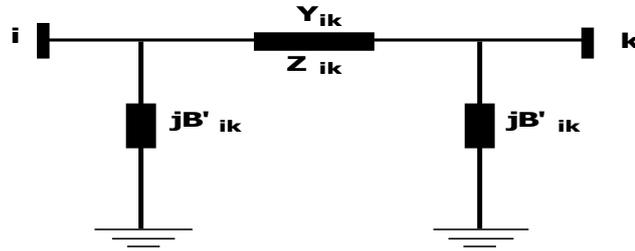
A. Líneas de transmisión.

Una línea de transmisión conectada a las barras i-k de un sistema de energía eléctrica se puede representar por el modelo equivalente π , mostrado en la figura N° 2.2 y definido por las características físicas de la línea: la conductancia serie G_{ik} , la susceptancia serie B_{ik} y la mitad de la susceptancia shunt (conectado a tierra) B_{ik}^* .

La admitancia serie Y_{ik} está definida por:

$$\bar{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$$

Figura 1: Modelo π de una línea de transmisión.



Fuente: Autor (7)

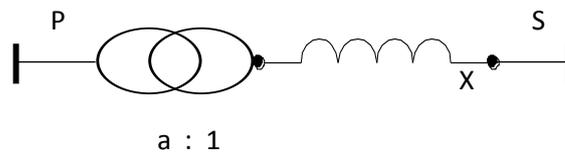
$$\bar{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} \qquad \bar{Y}_{ik} = \frac{1}{\bar{Z}_{ik}}$$

Transformadores.

a) Transformadores de dos devanados:

Podemos representarlo de la siguiente manera:

Figura 2: Modelo de un transformador de dos devanados



Fuente: Autor (7)

Donde:

X: Reactancia en p.u. de los devanados primario y secundario visto desde el lado secundario en %.

a: Relación de transformación en p.u. visto del lado primario en p.u.

$$X = V_{cc} \cdot \frac{N_b}{N_n} \cdot \left(\frac{V_s}{V_{bs}} \right)^2 \quad \%$$

$$a = \frac{t_p}{t_s} \cdot \frac{V_p}{V_s} \cdot \frac{V_{bs}}{V_{bp}} \quad \text{p.u.}$$

Donde:

Vcc : Tensión de cortocircuito en base Nn en %.

Vp : Tensión nominal en el lado primario en kV .

Vs : Tensión nominal en el lado secundario en kV .

Vbp : Tensión base en el lado primario en kV .

Vbs : Tensión base en el lado secundario en kV .

Nn : Potencia de base en el cual se ha medido la tensión de cortocircuito. Habitualmente es el nominal en MVA .

Nb : Potencia escogida como base en MVA .

Tp : Posición del Tap del lado primario referido a la tensión nominal primaria del transformador en p.u.

Ts : Posición del Tap del lado secundario referido a la tensión nominal secundaria del transformador en p.u.

B. Transformadores de tres devanados:

Calculando previamente las siguientes relaciones:

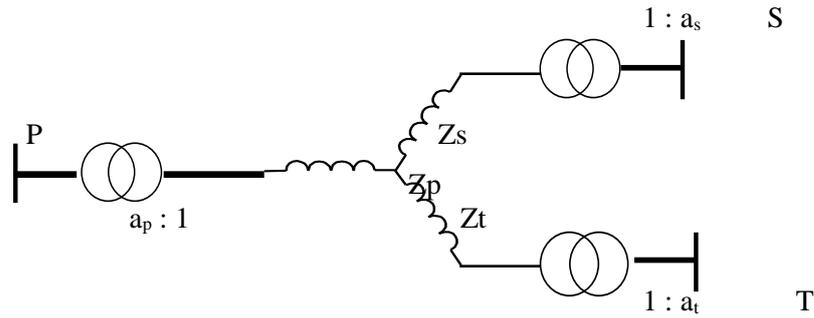
$$\sum Z = Z_{ps} + Z_{pt} + Z_{st}$$

$$Z_{ps} = VCC_{ps} \frac{Nb}{Nb_{ps}} \quad Z_{pt} = VCC_{pt} \frac{Nb}{Nb_{pt}}$$

$$Z_{st} = VCC_{st} \frac{Nb}{Nb_{st}}$$

Su modelo se representa de la siguiente manera:

Figura 3 Modelo de un transformador de tres devanados



Fuente: Autor (7)

Entonces se tiene:

$$Z_p = \frac{1}{2} \sum Z - Z_{st} \quad Z_s = \frac{1}{2} \sum Z - Z_{pt}$$

$$Z_t = \frac{1}{2} \sum Z - Z_{ps}$$

$$a_p = \frac{V_p}{Vb_p} \quad a_s = \frac{V_s}{Vb_s} \quad a_t = \frac{V_t}{Vb_t}$$

Donde:

V_p : Tensión nominal en el lado primario en kV .

V_s : Tensión nominal en el lado secundario en kV .

V_t : Tensión nominal en el lado terciario en kV .

Vb_p : Tensión de base en el lado primario en kV .

Vb_s : Tensión de base en el lado secundario en kV .

Vb_t : Tensión de base en el lado terciario en kV .

V_{ccps} : Tensión de cortocircuito entre los devanados primario y secundario con el terciario abierto expresado en la potencia de base Nb_{ps} en %.

V_{ccpt} : Tensión de cortocircuito entre los devanados primario y terciario con el secundario abierto expresado en la potencia de base Nb_{pt} en %.

Vcst : Tensión de cortocircuito entre los devanados secundario y terciario con el primario abierto expresado en la potencia de base Nbst en %.

Nb : Potencia escogida como base en MVA .

Nbps : Potencia base en que se expresa la tensión de cortocircuito entre los devanados primario y secundario en MVA .

Nbpt : Potencia base en que se expresa la tensión de cortocircuito entre los devanados primario y terciario en MVA .

Nbst : Potencia base en que se expresa la tensión de cortocircuito entre los devanados secundario y terciario en MVA .

Zp : Impedancia representativa del devanado primario expresado en bases de la potencia Nb y la tensión Vbp en %.

Zs : Impedancia representativa del devanado secundario expresado en bases de la potencia Nb y la tensión Vbs en %.

Zt : Impedancia representativa del devanado terciario expresado en bases de la potencia Nb y la tensión Vbt en %.

2.2.5.1. Forma general de ecuaciones

En general el flujo de carga se puede formular:

$$\overline{Y} \cdot \overline{V} = \overline{I} \quad [1]$$

$$\overline{S}_i = \overline{V}_i \cdot \overline{I}_i^* \quad [2]$$

$$\overline{I}_i = \frac{\overline{S}_i^*}{\overline{V}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\overline{V}_i^*} \quad [3]$$

$$\overline{S}_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} \quad [4]$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_i \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \bar{Y}_{13} & \cdots & \bar{Y}_{1i} & \cdots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \bar{Y}_{23} & \cdots & \bar{Y}_{2i} & \cdots & \bar{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{i1} & \bar{Y}_{i2} & \bar{Y}_{i3} & \cdots & \bar{Y}_{ii} & \cdots & \bar{Y}_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & \bar{Y}_{n3} & \cdots & \bar{Y}_{ni} & \cdots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_i \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix}$$

$$\bar{I}_i = \bar{Y}_{i1}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{i2}\bar{V}_2 + \dots + \bar{Y}_{ii}\bar{V}_i + \dots + \bar{Y}_{in}\bar{V}_n$$

$$\bar{I}_i = \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \quad [5] \quad \text{Para } (i = 1,2,\dots,n)$$

$$\frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} = \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \quad [6]$$

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \quad [7]$$

$$\bar{S}_i^* = \bar{V}_i^* \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k$$

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}^* \bar{V}_k^* \quad [8]$$

$$\bar{S}_i = |V_i| \left| \underline{\theta}_i \cdot \sum_{k=1}^n (G_{ik} + jB_{ik})^* \cdot |V_k| \right| \underline{-\theta_k}$$

$$\bar{S}_i = |V_i| \cdot \sum_{k=1}^n (G_{ik} + jB_{ik})^* \cdot |V_k| \left| \underline{\theta}_i - \theta_k \right. \quad [9]$$

Donde θ_{ik} es la diferencia angular de la línea i-k dada por:

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$\bar{S}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n (G_{ik} - jB_{ik}) |V_k| \{ \cos(\theta_i - \theta_k) + j \sin(\theta_i - \theta_k) \}$$

$$\bar{S}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| \{ (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) + j(G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \}$$

[10]

También se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad [11]$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad [12]$$

Esto es una ecuación de balance de potencia que indica como la potencia inyectada en un nodo es igual a la suma de todos los flujos de potencia que salen de ese nodo. Así, la expresión resultante es:

$$P_i = G_{ii} |V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad [13]$$

Donde G_{ii} está definido por:

$$G_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (-G_{ik})$$

Del mismo modo para la inyección neta de potencia reactiva.

$$Q_i = -B_{ii} |V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad [14]$$

Donde B_{ii} está definido por:

$$B_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (B_{ik}^* - B_{ik})$$

2.2.5.2. Formulación de las ecuaciones por el método de Newton – Raphson.

Para solucionar el problema de flujo de potencia, se procede:

$$F(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{sp} - P_{calc} \\ Q_{sp} - Q_{calc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad [18]$$

Donde:

Sp: especificado calc: calculado

Las ecuaciones [13] y [14] se pueden expresar:

$$P_{calc(i)} = G_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$

$$Q_{calc(i)} = -B_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik})$$

Por lo tanto, los incrementos de potencia activa y reactiva en cada nodo del sistema serán:

$$\Delta P_i = P_{sp(i)} - G_{ii}|V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) = 0$$

[19]

$$\Delta Q_i = Q_{sp(i)} + B_{ii}|V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) = 0$$

[20]

Para el flujo de carga se tiene:

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}$$

Vector de estado

$$H = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Vector de correcciones de X

Por lo tanto, la matriz Jacobiana será de la siguiente manera:

Cuando las barras son PQ, el sistema presenta “2n-1” incógnitas, puesto que en el nodo slack se conocen V y θ . El número de incógnitas disminuye también en igual proporción que el número de barras PV con que cuenta la red. Es decir:

$$J = \begin{bmatrix} \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial \Delta P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \theta_n} \end{array} \right] & \left[\begin{array}{ccc} \frac{\partial \Delta P_1}{\partial V_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial V_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_1} & \dots & \dots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_n} \end{array} \right] \end{bmatrix}$$

$$J = \begin{bmatrix} [H] & [N] \\ [M] & [L] \end{bmatrix} \quad [21]$$

Por facilidad en el cálculo del jacobiano es conveniente multiplicar las submatrices N y L por V, y dividir el vector de corrientes de voltaje ΔV por V también para que no se altere la ecuación $F(x) = -J.H$, tal como se muestra en la ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \left[\begin{array}{cc} \left[\begin{array}{c} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} \end{array} \right] & \left[\begin{array}{c} V \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ V \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{array} \right] \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} [\Delta\theta] \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad [22]$$

Los términos del jacobiano se obtienen derivando las funciones ΔP y ΔQ con respecto a θ y V respectivamente, tal como se indica:

Elemento de la diagonal principal;

$$H_{ii} = \frac{\partial}{\partial \theta_i} \left[P_{sp(i)} - G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \right]$$

$$H_{ii} = -|V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (-G_{ik} \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cos \theta_{ik})$$

Teniendo en cuenta la ecuación [20] se tiene:

$$H_{ii} = Q_{sp(i)} + B_{ii} |V_i|^2 \quad [23]$$

Elementos fuera de la diagonal principal;

$$H_{ik} = \frac{\partial}{\partial \theta_k} \left[P_{sp(i)} - G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \right]$$

$$H_{ik} = -|V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad [24]$$

Los otros elementos serán:

$$M_{ii} = \frac{\partial}{\partial \theta_i} \left[Q_{sp(i)} + B_{ii} |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \right]$$

$$M_{ii} = -|V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$

Teniendo en cuenta la ecuación [19] se tiene:

$$M_{ii} = -P_{sp(i)} + G_{ii} |V_i|^2 \quad [25]$$

Fuera de la diagonal principal;

$$M_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k} = |V_i| \cdot |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad [26]$$

$$N_{ii} = |V_i| \cdot \frac{\partial}{\partial V_i} \left[P_{sp(i)} - G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \right]$$

$$N_{ii} = -2G_{ii} |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik})$$

$$N_{ii} = -P_{sp(i)} - G_{ii} |V_i|^2 \quad [27]$$

$$N_{ik} = |V_k| \cdot \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k} = -|V_i| * |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad [28]$$

$$L_{ii} = |V_i| \cdot \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = -Q_{sp(i)} + B_{ii} |V_i|^2 \quad [29]$$

$$L_{ik} = |V_k| \cdot \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k} = -|V_i| * |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad [30]$$

El flujo de potencia del sistema eléctrico se realizó en el programa computacional de Digsilent Power Factory V 15.1.7

2.2.6. DIRECCIÓN DE FLUJO DE POTENCIA:

(7) Según Kotharu y Nagrath : Existe un solo tipo de potencia activa y un solo tipo de potencia reactiva que pueden fluir en dos sentidos ya sea desde la generación hacia la carga o viceversa.

Siempre será necesario identificar quienes son las fuentes de potencia, qué puntos son las cargas y que sentido de flujo de referencia se utiliza, o sea, de esta forma se determina el tipo de convención sea consumidora o generadora.

Estableciéndose la dirección de referencia consumidora o generadora, es posible que el punto considerado como carga esté inyectando potencia activa y/o reactiva hacia el punto de generación, o sea, un flujo opuesto al de referencia.

Figura 4 Máquina síncrona de dos polos



Fuente: El Autor (7)

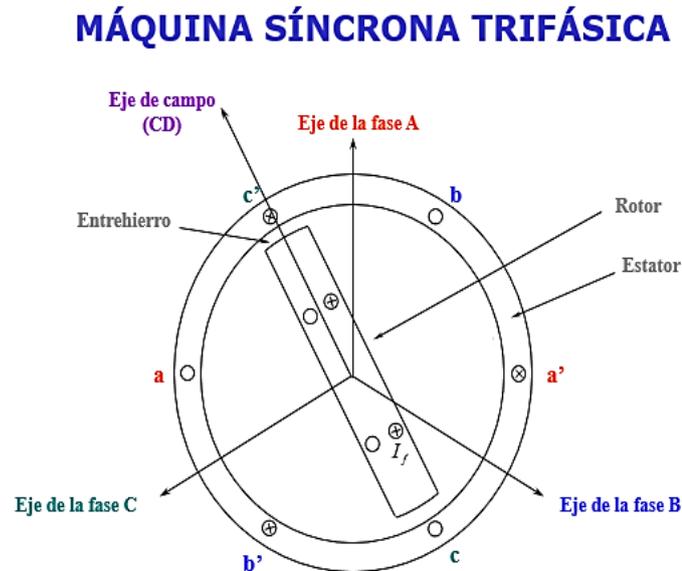
Por lo que en esta tesis se analizará los niveles de tensión y cargabilidad de las líneas de transmisión y de subestaciones, para establecer una solución apropiada para el mejoramiento del servicio. Una de las alternativas que se analizará en esta investigación será el cambio de dirección de flujo, el cual se especificará en el capítulo IV.

2.2.7. GENERADOR SÍNCRONO

(8) Según Theodore: El generador síncrono es uno de los elementos más importantes de un sistema de potencia, ya que este se encarga de generar la energía eléctrica que será transmitida a grandes distancias para ser posteriormente utilizada por los usuarios.

El modelado del generador depende del tipo de análisis que se pretenda realizar, el enfoque dado en esta presentación será el correspondiente a un modelo simplificado para el análisis de estado estable.

Figura 5 Máquina síncrona de dos polos



Fuente: El Autor (8)

Existen dos tipos principales de máquinas síncronas, las de rotor liso y las de polos salientes. Las de rotor liso son usadas frecuentemente en plantas termoeléctricas, cuya característica más notable es la alta velocidad de rotación de sus ejes, la cual es proporcionada por su turbina. La construcción del rotor de forma cilíndrica, se hace necesaria para reducir las altas fuerzas centrífugas y el rozamiento con el aire que se generaría en este tipo de máquinas al girar a altas velocidades. Las unidades de generación de polos salientes, por el contrario, son más usadas conectadas a turbinas de bajas velocidades, típicas en centrales hidráulicas que aprovechan caídas de agua.

El principio de funcionamiento del generador síncrono se basa en la alimentación de una bobina ubicada en el rotor, alimentada por una tensión en corriente continua, llamada devanado de campo. Mediante el giro continuo del rotor se produce una fuerza magnetomotriz en los arrollamientos del estator por el principio de inducción magnética. Esta fuerza creada por el campo magnético giratorio del devanado de campo cortando las espiras del estator, produce una tensión y corriente senoidales

en el estator, cuya frecuencia está determinada por el número de pares de polos y la velocidad del rotor.

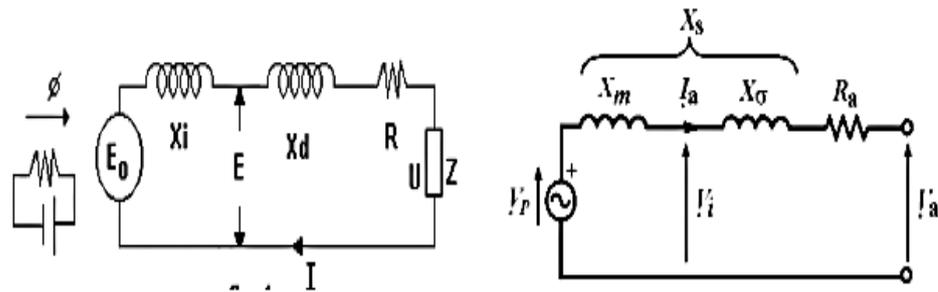
Dado que la operación del sistema de potencia y del mismo generador no es estable todo el tiempo, algunas variaciones en la potencia de la turbina, la carga o la tensión en el estator, pueden provocar oscilaciones en el rotor que afectan la estabilidad de la máquina. Por esta razón los fabricantes comúnmente adicionan devanados extra cortocircuitados en las cabezas polares, con el propósito de amortiguar estas oscilaciones y hacer mucho más estable la operación de los generadores. Estas bobinas son llamadas devanados amortiguadores. Los modelos matemáticos detallados deben considerar las dinámicas aportadas por los devanados de campo, estator y amortiguadores para una correcta representación del generador.

2.2.7.1. El circuito equivalente por fase del estator.

Para el trazado del circuito equivalente, consideramos los parámetros constitutivos de la máquina, a saber:

- El rotor o rueda polar, posee un devanado excitado por continua, que crea el flujo principal Φ ; lo representamos por su resistencia y una fuente, ver figura 4
- La Fem. inducida en estator $E_0 = E_f = V_p$ por el flujo principal Φ de la rueda polar.
- La reacción de inducido: esta es originada por los flujos generados por las corrientes de inducido, flujos estos que se representan a través de una reactancia $X_i = X_m = X_{ri}$.
- Los flujos dispersos: existen además campos magnéticos no útiles que afectan a distintas partes de la máquina, que los englobaremos bajo la denominación de “flujos dispersos” Φ_d , se representan a través de una reactancia X_d
- La resistencia R de los bobinados de inducido. $R = R_a = R_i$
- Una carga cualquiera Z

El circuito equivalente, por fase, de una máquina síncrona se muestra en la figura 4 a con las diferentes nomenclaturas utilizadas



$V_P = E_f = E_o$: Tensión inducida en el estator por el campo excitador del rotor o fem inducida

$X_m = X_i$: Reactancia de magnetización. Representa al campo magnético del estator y el flujo de reacción del inducido.

I_a : Corriente por la armadura o inducido por fase

$V_i = E$: Tensión interna. Representa el efecto del campo resultante en el entrehierro.

$X_\sigma = X_d$: Reactancia de dispersión producto de los flujos dispersos.

R_a : Resistencia del devanado de armadura por fase.

V_a : Tensión de terminales del estator fase-neutro. = $V_t = U$

$X_S =$ reactancia sincrónica $(X_m + X_\sigma) = (X_i + X_d) \therefore$

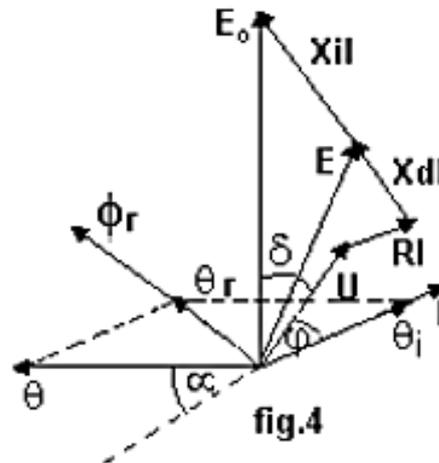
$V_{ra} = V_{ri}$ Tensión de reacción de armadura. Representa el campo magnético del estator.

De la figura 5 La ecuación de equilibrio del circuito equivalente será: $E_o - j X_i I - j X_d I - R I = U$

escribiéndola así:

$E_o - j (X_i + X_d)I - R I = U$ a $X_i + X_d = X_s$ se le denomina "reactancia síncrona" y es uno de los parámetros más importantes que definen a este tipo de máquina.

Figura 6 Diagrama fasorial completo del generador sincrónico



Fuente: Autor (8)

En el diagrama fasorial de la fig, 6 podemos definir los siguientes ángulos:

- (φ) : el comprendido entre U e I definido por el $\cos\varphi$ de la carga.
- (δ) : el comprendido entre E_0 y U , llamado "ángulo de desplazamiento o ángulo par".

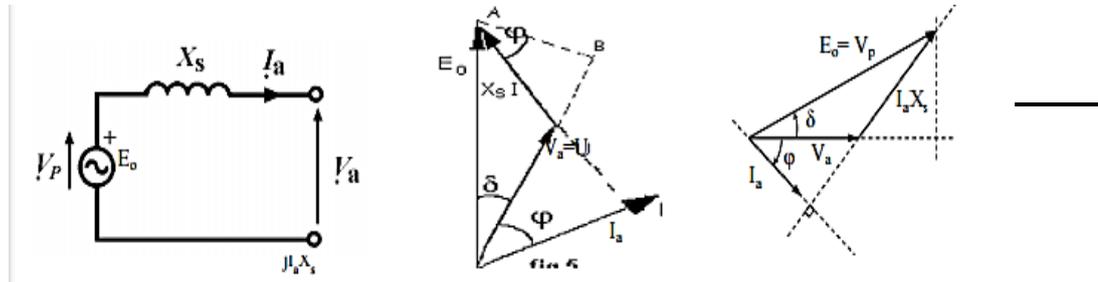
Es una variable muy importante de las máquinas síncronas, porque da una idea de los momentos y de la potencia a que está sometida.

Se puede definir una "impedancia síncrona" ($R + j X_s$) pero en la práctica solo se recurre a la reactancia, porque la caída óhmica suele ser del 1% al 2% de U , frente a la caída reactiva que oscila entre el 12% al 18% de U , Esto es así porque los conductores son de gran sección (pequeña R) para tener pocas pérdidas en los devanados, mejor rendimiento y además conviene X_s grande para tener gran caída reactiva (que no afecta al rendimiento) lo que determina bajas corrientes de cortocircuito y por consiguiente protecciones menores.

Es importante recalcar que $X_d = cte$ pero no así X_i , pues esta última depende de la reluctancia magnética \mathfrak{R} que encuentra el Φ_i la cual es función del grado de saturación del hierro, y por consiguiente del grado de excitación; (reacción de inducido).

El resultado de despreciar la resistencia del devanado de armadura o inducido da origen al diagrama simplificado mostrado en la gráfica 6:

Figura 7: Cto equivalente simplificado y su correspondiente diagrama fasorial.



Fuente: Autor (8)

En efecto, del diagrama simplificado, fig.7, despreciando la caída RI , se obtiene: Para de donde se deduce que δ puede variar entre 0 y $\pi/2$. En vacío el ángulo $\delta = 0^\circ$.

Las Normas A.S.A. llaman a δ "ángulo de desplazamiento" o ángulo par y lo define como "el ángulo que se desplaza el rotor entre sus posiciones de marcha en vacío y en carga, relativo a la tensión en los bornes".-

Determinación de la Reactancia Sincrónica X_s

La reactancia sincrónica es un parámetro determinante en la operación de la MS. Esta se puede determinar realizando dos pruebas: circuito abierto y corto circuito.

2.2.7.2. Modelo del generador síncrono

(9) Según Colegio de Ingenieros del Perú - CDL - Capítulo de Ingeniería Mecánica y Mecánica Eléctrica: Usando la teoría de dos ejes aplicada a una máquina síncrona de polos salientes, fue posible deducir las ecuaciones que representan los límites de la curva de operación de la máquina sincronía (en modo generador) aclarando que es posible completar el diagrama de operación como motor en forma sencilla; es decir, dicha curva es simétrica con respecto al eje horizontal.

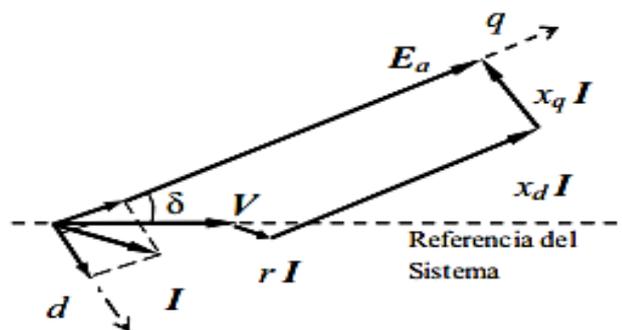
Potencia de Generación Activa y Reactiva

Para el desarrollo de las ecuaciones algebraicas de los límites de operación de la máquina síncrona, se utiliza las expresiones conocidas para la potencia activa y reactiva suministrada por una máquina síncrona de polos salientes conectado a un sistema de potencia y que se deducen a partir de la expresión vectorial de la potencia aparente:

$$S = \bar{V} \bar{I}^* \quad (1)$$

Donde el conjugado de la corriente de armadura tiene dos componentes, uno en el eje directo y otro en cuadratura.

Figura: 8 Diagrama fasorial del generador síncrono



Fuente: El Autor (9)

Efectuando el producto en la ecuación (1) y separando la parte real e imaginaria, obtenemos las ecuaciones (2) y (3), para la potencia activa y reactiva respectivamente:

$$P = \frac{VE_a}{x_d} \text{sen } \delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \right) \text{sen } 2\delta$$

$$Q = \frac{VE_a}{x_d} \text{cos } \delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \right) \text{cos } 2\delta - \dots$$

$$\frac{V^2}{2} \left(\frac{x_d + x_q}{x_d x_q} \right)$$

Donde: V : Tensión en los terminales de la máquina. Ea : Tensión interna de generación (f.e.m.).

x_d : Reactancia síncrona en el eje directo.

x_q : Reactancia síncrona en eje de cuadratura.

δ : Ángulo de potencia.

Para simplificar, hacemos:

$$m = \frac{VE_a}{x_d} \quad (4)$$

$$s = \frac{V^2}{2} \left(\frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \right) \quad (5)$$

$$n = \frac{V^2}{2} \left(\frac{x_d + x_q}{x_d x_q} \right) \quad (6)$$

Reemplazando las expresiones de (4), (5) y (6) en las ecuaciones (1) y (2), obtenemos las ecuaciones simplificadas (7) y (8):

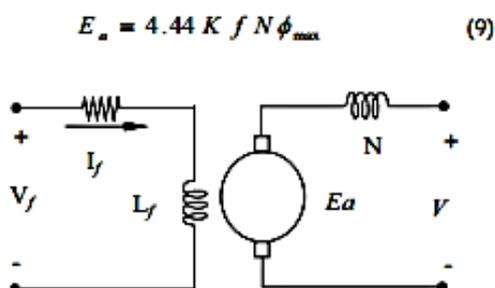
$$P = m \text{sen } \delta + s \text{sen } 2\delta \quad (7)$$

$$Q = m \text{cos } \delta + s \text{cos } 2\delta - n \quad (8)$$

A. Sistema de Excitación

La relación de la tensión inducida en los bobinados de armadura Ea (por fase y en valores eficaces) con el sistema de excitación y la corriente de campo está dado por la ecuación (9), donde K depende de las características del bobinado de armadura, f es la frecuencia del sistema, N es el número de espiras en la armadura. El flujo Imax es producido por la corriente del bobinado de campo If como se muestra en la Fig. 9.

Figura 9: Circuito del sistema de excitación y armadura.



Fuente: El Autor (9)

2.2.8. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

(10) Según Zuluaga y Gallego: Las contingencias permiten evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico conociendo las consecuencias sobre el sistema de la pérdida de diferentes elementos. En los sistemas de distribución el impacto de las contingencias en los parámetros de calidad de las redes de media tensión no sufren una brusca variación, que puedan afectar la seguridad del sistema eléctrico debido a que no se cuenta con generación, o si se cuenta se tiene generación distribuida los cuales son de baja potencia además la potencia que se transmite en las redes de media tensión no son muy elevadas que puedan causar alguna inestabilidad. Sin embargo, este análisis de contingencias en las redes de distribución nos permite simular fallas en todas las partes de la red permitiéndonos analizar la confiabilidad del sistema. Es por ello que se considera el análisis de contingencias en el presente trabajo de investigación. Los análisis de contingencias forman parte de un estudio más general denominado estudio de seguridad de los sistemas de potencia. De este estudio puede hacer parte el sistema de generación y transmisión, y eventualmente el sistema de distribución.

Un sistema de potencia debe tener la habilidad de continuar operando normalmente aún bajo condiciones de falla. Esto sin embargo es difícil de lograr por los sobrecostos que implica. En la práctica se considera que un sistema debe conservar su condición de operación normal ante contingencias simples, esto es, ante la aparición de un evento simple (n-1), que representa.

La pérdida de un elemento, por ejemplo, la salida de una línea, un transformador, un generador o una carga. Después de la salida de un elemento del sistema, este

debe estabilizarse en un nuevo punto de operación que debe encontrarse dentro de los límites de voltaje y de capacidad de los elementos.

Los análisis de contingencias estudian los efectos sobre el sistema y la respuesta de este ante uno de los siguientes problemas:

- Sobrecarga
- Desviación del voltaje
- Pérdida de carga
- Estabilidad de voltaje
- Corrientes de corto circuito excesiva y desviación de la frecuencia.

2.2.8.1. Definición de contingencia

Antes de realizar un análisis de contingencia se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que se considera aceptable para el sistema. Un criterio muy utilizado es considerar aceptable que el sistema opere normalmente para contingencia simple (n-1) y que no sufra de grandes inestabilidades bajo una segunda condición de contingencia.

Para reducir el esfuerzo computacional requerido en estos estudios es necesario implementar una técnica que limite los casos que deben ser analizados, considerando sólo los que efectivamente pueden causar problemas. Esto puede lograrse con un adecuado “ordenamiento de contingencias”, el cual se puede construir a partir del cálculo de un índice escalar de contingencias.

2.2.8.2. Ordenamiento de contingencias

(11) Según Gallego: Los Índices de contingencias permiten las listas ordenadas de elementos en los cuales el valor del índice está asociado al grado de afectación que produce la salida del elemento en la operación, las contingencias que tienen índices más grandes son denominadas contingencias críticas y aparecen en la primera parte de la lista. La lista ordena las contingencias desde la más severa (más importante) hasta la menos severa (menos importante).

El ordenamiento de contingencias puede ser de dos tipos

- Exacto
- Aproximado

El exacto requiere la aplicación de flujos AC para cada contingencia, el aproximado puede ser calculado usando flujo DC o flujo AC desacoplados. El método aproximado se prefiere porque la exigencia de convergencia completa del flujo AC vuelve económica y técnicamente inviable el análisis en sistemas de gran tamaño

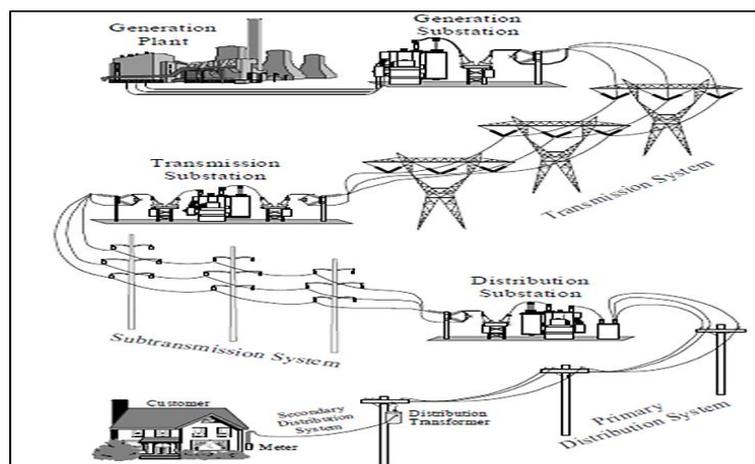
De otro lado el ordenamiento de contingencias fundamentales está basado en uno los siguientes criterios:

Flujo de carga en Líneas/Trafos

Voltajes Nodales

Debido a que no existe correlación entre estos criterios la salida de un elemento puede afectar en alto grado las tensiones del sistema, pero no afectar la cargabilidad de los circuitos o sobrecargar elementos, pero no afectar de forma importante las tensiones deben construirse listas ordenadas de contingencias separadas.

Figura 10: Estructura de un Sistema de Potencia



Fuente: Código Nacional de Electricidad

2.2.9. DIGSILENT

(La complejidad de los sistemas de potencia ha crecido significativamente en los últimos tiempos, especialmente debido a la integración de energía renovable.

DlgSILENT, es un programa que permite el análisis de sistemas eléctricos de diversas aplicaciones: generación, transmisión, distribución e industrial. Este programa posee una característica de integración de funciones de cálculo y base de datos, que agiliza los cálculos, y combina capacidad de modelado flexible y altamente confiable con algoritmos de solución altamente eficientes. Uno de los más comunes procedimientos computacionales usados en el análisis de sistemas de potencia es el cálculo del flujo de potencia o flujo de cargas.

Este software nos ayudará a la evaluación, diseño y mejoramiento de la línea de subtransmisión de Ayacucho, por medio del estudio de flujos de potencia donde el software utiliza para cálculos el método de Newton Raphson.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1. MÉTODO Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

Como método general se utilizará el método analítico, ya que se descompondrá en las partes más simples y poder realizar los estudios respectivos.

En la presente tesis se estudiará la variación de nivel de tensión, y como parte de este, el incremento de carga en la Unidad de Negocios de Electrocentro S.A – Ayacucho.

3.1.2. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El alcance de la siguiente investigación viene dado por línea de sub transmisión Cobriza-Huanta-Ayacucho de la Unidad de Negocios de la empresa Electrocentro S.A.

3.1.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN

(12) Según Oseda: El tipo de estudio de la investigación es básica porque no persigue una utilización inmediata para los conocimientos obtenidos, sino que busca acrecentar los acontecimientos teóricos para el progreso de una ciencia, sin interesarse directamente en sus posibles aplicaciones o consecuencias prácticas.
(p.67)

3.1.4. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El nivel establecido será la investigación descriptiva, ya que se describe y analizan el factor principal que afecta la variación de tensión en el sistema eléctrico Ayacucho, siendo asociado a la calidad de servicio.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

(13) Según Sierra: El diseño de investigación es el no experimental, donde el diseño específico seleccionado para la investigación fue descriptivo simple, (14) según Orellana: este tipo de diseño recogió la información de una determinada muestra, para luego describir características de un fenómeno tal como se encuentran en la realidad cuyo diagrama es el siguiente:

M ----- O

Donde:

M: Tramo Cobriza-Huanta-Ayacucho

O: Representa la información a obtener del análisis.

3.3. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de enfoque de la siguiente investigación es de tipo cuantitativo donde la característica de este enfoque es usar la recolección de datos para dar solución a preguntas de investigación o para refutar o verificar una hipótesis, mediante la medición numérica y análisis estadístico.

3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

3.4.1. POBLACIÓN

(12) Según Oseda: “La población es el conjunto de individuos que comparten por lo menos una característica, sea una ciudadanía común, la calidad de ser miembros de una asociación voluntaria o de una raza, la matrícula en una misma universidad, o similares” (p.120).

En el caso de esta investigación, la población estará conformada por el área de líneas de sub transmisión de la empresa Electrocentro S.A.

3.4.2. MUESTRA

El mismo (12) Oseda, menciona que:

La muestra es una parte pequeña de la población o un subconjunto de esta, que sin embargo posee las principales características de aquella. Esta es la principal propiedad de la muestra (poseer las principales características de la población) la que hace posible que el investigador, que trabaja con la muestra, generalice sus resultados a la población (p.122).

Dentro de los sistemas eléctricos que opera y administra Electrocentro, se encuentra la Unidad de Negocio Ayacucho, siendo esta la que reporta una mala calidad de tensión por lo que se decidió analizar y tomar como muestra en este estudio a la línea de sub transmisión en 66 kV Cobriza – Huanta – Ayacucho.

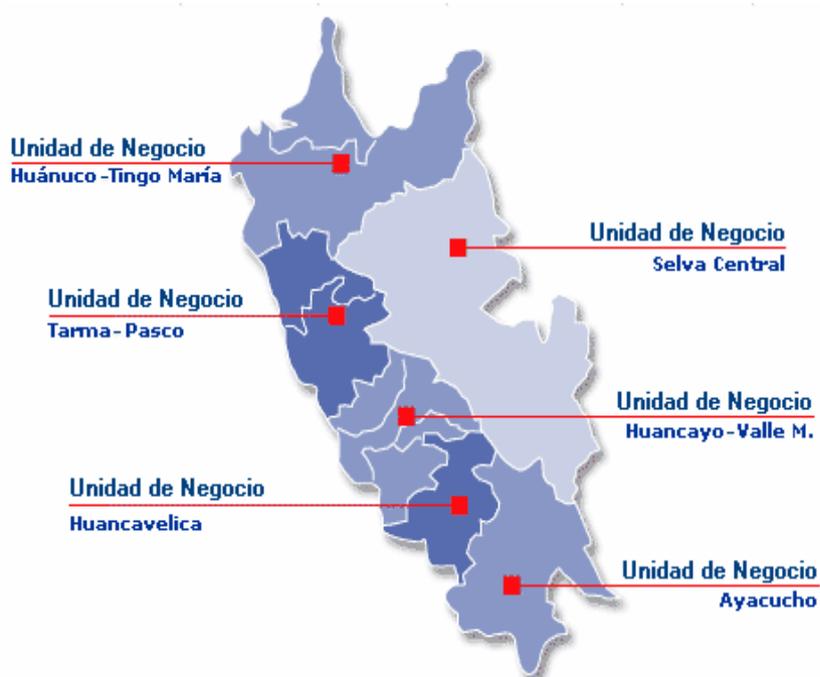
CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Electrocentro S.A es una empresa de distribución eléctrica que pertenece al grupo Distriluz y tiene un área de concesión que abarca los departamentos de Junín, Huánuco, Ayacucho, Huancavelica, Cerro de Pasco, Lima (en parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (en parte de la provincia de La Convención). El área de concesión donde la empresa lleva a cabo sus operaciones es de 6 528 km², con cantidad de clientes de 739 024 unidades. El incremento de clientes es de 5.06% respecto al año 2016 por lo que las ventas de energía en este año fueron de 4.59%

Figura 11: Zona de concesión del Electrocentro S.A

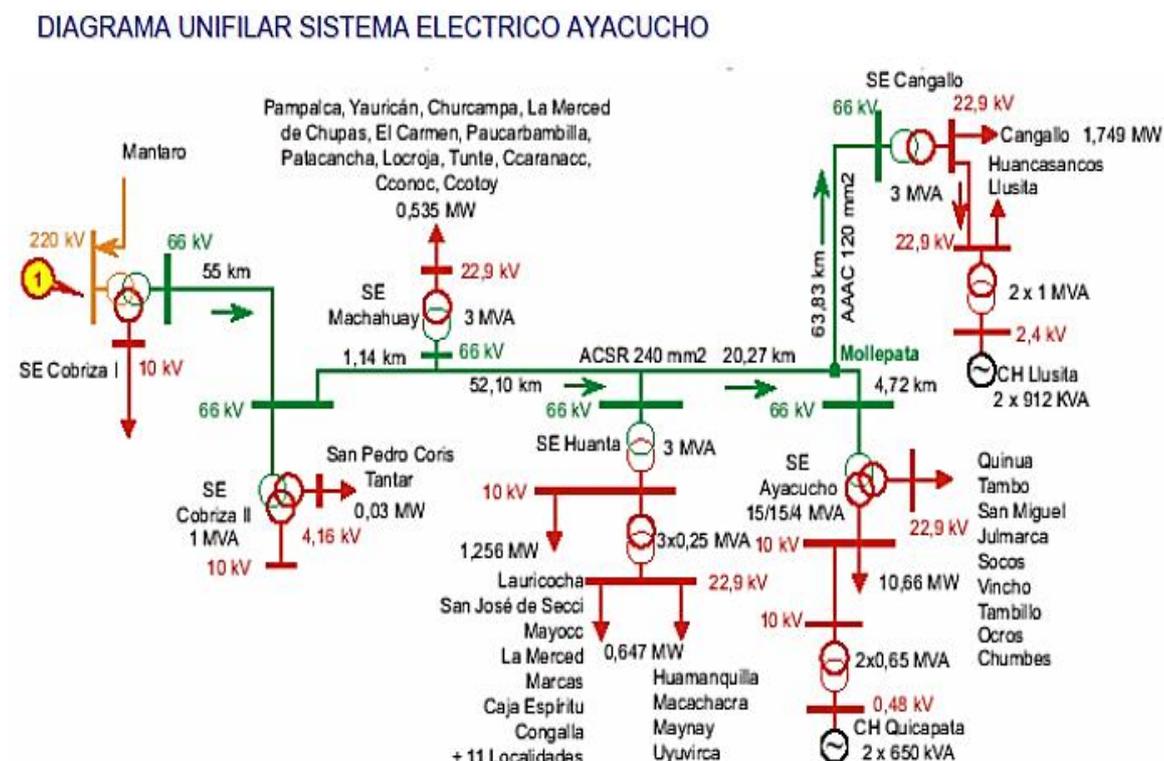


Fuente: Electrocentro S.A

4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AYACUCHO

En el proyecto inicial, el área de concesión Ayacucho contaba con cinco líneas de transmisión con una longitud total de 148.67 km y con cuatro SET's: Ayacucho (15 MVA), Cangallo (3 MVA), Huanta (3 MVA) y Machahuay (3MVA), cuyo diagrama unifilar se representa en la siguiente figura:

Figura 12: Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico Ayacucho



Fuente: Electrocentro S.A

Mientras los años pasaban la demanda seguía creciendo, por lo que el sistema eléctrico de Ayacucho no podía abastecerse, además que en el VRAE- Ayacucho aun no contaba con este beneficio, aprobándose el proyecto para la ejecución y así dar funcionamiento a la línea de transmisión de 66Kv Mollepata- San Francisco con dos SET's: Mollepata y San Francisco, beneficiando a 57 localidades con más de 37 mil habitantes.

Actualmente el área de concesión Ayacucho consta de 154,134 clientes, con un área de concesión de 740 km².

El sistema de Subtransmisión de Ayacucho está distribuida en 06 líneas de sub transmisión que son: Cobriza II-Machahuay (LST 6061) con una distancia de 1.45 Km. Macahuay-Huanta (LST 6062) con una distancia 51.78 Km. Huanta -Mollepata (LST 6063) con una distancia 23.72. Mollepata-Ayacucho (LST 6064) con una distancia de 4.5 Km. Mollepata-Cangallo (6065) con una distancia de 62.21km y Mollepata-San Francisco (6079) con una distancia de 80.03 Km.

La demanda máxima de potencia indica el consumo de energía más alto durante las horas punta, por lo que el servicio eléctrico Ayacucho es una de las concesiones que consume gran cantidad de energía como se muestra en la siguiente figura:

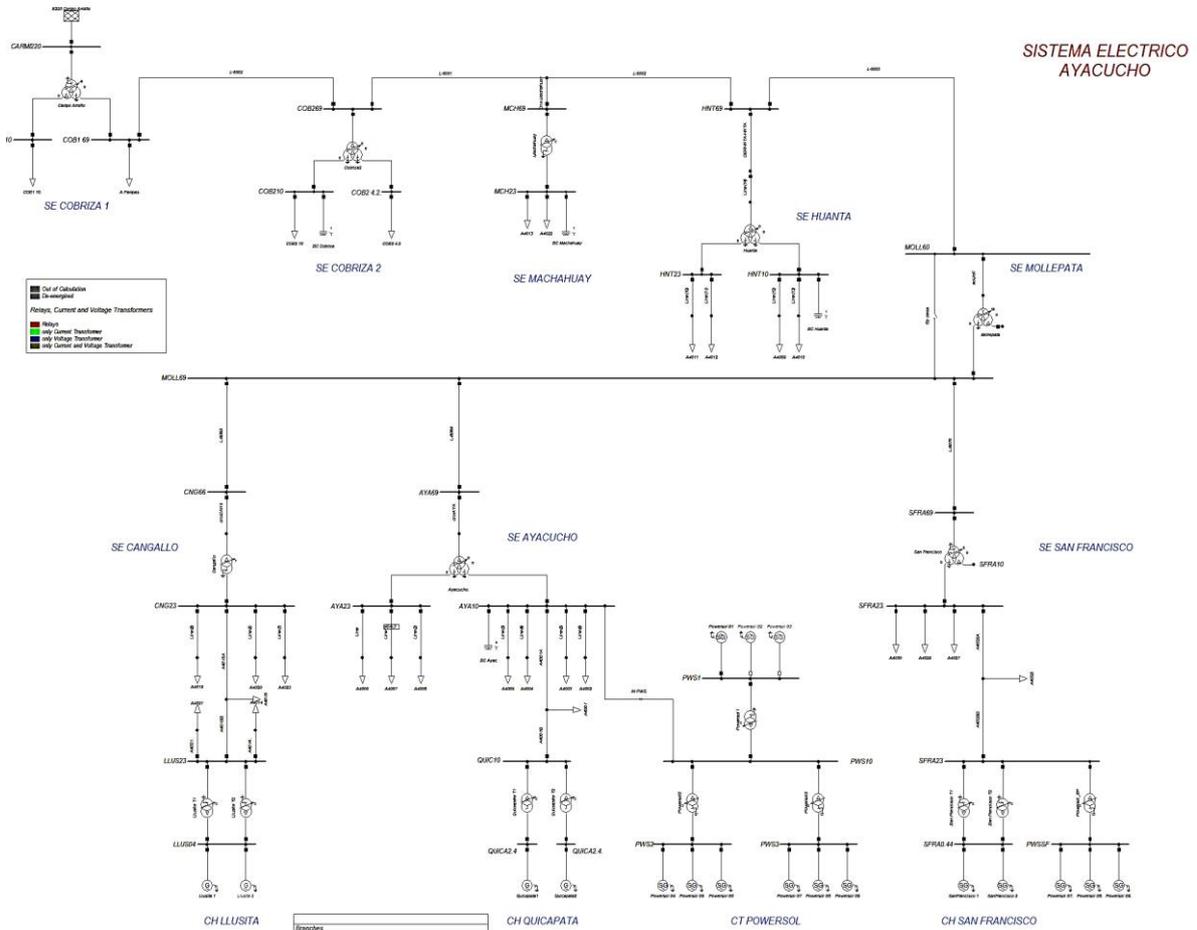
Figura 13: Demandas Máximas por Sistemas Eléctricos



Fuente: Electrocentro S.A

A pesar de estas mejoras el sistema de Ayacucho, sigue siendo la región con mayores incidencias por la congestión de la LT Cobriza-Ayacucho conforme a las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Figura 14: Diagrama Unifilar Actual del Sistema Eléctrico Electrocentro-Ayacucho



Fuente: Elaboración propia

4.3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

Para el mejoramiento del sistema eléctrico Ayacucho se realizará el estudio de perfil de tensión y cargabilidad de la línea y de subestaciones, luego analizaremos la dirección de flujo.

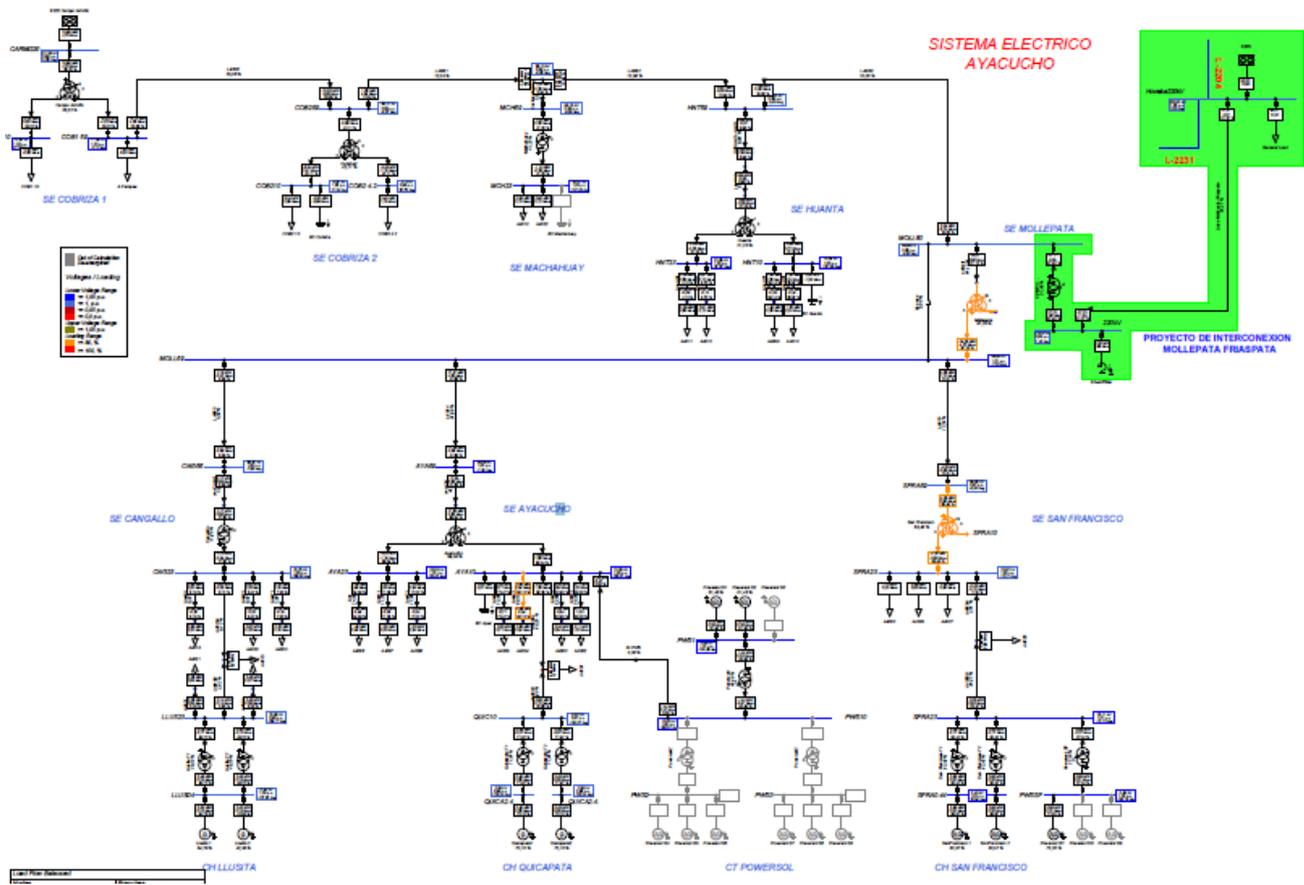
La solución que se propone es invertir la dirección de flujo lo cual se simulará en el software DigSilent, además se implementará en dicha simulación:

Línea de transmisión de 20km de SE Mollepata-SE Huancavelica (SEIN)

Transformador de potencia de 220/69 Kv de 50MVA

01 reactor de 10 MVAR

Figura 15: Diagrama Unifilar -Cambio de dirección de flujo



Fuente: Elaboración propia

En la gráfica se observa que se implementará una bahía en la SET Mollepeata con un transformador de potencia. La línea se interconectará con el SEIN, lo que también se simulará con el software DigSilent.

Esta interconexión permitirá que el sistema eléctrico Ayacucho sea alimentado por el SEIN a través de dicha línea, el cual a la vez ocasionará el cambio de dirección de flujo de potencia en todo el sistema Ayacucho, lo que se verá con más detalle en las siguientes simulaciones.

4.4. EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.4.1. TRANSFORMADORES:

SE COBRIZA II

Figura 16: Parámetros del Transformador Cobriza II

Name: <input type="text" value="Cobriza2"/>	
Rated Power	
HV-Side: <input type="text" value="26"/> MVA	Rated Voltage
MV-Side: <input type="text" value="26"/> MVA	HV-Side: <input type="text" value="63"/> kV
LV-Side: <input type="text" value="13,3"/> MVA	MV-Side: <input type="text" value="10"/> kV
	LV-Side: <input type="text" value="4,16"/> kV
Vector Group	
HV-Side: <input type="text" value="D"/> Phase Shift: <input type="text" value="0"/> *30deg	
MV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="11"/> *30deg	
LV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="11"/> *30deg	
Name: D0yn11yn11	
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)	
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	Copper Losses
HV-MV: <input type="text" value="9,724"/> %	HV-MV: <input type="text" value="0"/> kW
MV-LV: <input type="text" value="2,926"/> %	MV-LV: <input type="text" value="0"/> kW
LV-HV: <input type="text" value="8,313"/> %	LV-HV: <input type="text" value="0"/> kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	SHC-Voltage, Real Part
HV-MV: <input type="text" value="9,724"/> %	HV-MV: <input type="text" value="0"/> %
MV-LV: <input type="text" value="2,926"/> %	MV-LV: <input type="text" value="0"/> %
LV-HV: <input type="text" value="8,313"/> %	LV-HV: <input type="text" value="0"/> %

Fuente: Elaboración propia

SE MACHAHUAY

Figura 17: Parámetros del Transformador Machahuay

Name	Machahuay	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	3.	MVA
Nominal Frequency	60.	Hz
Rated Voltage		Vector Group
HV-Side	66.	kV
LV-Side	23.	kV
HV-Side	D	
LV-Side	YN	
Positive Sequence Impedance		Phase Shift
Short-Circuit Voltage uk	6.4	%
Copper Losses	0.7181307	kW
		Name
		Dyn5
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	6.4	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%

Fuente: Elaboración propia

SE HUANTA

Figura 18: Parámetros del Transformador Huanta

Name	Huanta	
Rated Power		Rated Voltage
HV-Side	12.5	MVA
MV-Side	5.	MVA
LV-Side	8.75	MVA
HV-Side	60.	kV
MV-Side	22.9	kV
LV-Side	10.	kV
Vector Group		
HV-Side	D	Phase Shift
MV-Side	YN	0.
LV-Side	YN	1.
Name		5.
D0yn1yn5		*30deg
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)		
Positive Sequence Impedance		Copper Losses
Short-Circuit Voltage uk		HV-MV
HV-MV	3.863	%
MV-LV	1.65	%
LV-HV	9.544	%
		HV-MV
		12.588
		kW
		MV-LV
		12.419
		kW
		LV-HV
		29.53
		kW
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part
HV-MV	3.863	%
MV-LV	1.65	%
LV-HV	9.544	%
		HV-MV
		0.
		%
		MV-LV
		0.
		%
		LV-HV
		0.
		%

Fuente: Elaboración propia

SE MOLLEPATA

Figura 19: Parámetros del Transformador Mollepata

Name		Mollepata	
Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	25. MVA	HV-Side	69. kV
MV-Side	25. MVA	MV-Side	60. kV
LV-Side	1.5 MVA	LV-Side	4.16 kV
Vector Group			
HV-Side	YN	Phase Shift	0. *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0. *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	5. *30deg
Name			
YN0yn0d5			
<p>Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)</p>			
Positive Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	4.7 %	HV-MV	43.598 kW
MV-LV	3.17 %	MV-LV	0. kW
LV-HV	3.4 %	LV-HV	0. kW
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage. Real Part	
HV-MV	4.7 %	HV-MV	0. %
MV-LV	3.17 %	MV-LV	0. %
LV-HV	3.4 %	LV-HV	0. %

Fuente: Elaboración propia

SE CANGALLO

Figura 20: Parámetros del Transformador Cangallo

Name		Cangallo	
Technology		Three Phase Transformer	
Rated Power		12.5 MVA	
Nominal Frequency		60. Hz	
Rated Voltage		Vector Group	
HV-Side	60. kV	HV-Side	D
LV-Side	22.9 kV	LV-Side	YN
Positive Sequence Impedance		Phase Shift	
Short-Circuit Voltage uk	9.8 %	5. *30deg	
Copper Losses	0.365456 kW	Name	
Zero Sequence Impedance		Dyn5	
Short-Circuit Voltage uk0	9.8 %		
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %		

Fuente: Elaboración propia

SE AYACUCHO

Figura 21: Parámetros del Transformador Ayacucho

Name: Ayacucho	
Rated Power	Rated Voltage
HV-Side: <input type="text" value="31.25"/> MVA	HV-Side: <input type="text" value="60."/> kV
MV-Side: <input type="text" value="6.25"/> MVA	MV-Side: <input type="text" value="22.9"/> kV
LV-Side: <input type="text" value="27.5"/> MVA	LV-Side: <input type="text" value="10."/> kV
Vector Group	
HV-Side: <input type="text" value="D"/> Phase Shift: <input type="text" value="0."/> *30deg	
MV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="1."/> *30deg	
LV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="5."/> *30deg	
Name: D0yn1yn5	
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)	
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	Copper Losses
HV-MV: <input type="text" value="1.35"/> %	HV-MV: <input type="text" value="9.583"/> kW
MV-LV: <input type="text" value="0.875"/> %	MV-LV: <input type="text" value="9.318"/> kW
LV-HV: <input type="text" value="9.538"/> %	LV-HV: <input type="text" value="71.282"/> kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	SHC-Voltage, Real Part
HV-MV: <input type="text" value="1.35"/> %	HV-MV: <input type="text" value="0."/> %
MV-LV: <input type="text" value="0.875"/> %	MV-LV: <input type="text" value="0."/> %
LV-HV: <input type="text" value="9.538"/> %	LV-HV: <input type="text" value="0."/> %

Fuente: Elaboración propia

SE SAN FRANCISCO

Figura 22: Parámetros del Transformador San Francisco

Name: San Francisco_P4116	
Rated Power	Rated Voltage
HV-Side: <input type="text" value="5."/> MVA	HV-Side: <input type="text" value="62."/> kV
MV-Side: <input type="text" value="5."/> MVA	MV-Side: <input type="text" value="22.9"/> kV
LV-Side: <input type="text" value="1."/> MVA	LV-Side: <input type="text" value="10."/> kV
Vector Group	
HV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="0."/> *30deg	
MV-Side: <input type="text" value="YN"/> Phase Shift: <input type="text" value="0."/> *30deg	
LV-Side: <input type="text" value="D"/> Phase Shift: <input type="text" value="5."/> *30deg	
Name: YN0yn0d5	
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)	
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	Copper Losses
HV-MV: <input type="text" value="9.075"/> %	HV-MV: <input type="text" value="30."/> kW
MV-LV: <input type="text" value="0.965"/> %	MV-LV: <input type="text" value="0."/> kW
LV-HV: <input type="text" value="2.9975"/> %	LV-HV: <input type="text" value="0."/> kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	SHC-Voltage, Real Part
HV-MV: <input type="text" value="9.075"/> %	HV-MV: <input type="text" value="0."/> %
MV-LV: <input type="text" value="0.965"/> %	MV-LV: <input type="text" value="0."/> %
LV-HV: <input type="text" value="2.9975"/> %	LV-HV: <input type="text" value="0."/> %

Fuente: Elaboración propia

4.4.2. LÍNEAS:

LST COBRIZAI-MACHAHUAY (LST 6061)

Figura 23: Parámetros de la LST 6061

Name: L-6061
Type: ...o\Line\Cables\069_Cobrizza2-Derv Machahuay
Terminal i: Ayacucho\COB269\Cub_2
Terminal j: Ayacucho\Derv Machahuay\Cub_1
Zone: Terminal i
Area: Terminal i

Out of Service
Number of parallel Lines: 1

Parameters
Thermal Rating: ...
Length of Line: 1.45 km
Derating Factor: 1

Resulting Values
Rated Current (act.): 0.356 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1: 0.7636106 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle: 59.92306 deg
Pos. Seq. Resistance, R1: 0.3857 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1: 0.665985 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0: 0.7959051 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0: 2.31159 Ohm
Earth-Fault Current, Ice: 0.3294049 A
Earth Factor, Magnitude: 0.7345537

Line Type - Equipment Type Library\...
Name: 069_Cobrizza2-Derv Machahuay
Rated Voltage: 69 kV
Rated Current: 0.356 kA
Nominal Frequency: 60 Hz
Cable / OHL: Overhead Line
System Type: AC
Phases: 3
Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence
AC-Resistance R(20°C): 0.266 Ohm/km
Reactance X': 0.4593 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence
AC-Resistance R0': 0.5489 Ohm/km
Reactance X0': 1.5942 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

LST MACHAHUAY – HUANTA (L-6062)

Figura 24: Parámetros de la LST 6062

Name: L-6062
Type: ...o\Line\Cables\069_Derv Machahuay-Huanta
Terminal i: Ayacucho\Derv Machahuay\Cub_1(1)
Terminal j: Ayacucho\HNT69\Cub_1(1)
Zone: Terminal i
Area: Terminal i

Out of Service
Number of parallel Lines: 1

Parameters
Thermal Rating: ...
Length of Line: 51.78 km
Derating Factor: 1

Resulting Values
Rated Current (act.): 0.356 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1: 27.48306 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle: 59.92306 deg
Pos. Seq. Resistance, R1: 13.77348 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1: 23.78255 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0: 28.42204 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0: 82.54768 Ohm
Earth-Fault Current, Ice: 11.76316 A
Earth Factor, Magnitude: 0.7345537
Earth Factor, Angle: 16.0799 deg

Line Type - Equipment Type Library\...
Name: 069_Derv Machahuay-Huanta
Rated Voltage: 69 kV
Rated Current: 0.356 kA
Nominal Frequency: 60 Hz
Cable / OHL: Overhead Line
System Type: AC
Phases: 3
Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence
AC-Resistance R(20°C): 0.266 Ohm/km
Reactance X': 0.4593 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence
AC-Resistance R0': 0.5489 Ohm/km
Reactance X0': 1.5942 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

LST HUANTA – MOLLEPATA (L-6063)

Figura 25: Parámetros de la LST 6063

Name: L-6063

Type: ...a Ayacucho\Line\Cables\069_Huanta-Mollepata

Terminal i: Ayacucho\MOLL60\Cub_1

Terminal j: Ayacucho\HNT69\Cub_2(1)

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

- Thermal Rating: ...
- Length of Line: 23.72 km
- Derating Factor: 1.

Resulting Values:

- Rated Current (act.): 0.356 kA
- Pos. Seq. Impedance, Z1: 12.58977 Ohm
- Pos. Seq. Impedance, Angle: 59.92306 deg
- Pos. Seq. Resistance, R1: 6.30952 Ohm
- Pos. Seq. Reactance, X1: 10.8946 Ohm
- Zero Seq. Resistance, R0: 13.01991 Ohm
- Zero Seq. Reactance, X0: 37.81442 Ohm
- Earth-Fault Current, Ice: 5.388696 A
- Earth Factor, Magnitude: 0.7345537
- Earth Factor, Angle: 16.0799 deg

Line Type - Equipment Type Library\Biblioteca Ayacucho\Line\Cables\069_Huanta-Mollepata.TypLine

Name: 069_Huanta-Mollepata

Rated Voltage: 69 kV

Rated Current: 0.356 kA

Nominal Frequency: 60 Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC

Phases: 3

Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence:

- AC-Resistance R(20°C): 0.266 Ohm/km
- Reactance X': 0.4593 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence:

- AC-Resistance R0': 0.5489 Ohm/km
- Reactance X0': 1.5942 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

LST MOLLEPATA – AYACUCHO (L-6064)

Figura 26: Parámetros de la LST 6064

Name: L-6064

Type: ...ayacucho\Line\Cables\069_Mollepata-Ayacucho

Terminal i: Ayacucho\MOLL69\Cub_2(1)

Terminal j: Ayacucho\AYA69\Cub_1

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

- Thermal Rating: ...
- Length of Line: 4.5 km
- Derating Factor: 1.

Resulting Values:

- Rated Current (act.): 0.356 kA
- Pos. Seq. Impedance, Z1: 2.388447 Ohm
- Pos. Seq. Impedance, Angle: 59.92306 deg
- Pos. Seq. Resistance, R1: 1.197 Ohm
- Pos. Seq. Reactance, X1: 2.06685 Ohm
- Zero Seq. Resistance, R0: 2.47005 Ohm
- Zero Seq. Reactance, X0: 7.1739 Ohm
- Earth-Fault Current, Ice: 1.022291 A
- Earth Factor, Magnitude: 0.7345537
- Earth Factor, Angle: 16.0799 deg

Line Type - Equipment Type Library\Biblioteca Ayacucho\Line\Cables\069_Mollepata-Ayacucho.TypLine

Name: 069_Mollepata-Ayacucho

Rated Voltage: 69 kV

Rated Current: 0.356 kA

Nominal Frequency: 60 Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC

Phases: 3

Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence:

- AC-Resistance R(20°C): 0.266 Ohm/km
- Reactance X': 0.4593 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence:

- AC-Resistance R0': 0.5489 Ohm/km
- Reactance X0': 1.5942 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

LST MOLLEPATA – CANGALLO (L-6065)

Figura 27: Parámetros de la LST 6065

Main Dialog Box:

- Name: L-6065
- Type: ...a Ayacucho\Line\Cables\069_Mollepatá-Cangallo
- Terminal i: Ayacucho\MOLL69\Cub_2 (MOLL69)
- Terminal j: Ayacucho\CNG66\Cub_1 (CNG66)
- Zone: Terminal i
- Area: Terminal i
- Out of Service:
 - Number of parallel Lines: 1
- Parameters:
 - Thermal Rating: ...
 - Length of Line: 62.212 km
 - Derating Factor: 1
- Resulting Values:
 - Rated Current (act.): 0.34 kA
 - Pos. Seq. Impedance, Z1: 36.21432 Ohm
 - Pos. Seq. Impedance, Angle: 63.88834 deg
 - Pos. Seq. Resistance, R1: 15.93871 Ohm
 - Pos. Seq. Reactance, X1: 32.51822 Ohm
 - Zero Seq. Resistance, R0: 34.22282 Ohm
 - Zero Seq. Reactance, X0: 100.9825 Ohm
 - Earth-Fault Current, Ice: 14.13306 A
 - Earth Factor, Magnitude: 0.6522627
 - Earth Factor, Angle: 11.15918 deg

Line Type - Equipment Type Library:

- Name: 069 Mollepatá-Cangallo
- Rated Voltage: 69 kV
- Rated Current: 0.34 kA
- Nominal Frequency: 60 Hz
- Cable / OHL: Overhead Line
- System Type: AC, Phases: 3, Number of Neutrals: 0
- Parameters per Length 1,2-Sequence:
 - AC-Resistance R(20°C): 0.2562 Ohm/km
 - Reactance X': 0.5227 Ohm/km
- Parameters per Length Zero Sequence:
 - AC-Resistance R0': 0.5501 Ohm/km
 - Reactance X0': 1.6232 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

LST MOLLEPATA – SAN FRANCISCO (L-6079)

Figura 28: Parámetros de la LST 6079

Main Dialog Box:

- Name: L-6079
- Type: ...o\Line\Cables\069_Mollepatá_San Francisco
- Terminal i: Ayacucho\MOLL69\Cub_5 (MOLL69)
- Terminal j: Ayacucho\SFRA69\Cub_1 (SFRA69)
- Zone: Terminal i
- Area: Terminal i
- Out of Service:
 - Number of parallel Lines: 1
- Parameters:
 - Length of Line: 80.03 km
 - Derating Factor: 1
- Resulting Values:
 - Rated Current (act.): 0.3 kA
 - Pos. Seq. Impedance, Z1: 53.09491 Ohm
 - Pos. Seq. Impedance, Angle: 54.37899 deg
 - Pos. Seq. Resistance, R1: 30.92359 Ohm
 - Pos. Seq. Reactance, X1: 43.16018 Ohm
 - Zero Seq. Resistance, R0: 49.13842 Ohm
 - Zero Seq. Reactance, X0: 191.7519 Ohm
 - Earth-Fault Current, Ice: 0 A
 - Earth Factor, Magnitude: 0.9399511
 - Earth Factor, Angle: 28.63238 deg

Line Type - Equipment Type Library:

- Name: 069 Mollepatá-San Francisco
- Rated Voltage: 69 kV
- Rated Current: 0.3 kA
- Nominal Frequency: 60 Hz
- Cable / OHL: Overhead Line
- System Type: AC, Phases: 3, Number of Neutrals: 0
- Parameters per Length 1,2-Sequence:
 - AC-Resistance R(20°C): 0.3864 Ohm/km
 - Reactance X': 0.5393 Ohm/km
- Parameters per Length Zero Sequence:
 - AC-Resistance R0': 0.614 Ohm/km
 - Reactance X0': 2.396 Ohm/km

Fuente: Elaboración propia

4.4.3. BANCO DE CONDENSADORES

SE Machahuay 22.9kV

Figura 29: Banco de condensadores SE Machahuay 22.9 kv

The screenshot shows the configuration interface for a capacitor bank. The 'General' tab is active, displaying the following settings:

- Name: BC Machahuay
- Terminal: Ayacucho\MCH23\Cub_3 (MCH23)
- Zone: ...
- Area: ...
- Out of Service
- System Type: AC
- Technology: 3PH-Y
- Nominal Voltage: 22,9 kV
- Shunt Type: C
- Input Mode: Default
- Controller:
 - Max. No. of Steps: 1
 - Act.No. of Step: 1
 - Max. Rated Reactive Power: 1,25 Mvar
 - Actual Reactive Power: 1,25 Mvar
- According to Measurement Report
- Design Parameter (per Step):
 - Rated Reactive Power, C: 1,25 Mvar
 - Loss Factor, tan(delta): 0,
- Layout Parameter (per Step):
 - Susceptance: 2383,631 uS
 - Parallel Conductance: 0, uS

Fuente: Elaboración propia

SE MACHAHUAY 10Kv

Figura 30: Banco de condensadores SE Machahuay 10 kv

The screenshot shows the configuration interface for a capacitor bank. The 'General' tab is active, displaying the following settings:

- Name: BC Huanta
- Terminal: Ayacucho\HNT10\Cub_5 (HNT10)
- Zone: ...
- Area: ...
- Out of Service
- System Type: AC
- Technology: 3PH-Y
- Nominal Voltage: 10, kV
- Shunt Type: C
- Input Mode: Default
- Controller:
 - Max. No. of Steps: 4
 - Act.No. of Step: 1
 - Max. Rated Reactive Power: 5, Mvar
 - Actual Reactive Power: 1,25 Mvar
- According to Measurement Report
- Design Parameter (per Step):
 - Rated Reactive Power, C: 1,25 Mvar
 - Loss Factor, tan(delta): 0,
- Layout Parameter (per Step):
 - Susceptance: 12500, uS
 - Parallel Conductance: 0, uS

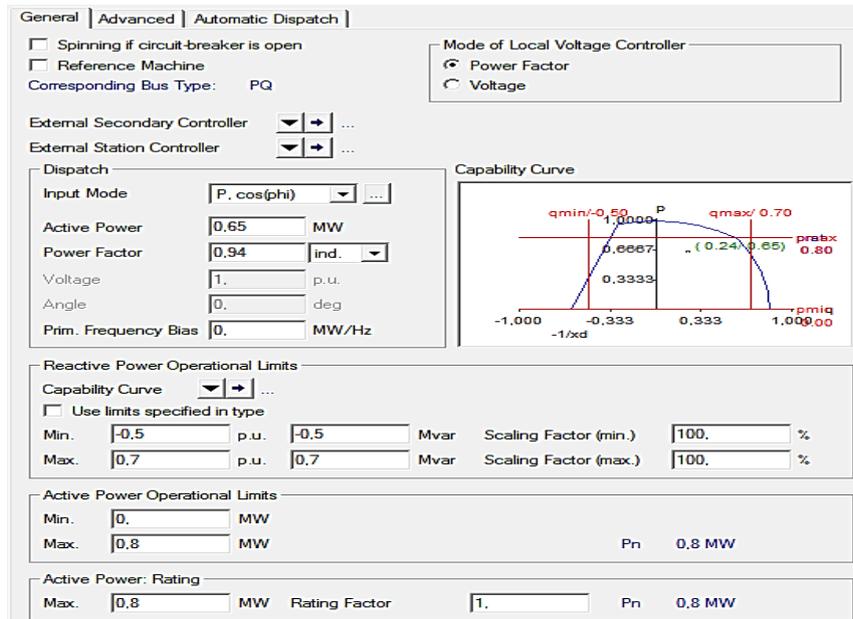
Fuente: Elaboración propia

4.4.4. CENTRALES HIDRÁULICAS

CENTRAL DE LLUSITA

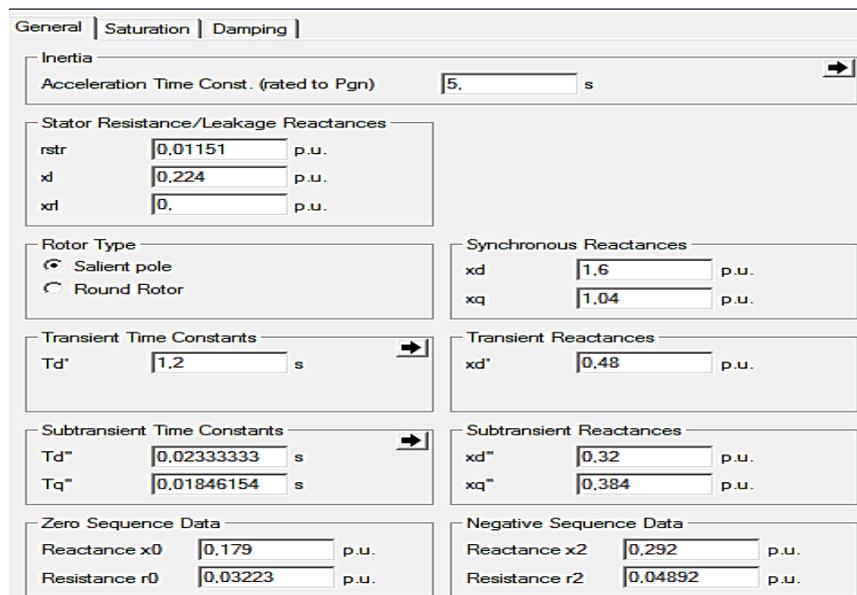
GRUPO G1

Figura 31: Central Hidráulica-Llusita grupo 1



Fuente: Elaboración propia

Figura 32: Central Hidráulica-Llusita grupo 1



Fuente: Elaboración propia

GRUPO G2

Figura 33: Central Hidráulica- Llusita grupo 2

General | Advanced | Automatic Dispatch |

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

External Secondary Controller: [v] [a] ...
 External Station Controller: [v] [a] ...

Dispatch
 Input Mode: P. cos(phi) ...
 Active Power: 0.45 MW
 Power Factor: 0.94 ind.
 Voltage: 1. p.u.
 Angle: 0. deg
 Prim. Frequency Bias: 0. MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve: [v] [a] ...
 Use limits specified in type
 Min. 0.5 p.u. -0.5 Mvar Scaling Factor (min.) 100. %
 Max. 0.8 p.u. 0.8 Mvar Scaling Factor (max.) 100. %

Active Power Operational Limits
 Min. 0. MW
 Max. 9999. MW Pn 0.8 MW

Active Power: Rating
 Max. 0.8 MW Rating Factor 1. Pn 0.8 MW

Fuente: Elaboración propia

Figura 34: Central Hidráulica-Llusita grupo 2

General | Saturation | Damping |

Inertia
 Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 5. s

Stator Resistance/Leakage Reactances
 rstr 0.01151 p.u.
 xd 0.224 p.u.
 xrl 0. p.u.

Rotor Type
 Salient pole
 Round Rotor

Synchronous Reactances
 xd 1.6 p.u.
 xq 1.04 p.u.

Transient Time Constants
 Td' 1.2 s

Transient Reactances
 xd' 0.48 p.u.

Subtransient Time Constants
 Td'' 0.02333333 s
 Tq'' 0.01846154 s

Subtransient Reactances
 xd'' 0.32 p.u.
 xq'' 0.384 p.u.

Zero Sequence Data
 Reactance x0 0.179 p.u.
 Resistance r0 0.03223 p.u.

Negative Sequence Data
 Reactance x2 0.292 p.u.
 Resistance r2 0.04892 p.u.

Fuente: Elaboración propia

CENTRAL QUICAPATA

GRUPO G1

Figura 35: Central Hidráulica-Quicapata grupo 1

General | Advanced | Automatic Dispatch |

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

External Secondary Controller [v] [r] ...
 External Station Controller [v] [r] ...

Dispatch
 Input Mode: P, cos(phi)
 Active Power: 0.45 MW
 Power Factor: 0.98 ind.
 Voltage: 1 p.u.
 Angle: 0 deg
 Prim. Frequency Bias: 0 MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve [v] [r] ...
 Use limits specified in type
 Min. -1 p.u. -0.655 Mvar Scaling Factor (min.) 100 %
 Max. 1 p.u. 0.655 Mvar Scaling Factor (max.) 100 %

Active Power Operational Limits
 Min. 0 MW
 Max. 0.524 MW Pn 0.524 MW

Active Power: Rating
 Max. 0.524 MW Rating Factor 1 Pn 0.524 MW

Fuente: Elaboración propia

Figura 36: Central Hidráulica-Quicapata grupo 1

General | Saturation | Damping |

Inertia
 Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 7.5 s

Stator Resistance/Leakage Reactances
 rstr 0.0117 p.u.
 xd 0.126 p.u.
 xrl 0 p.u.

Rotor Type
 Salient pole
 Round Rotor

Synchronous Reactances
 xd 0.9 p.u.
 xq 0.54 p.u.

Transient Time Constants
 Td' 1.5 s

Transient Reactances
 xd' 0.27 p.u.

Subtransient Time Constants
 Td'' 0.03333334 s
 Tq'' 0.024 s

Subtransient Reactances
 xd'' 0.18 p.u.
 xq'' 0.216 p.u.

Zero Sequence Data
 Reactance x0 0.1008 p.u.
 Resistance r0 0.03276 p.u.

Negative Sequence Data
 Reactance x2 0.16434 p.u.
 Resistance r2 0.04973 p.u.

Fuente: Elaboración propia

GRUPO G2

Figura 37: Central Hidráulica-Quicapata grupo 2

General | Advanced | Automatic Dispatch |

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

External Secondary Controller: [v] [r] ...
 External Station Controller: [v] [r] ...

Dispatch
 Input Mode: P, cos(phi) [v] ...
 Active Power: 0,45 MW
 Power Factor: 0,98 ind. [v]
 Voltage: 1 p.u.
 Angle: 0 deg
 Prim. Frequency Bias: 0 MW/Hz

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve: [v] [r] ...
 Use limits specified in type
 Min. -1 p.u. -0,655 Mvar Scaling Factor (min.) 100 %
 Max. 1 p.u. 0,655 Mvar Scaling Factor (max.) 100 %

Active Power Operational Limits
 Min. 0 MW
 Max. 0,524 MW Pn 0,524 MW

Active Power: Rating
 Max. 0,524 MW Rating Factor 1 Pn 0,524 MW

Fuente: Elaboración propia

Figura 38: Central Hidráulica-Quicapata grupo 2

General | Saturation | Damping |

Inertia
 Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 7,5 s

Stator Resistance/Leakage Reactances
 rstr 0,0117 p.u.
 xd 0,126 p.u.
 xrl 0 p.u.

Rotor Type
 Salient pole
 Round Rotor

Synchronous Reactances
 xd 0,9 p.u.
 xq 0,54 p.u.

Transient Time Constants
 Td' 1,5 s

Transient Reactances
 xd' 0,27 p.u.

Subtransient Time Constants
 Td'' 0,03333334 s
 Tq'' 0,024 s

Subtransient Reactances
 xd'' 0,18 p.u.
 xq'' 0,216 p.u.

Zero Sequence Data
 Reactance x0 0,1008 p.u.
 Resistance r0 0,03276 p.u.

Negative Sequence Data
 Reactance x2 0,16434 p.u.
 Resistance r2 0,04973 p.u.

Fuente: Elaboración propia

CENTRAL SAN FRANCISCO

GRUPO G1

Figura 39: Central Hidráulica-San Francisco grupo 1

General | Advanced | Automatic Dispatch

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

External Secondary Controller [v] [r] ...
 External Station Controller [v] [r] ...

Dispatch
 Input Mode: P, cos(phi)
 Active Power: 0,604 MW
 Power Factor: 0,95 ind.
 Voltage: 1 p.u.
 Angle: 0 deg
 Prim. Frequency Bias: 0 MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve [v] [r] ...
 Use limits specified in type
 Min. -0,34 p.u. -0,34 Mvar Scaling Factor (min.) 100 %
 Max. 0,58 p.u. 0,58 Mvar Scaling Factor (max.) 100 %

Active Power Operational Limits
 Min. 0 MW
 Max. 0,8 MW Pn 0,8 MW

Active Power: Rating
 Max. 0,8 MW Rating Factor 1 Pn 0,8 MW

Fuente: Elaboración propia

Figura 40 Central Hidráulica-San Francisco grupo 1

General | Saturation | Damping

Inertia
 Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 5 s

Stator Resistance/Leakage Reactances
 rstr 0,01151 p.u.
 xl 0,224 p.u.
 xrl 0 p.u.

Rotor Type
 Salient pole
 Round Rotor

Synchronous Reactances
 xd 1,6 p.u.
 xq 1,04 p.u.

Transient Time Constants
 Td' 1,2 s

Transient Reactances
 xd' 0,48 p.u.

Subtransient Time Constants
 Td'' 0,02333333 s
 Tq'' 0,01846154 s

Subtransient Reactances
 xd'' 0,32 p.u.
 xq'' 0,384 p.u.

Zero Sequence Data
 Reactance x0 0,179 p.u.
 Resistance r0 0,03223 p.u.

Negative Sequence Data
 Reactance x2 0,292 p.u.
 Resistance r2 0,04892 p.u.

Fuente: Elaboración propia

GRUPO G2

Figura 41: Central Hidráulica-San Francisco grupo 2

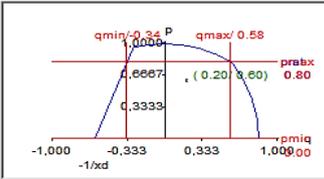
General | Advanced | Automatic Dispatch

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

External Secondary Controller: ...
 External Station Controller: ...

Dispatch
 Input Mode: P, cos(phi)
 Active Power: 0,604 MW
 Power Factor: 0,95 ind.
 Voltage: 1, p.u.
 Angle: 0, deg
 Prim. Frequency Bias: 0, MW/Hz

Capability Curve


Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve: ...
 Use limits specified in type
 Min. -0,34 p.u. -0,34 Mvar Scaling Factor (min.) 100, %
 Max. 0,58 p.u. 0,58 Mvar Scaling Factor (max.) 100, %

Active Power Operational Limits
 Min. 0, MW
 Max. 0,8 MW Pn 0,8 MW

Active Power: Rating
 Max. 0,8 MW Rating Factor 1, Pn 0,8 MW

Fuente: Elaboración propia

Figura 42: Central Hidráulica-San Francisco grupo 2

General | Saturation | Damping

Inertia
 Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 5, s

Stator Resistance/Leakage Reactances
 rstr 0,01151 p.u.
 xl 0,224 p.u.
 xrl 0, p.u.

Rotor Type
 Salient pole
 Round Rotor

Synchronous Reactances
 xd 1,6 p.u.
 xq 1,04 p.u.

Transient Time Constants
 Td' 1,2 s

Transient Reactances
 xd' 0,48 p.u.

Subtransient Time Constants
 Td'' 0,02333333 s
 Tq'' 0,01846154 s

Subtransient Reactances
 xd'' 0,32 p.u.
 xq'' 0,384 p.u.

Zero Sequence Data
 Reactance x0 0,179 p.u.
 Resistance r0 0,03223 p.u.

Negative Sequence Data
 Reactance x2 0,292 p.u.
 Resistance r2 0,04892 p.u.

Fuente: Elaboración propia

4.5. ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA EN ESTADO ESTACIONARIO

4.5.1. CRITERIOS DE EVALUACIÓN.

En función al análisis de los resultados de flujos de carga y la evaluación de los equipos eléctricos en régimen estacionario se consideró la norma técnica de calidad (NTCSE), el cual refiere lo siguiente:

- Niveles de tensión admisible en barra:
Operación normal: $\pm 5\% V_n$ (V_n : Tensión Nominal)
Operación en contingencia: $+5\% V_n$ y $-10\% V_n$
- Línea y transformadores sin sobrecarga:
Operación normal: $100\% S_n$ (S_n : Potencia Nominal)
Operación contingencia: $120\% S_n$

4.5.2. CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL

Para el presente análisis se tuvo en consideración los siguientes casos de análisis:

- **Caso 1:** Flujos de Potencia actual en condición de Máxima Demanda en Hora Punta

Para el primer caso de estudio se consideró los siguientes criterios:

- En operación normal la centrales hidráulicas y térmicas.
 - El presente caso considera las cargas con la máxima demanda en horas punta.
- **Caso 2:** Flujos de Potencia actual en condición de Máxima Demanda en Hora Fuera de Punta

Para el segundo caso de estudio se tuvo en consideración los siguientes criterios.

Se considera las cargas en horas Valle o fuera de punta.

Se considera solo la central hidráulica en servicio.

- **Caso 3:** *Flujos de Potencia actual en condición de Mínima Demanda en Hora Punta.*

Para el tercer caso de estudio se tuvo en consideración los siguientes criterios.

En operación normal la centrales hidráulicas y térmicas.

El presente caso se considera las cargas en mínima demanda y en horas punta.

- **Caso 4:** *Flujos de Potencia actual en condición de Mínima Demanda en Hora Fuera Punta.*

Para el cuarto caso de estudio se tuvo en consideración los siguientes criterios.

Se considera las cargas en horas Valle o Fuera de Punta en mínima demanda.

Se considera solo la central hidráulica en servicio.

- **Caso 5:** *Flujos de Potencia considerando Propuesta en Máxima Demanda en Hora Fuera Punta.*

Los casos de contingencia considerados para el análisis de flujos de potencia son señalados a continuación:

Se considera las cargas en horas Valle o fuera de punta en máxima demanda.

Se considera solo la central hidráulica en servicio.

- **Caso 6:** *Flujos de Potencia considerando propuesta en Máxima Demanda en Hora Punta.*

Los casos de contingencia considerados para el análisis de flujos de potencia son señalados a continuación:

- Se considera las cargas en horas punta en máxima demanda.
- Se considera la central hidráulica en servicio y algunas centrales térmicas en servicio.

- **Caso 7:** *Flujos de Potencia considerando propuesta en condición de Mínima Demanda en Hora Punta.*

Los casos de contingencia considerados para el análisis de flujos de potencia son señalados a continuación:

Se considera las cargas en Horas Punta en mínima demanda.

La se considera la central hidráulica en servicio y algunas centrales térmicas en servicio.

- **Caso 8:** *Flujos de Potencia considerando propuesta en condición de Mínima Demanda en Hora Fuera de Punta.*

Los casos de contingencia considerados para el análisis de flujos de potencia son señalados a continuación:

Se considera las cargas en horas punta en mínima demanda.

La se considera solo las centrales hidráulicas en servicio.

Análisis Contingencias.

CONT-A: Fuera de servicio la línea L-6602 Cobriza 1- Cobriza 2.

CONT-B: Fuera de servicio las centrales Hidráulicas de Llusita, Quicapata y San Francisco.

4.6. CÁLCULOS BÁSICOS DE POTENCIA.

En esta parte de la tesis, a fin de verificar que los cálculos que realiza el DigSilent sean correctos y cumplan con las formulas clásicas de sistemas eléctricos, se realizará un cálculo rápido en las líneas de las barras principales de acuerdo a las ecuaciones clásicas y validarlo con el cálculo del DigSilent.

Ecuaciones a utilizar

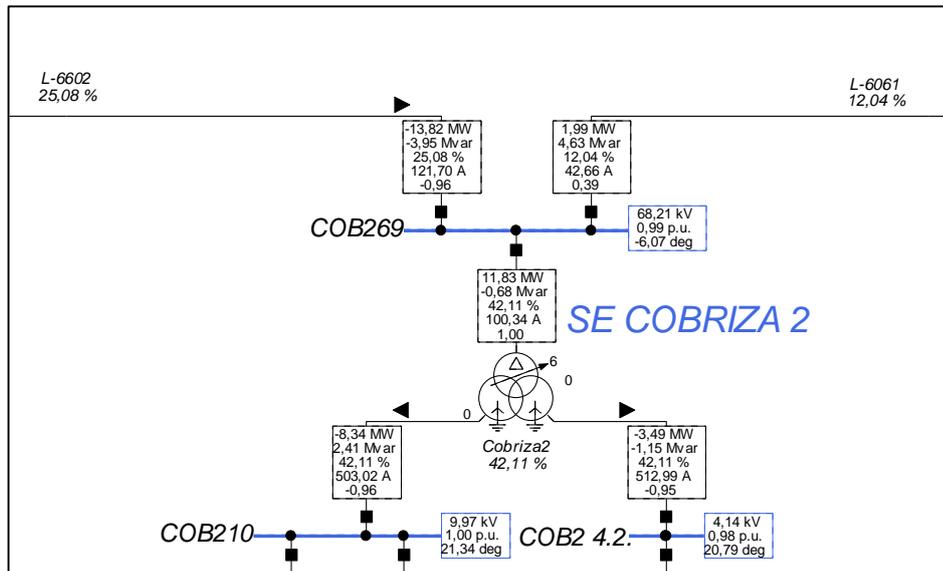
A fin de verificar que el software utiliza las fórmulas clásicas

$$S = \sqrt{3} \times V \times I$$

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos\phi$$

SE COBRIZA 2 - 69kV

Figura 43: Diagrama - SE Cobriza 2



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 43

En la línea – L6602

$$P = \sqrt{3} \times 68.21 \times 121.70 \times 0.96$$

$$P = 13.8MW$$

En la línea – L6061

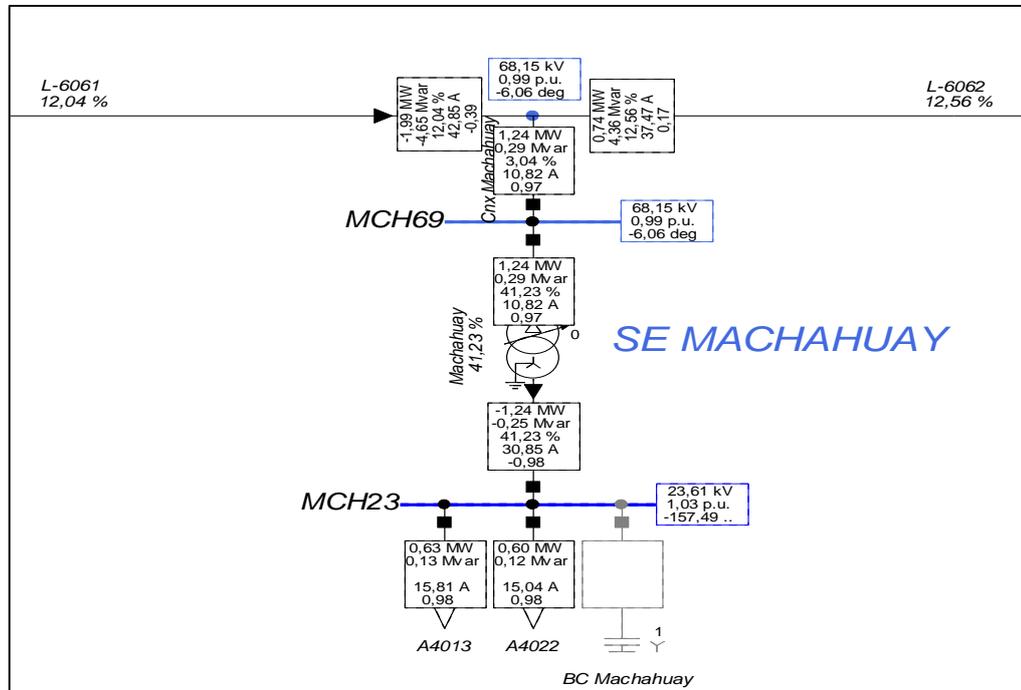
$$P = \sqrt{3} \times 68.21 \times 42.66 \times 0.39$$

$$P = 2.0MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 13.82MW en la línea L6602, en la línea L6601 es 2MW y de acuerdo al cálculo realizado es de 13.8MW y 2MW respectivamente entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE MACHAHUAY - 69kV

Figura 44: Diagrama - SE Machahuay



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 44

En la línea – L6061

$$P = \sqrt{3} \times 68.15 \times 42.85 \times 0.39$$

$$P = 1,9MW$$

En la línea – L6062

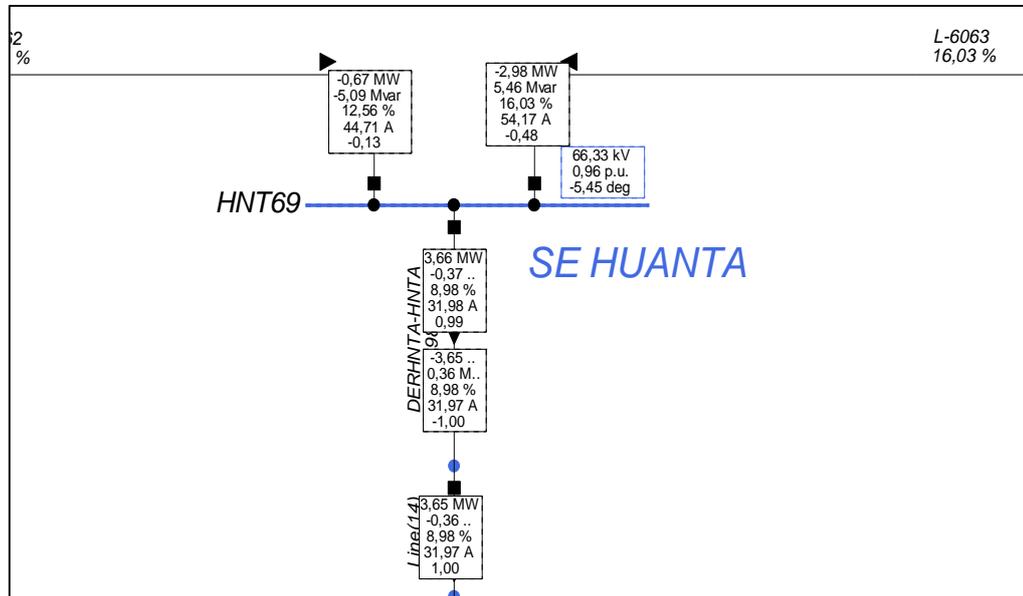
$$P = \sqrt{3} \times 68.15 \times 37.47 \times 0.17$$

$$P = 0.75MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 1.9MW en la línea L6061, en la línea L6062 es 0.75MW y de acuerdo al cálculo realizado es de 1.9MW y 0.75MW respectivamente entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE HUANTA- 69kV

Figura 45 Diagrama - SE Huanta



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 45

En la línea – L6063

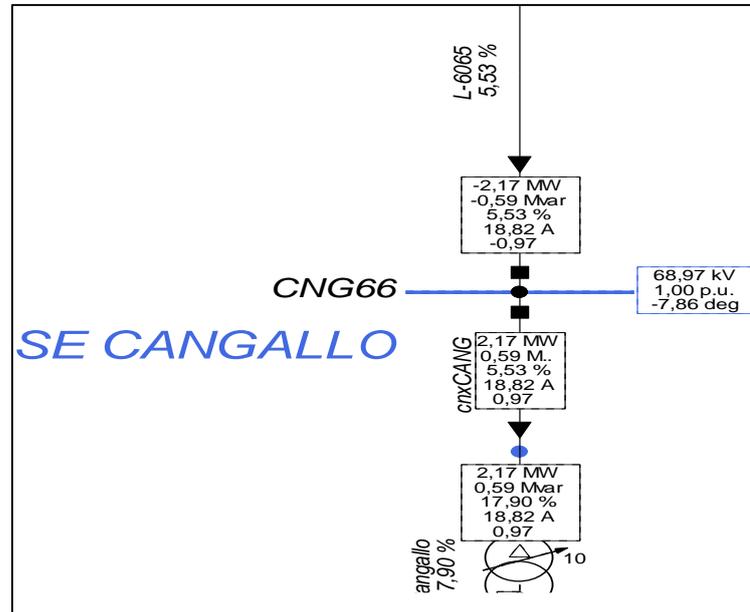
$$P = \sqrt{3} \times 66.33 \times 54.17 \times 0.48$$

$$P = 2,9MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 2.9MW en la línea L6063 y de acuerdo al cálculo realizado es de 2.9MW entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE CANGALLO-69kV

Figura 46 Diagrama - SE Cangallo



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 46

En la línea – L6065

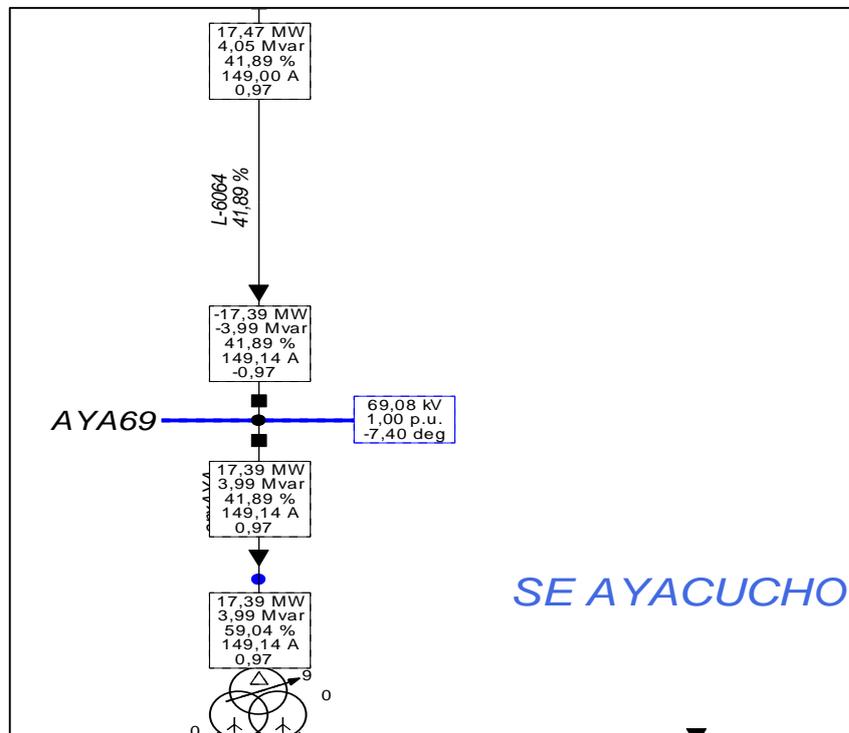
$$P = \sqrt{3} \times 68.97 \times 18.82 \times 0.97$$

$$P = 2,18MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 2.17MW en la línea L6065y de acuerdo al cálculo realizado es de 2.18MW entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE AYACUCHO - 69kV

Figura 47 Diagrama - SE Ayacucho



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 47

En la línea – L6064

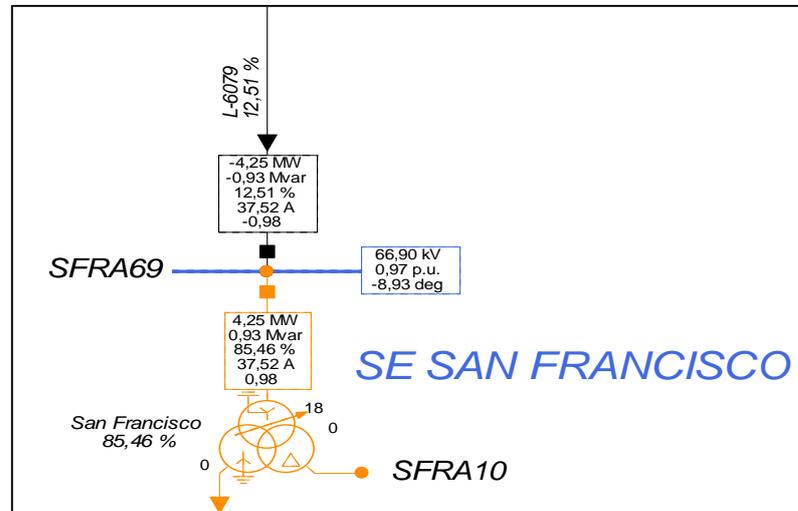
$$P = \sqrt{3} \times 69,08 \times 149,14 \times 0,97$$

$$P = 17,3MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 17.3MW en la línea L6064 y de acuerdo al cálculo realizado es de 17.3MW entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE SAN FRANCISCO - 69kV

Figura 48 Diagrama - SE San Francisco



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 48

En la línea – L6079

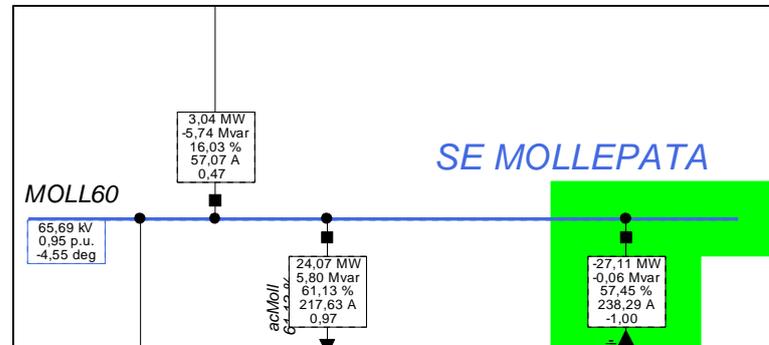
$$P = \sqrt{3} \times 66.90 \times 37.52 \times 0.98$$

$$P = 4,2MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con del DigSilent es 4.2MW en la línea L6079 y de acuerdo al cálculo realizado es de 4.2MW entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

SE MOLLEPATA-69kV

Figura 49: Diagrama - SE Mollepata



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 49

En la línea que sale la SE Mollepata

$$P = \sqrt{3} \times 65.69 \times 57.07 \times 0.47$$

$$P = 3,0MW$$

De los resultados obtenidos se observa que los valores obtenidos con el DigSilent es 3.0MW en la línea que sale de la SE Mollepata 69Kv y de acuerdo al cálculo realizado es de 3.0MW entonces se puede decir que los valores calculados y simulados con el software son correctos.

4.7. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL

A continuación, se presentan los cuadros que contienen el resumen de los resultados del análisis de flujos de potencia en operación normal, las cuales fueron desarrollados tomando en cuenta lo establecido por las consideraciones generales del presente análisis:

Perfil de Tensión en Barras: El resumen de los valores de perfil de tensión realizado para los tres casos de análisis se encuentra detallado en la siguiente Tabla.

4.7.1. DIRECCIÓN DE FLUJO ACTUAL

4.7.1.1. Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta

Perfil de tensión

Tabla 1: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Valores de perfil de tensión

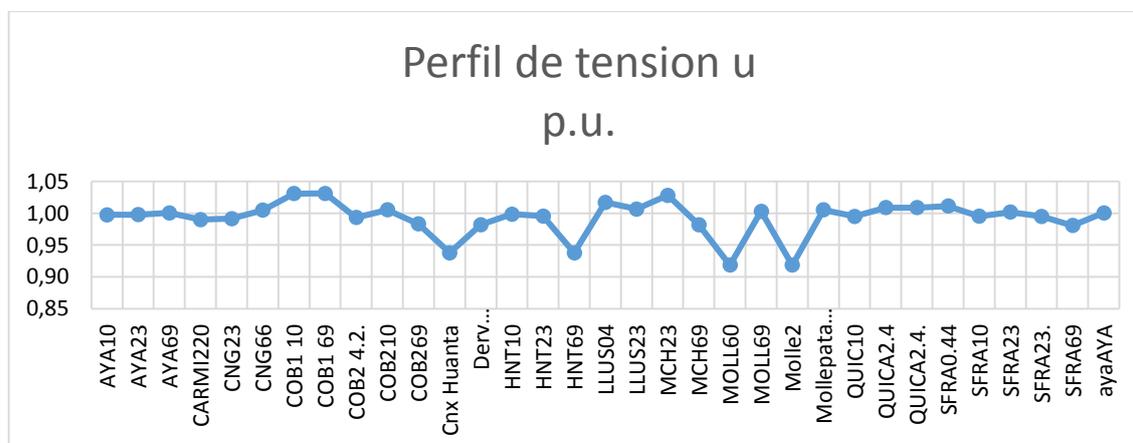
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
AYA10	10	9.98	1.00	-0.2%
AYA23	22.9	22.85	1.00	-0.2%
AYA69	69	69.02	1.00	0.0%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.70	0.99	-0.9%
CNG66	69	69.33	1.00	0.5%
COB1 10	10	10.31	1.03	3.0%
COB1 69	69	71.14	1.03	3.0%
COB2 4.2.	4.2	4.17	0.99	-0.7%
COB210	10	10.05	1.01	0.5%
COB269	69	67.84	0.98	-1.7%
Cnx Huanta	69	64.71	0.94	-6.6%
Derv Machahuay	69	67.75	0.98	-1.8%
HNT10	10	9.98	1.00	-0.2%
HNT23	22.9	22.79	1.00	-0.5%
HNT69	69	64.71	0.94	-6.6%
LLUS04	0.44	0.45	1.02	1.7%
LLUS23	22.9	23.05	1.01	0.6%
MCH23	22.9	23.54	1.03	2.7%
MCH69	69	67.75	0.98	-1.8%
MOLL60	69	63.37	0.92	-8.9%
MOLL69	69	69.21	1.00	0.3%
Molle2	69	63.36	0.92	-8.9%

Mollepata				
4.16	4.16	4.18	1.01	0.5%
QUIC10	10	9.95	0.99	-0.5%
QUICA2.4	2.4	2.42	1.01	0.9%
QUICA2.4.	2.4	2.42	1.01	0.9%
SFRA0.44	0.44	0.44	1.01	1.1%
SFRA10	10	9.95	1.00	-0.5%
SFRA23	22.9	22.94	1.00	0.2%
SFRA23.	22.9	22.78	0.99	-0.5%
SFRA69	69	67.66	0.98	-2.0%
ayaAYA	69	69.02	1.00	0.0%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 1, se puede observar que, en condiciones normales, los perfiles de tensión en la mayoría de las barras del sistema eléctrico de Ayacucho se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles según la NTCSE, sin embargo, las tensiones en las barras de MOLL60 y Molle2 tienen valores de -8.9%, las barras de CNX Huanta y HNT69 tienen valores de -6.6%, lo cual supera los límites permisibles, siendo estos los más críticos. En este caso los valores negativos se deben a que existe una caída de tensión.

Figura 50: Máxima demanda Horas fuera de Punta – Perfil de Tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 50, se puede observar que, en condiciones normales, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.01 PU y la mínima es de 0.92 PU.

Cargabilidad en las líneas de subtransmisión

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 2

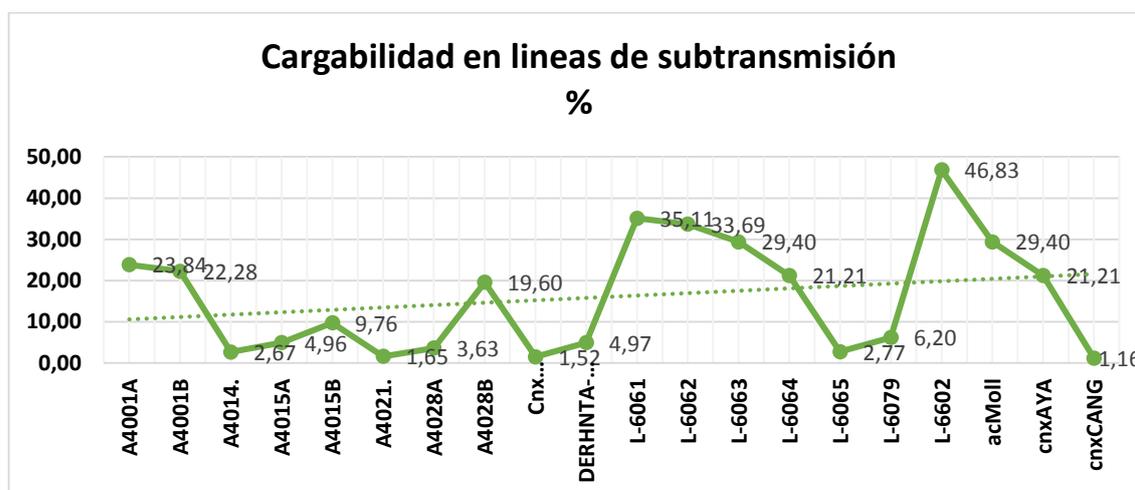
Tabla 2: Máxima demanda Horas fuera de Punta -Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	1.29	0.53	23.84
A4001B	-0.88	-0.12	22.28
A4014.	-0.25	-0.04	2.67
A4015A	-0.30	-0.23	4.96
A4015B	-0.69	-0.29	9.76
A4021.	-0.15	-0.05	1.65
A4028A	-0.21	-0.09	3.63
A4028B	-1.19	-0.33	19.60
Cnx Machahuay	0.62	0.14	1.52
DERHNTA-HNTA	1.81	-0.82	4.97
L-6061	14.67	0.74	35.11
L-6062	14.03	0.60	33.69
L-6063	-11.42	-1.22	29.40
L-6064	9.00	0.92	21.21
L-6065	0.47	-1.03	2.77
L-6079	1.95	1.08	6.20
L-6602	27.78	3.03	46.83
acMoll	11.42	1.22	29.40
cnxAYA	8.97	0.96	21.21
cnxCANG	-0.47	-0.06	1.16

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 2, se puede observar que en los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, los valores positivos de la potencia activa y reactiva se debe a que están absorbiendo potencia, además alcanzan valores máximos de hasta 46.83%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles.

Figura 51: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de sub transmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 51, se puede observar que, en condiciones normales, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 46.83% y el mínimo de 1.16%, ambas están dentro de límites permisibles.

Cargabilidad en los transformadores

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 3

Tabla 3: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores

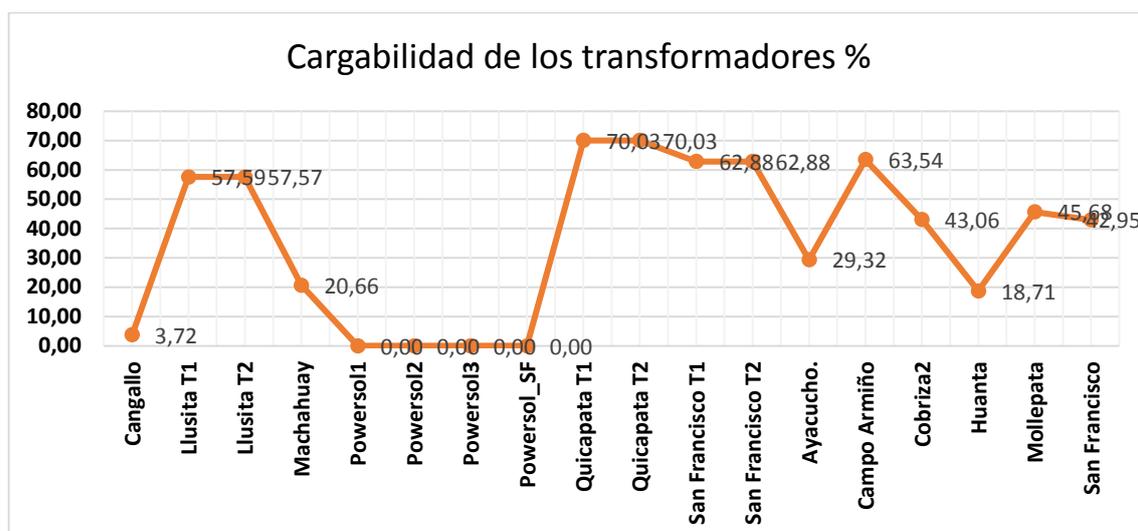
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	3.72
Llusita T1	57.59
Llusita T2	57.57

Machahuay	20.66
Powersol1	0.00
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	0.00
Quicapata T1	70.03
Quicapata T2	70.03
San Francisco T1	62.88
San Francisco T2	62.88
Ayacucho.	29.32
Campo Armiño	63.54
Cobriza2	43.06
Huanta	18.71
Mollepata	45.68
San Francisco	42.95

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 3, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores de sistema eléctrico Ayacucho se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 70.03%, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 52: Máxima demanda Horas fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 52 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores de Powersol 1,2,3 y SF, están en cero debido que este encuentra fuera de servicio. Así también podemos observar que la máxima cargabilidad 70.03% lo presenta el transformador de Quicapata T1 y T2.

4.7.1.2. Máxima Demanda en Horas Punta

Perfil de tensión

Tabla 4: Máxima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión

BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
AYA10	10	10.06	1.01	0.6%
AYA23	22.9	23.05	1.01	0.7%
AYA69	69	65.25	0.95	-5.8%
CARM1220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.94	1.00	0.2%
CNG66	69	64.93	0.94	-6.3%
COB1 10	10	9.95	0.99	-0.5%
COB1 69	69	68.75	1.00	-0.4%

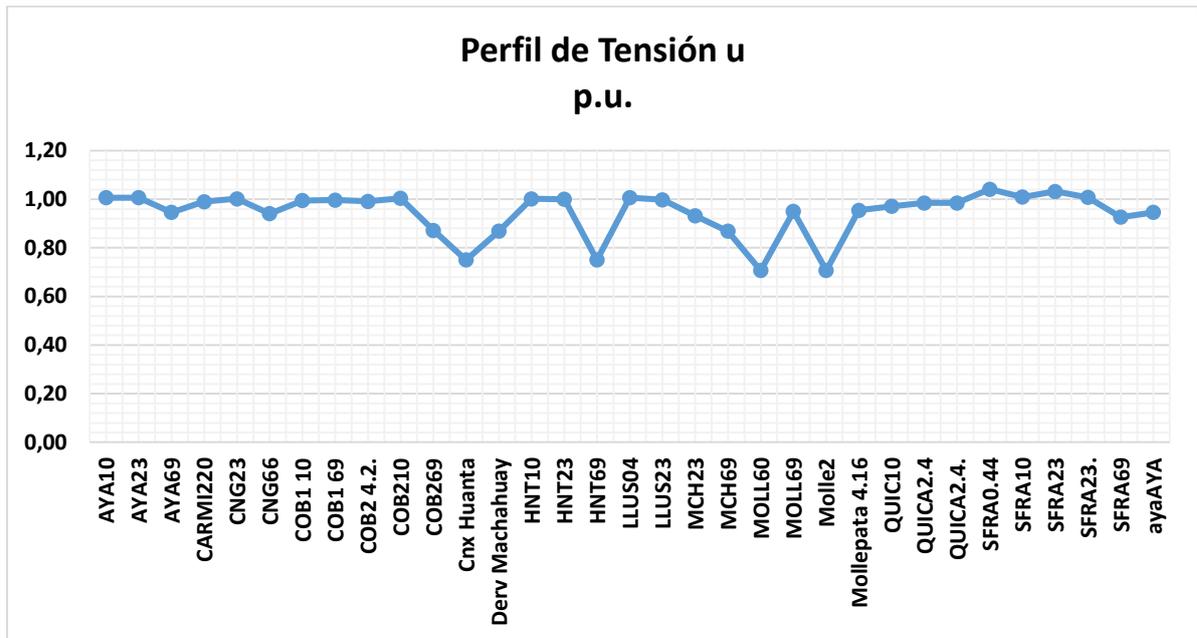
COB2 4.2.	4.2	4.16	0.99	-0.9%
COB210	10	10.03	1.00	0.3%
COB269	69	60.17	0.87	-14.7%
Cnx Huanta	69	51.76	0.75	-33.3%
Derv Machahuay	69	59.93	0.87	-15.1%
HNT10	10	10.02	1.00	0.2%
HNT23	22.9	22.89	1.00	0.0%
HNT69	69	51.77	0.75	-33.3%
LLUS04	0.44	0.44	1.01	0.0%
LLUS23	22.9	22.84	1.00	-0.3%
MCH23	22.9	21.34	0.93	-7.3%
MCH69	69	59.93	0.87	-15.1%
MOLL60	69	48.77	0.71	-41.5%
MOLL69	69	65.54	0.95	-5.3%
Molle2	69	48.77	0.71	-41.5%
Mollepata 4.16	4.16	3.97	0.95	-4.8%
QUIC10	10	9.71	0.97	-3.0%
QUICA2.4	2.4	2.36	0.98	-1.5%
QUICA2.4.	2.4	2.36	0.98	-1.5%
SFRA0.44	0.44	0.46	1.04	3.9%
SFRA10	10	10.09	1.01	0.9%
SFRA23	22.9	23.63	1.03	3.1%
SFRA23.	22.9	23.07	1.01	0.7%
SFRA69	69	63.91	0.93	-8.0%
ayaAYA	69	65.25	0.95	-5.8%

Fuente: Elaboración propia

En los resultados mostrados en la Tabla 4, se puede observar que, las tensiones en las siguientes barras superan a los límites permisibles: AYA69 con -5.8%, CNG66 con -6.3%, COB269 con -14,7%, Cnx Huanta con -33,3%, Derv Machahuay con -15.1%, HNT69 con -33.3%, MCH69

con -15.1%, MOLL60 y Molle2 tienen valores de -41.5%, MOLL69 con -5.3%, SFRA69 con -8,0%. En este caso los valores negativos se deben a que existe una caída de tensión.

Figura 53: Máxima demanda Horas Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 53, se puede observar que, en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es de 0.71 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 5.

Tabla 5 Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

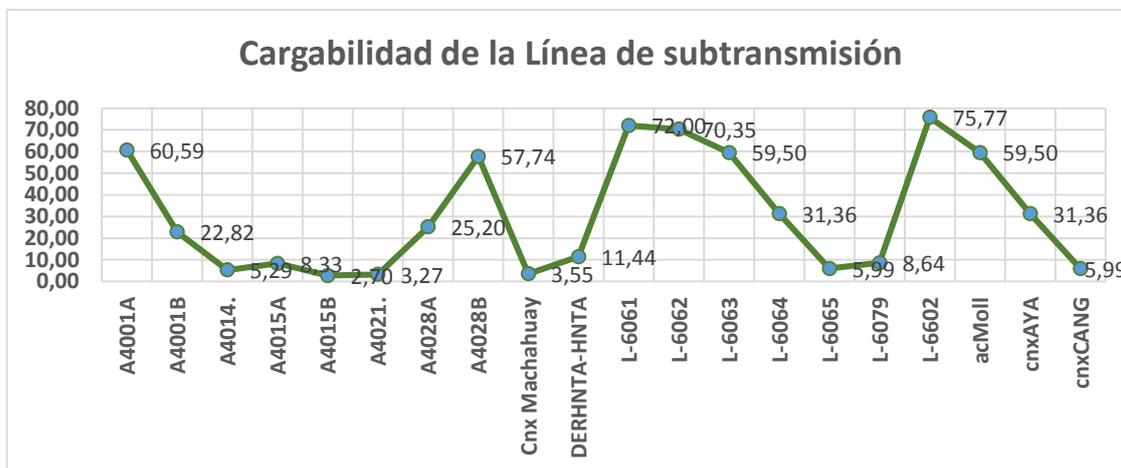
LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	3.36	1.27	60.59
A4001B	-0.87	-0.12	22.82
A4014.	-0.49	-0.07	5.29
A4015A	0.65	-0.02	8.33
A4015B	-0.13	-0.16	2.70
A4021.	-0.29	-0.09	3.27
A4028A	-1.51	-0.55	25.20
A4028B	-3.56	-1.07	57.74
Cnx Machahuay	1.01	-0.83	3.55
DERHNTA-HNTA	3.63	-0.36	11.44
L-6061	25.84	6.75	72.00
L-6062	24.75	7.47	70.35
L-6063	-17.68	-2.72	59.50
L-6064	12.51	1.94	31.36
L-6065	2.23	-0.33	5.99
L-6079	2.91	0.42	8.64
L-6602	40.64	15.63	75.77
acMoll	17.68	2.72	59.50
cnxAYA	12.47	1.94	31.36
cnxCANG	-2.21	-0.60	5.99

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 5, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, alcanzan valores máximos de hasta 75.77%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro

de los límites permisibles. Además la potencia activa y reactiva son positivos porque se está absorbiendo potencia.

Figura 54: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 54, se puede observar que, en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 75.77% y el mínimo de 2.70%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 6.

Tabla 6 Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores

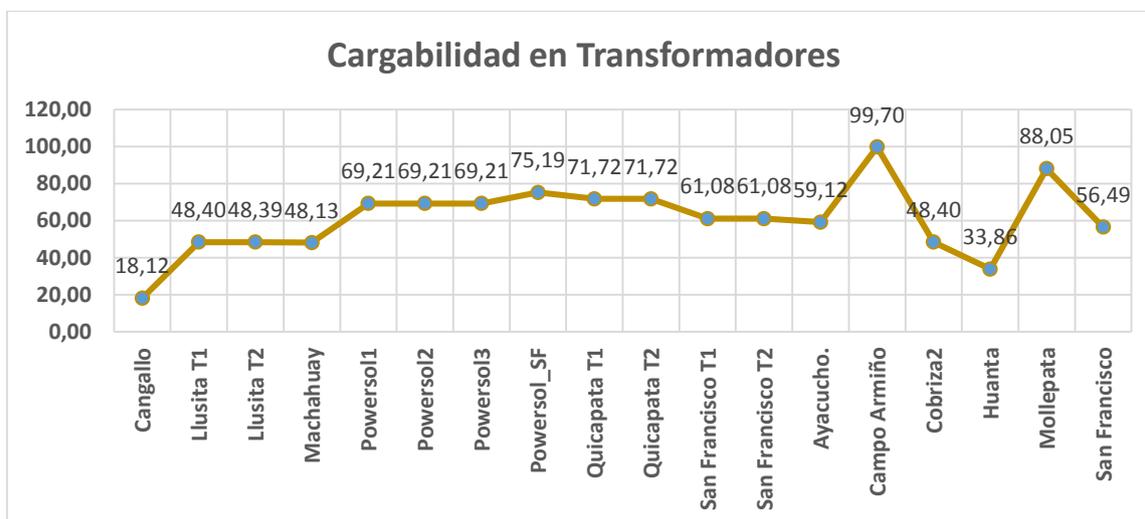
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	18.12
Llusita T1	48.40
Llusita T2	48.39
Machahuay	48.13
Powersol1	69.21
Powersol2	69.21
Powersol3	69.21

Powersol_SF	75.19
Quicapata T1	71.72
Quicapata T2	71.72
San Francisco T1	61.08
San Francisco T2	61.08
Ayacucho.	59.12
Campo Armiño	99.70
Cobrizas2	48.40
Huanta	33.86
Mollepata	88.05
San Francisco	56.49

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 6, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 99.70%.

Figura 55: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 55 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores en horas punta es de 99.70% lo presenta el

transformador de Campo Armiño, y la mínima cargabilidad lo presenta el transformador de Cangallo con 18.12%.

4.7.1.3. Mínima Demanda en Horas Punta

- Perfil de tensión

Tabla 7 Mínima demanda Horas Punta- Perfil de Tensión

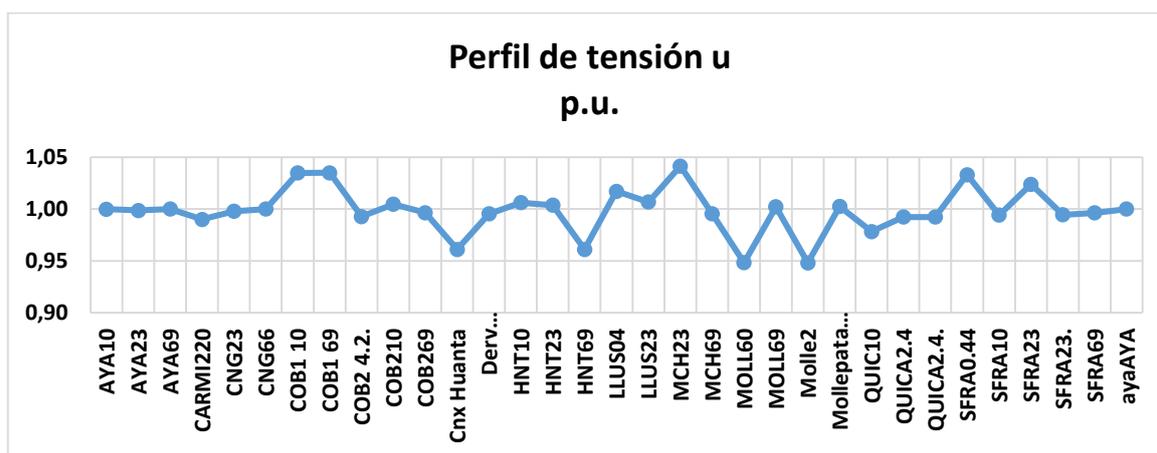
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
AYA10	10	10.00	1.00	0.0%
AYA23	22.9	22.87	1.00	-0.1%
AYA69	69	69.00	1.00	0.0%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.85	1.00	-0.2%
CNG66	69	68.99	1.00	0.0%
COB1 10	10	10.35	1.03	3.4%
COB1 69	69	71.41	1.03	3.4%
COB2 4.2.	4.2	4.17	0.99	-0.7%
COB210	10	10.05	1.00	0.5%
COB269	69	68.75	1.00	-0.4%
Cnx Huanta	69	66.31	0.96	-4.1%
Derv Machahuay	69	68.68	1.00	-0.5%
HNT10	10	10.06	1.01	0.6%
HNT23	22.9	22.98	1.00	0.4%
HNT69	69	66.31	0.96	-4.1%
LLUS04	0.44	0.45	1.02	1.7%
LLUS23	22.9	23.05	1.01	0.7%
MCH23	22.9	23.85	1.04	4.0%
MCH69	69	68.68	1.00	-0.5%
MOLL60	69	65.43	0.95	-5.5%
MOLL69	69	69.14	1.00	0.2%

Molle2	69	65.43	0.95	-5.5%
Mollepata 4.16	4.16	4.17	1.00	0.2%
QUIC10	10	9.78	0.98	-2.2%
QUICA2.4	2.4	2.38	0.99	-0.8%
QUICA2.4.	2.4	2.38	0.99	-0.8%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.03	3.2%
SFRA10	10	9.94	0.99	-0.6%
SFRA23	22.9	23.45	1.02	2.3%
SFRA23.	22.9	22.77	0.99	-0.6%
SFRA69	69	68.74	1.00	-0.4%
ayaAYA	69	69.00	1.00	0.0%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 7, se puede observar que, durante la mínima demanda en horas punta, los perfiles de tensión en la mayoría de las barras encuentran dentro de los límites permisibles, sin embargo, las tensiones en las barras de MOLL60 y Molle2 tienen valores de -5.5% lo cual supera los límites. En este caso los valores negativos se deben a que existe una caída de tensión.

Figura 56: Mínima demanda Horas Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 56, se puede observar que, la mínima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.03 PU y la mínima es de 0.95 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 8.

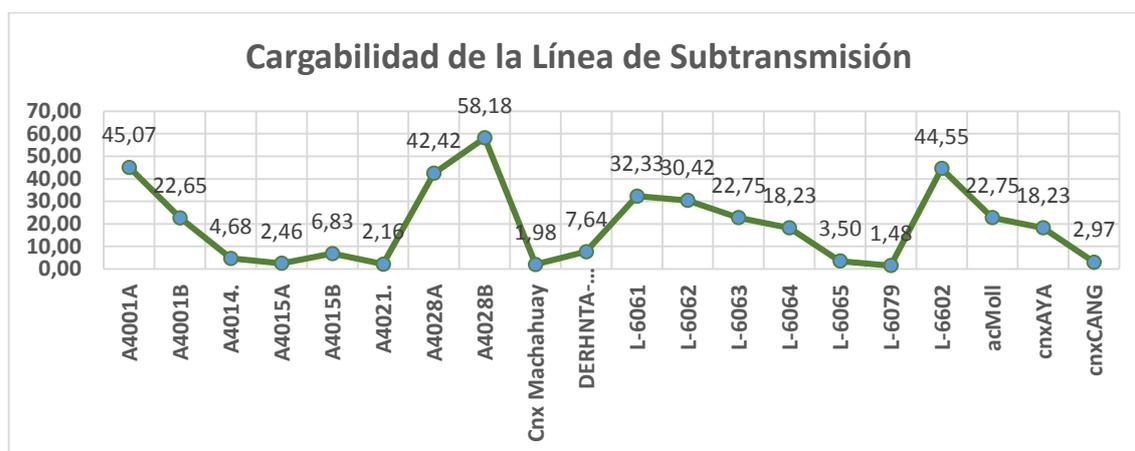
Tabla 8 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	2.48	0.95	45.07
A4001B	-0.87	-0.12	22.65
A4014.	-0.43	-0.06	4.68
A4015A	-0.04	-0.18	2.46
A4015B	-0.46	-0.25	6.83
A4021.	-0.19	-0.06	2.16
A4028A	-2.55	-0.81	42.42
A4028B	-3.56	-1.06	58.18
Cnx Machahuay	0.82	0.19	1.98
DERHNTA-HNTA	3.08	-0.53	7.64
L-6061	13.70	-0.43	32.33
L-6062	12.87	-0.62	30.42
L-6063	-9.18	-0.09	22.75
L-6064	7.76	0.25	18.23
L-6065	1.18	-0.80	3.50
L-6079	0.23	0.48	1.48
L-6602	26.70	1.47	44.55
acMoll	9.18	0.09	22.75
cnxAYA	7.75	0.31	18.23
cnxCANG	-1.18	-0.27	2.97

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 8, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, alcanzan valores máximos de hasta 58.18%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además, los valores de potencia activa y reactiva son negativos porque está entregando potencia.

Figura 57: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 57, se puede observar que, la mínima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 58.18% y el mínimo de 1.48%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 9.

Tabla 9 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores

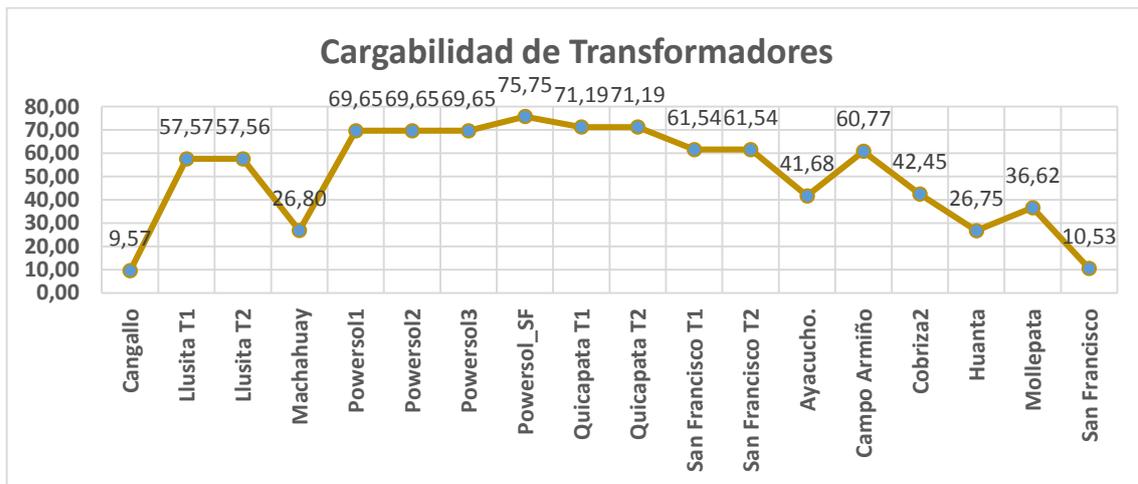
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	9.57
Llusita T1	57.57
Llusita T2	57.56
Machahuay	26.80
Powersol1	69.65
Powersol2	69.65
Powersol3	69.65
Powersol_SF	75.75
Quicapata T1	71.19
Quicapata T2	71.19

San Francisco T1	61.54
San Francisco T2	61.54
Ayacucho.	41.68
Campo Armiño	60.77
Cobriza2	42.45
Huanta	26.75
Mollepata	36.62
San Francisco	10.53

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 9, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 75.75%.

Figura 58: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 58 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores en mínima demanda-horas punta es de 75.75% lo presenta Powersol_SF, y la mínima cargabilidad lo presenta el transformador de Cangallo con 9.57%.

4.7.1.4. Mínima Demanda en Horas Fuera de Punta

Perfil de tensión

Tabla 10 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Perfil de Tensión

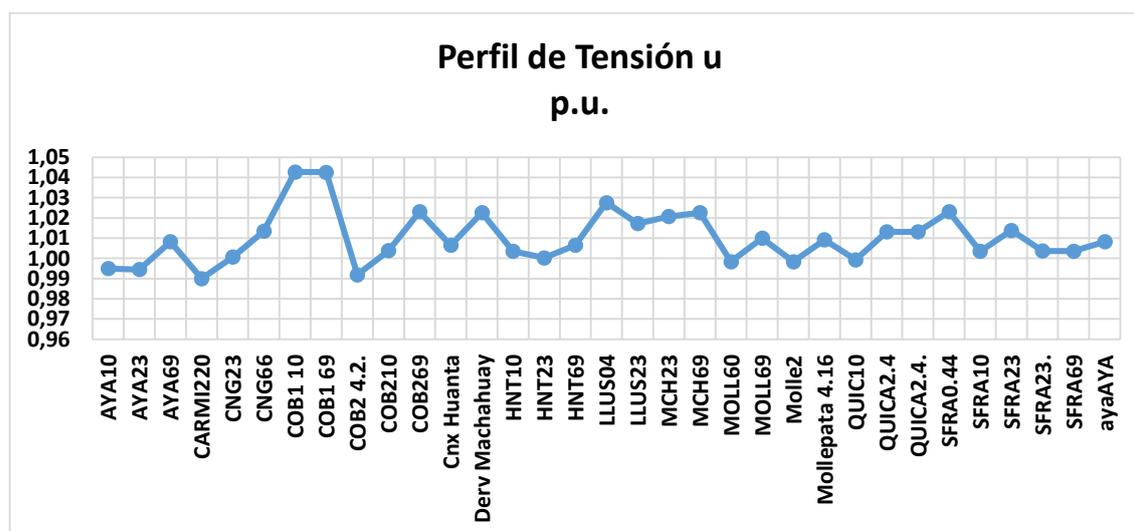
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación Δ%
AYA10	10	9.95	0.99	-0.5%
AYA23	22.9	22.77	0.99	-0.6%
AYA69	69	69.57	1.01	0.8%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.92	1.00	0.1%
CNG66	69	69.93	1.01	1.3%
COB1 10	10	10.43	1.04	4.1%
COB1 69	69	71.94	1.04	4.1%
COB2 4.2.	4.2	4.17	0.99	-0.8%
COB210	10	10.04	1.00	0.4%
COB269	69	70.59	1.02	2.3%
Cnx Huanta	69	69.45	1.01	0.6%
Derv Machahuay	69	70.56	1.02	2.2%
HNT10	10	10.03	1.00	0.3%
HNT23	22.9	22.91	1.00	0.0%
HNT69	69	69.45	1.01	0.6%
LLUS04	0.44	0.45	1.03	2.7%
LLUS23	22.9	23.30	1.02	1.7%
MCH23	22.9	23.37	1.02	2.0%
MCH69	69	70.56	1.02	2.2%
MOLL60	69	68.89	1.00	-0.2%
MOLL69	69	69.69	1.01	1.0%
Molle2	69	68.89	1.00	-0.2%
Mollepata 4.16	4.16	4.20	1.01	0.9%
QUIC10	10	9.99	1.00	-0.1%
QUICA2.4	2.4	2.43	1.01	1.3%
QUICA2.4.	2.4	2.43	1.01	1.3%

SFRA0.44	0.44	0.45	1.02	2.3%
SFRA10	10	10.04	1.00	0.4%
SFRA23	22.9	23.22	1.01	1.4%
SFRA23.	22.9	22.98	1.00	0.4%
SFRA69	69	69.25	1.00	0.4%
ayaAYA	69	69.57	1.01	0.8%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 10, se puede observar que los perfiles de tensión se encuentran dentro de los límites permisibles, sin embargo, las tensiones en las barras de COB1 10 y COB1 69 son los más elevados, con valores de 4.1%.

Figura 59: Mínima demanda Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 59, se puede observar que, la mínima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es de 0.99 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtrasmisión se encuentra resumido en la Tabla 11.

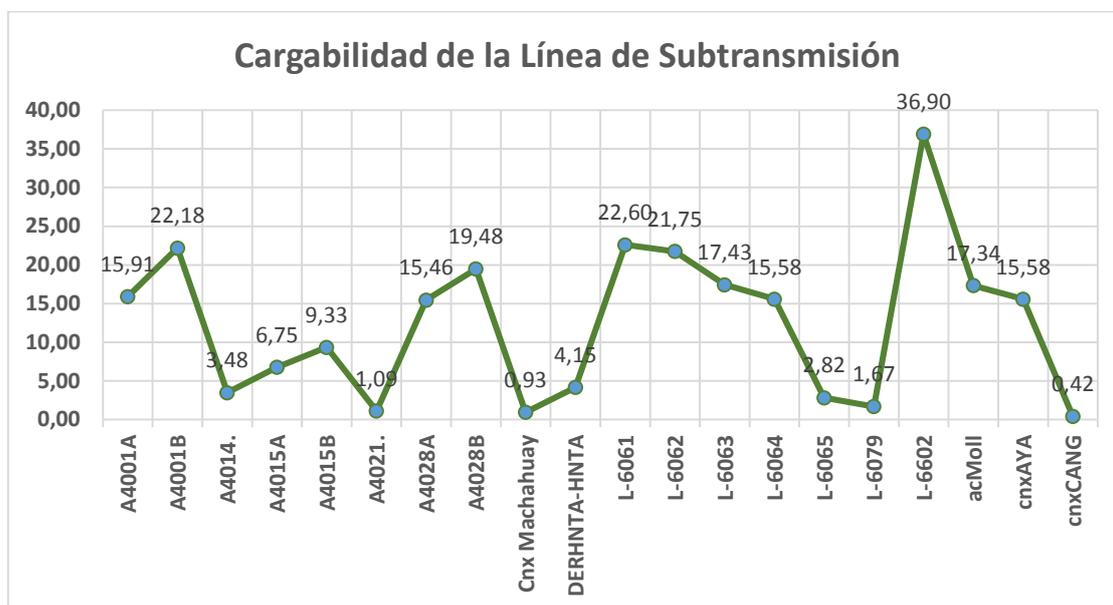
Tabla 11 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	0.85	0.39	15.91
A4001B	-0.88	-0.12	22.18
A4014.	-0.33	-0.05	3.48
A4015A	-0.45	-0.27	6.75
A4015B	-0.66	-0.30	9.33
A4021.	-0.10	-0.03	1.09
A4028A	-0.94	-0.29	15.46
A4028B	-1.20	-0.35	19.48
Cnx Machahuay	0.39	0.09	0.93
DERHNTA-HNTA	1.53	-0.90	4.15
L-6061	9.59	-2.17	22.60
L-6062	9.19	-2.25	21.75
L-6063	-7.34	0.56	17.43
L-6064	6.69	0.11	15.58
L-6065	0.17	-1.14	2.82
L-6079	0.48	0.37	1.67
L-6602	22.26	-1.46	36.90
acMoll	7.34	-0.56	17.34
cnxAYA	6.68	0.17	15.58
cnxCANG	-0.17	0.04	0.42

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 11, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, se encuentran dentro de los límites permisibles, además la potencia reactiva es negativa porque está entregando potencia, alcanzando un valor máximo de hasta 36.90%.

Figura 60: Mínima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 60, se puede observar que la mínima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 36.90% y el mínimo de 0.42%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 12.

Tabla 12 Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores

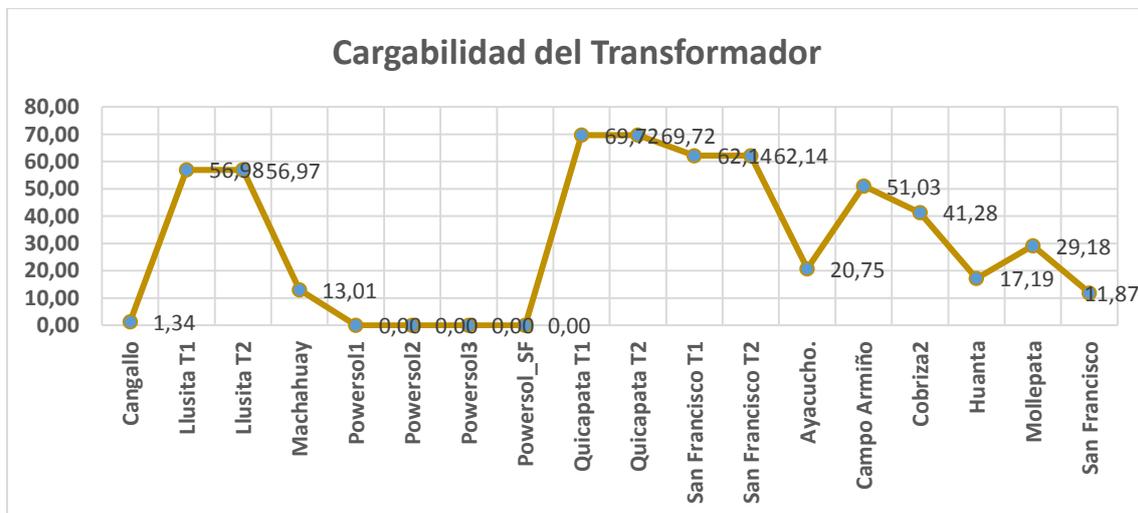
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	1.34
Llusita T1	56.98
Llusita T2	56.97
Machahuay	13.01
Powersol1	0.00
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	0.00
Quicapata T1	69.72
Quicapata T2	69.72

San Francisco T1	62.14
San Francisco T2	62.14
Ayacucho.	20.75
Campo Armiño	51.03
Cobrizas2	41.28
Huanta	17.19
Mollepata	29.18
San Francisco	11.87

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 12, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 69.72%, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 61: Mínima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 61 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores en mínima demanda-horas fuera de punta es de 69.72% lo presenta los transformadores de Quicapata T1 y T2, y la mínima cargabilidad lo presenta Powersol1,2,3 y Powersol_SF están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.2. CAMBIO DE DIRECCIÓN DE FLUJO CONSIDERANDO PROPUESTA.

4.7.2.1. Máxima Demanda en Horas Fuera de Punta

- Perfil de tensión

Tabla 13 Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Valores de perfil de tensión

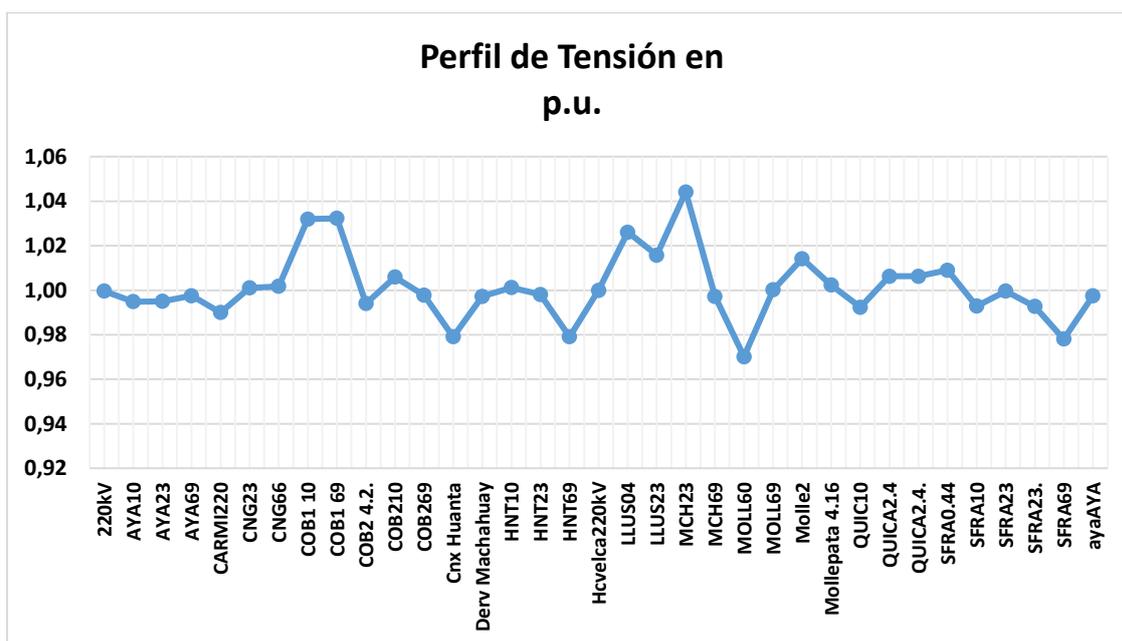
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	219.92	1.00	0.0%
AYA10	10	9.95	0.99	-0.5%
AYA23	22.9	22.79	1.00	-0.5%
AYA69	69	68.83	1.00	-0.2%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.92	1.00	0.1%
CNG66	69	69.12	1.00	0.2%
COB1 10	10	10.32	1.03	3.1%
COB1 69	69	71.23	1.03	3.1%
COB2 4.2.	4.2	4.17	0.99	-0.6%
COB210	10	10.06	1.01	0.6%
COB269	69	68.85	1.00	-0.2%
Cnx Huanta	69	67.56	0.98	-2.1%
Derv Machahuay	69	68.81	1.00	-0.3%
HNT10	10	10.01	1.00	0.1%
HNT23	22.9	22.86	1.00	-0.2%
HNT69	69	67.56	0.98	-2.1%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.45	1.03	2.5%
LLUS23	22.9	23.26	1.02	1.6%
MCH23	22.9	23.91	1.04	4.2%
MCH69	69	68.81	1.00	-0.3%
MOLL60	69	66.94	0.97	-3.1%

MOLL69	69	69.01	1.00	0.0%
Molle2	66	66.94	1.01	1.4%
Mollepata 4.16	4.16	4.17	1.00	0.2%
QUIC10	10	9.92	0.99	-0.8%
QUICA2.4	2.4	2.42	1.01	0.6%
QUICA2.4.	2.4	2.42	1.01	0.6%
SFRA0.44	0.44	0.44	1.01	0.0%
SFRA10	10	9.93	0.99	-0.7%
SFRA23	22.9	22.89	1.00	0.0%
SFRA23.	22.9	22.73	0.99	-0.7%
SFRA69	69	67.49	0.98	-2.2%
ayaAYA	69	68.83	1.00	-0.2%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 13, se puede observar que las barras se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles según la NTCSE, donde la variación de tensión más alta se encuentra en la barra de MCH23 con 4.2%.

Figura 62: Máxima demanda Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 62, se puede observar que la máxima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es de 0.97 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 14

Tabla 14 Máxima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

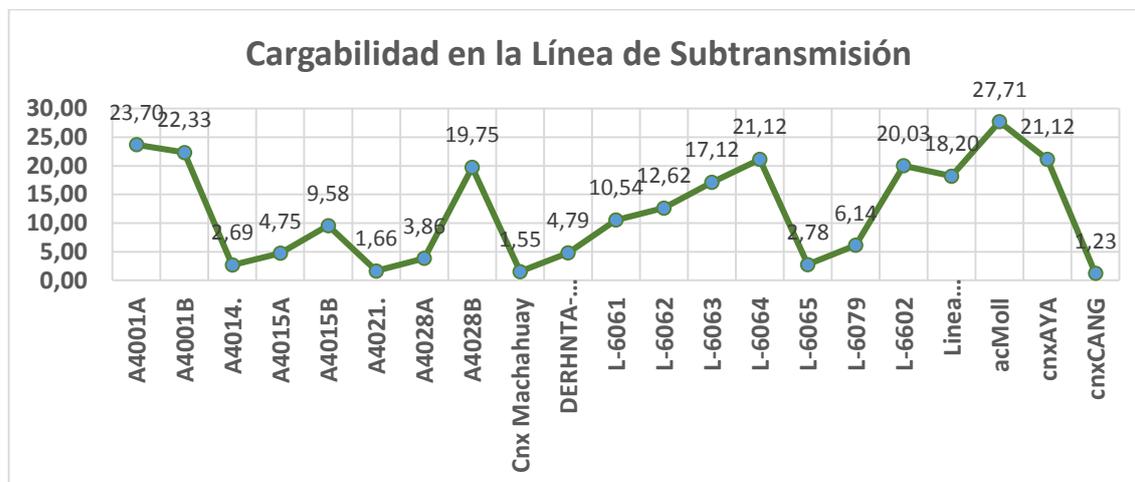
LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	1.28	0.53	23.70
A4001B	-0.88	-0.12	22.33
A4014.	-0.25	-0.04	2.69
A4015A	-0.29	-0.23	4.75

A4015B	-0.69	-0.29	9.58
A4021.	-0.15	-0.05	1.66
A4028A	-0.22	-0.11	3.86
A4028B	-1.20	-0.35	19.75
Cnx Machahuay	0.64	0.15	1.55
DERHNTA-HNTA	1.82	-0.82	4.79
L-6061	-1.05	4.32	10.54
L-6062	-1.69	4.20	12.62
L-6063	3.65	-6.05	17.12
L-6064	8.94	0.88	21.12
L-6065	0.50	-1.01	2.78
L-6079	1.93	1.06	6.14
L-6602	11.20	3.31	20.03
Línea Nueva	-15.09	-5.73	18.20
acMoll	11.38	1.16	27.71
cnxAYA	8.92	0.92	21.12
cnxCANG	-0.50	-0.06	1.23

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 14, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de transmisión, alcanzan valores máximos de hasta 27.71%, donde la potencia reactiva y activa son positivos porque está absorbiendo potencia. La cargabilidad es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles.

Figura 63: Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 60, se puede observar que la máxima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 27.71% y el mínimo de 1.23%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 15

Tabla 15 Máxima demanda Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores

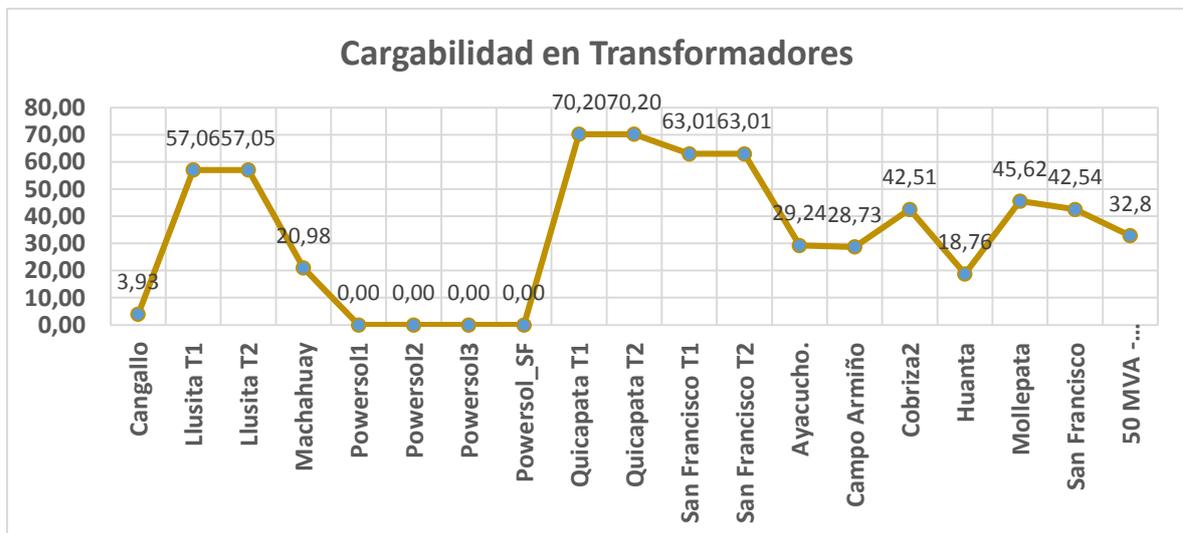
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	3.93
Llusita T1	57.06
Llusita T2	57.05
Machahuay	20.98
Powersol1	0.00
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	0.00
Quicapata T1	70.20

Quicapata T2	70.20
San Francisco T1	63.01
San Francisco T2	63.01
Ayacucho.	29.24
Campo Armiño	28.73
Cobriza2	42.51
Huanta	18.76
Mollepata	45.62
San Francisco	42.54
50 MVA	32.8

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 15, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 70.20%, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 64: Máxima demanda Horas Fuera de Punta -Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 64 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores en máxima demanda en horas fuera de punta es de 70.20% lo presenta los transformadores de Quicapata T1 y T2, y la

mínima cargabilidad lo presenta Powersol1,2,3 y Powersol_SF están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.2.2. Máxima Demanda en Horas Punta

- Perfil de tensión

Tabla 16: Máxima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión

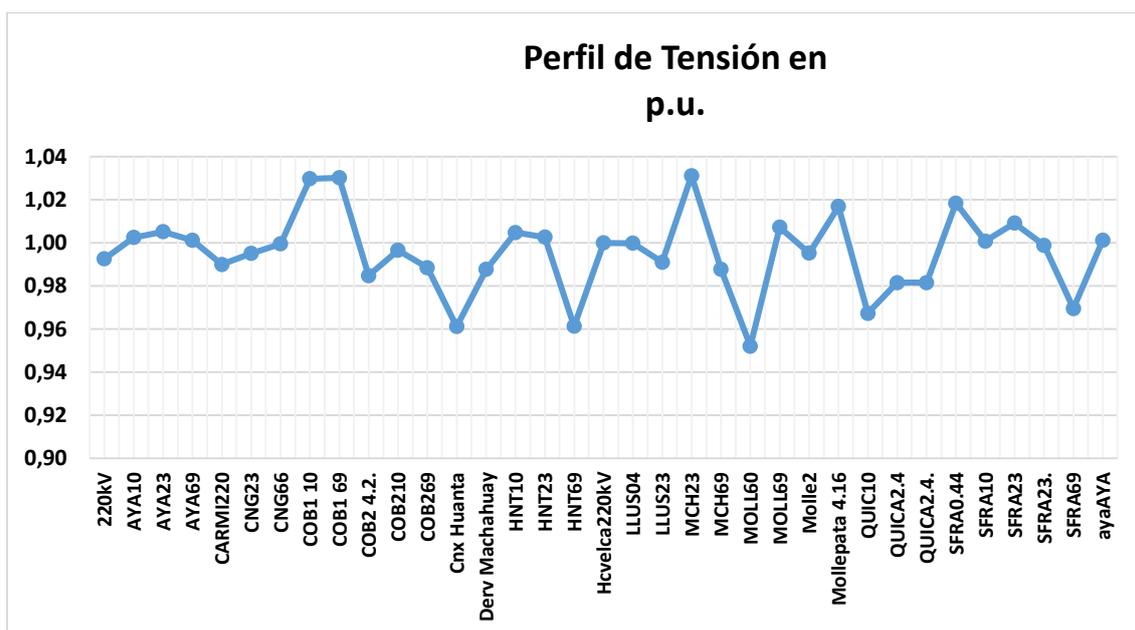
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	218.37	0.99	-0.7%
AYA10	10	10.03	1.00	0.3%
AYA23	22.9	23.02	1.01	0.5%
AYA69	69	69.08	1.00	0.1%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.79	1.00	-0.5%
CNG66	69	68.97	1.00	0.0%
COB1 10	10	10.30	1.03	2.9%
COB1 69	69	71.09	1.03	2.9%
COB2 4.2.	4.2	4.14	0.98	-1.5%
COB210	10	9.97	1.00	-0.3%
COB269	69	68.21	0.99	-1.2%
Cnx Huanta	69	66.32	0.96	-4.0%
Derv Machahuay	69	68.15	0.99	-1.2%
HNT10	10	10.05	1.00	0.5%
HNT23	22.9	22.96	1.00	0.3%
HNT69	69	66.33	0.96	-4.0%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.44	1.00	0.0%
LLUS23	22.9	22.69	0.99	-0.9%
MCH23	22.9	23.61	1.03	3.0%
MCH69	69	68.15	0.99	-1.2%
MOLL60	69	65.69	0.95	-5.0%

MOLL69	69	69.50	1.01	0.7%
Molle2	66	65.69	1.00	-0.5%
Mollepata 4.16	4.16	4.23	1.02	1.7%
QUIC10	10	9.67	0.97	-3.4%
QUICA2.4	2.4	2.36	0.98	-1.9%
QUICA2.4.	2.4	2.36	0.98	-1.9%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.02	2.2%
SFRA10	10	10.01	1.00	0.1%
SFRA23	22.9	23.11	1.01	0.9%
SFRA23.	22.9	22.87	1.00	-0.1%
SFRA69	69	66.90	0.97	-0.03
ayaAYA	69	69.08	1.00	0.00

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 16, se puede observar que los perfiles de tensión se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles, sin embargo, la tensión en las barras de MOLL60 tiene un valor de 5.0% lo cual no supera los límites permisibles.

Figura 65: Máxima demanda Horas Punta – Perfil de Tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 65, se puede observar que la máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.03 PU y la mínima es de 0.95 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 17

Tabla 17: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

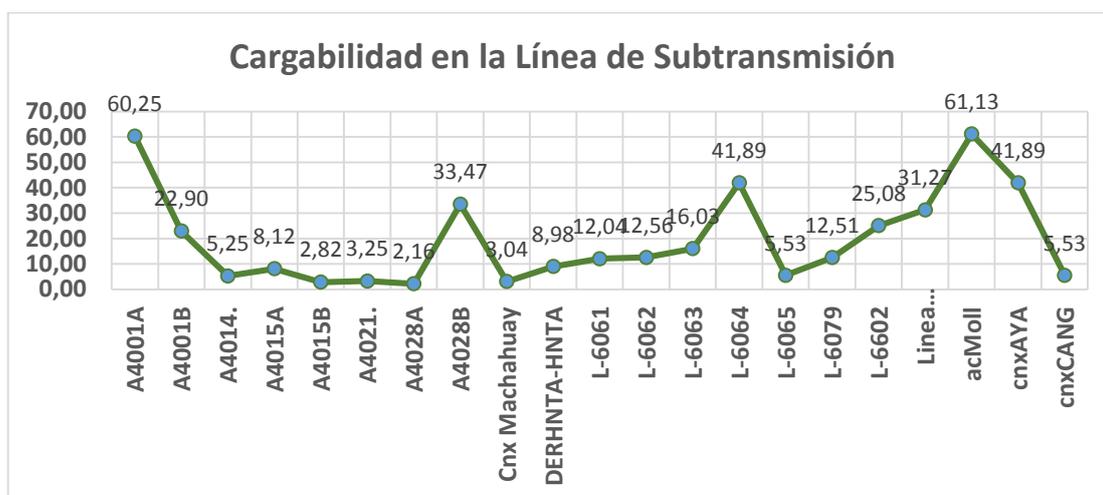
LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	3.32	1.26	60.25
A4001B	-0.87	-0.12	22.90
A4014.	-0.48	-0.07	5.25
A4015A	0.62	-0.02	8.12

A4015B	-0.14	-0.16	2.82
A4021.	-0.28	-0.09	3.25
A4028A	-0.05	-0.13	2.16
A4028B	-2.03	-0.62	33.47
Cnx Machahuay	1.24	0.29	3.04
DERHNTA-HNTA	3.66	-0.37	8.98
L-6061	1.99	4.63	12.04
L-6062	0.74	4.36	12.56
L-6063	3.04	-5.74	16.03
L-6064	17.47	4.05	41.89
L-6065	2.19	-0.47	5.53
L-6079	4.38	1.12	12.51
L-6602	14.13	4.05	25.08
Línea Nueva	-27.22	-11.54	31.27
acMoll	24.07	5.80	61.13
cnxAYA	17.39	3.99	41.89
cnxCANG	-2.17	-0.59	5.53

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 17, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtrasmisión, alcanzan valores máximos de hasta 61.13%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además que la potencia reactiva y activa es positivo porque se está absorbiendo potencia.

Figura 66: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 66, se puede observar que la máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 61.13% y el mínimo de 2.16%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 18.

Tabla 18: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores

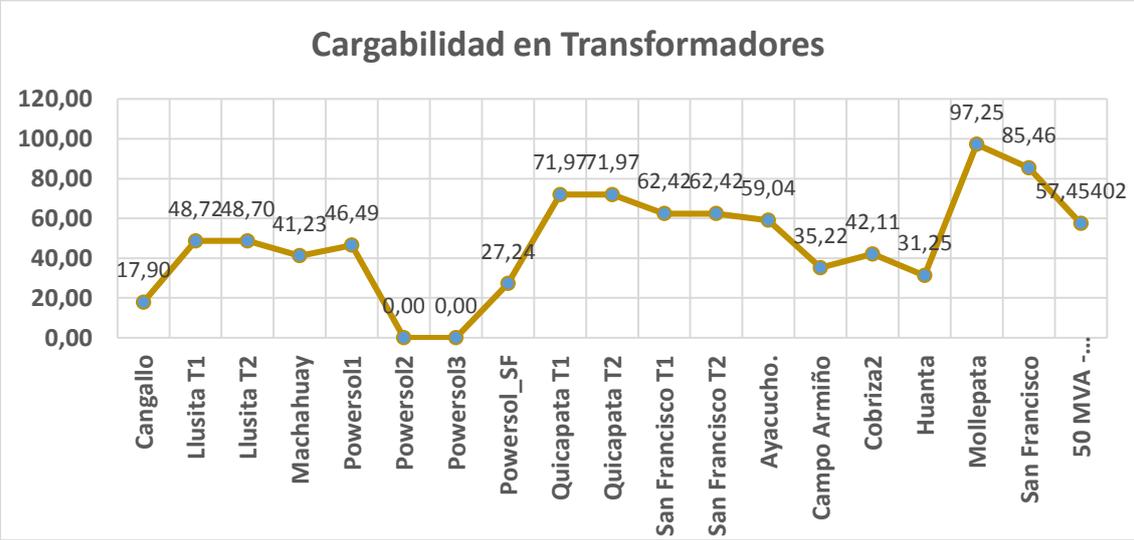
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	17.90
Llusita T1	48.72
Llusita T2	48.70
Machahuay	41.23
Powersol1	46.49
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	27.24

Quicapata T1	71.97
Quicapata T2	71.97
San Francisco T1	62.42
San Francisco T2	62.42
Ayacucho.	59.04
Campo Armiño	35.22
Cobriza2	42.11
Huanta	31.25
Mollepata	97.25
San Francisco	85.46
50 MVA	57.45

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 18, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 97.25%.

Figura 67: Máxima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 67 se puede observar que la máxima cargabilidad de los transformadores en máxima demanda en horas punta es de 97.25% lo

presenta el transformador de Mollepata, y la mínima cargabilidad lo presenta Powersol 2,3 ya que están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.2.3. Mínima Demanda en Horas Punta

- Perfil de tensión

Tabla 19 Mínima demanda Horas Punta - Valores de perfil de tensión

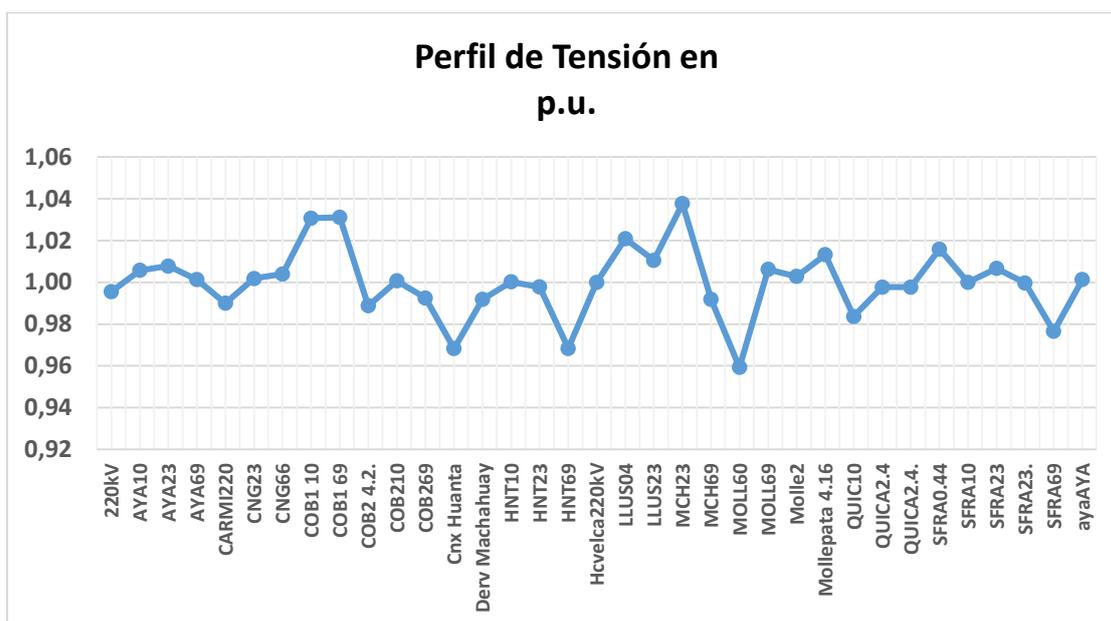
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	219.01	1.00	-0.5%
AYA10	10	10.06	1.01	0.6%
AYA23	22.9	23.08	1.01	0.8%
AYA69	69	69.09	1.00	0.1%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.94	1.00	0.2%
CNG66	69	69.27	1.00	0.4%
COB1 10	10	10.31	1.03	3.0%
COB1 69	69	71.15	1.03	3.0%
COB2 4.2.	4.2	4.15	0.99	-1.1%
COB210	10	10.01	1.00	0.1%
COB269	69	68.48	0.99	-0.8%
Cnx Huanta	69	66.81	0.97	-3.3%
Derv Machahuay	69	68.44	0.99	-0.8%
HNT10	10	10.00	1.00	0.0%
HNT23	22.9	22.85	1.00	-0.2%
HNT69	69	66.82	0.97	-3.3%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.45	1.02	2.0%
LLUS23	22.9	23.14	1.01	1.0%
MCH23	22.9	23.76	1.04	3.6%
MCH69	69	68.44	0.99	-0.8%

MOLL60	69	66.19	0.96	-4.2%
MOLL69	69	69.43	1.01	0.6%
Molle2	66	66.19	1.00	0.3%
Mollepata 4.16	4.16	4.22	1.01	1.3%
QUIC10	10	9.84	0.98	-1.7%
QUICA2.4	2.4	2.39	1.00	-0.2%
QUICA2.4.	2.4	2.39	1.00	-0.2%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.02	1.6%
SFRA10	10	10.00	1.00	0.0%
SFRA23	22.9	23.05	1.01	0.7%
SFRA23.	22.9	22.89	1.00	0.0%
SFRA69	69	67.37912	0.98	-2.4%
ayaAYA	69	69.08932	1.00	0.1%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 19, se puede observar que los perfiles de tensión en todas las barras del sistema eléctrico se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles, alcanzando un valor máximo en la barra de MOLL60 con un valor de -4.2% lo cual es aceptable. En este caso el valor negativo se debe a que existe una caída de tensión.

Figura 68: Mínima demanda Horas Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 68, se puede observar que, la mínima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es de 0.96 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de Subtransmisión**

Tabla 20 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

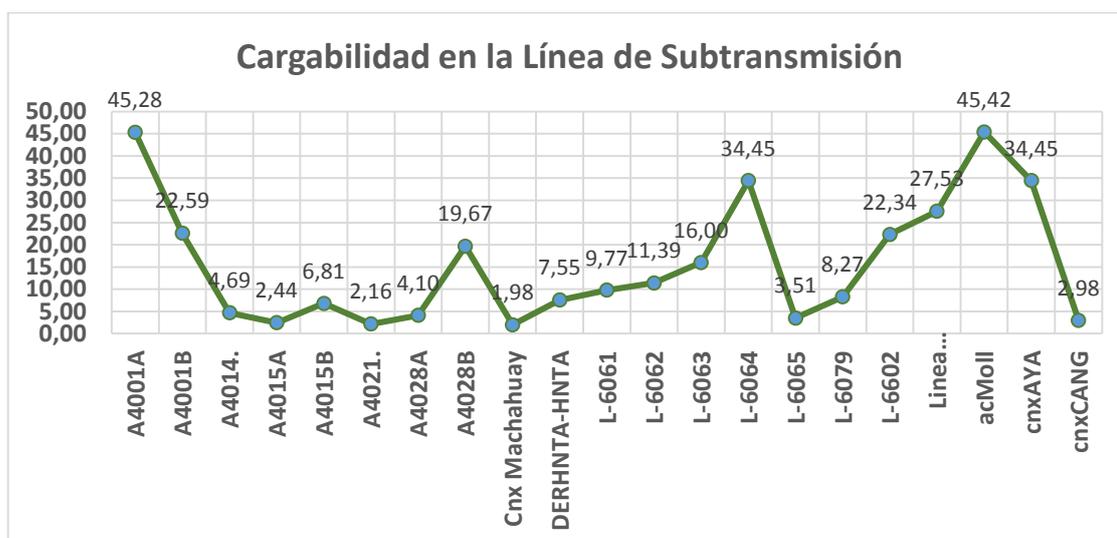
LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	2.50	0.95	45.28
A4001B	-0.88	-0.12	22.59
A4014.	-0.43	-0.06	4.69
A4015A	-0.04	-0.18	2.44
A4015B	-0.46	-0.25	6.81
A4021.	-0.19	-0.06	2.16
A4028A	-0.23	-0.11	4.10

A4028B	-1.20	-0.35	19.67
Cnx Machahuay	0.82	0.19	1.98
DERHNTA-HNTA	3.09	-0.53	7.55
L-6061	0.43	4.09	9.77
L-6062	-0.39	3.93	11.39
L-6063	3.59	-5.52	16.00
L-6064	14.40	2.87	34.45
L-6065	1.18	-0.80	3.51
L-6079	2.62	1.40	8.27
L-6602	12.69	3.26	22.34
Línea Nueva	-21.91	0.34	27.53
acMoll	18.23	4.10	45.42
cnxAYA	14.35	2.86	34.45
cnxCANG	-1.18	-0.27	2.98

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 20, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión alcanzan valores máximos de hasta 45.42%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además que la potencia reactiva y activa son positivos porque se está absorbiendo potencia.

Figura 69: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 69, se puede observar que la mínima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 45.42% y el mínimo de 1.98%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 21.

Tabla 21 Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad de los transformadores

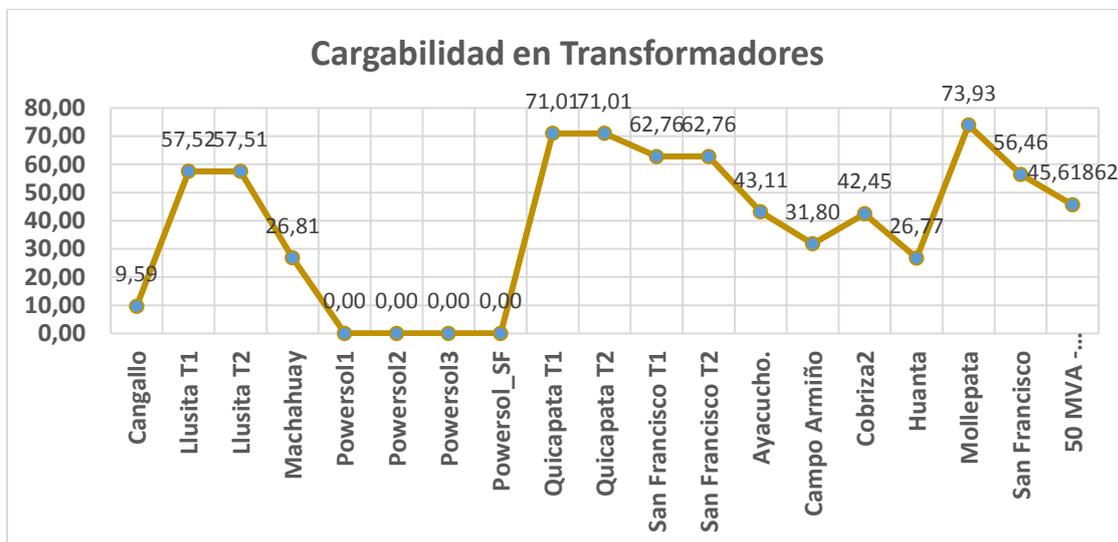
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	9.59
Llusita T1	57.52
Llusita T2	57.51
Machahuay	26.81
Powersol1	0.00
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	0.00
Quicapata T1	71.01

Quicapata T2	71.01
San Francisco T1	62.76
San Francisco T2	62.76
Ayacucho.	43.11
Campo Armiño	31.80
Cobriza2	42.45
Huanta	26.77
Mollepata	73.93
San Francisco	56.46
50 MVA	45.61

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 21, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores de sistema eléctrico Ayacucho se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 73.93%, lo cual es considerado adecuado.

Figura 70: Mínima demanda Horas Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 70 se puede observar que el mayor valor de cargabilidad de los transformadores en mínima demanda en horas punta es de 73.93% lo presenta el transformador de Mollepata, y la mínima cargabilidad lo

presenta Powersol 1,2,3 y Powersol_SF ya que están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.2.4. Mínima Demanda en Horas Fuera de Punta

- Perfil de tensión

Tabla 22 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Valores de perfil de tensión

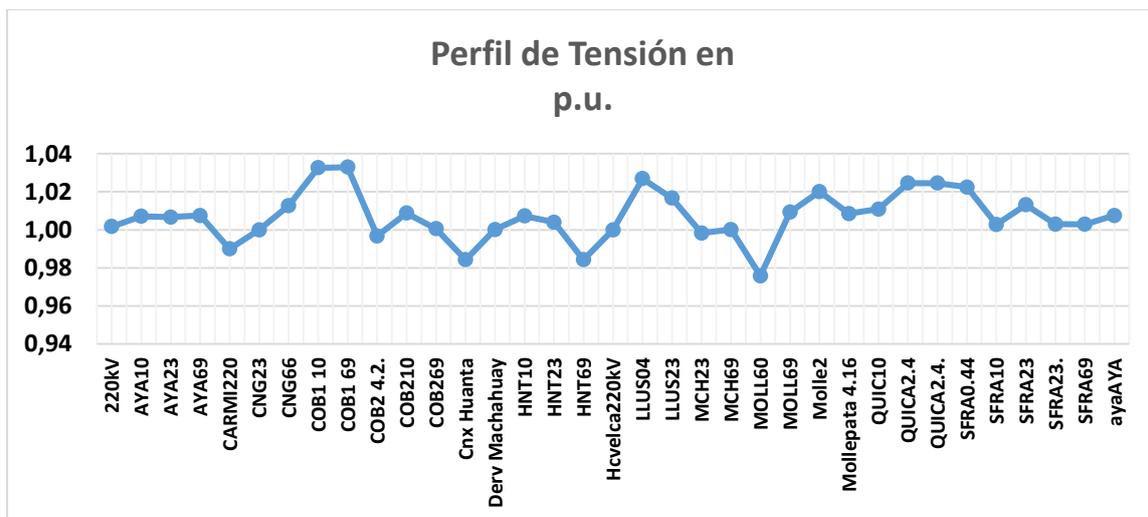
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	220.39	1.00	0.2%
AYA10	10	10.07	1.01	0.7%
AYA23	22.9	23.05	1.01	0.7%
AYA69	69	69.52	1.01	0.7%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.90	1.00	0.0%
CNG66	69	69.88	1.01	1.3%
COB1 10	10	10.33	1.03	3.2%
COB1 69	69	71.27	1.03	3.2%
COB2 4.2.	4.2	4.19	1.00	-0.3%
COB210	10	10.09	1.01	0.9%
COB269	69	69.04	1.00	0.1%
Cnx Huanta	69	67.91	0.98	-1.6%
Derv Machahuay	69	69.01	1.00	0.0%
HNT10	10	10.07	1.01	0.7%
HNT23	22.9	22.99	1.00	0.0%
HNT69	69	67.91	0.98	-1.6%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.45	1.03	2.6%
LLUS23	22.9	23.28	1.02	1.6%
MCH23	22.9	22.86	1.00	-0.2%
MCH69	69	69.01	1.00	0.0%
MOLL60	69	67.33	0.98	-2.5%
MOLL69	69	69.64	1.01	0.9%
Molle2	66	67.33	1.02	2.0%
Mollepata 4.16	4.16	4.20	1.01	0.8%

QUIC10	10	10.11	1.01	1.1%
QUICA2.4	2.4	2.46	1.02	2.4%
QUICA2.4.	2.4	2.46	1.02	2.4%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.02	2.2%
SFRA10	10	10.03	1.00	0.3%
SFRA23	22.9	23.20	1.01	1.3%
SFRA23.	22.9	22.97	1.00	0.3%
SFRA69	69	69.20	1.00	0.3%
ayaAYA	69	69.52	1.01	0.7%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 22, se puede observar que los perfiles de tensión en todas las barras del sistema se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles, donde los valores máximos se encuentran en las barras de COB1 10 y COB1 69 con valores de 3.2%.

Figura 71: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta – Perfil de tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 71, se puede observar que en mínima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.03 PU y la mínima es de 0.98 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 23

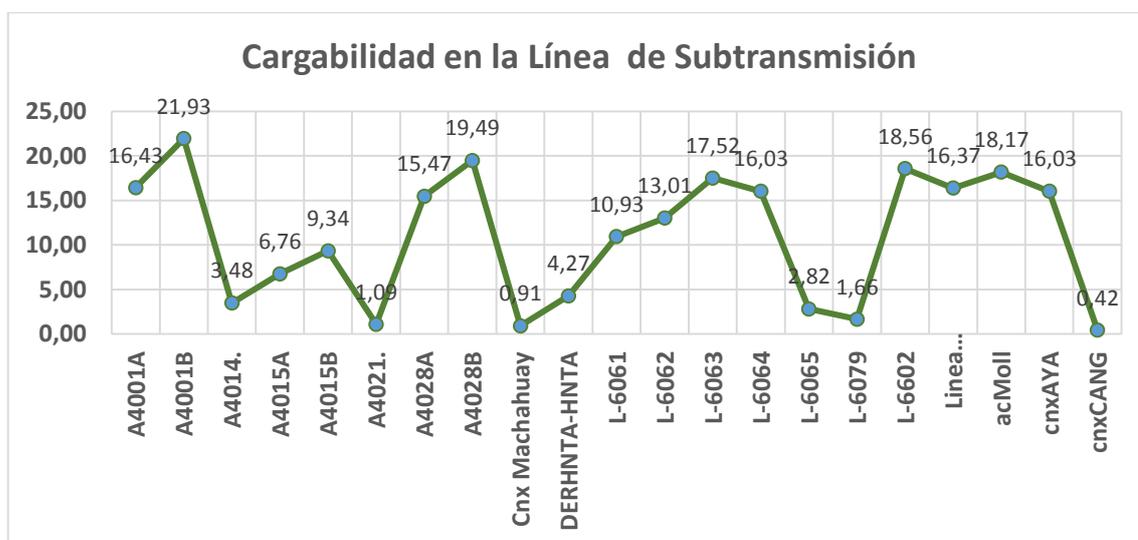
Tabla 23 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	0.89	0.40	16.43
A4001B	-0.88	-0.12	21.93
A4014.	-0.33	-0.05	3.48
A4015A	-0.45	-0.27	6.76
A4015B	-0.66	-0.30	9.34
A4021.	-0.10	-0.03	1.09
A4028A	-0.94	-0.29	15.47
A4028B	-1.20	-0.35	19.49
Cnx Machahuay	0.38	0.09	0.91
DERHNTA-HNTA	1.55	-0.90	4.27
L-6061	-1.94	4.20	10.93
L-6062	-2.32	4.14	13.01
L-6063	4.01	-6.07	17.52
L-6064	6.88	0.12	16.03
L-6065	0.17	-1.14	2.82
L-6079	0.47	0.37	1.66
L-6602	10.35	3.08	18.56
Línea Nueva	-11.60	-3.91	16.37
acMoll	7.52	-0.55	18.17
cnxAYA	6.87	0.18	16.03
cnxCANG	-0.17	0.04	0.42

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 23, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, alcanzan valores máximos de hasta 21.93%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además que la potencia reactiva y activa son negativos porque se está entregando potencia.

Figura 72: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 72, se puede observar que la mínima demanda en horas fuera de punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 21.93% y el mínimo de 0.42%, ambas están dentro de límites permisibles.

- **Cargabilidad en los transformadores**

Tabla 24 Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad de los transformadores

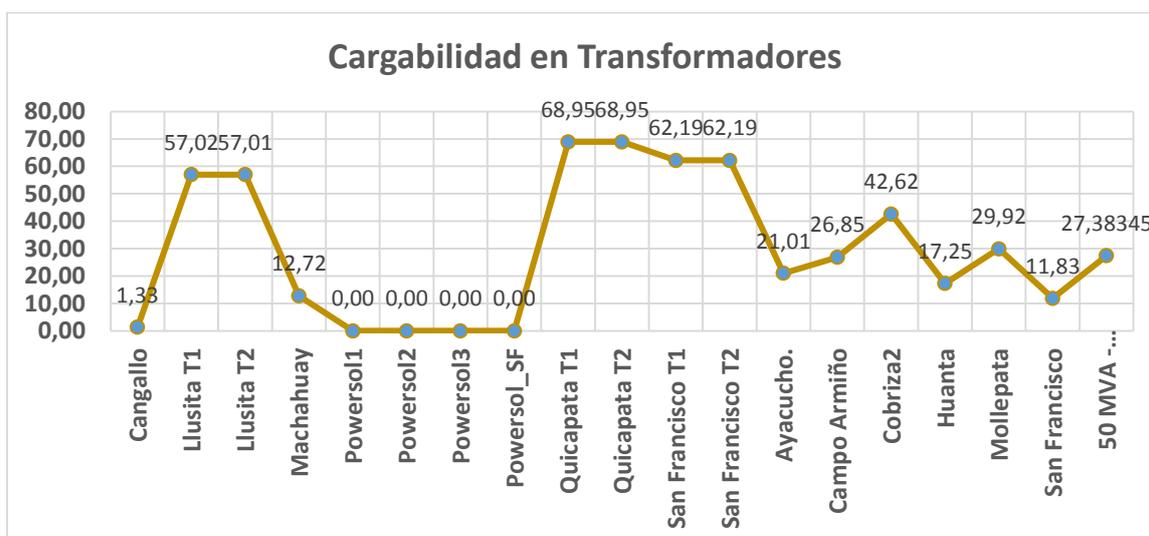
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	1.33
Llusita T1	57.02
Llusita T2	57.01

Machahuay	12.72
Powersol1	0.00
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	0.00
Quicapata T1	68.95
Quicapata T2	68.95
San Francisco T1	62.19
San Francisco T2	62.19
Ayacucho.	21.01
Campo Armiño	26.85
Cobrizas	42.62
Huanta	17.25
Mollepata	29.92
San Francisco	11.83
50 MVA	27.38

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 24, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores de sistema eléctrico se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 68.95%, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 73: Mínima demanda en Horas Fuera de Punta - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 73 se puede observar que el mayor valor de cargabilidad de los transformadores en mínima demanda en horas fuera de punta es de 68.95% lo presenta los transformadores de Quicapata, y la mínima cargabilidad lo presenta Powersol 1,2,3 y Powersol_SF ya que están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.3. CONTINGENCIAS

4.7.3.1. Salida De La Línea-Cobriza 1-Cobriza 2 - Máxima demanda en hora punta

- Perfil de tensión

Tabla 25 Contingencia 1 - Valores de perfil de tensión

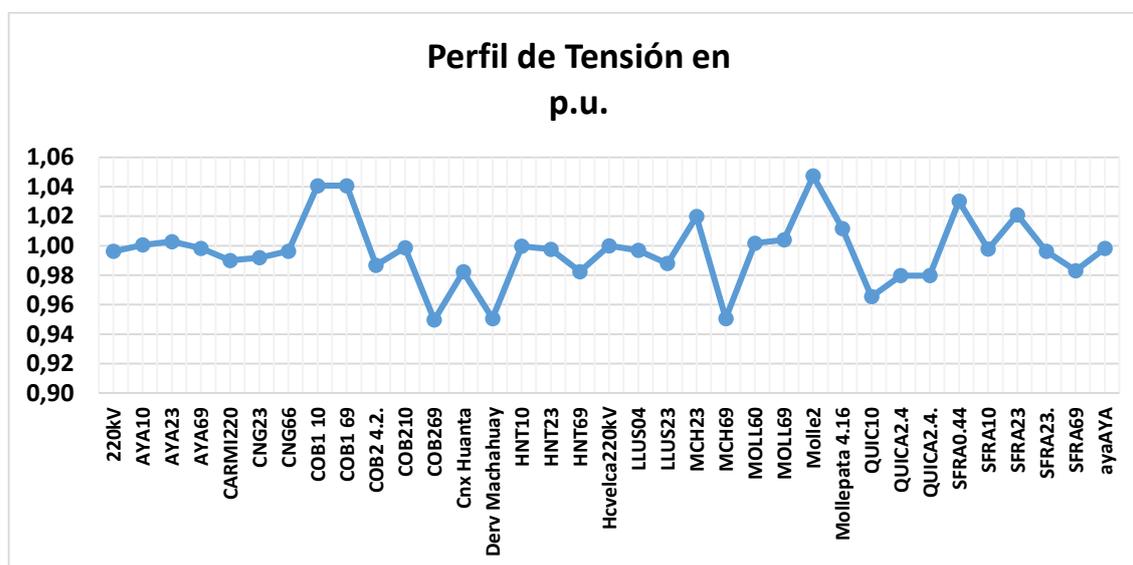
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	219.17	1.00	-0.4%
AYA10	10	10.01	1.00	0.1%
AYA23	22.9	22.96	1.00	0.3%
AYA69	69	68.88	1.00	-0.2%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.71	0.99	-0.8%
CNG66	69	68.75	1.00	-0.4%
COB1 10	10	10.41	1.04	3.9%
COB1 69	69	71.81	1.04	3.9%
COB2 4.2.	4.2	4.14	0.99	-1.3%
COB210	10	9.99	1.00	-0.1%
COB269	69	65.53	0.95	-5.3%
Cnx Huanta	69	67.78	0.98	-1.8%
Derv Machahuay	69	65.59	0.95	-5.2%
HNT10	10	10.00	1.00	0.0%
HNT23	22.9	22.85	1.00	-0.2%
HNT69	69	67.79	0.98	-1.8%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.44	1.00	0.0%
LLUS23	22.9	22.63	0.99	-1.2%
MCH23	22.9	23.35	1.02	1.9%
MCH69	69	65.59	0.95	-5.2%
MOLL60	69	69.12	1.00	0.2%
MOLL69	69	69.27	1.00	0.4%
Molle2	66	69.12	1.05	4.5%
Mollepata 4.16	4.16	4.21	1.01	1.1%
QUIC10	10	9.65	0.97	-3.6%
QUICA2.4	2.4	2.35	0.98	-2.1%

QUICA2.4.	2.4	2.35	0.98	-2.1%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.03	2.9%
SFRA10	10	9.98	1.00	-0.2%
SFRA23	22.9	23.38	1.02	2.1%
SFRA23.	22.9	22.81	1.00	-0.4%
SFRA69	69	67.83	0.98	-1.7%
ayaAYA	69	68.87	1.00	-0.2%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 25, se puede observar que durante la contingencia establecida, los perfiles de tensión en todas las barras del sistema eléctrico se encuentran dentro de los límites máximos y mínimos permisibles, sin embargo, la tensión máxima se encuentra en la barra de COB2 69 con un valor de -5.3%. En este caso el valor negativo se debe a que existe una caída de tensión.

Figura 74: Contingencia 1 - Perfil de Tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 74, se puede observar que en máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es de 0.95 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 26

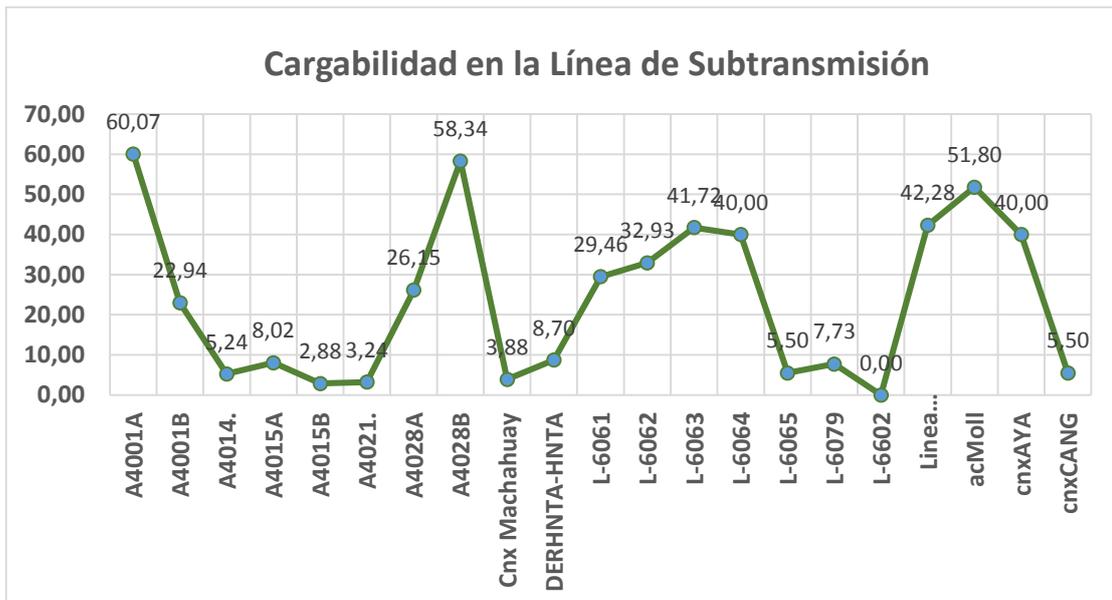
Tabla 26: Contingencia 1 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	3.31	1.26	60.07
A4001B	-0.87	-0.12	22.94
A4014.	-0.48	-0.07	5.24
A4015A	0.61	-0.02	8.02
A4015B	-0.15	-0.16	2.88
A4021.	-0.28	-0.09	3.24
A4028A	-1.56	-0.56	26.15
A4028B	-3.56	-1.06	58.34
Cnx Machahuay	1.22	-0.99	3.88
DERHNTA-HNTA	3.62	-0.37	8.70
L-6061	-11.88	0.69	29.46
L-6062	-13.11	1.68	32.93
L-6063	17.71	-1.60	41.72
L-6064	16.66	3.72	40.00
L-6065	2.17	-0.47	5.50
L-6079	2.76	0.37	7.73
L-6602	0.00	0.00	0.00
Línea Nueva	-39.49	-5.89	42.28
acMoll	21.61	4.50	51.80
cnxAYA	16.59	3.67	40.00
cnxCANG	-2.15	-0.58	5.50

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 26, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, alcanzan valores máximos de hasta 60.07%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además que la potencia reactiva y activa son positivos porque se está absorbiendo potencia.

Figura 75: Contingencia 1 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 75, se puede observar que, la máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 60.07% y el mínimo 2.88%, se registra cero en la L-6602 porque está fuera de servicio.

- **Cargabilidad en los transformadores**

El resultado del análisis de cargabilidad de los transformadores de potencia se encuentra resumida en la Tabla 27

Tabla 27 Contingencia 1 - Cargabilidad de los transformadores

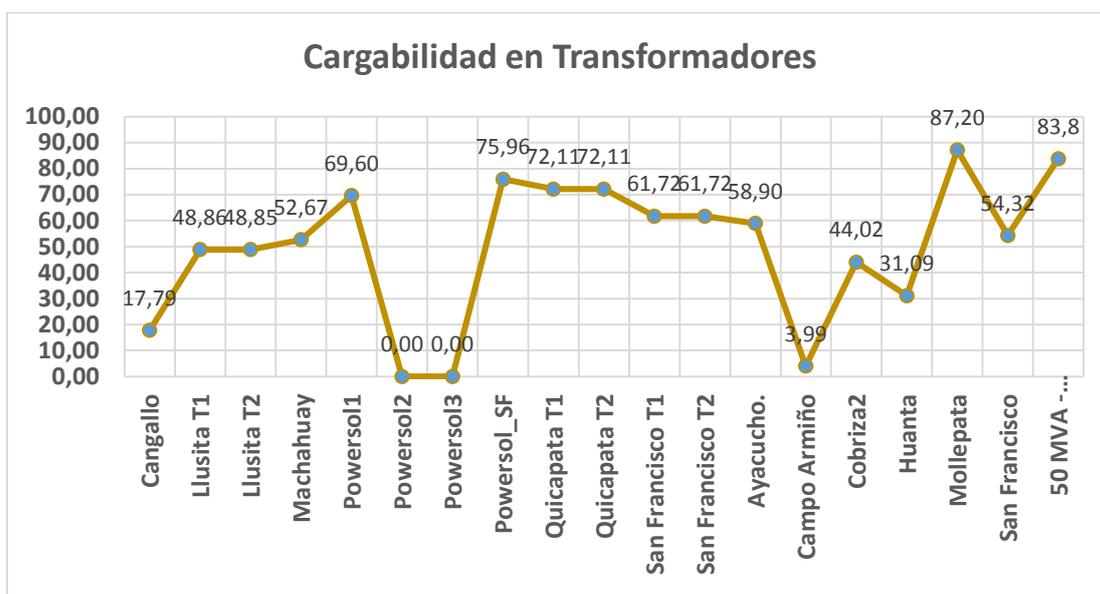
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	17.79
Llusita T1	48.86
Llusita T2	48.85

Machahuay	52.67
Powersol1	69.60
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	75.96
Quicapata T1	72.11
Quicapata T2	72.11
San Francisco T1	61.72
San Francisco T2	61.72
Ayacucho.	58.90
Campo Armiño	3.99
Cobrizas2	44.02
Huanta	31.09
Mollepata	87.20
San Francisco	54.32
50 MVA	83.8

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 27, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores de sistema eléctrico Ayacucho se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 87.20% que corresponde a la SE Mollepata, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 76: Contingencia 1 - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 76 se puede observar que el mayor valor de cargabilidad de los transformadores en máxima demanda en horas punta es de 87.20% lo presenta los transformadores de Mollepata, y la mínima cargabilidad lo presenta Powersol 2,3 ya que están en cero debido a que estos se encuentran fuera de servicio.

4.7.3.2. Salida De Las Centrales De Llusita-Quicapata-San Francisco - Máxima demanda en hora punta

- Perfil de tensión

Tabla 28 Contingencia 2 - Valores de perfil de tensión

BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitud en kV	u, Magnitud en p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	220.90	1.00	0.4%
AYA10	10	9.93	0.99	-0.7%
AYA23	22.9	22.76	0.99	-0.6%

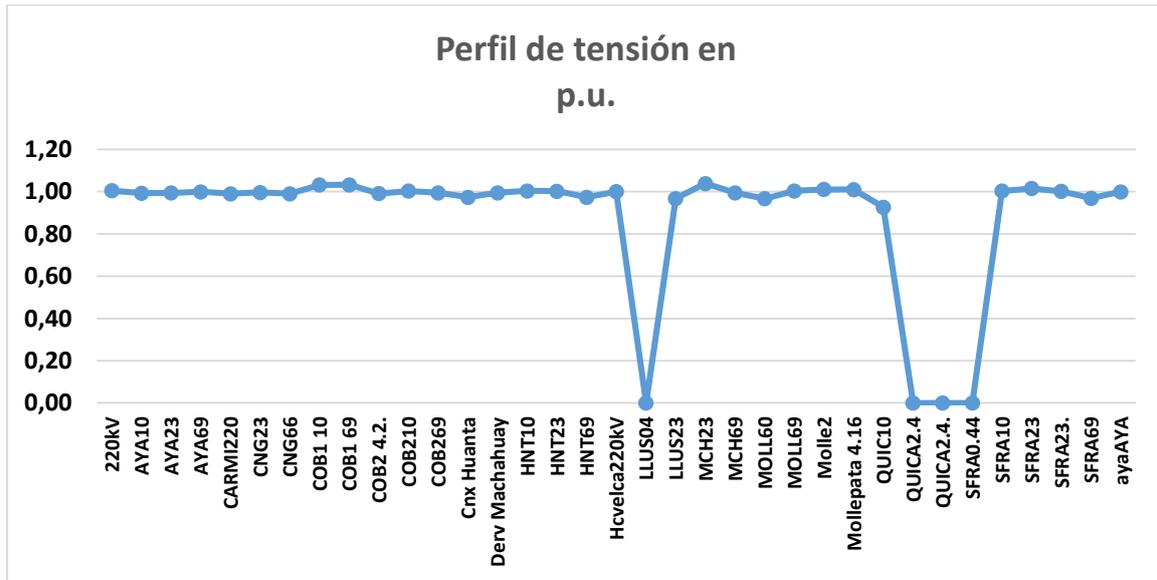
AYA69	69	68.95	1.00	-0.1%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.81	1.00	-0.4%
CNG66	69	68.31	0.99	-1.0%
COB1 10	10	10.32	1.03	3.1%
COB1 69	69	71.21	1.03	3.1%
COB2 4.2.	4.2	4.16	0.99	-0.9%
COB210	10	10.03	1.00	0.3%
COB269	69	68.65	0.99	-0.5%
Cnx Huanta	69	67.16	0.97	-2.7%
Derv Machahuay	69	68.61	0.99	-0.6%
HNT10	10	10.04	1.00	0.4%
HNT23	22.9	22.94	1.00	0.2%
HNT69	69	67.17	0.97	-2.7%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.00	0.00	0.0%
LLUS23	22.9	22.15	0.97	-3.4%
MCH23	22.9	23.77	1.04	3.7%
MCH69	69	68.61	0.99	-0.6%
MOLL60	69	66.71	0.97	-3.4%
MOLL69	69	69.23	1.00	0.3%
Molle2	66	66.71	1.01	1.1%
Mollepata 4.16	4.16	4.20	1.01	1.0%
QUIC10	10	9.26	0.93	-8.0%
QUICA2.4	2.4	0.00	0.00	0.0%
QUICA2.4.	2.4	0.00	0.00	0.0%
SFRA0.44	0.44	0.00	0.00	0.0%
SFRA10	10	10.03	1.00	0.3%
SFRA23	22.9	23.25	1.02	1.5%
SFRA23.	22.9	22.93	1.00	0.1%
SFRA69	69	66.88	0.97	-3.2%
ayaAYA	69	68.95	1.00	-0.1%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados mostrados en la Tabla 28, se puede observar que en caso de esta contingencia, los perfiles de tensión en la mayoría de las barras del sistema eléctrico de Ayacucho se encuentran dentro de los

límites máximos y mínimos permisibles según la NTCSE, sin embargo, la tensión en la barra de QUIC 10 tiene un valor de -8.0% lo cual supera los límites permisibles. En este caso el valor negativo se debe a que existe una caída de tensión.

Figura 77: Contingencia 2 – Perfil de Tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 77, se puede observar que en máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.04 PU y la mínima es cero en LLUS04, QUIC10, QUIC2.4 y SFR0.44 ya que se encuentran fuera de servicio.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtransmisión se encuentra resumido en la Tabla 29

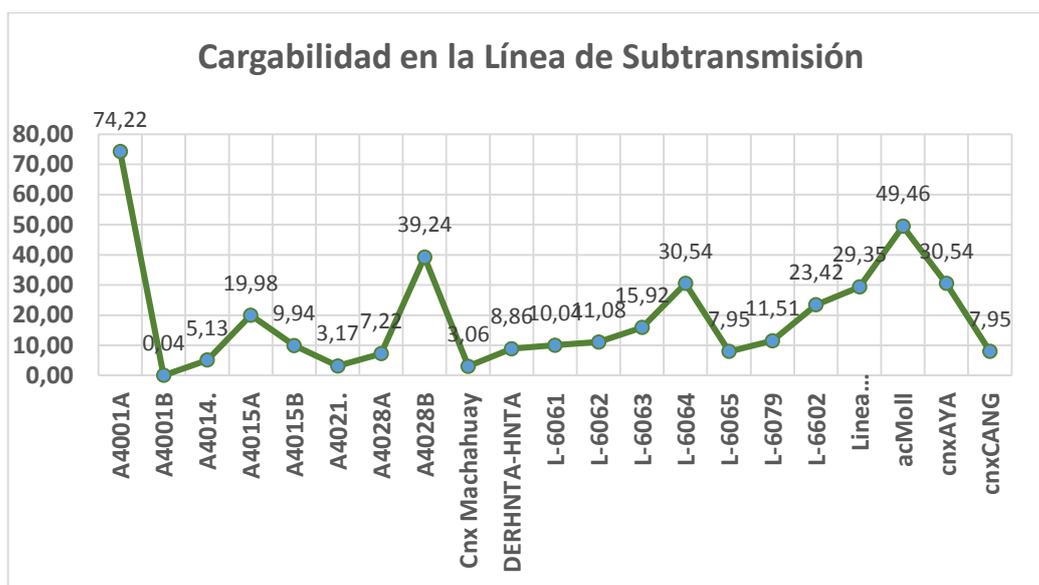
Tabla 29 Contingencia 2 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	4.10	1.43	74.22
A4001B	0.00	0.00	0.04
A4014.	-0.46	-0.07	5.13
A4015A	1.51	0.29	19.98
A4015B	0.74	0.14	9.94
A4021.	-0.27	-0.09	3.17
A4028A	-0.40	-0.23	7.22
A4028B	-2.39	-0.73	39.24
Cnx Machahuay	1.26	0.30	3.06
DERHNTA-HNTA	3.65	-0.37	8.86
L-6061	1.10	4.08	10.04
L-6062	-0.17	3.81	11.08
L-6063	3.93	-5.24	15.92
L-6064	12.86	2.08	30.54
L-6065	3.09	-0.07	7.95
L-6079	4.03	0.94	11.51
L-6602	13.35	3.34	23.42
Línea Nueva	-24.03	0.28	29.35
acMoll	20.01	3.69	49.46
cnxAYA	12.81	2.08	30.54
cnxCANG	-3.06	-0.94	7.95

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 29, se puede observar que los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, alcanzan valores máximos de hasta 74.22%, lo cual es considerado adecuado ya que estos valores se encuentran dentro de los límites permisibles. Además que la potencia reactiva y activa son positivos porque se está absorbiendo potencia.

Figura 78: Contingencia 2 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 78, se puede observar que la máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 74.22% y el mínimo 0.04% registrado en la A-4001B.

- **Cargabilidad en los transformadores**

Tabla 30 Contingencia 2 - Cargabilidad de los transformadores

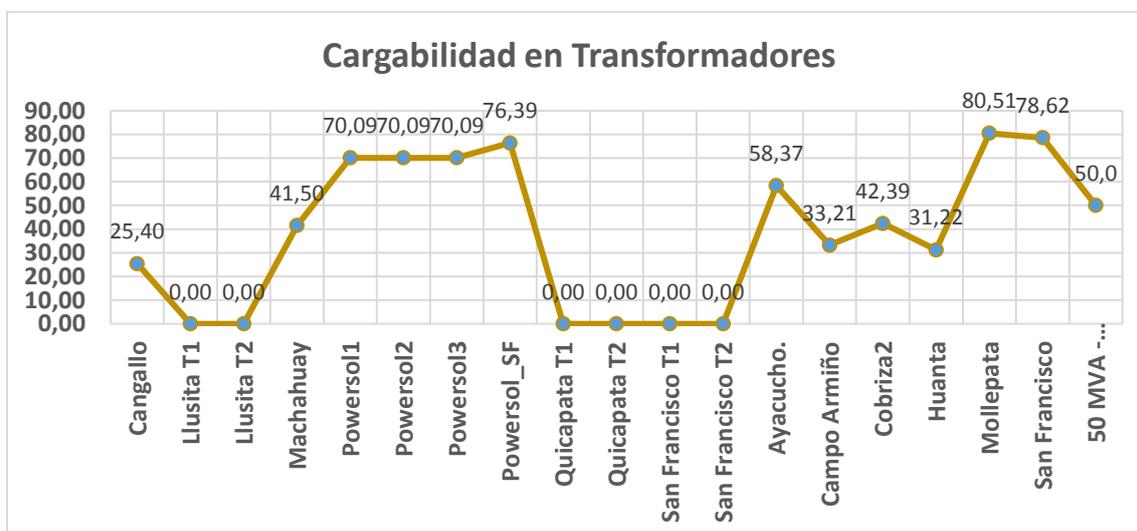
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	25.40
Llusita T1	0.00
Llusita T2	0.00
Machahuay	41.50
Powersol1	70.09
Powersol2	70.09
Powersol3	70.09
Powersol_SF	76.39
Quicapata T1	0.00
Quicapata T2	0.00
San Francisco T1	0.00

San Francisco T2	0.00
Ayacucho.	58.37
Campo Armiño	33.21
Cobriza2	42.39
Huanta	31.22
Mollepata	80.51
San Francisco	78.62
50 MVA	50.0

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 30, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores se encuentran dentro de los valores permisibles de operación alcanzando valores máximos de hasta 80.51%, lo cual es considerado adecuado ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

Figura 79: Contingencia 2 - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 79 se puede observar que el mayor valor de cargabilidad de los transformadores en máxima demanda en horas punta es de 80.51% lo presenta los transformadores de Mollepata, y la mínima cargabilidad lo presenta Llusita T1 y T2, Quicapata T1 y T2, San Francisco T1 y T2 con 0%, ya que están fuera de servicio.

4.7.4. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA PARA EL AÑO 2022

- Perfil de tensión

Tabla 31 Análisis de flujo en el año 2022 - Valores de perfil de tensión

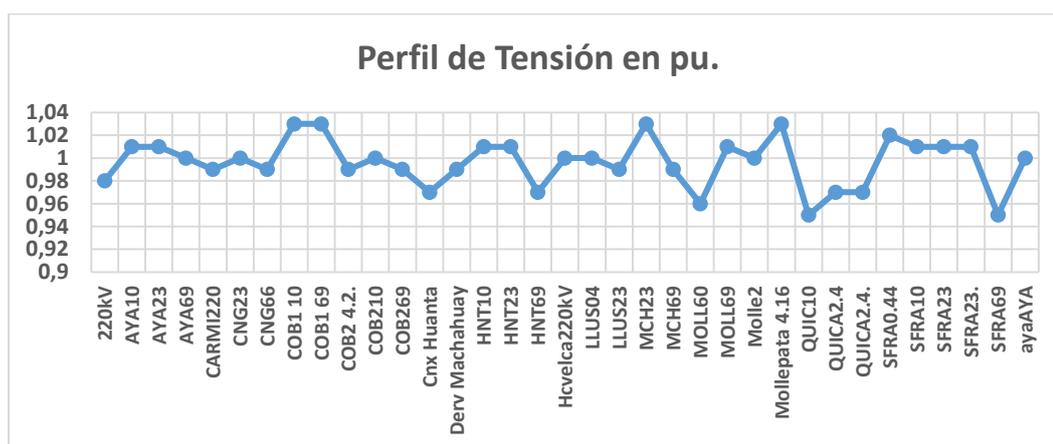
BARRA	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude p.u.	Variación $\Delta\%$
220kV	220	216.48	0.98	-1.6%
AYA10	10	10.06	1.01	0.6%
AYA23	22.9	23.15	1.01	1.08%
AYA69	69	68.90	1.00	-0.2%
CARMI220	220	217.80	0.99	-1.0%
CNG23	22.9	22.91	1.00	0.0%
CNG66	69	68.59	0.99	-0.6%
COB1 10	10	10.31	1.03	3.1%
COB1 69	69	71.19	1.03	3.1%
COB2 4.2.	4.2	4.15	0.99	-1.2%
COB210	10	10.00	1.00	0.0%
COB269	69	68.46	0.99	-0.8%
Cnx Huanta	69	66.70	0.97	-3.5%
Derv Machahuay	69	68.40	0.99	-0.9%
HNT10	10	10.07	1.01	0.7%
HNT23	22.9	23.04	1.01	-0.6%
HNT69	69	66.71	0.97	-3.4%
Hcvelca220kV	220	220.00	1.00	0.0%
LLUS04	0.44	0.44	1.00	0.0%
LLUS23	22.9	22.61	0.99	-1.3%
MCH23	22.9	23.66	1.03	3.2%
MCH69	69	68.40	0.99	-0.9%
MOLL60	69	66.29	0.96	-3.9%
MOLL69	69	69.51	1.01	0.7%
Molle2	66	66.28	1.00	0.4%
Mollepata 4.16	4.16	4.26	1.03	2.3%
QUIC10	10	9.52	0.95	-5.0%

QUICA2.4	2.4	2.32	0.97	-3.4%
QUICA2.4.	2.4	2.32	0.97	-3.4%
SFRA0.44	0.44	0.45	1.02	2.2%
SFRA10	10	10.09	1.01	0.9%
SFRA23	22.9	23.21	1.01	1.3%
SFRA23.	22.9	23.05	1.01	0.7%
SFRA69	69	65.31	0.95	-5.6%
ayaAYA	69	68.90	1.00	-0.2%

Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos en la tabla 31, se puede observar que el perfil de tensión en todas las barras se encuentran dentro de los límites permisibles según la NTCSE.

Figura 80: Análisis de flujo en el año 2022 – Perfil de Tensión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 80, se puede observar que, en máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de tensión llega hasta 1.03 PU y la mínima es 0.95 PU.

- **Cargabilidad en las líneas de subtransmisión**

El resultado del análisis de cargabilidad de las líneas de subtrasmisión se encuentra resumido en la Tabla 32

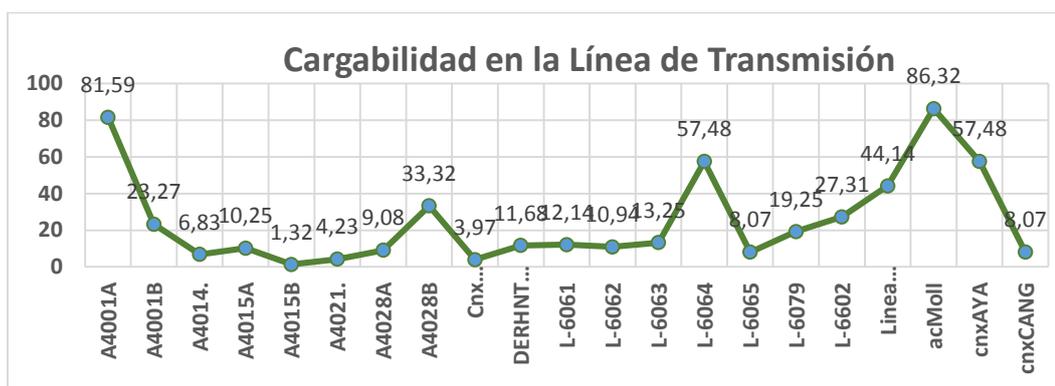
Tabla 32 Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad de las líneas de subtransmisión

LÍNEA	Total Active Power Terminal i in MW	Total Reactive Power Terminal i in Mvar	Loading %
A4001A	4.51	1.74	81.59
A4001B	-0.87	-0.12	23.27
A4014.	-0.62	-0.09	6.83
A4015A	1.09	0.08	10.25
A4015B	0.08	-0.11	1.32
A4021.	-0.37	-0.12	4.23
A4028A	0.58	0.03	9.08
A4028B	-2.03	-0.62	33.32
Cnx Machahuay	1.63	0.39	3.97
DERHNTA- HNTA	4.80	-0.06	11.68
L-6061	3.50	3.72	12.14
L-6062	1.87	3.35	10.94
L-6063	3.03	-4.49	13.25
L-6064	23.67	6.77	57.48
L-6065	3.17	-0.10	8.07
L-6079	6.61	2.15	19.25
L-6602	15.78	3.35	27.31
Linea Nueva	-36.71	-19.08	44.14
acMoll	33.52	11.01	86.32
cnxAYA	23.52	6.59	57.48
cnxCANG	-3.13	-0.91	8.07

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 32, se puede observar que en los valores de cargabilidad de las líneas de subtransmisión, no se presentan sobrecarga en las líneas del sistema eléctrico de Ayacucho donde la máxima cargabilidad llega al 86.32%. Además que la potencia reactiva y activa son positivos porque se está absorbiendo potencia.

Figura 81: Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad en líneas de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia

En la figura 81, se puede observar que en la máxima demanda en horas punta, el máximo nivel de cargabilidad en la línea de subtransmisión es de 86.32% y el mínimo 1.32% registrado en la A-4015B.

- **Cargabilidad en los transformadores**

Tabla 33 Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad de los transformadores

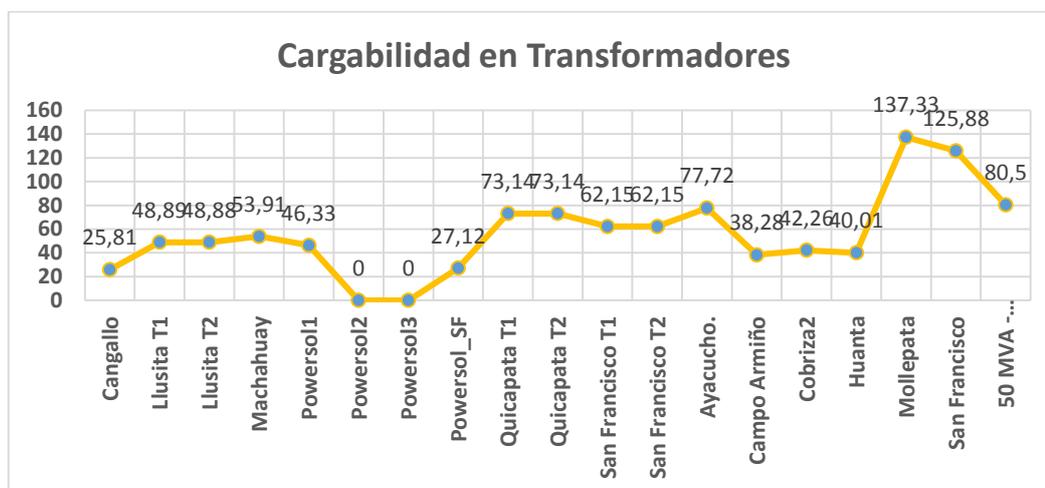
Nombre SE	Cargabilidad %
Cangallo	25.81
Llusita T1	48.89
Llusita T2	48.88
Machahuay	53.91
Powersol1	46.33
Powersol2	0.00
Powersol3	0.00
Powersol_SF	27.12
Quicapata T1	73.14
Quicapata T2	73.14
San Francisco T1	62.15
San Francisco T2	62.15
Ayacucho.	77.72
Campo Armiño	38.28

Cobriza2	42.26
Huanta	40.01
Mollepata	137.33
San Francisco	125.88
50 MVA	80.5

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 33, se puede observar que los valores de cargabilidad de los transformadores Mollepata y San Francisco superan el límite máximo permisible para el año 2022 por lo que se recomienda repotenciar dichos transformadores para que el equipamiento del sistema eléctrico Ayacucho opere dentro de los límites permisibles.

Figura 82: Análisis de flujo en el año 2022 - Cargabilidad en transformadores



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 82 se puede observar que el mayor valor de cargabilidad del transformador en máxima demanda-horas punta se presentan en: Mollepata con 137.33%, y San Francisco con 125.88 %.

CAPÍTULO V

VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se mostrará los resultados económicos mediante los indicadores de PAY BACK, VAN (Valor actual neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno) de la inversión para evaluar si es viable o no acometer la alternativa propuesta en la siguiente investigación.

5.1. DATOS DE LA INVERSIÓN

En el siguiente cuadro mostramos los datos de la inversión que son necesarios para el análisis de viabilidad:

Tabla 34 Inversión de Propuesta

Inversión de la Ampliación de SE Mollepata y Línea de transmisión					
ITEM	COMPONENTES	SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES	OBRAS CIVILES	MONTAJE ELECTROMECHANICO	GASTOS GENERALES 15%
1	Línea de transmisión 220KV	12,018,462.00	2,726,838.00	2,55,117.00	2,595,212.55
2	Ampliación SE Mollepata	4,189,285.83	631,283.21	313,575.07	770,121.62
3	SUBTOTALES \$	16,207,747.83	3,358,121.21	313,575.07	3,365,334.17
4	SUBTOTALES S/.	S/.51,864,793.06	S/.10,745,987.87	S/.1,003,440.22	S/.10,769,069.34
TOTAL GENERAL					S/.74,383,290.50

Fuente: Elaboración propia

Tabla 35 Datos de Inversión

INVERSIÓN	S/.74,383,290.50
AÑOS DE FUNCIONAMIENTO	20 años
TASA DE DESCUENTO	5.50%
CUOTAS AÑO	12

Fuente: Elaboración propia

5.2. INGRESOS

Los ingresos por operatividad desde el primer año hacia delante se engloban dentro de la tarifa regulada, y el crecimiento de consumo de energía eléctrica según estadísticas de Osinergmin.

Tabla 36 Ingresos por Consumo de Energía

ITEM	AÑO	2018	2019	2020	2021	2022
1	<i>Energía (MWh)</i>	60,913.01	65,047.58	69,182.16	71,146.58	73,111.00
2	<i>S./kWh</i>	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
3	<i>Ingresos S/.</i>	17,664,772.23	18,863,799.11	20,062,825.98	20,632,508.38	21,202,190.78
INGRESO TOTAL						S/.98,426,096.47

Fuente: Osinergmin

5.3. ESTUDIO ECONÓMICO

Par el análisis económico mostramos como resultados el valor del Pay Back, el VAN y el TIR de la propuesta:

5.3.1. PAY BACK

El PAY BACK es un indicador económico que nos brinda el tiempo que tardará la inversión en pagarse a sí misma. En nuestro caso, el PAY BACK obtenido es de 3.87 años por lo que consideramos la aproximación al año 4, que según el horizonte temporal la inversión es viable.

5.3.2. VAN (VALOR ACTUAL NETO)

El cálculo del VAN nos permite calcular el valor presente de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se considera si su valor es mayor a cero, que la inversión es rentable, si es menor a cero la inversión se debe evitar, y si es igual a cero se deberían analizar y reevaluar el proyecto.

En este caso se utilizó una tasa de descuento del 5.5%, por lo que el VAN del proyecto es de S/.9,181,413.07, por lo que decimos que la inversión es viable.

5.3.3. TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Es la tasa interna de retorno con la que el valor neto es igual a cero, considerando viable un proyecto cuando este es superior al VAN

En este caso el TIR es de 10%, siendo mayor a la tasa de descuento (5.5%), por lo podemos afirmar que la inversión es viable.

5.3.4. BENEFICIO/COSTO

Es el cociente de dividir el valor actualizado de los beneficios (ingresos) entre el valor de los costos (egresos). La inversión es aceptable si el valor de esta relación es mayor o igual a 1.0.

Tabla 37 Análisis Beneficio-Costo

ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO TOTAL EN LOS 5 PRIMEROS AÑOS DE VENTA DE ENERGÍA	
<i>Costo inicial Total</i>	S/.74,383,290.50
<i>Costos anuales</i>	S/.90,589.75
<i>Costos totales</i>	S/.74,473,880.25
<i>Beneficio Total</i>	S/.83,655,293.32
B/C	1.12

Fuente: Elaboración propia

En este caso el análisis del B/C es de S/.1.12, lo cual muestra que la inversión es viable al igual que el VAN, TIR y el PAY BACK.

CONCLUSIONES

1. Se realizó el análisis de variación de tensión en horas valle y horas punta, el cual nos permitió hacer la propuesta de cambiar la dirección de flujo del sistema eléctrico Ayacucho e implementar un transformador de potencia de 50MVA, un reactor de 10MVAR y una línea de transmisión de 20 km interconectado con el SEIN, y así mantener el nivel de tensión dentro de los parámetros normativos por lo que mejorarían notablemente el servicio eléctrico Ayacucho.
2. La alternativa propuesta fue evaluada en términos económicos por lo que su viabilidad es aceptable, teniendo un retorno de inversión a partir del cuarto año en que se inician las ventas de energía. Además hay que considerar que el prestigio e imagen de la empresa Electrocentro S.A ante sus clientes y entes supervisores, mejoraría notablemente, reduciendo reclamos y sanciones por ley.

RECOMENDACIONES

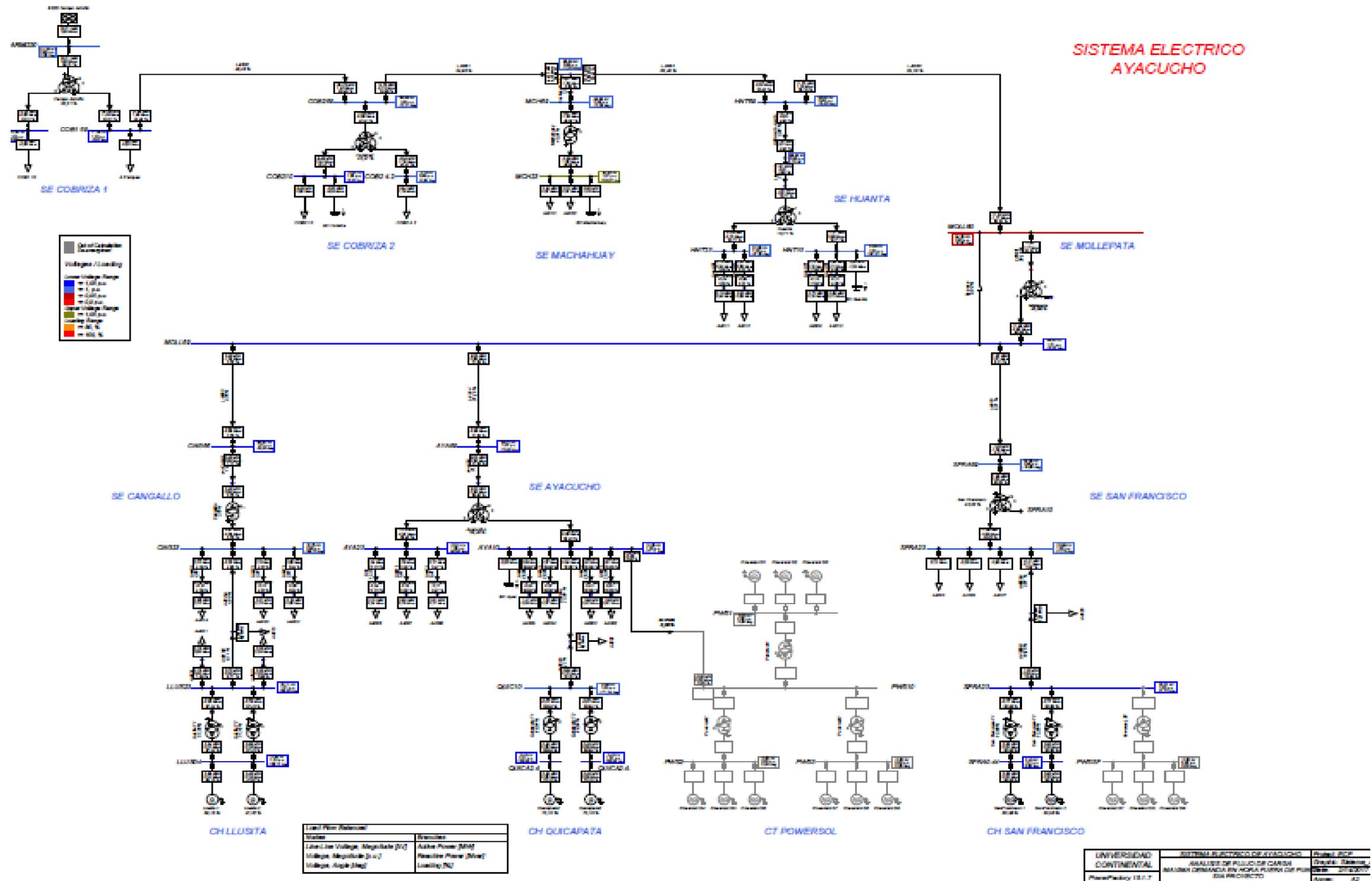
1. En los resultados obtenidos se observa que no existe caídas de tensión que supere los límites máximos permisibles por lo que es viable el proyecto propuesto. Así mismo se recomienda que Electrocentro debe repotenciar los transformadores de Mollepata y San Francisco para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico Ayacucho.
2. En la contingencia propuesta, interrupción del servicio en la línea L6602, Cobriza I- Cobriza II, durante la máxima demanda en horas punta, produce una tensión de barra de -5.3% en COB2 69, se recomienda operar el sistema con la ayuda de las centrales térmicas: Power Solutions 1, cuya cargabilidad de transformador es de 69,60% y de Power Solution_SF con cargabilidad de 75.96%, considerando el cambio de flujo del sistema.
3. En la segunda contingencia propuesta, donde las centrales de Llusita, Quicapata y San Francisco dejarán de trabajar por algún motivo, se recomienda abastecer de energía eléctrica por medio del funcionamiento de las centrales térmicas: Power Solution1,2,3 con cargabilidad de transformadores de 70.09% y Power Solution_ST con cargabilidad de 76.39%, donde los valores obtenidos con el aumento de carga en la línea son adecuados ya que se encuentra dentro de los límites máximos permisibles.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

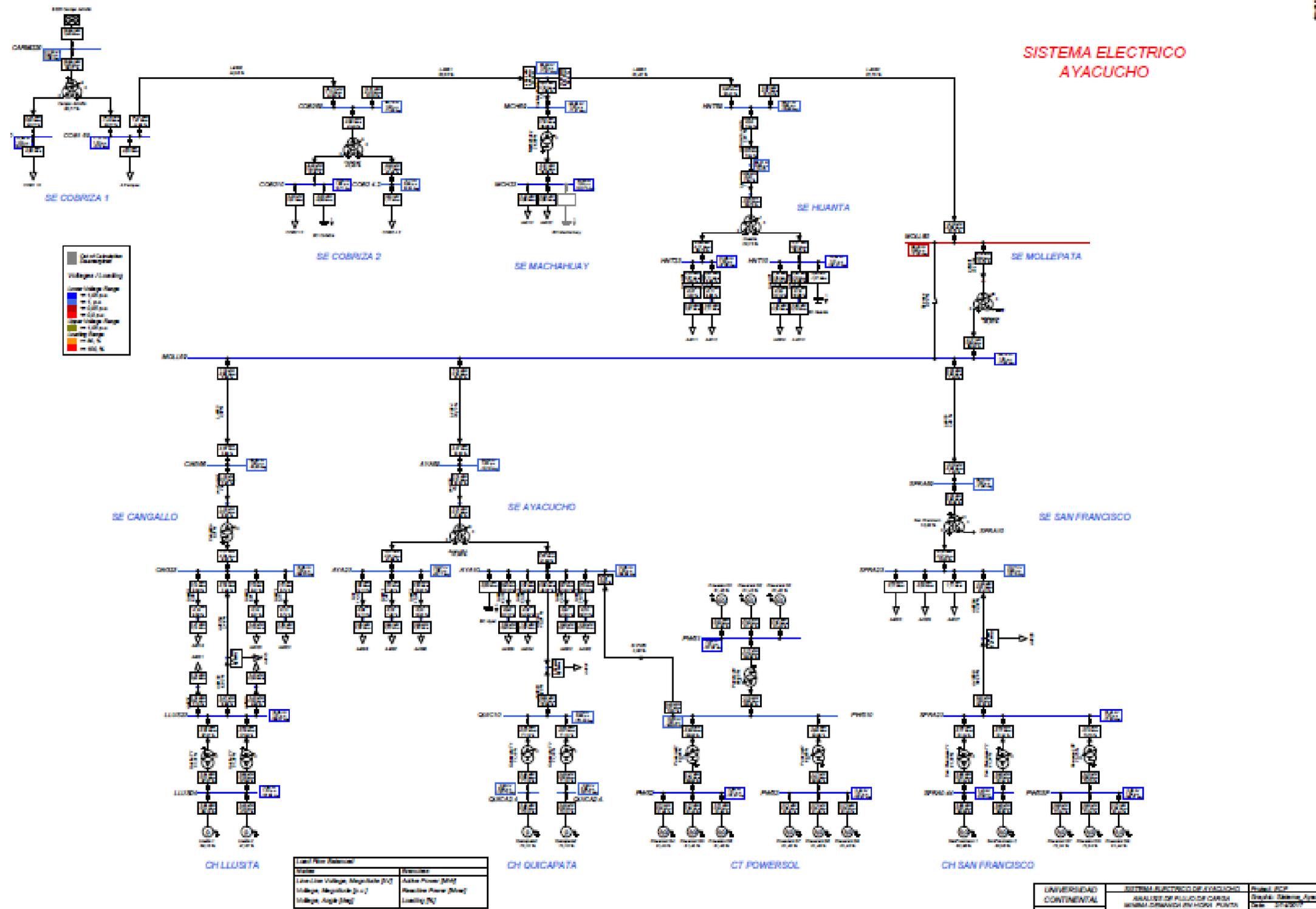
1. Aguirre, (2008) *Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de DigSilent. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador.*
2. Aguas y Tamayo, (2014) *Esquema de alivio de carga óptimo por bajo voltaje para el sistema nacional interconectado mediante Power Factory de Digsilent y programación los siguientes criterios: mínimas Matlab. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador.*
3. Guzmán, (2014) *Flujo de potencia óptimo para minimizar las pérdidas de potencia activa en el sistema nacional interconectado empleando el método de puntos interiores primal-dual y programación Matlab. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador*
4. Rodríguez, (2008) *Criterios, metodología y desarrollo de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia para el sistema eléctrico peruano. Universidad Nacional de Ingeniería.*
5. Serey (2015) *en Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.*
6. Stevenson, (Segunda Edición) *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*
7. Kotharu y Nagrath, (Tercera Edición) *Sistemas Eléctricos de Potencia.*
8. Theodore, (Sexta Edición) *Máquinas Eléctricas de Potencia.*
9. *CIP, Capítulo de Ingeniería Mecánica y Mecánica Eléctrica.*
10. Zuluaga y Gallego, (2004) *Análisis Estático de Contingencias de Potencia Activa en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Tecnológica de Pereira.*
11. Gallego, (2003) *Análisis Estático de Contingencias de Potencia Activa. Universidad Tecnológica de Pereira.*
12. Oseda, D. (2008). *Metodología de la Investigación.* Huancayo: Pirámide.
13. Sierra, R. (2002). *Tesis doctorales y trabajos de investigación científica.* Madrid: Paraninfo.
14. Orellana, G. (2007) *Metodología de la investigación.* Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú.

ANEXOS

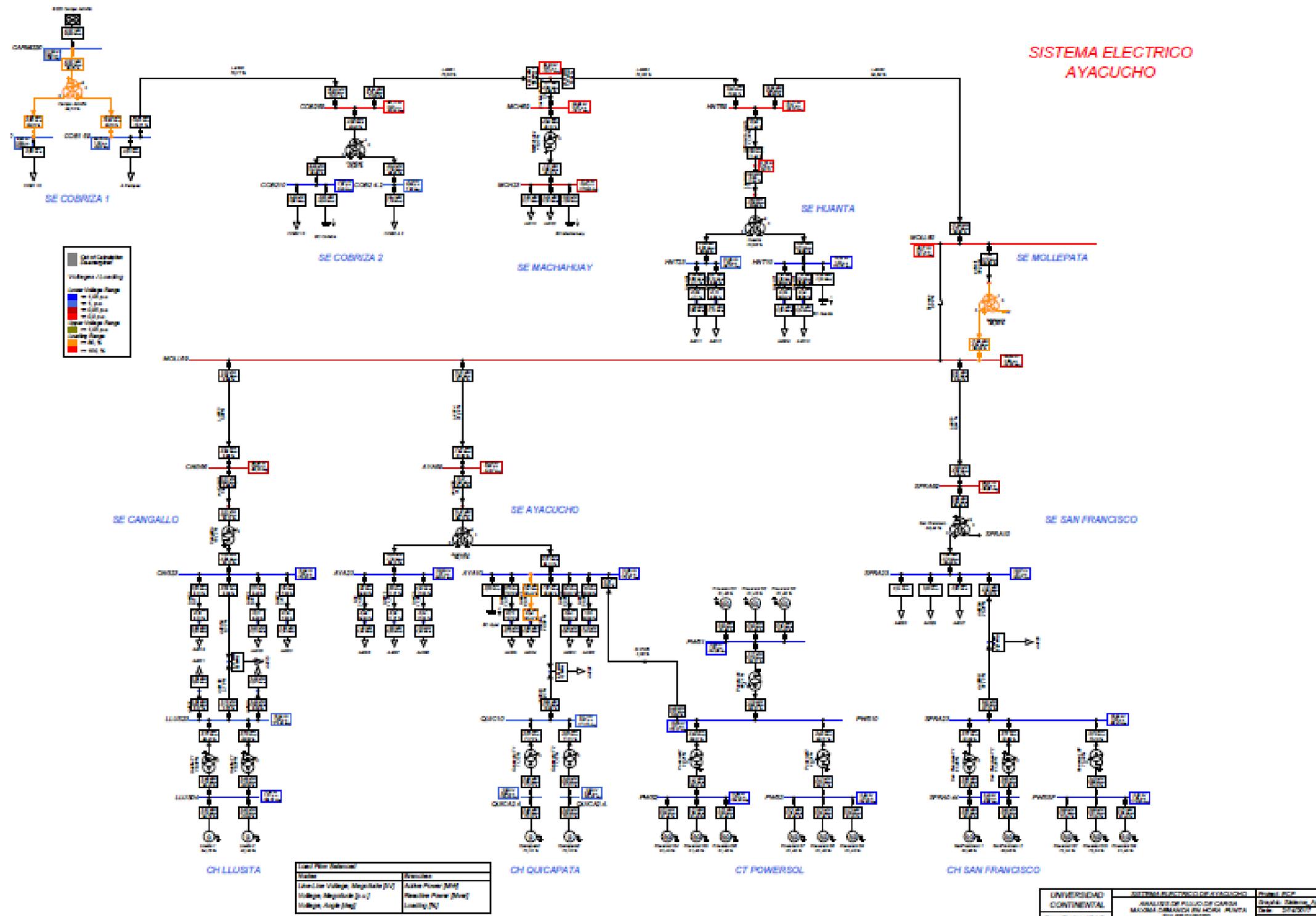
ANEXO 2: MÁXIMA DEMANDA EN HORAS FUERA DE PUNTA ACTUAL



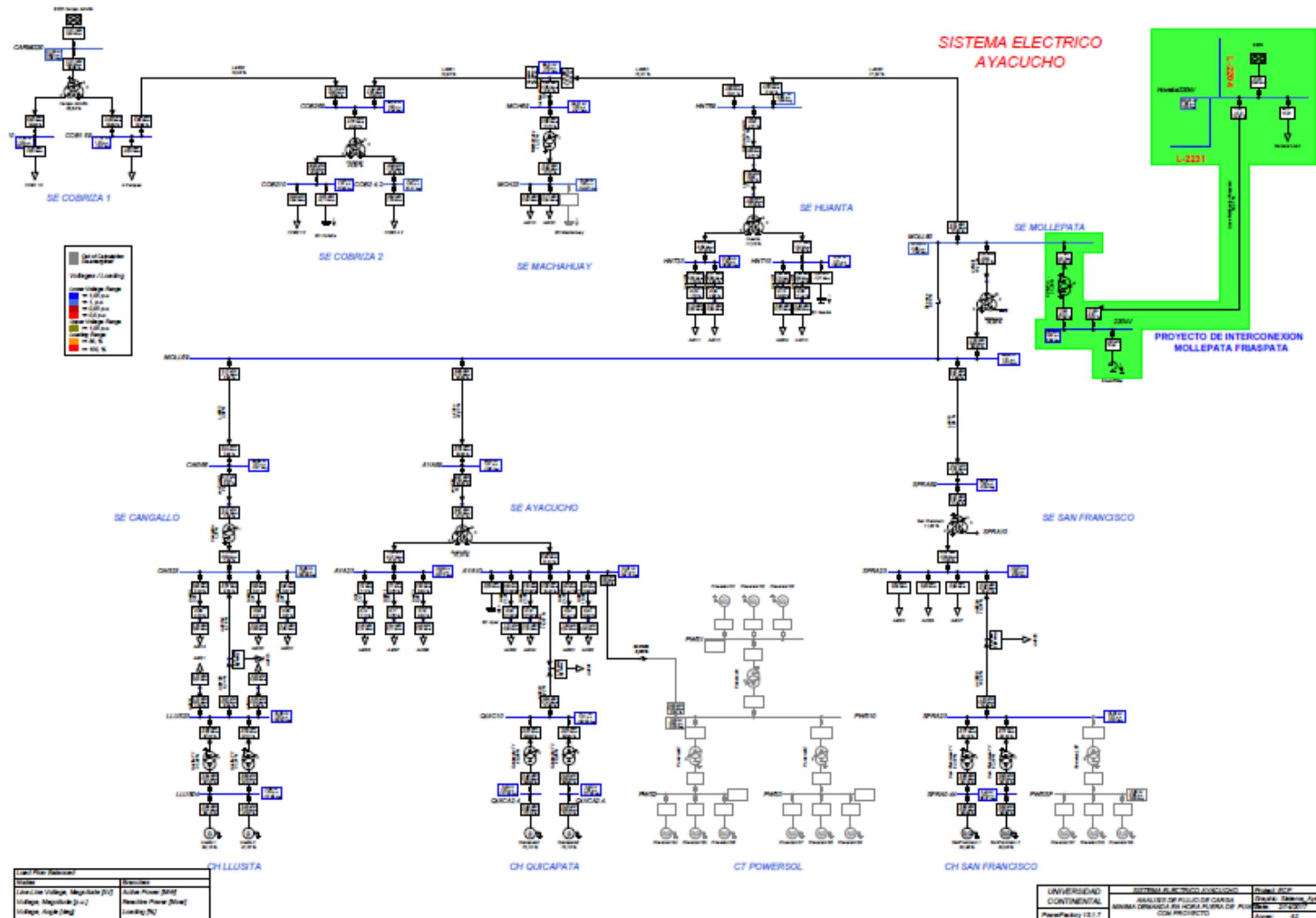
ANEXO 3: MÍNIMA DEMANDA EN HORAS PUNTA ACTUAL



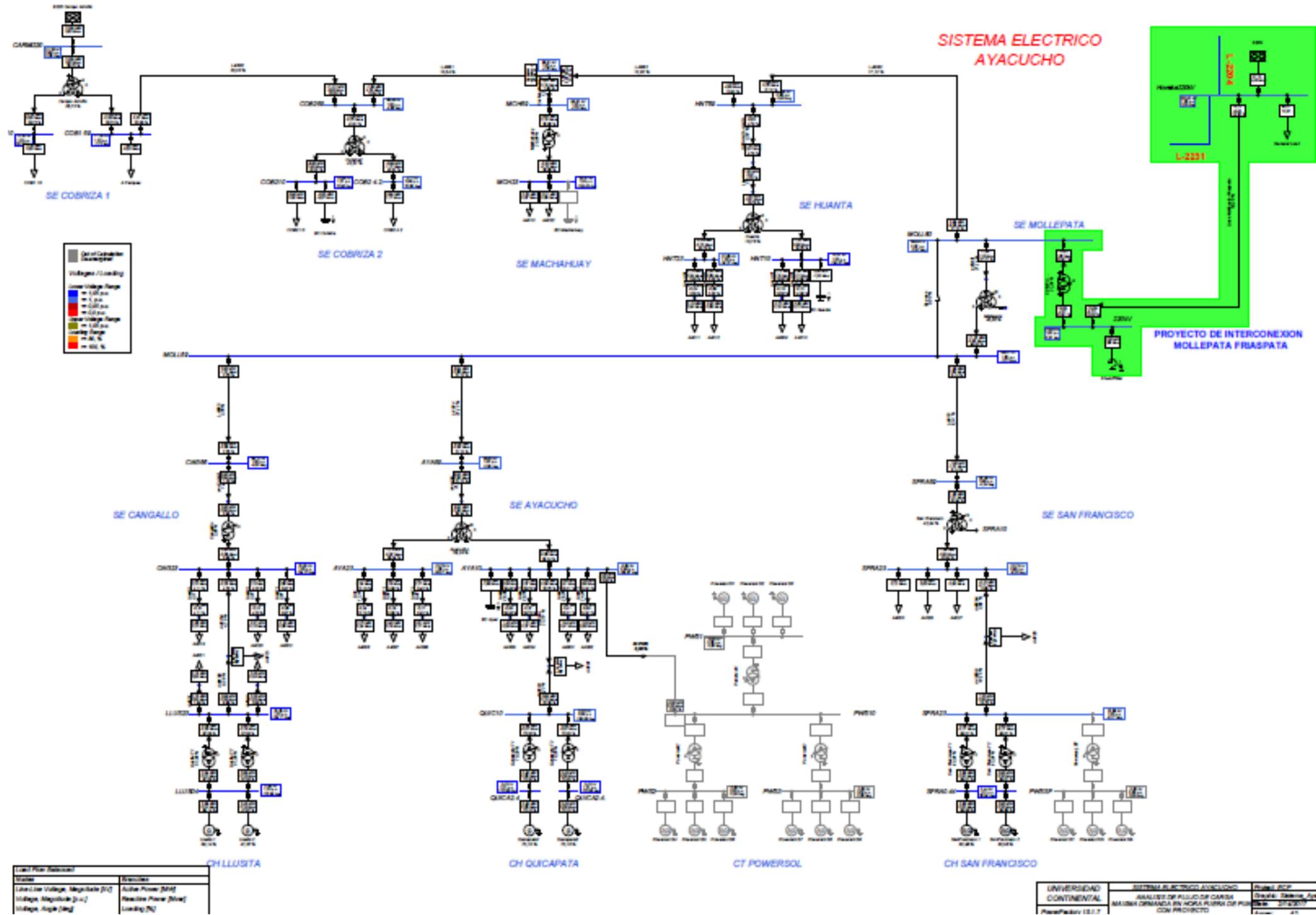
ANEXO 4: MÁXIMA DEMANDA EN HORAS PUNTA ACTUAL



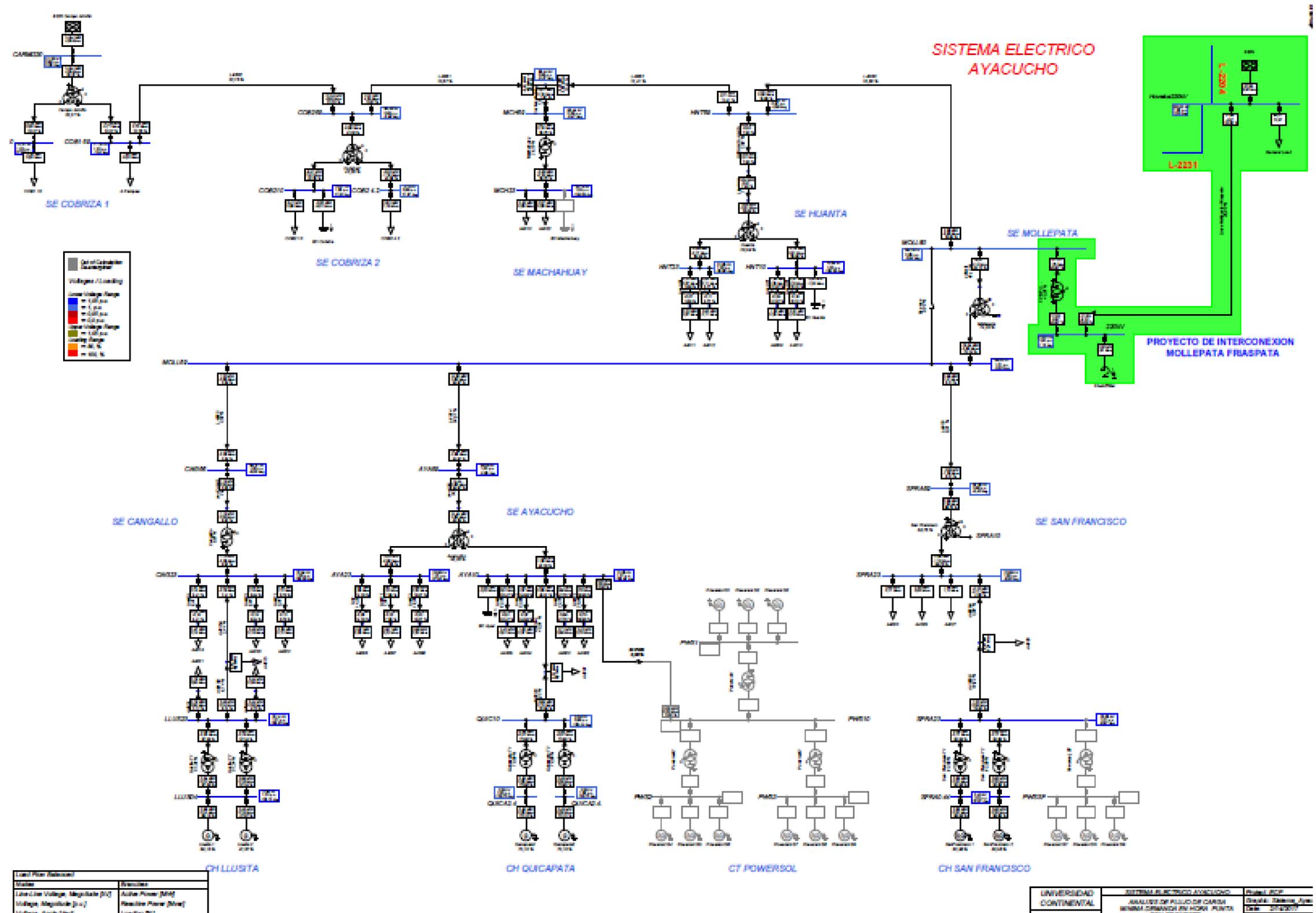
ANEXO 5: MÍNIMA DEMANDA EN HORAS FUERA DE PUNTA CON PROPUESTA



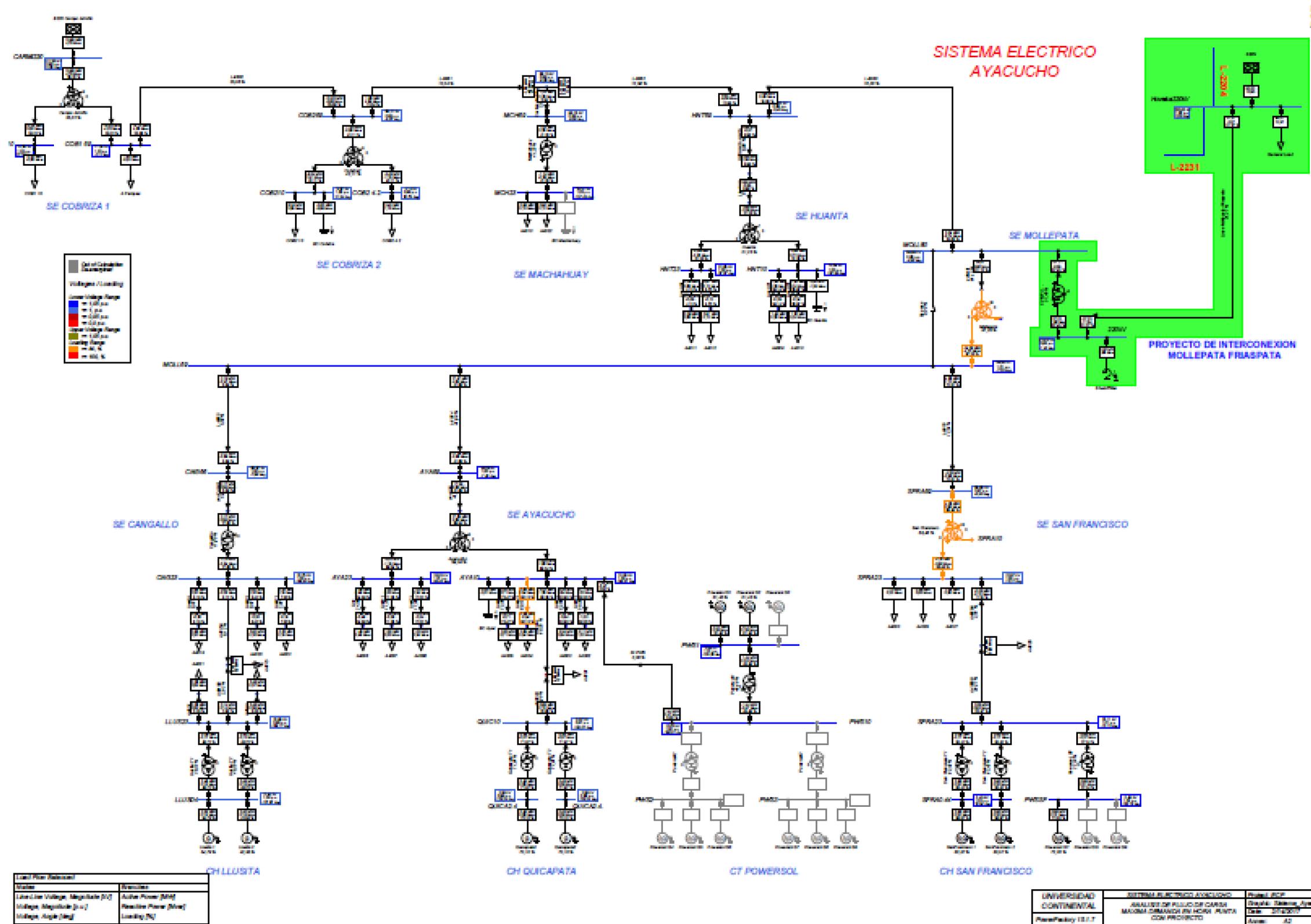
ANEXO 6: MÁXIMA DEMANDA EN HORAS FUERA DE PUNTA CON PROPUESTA



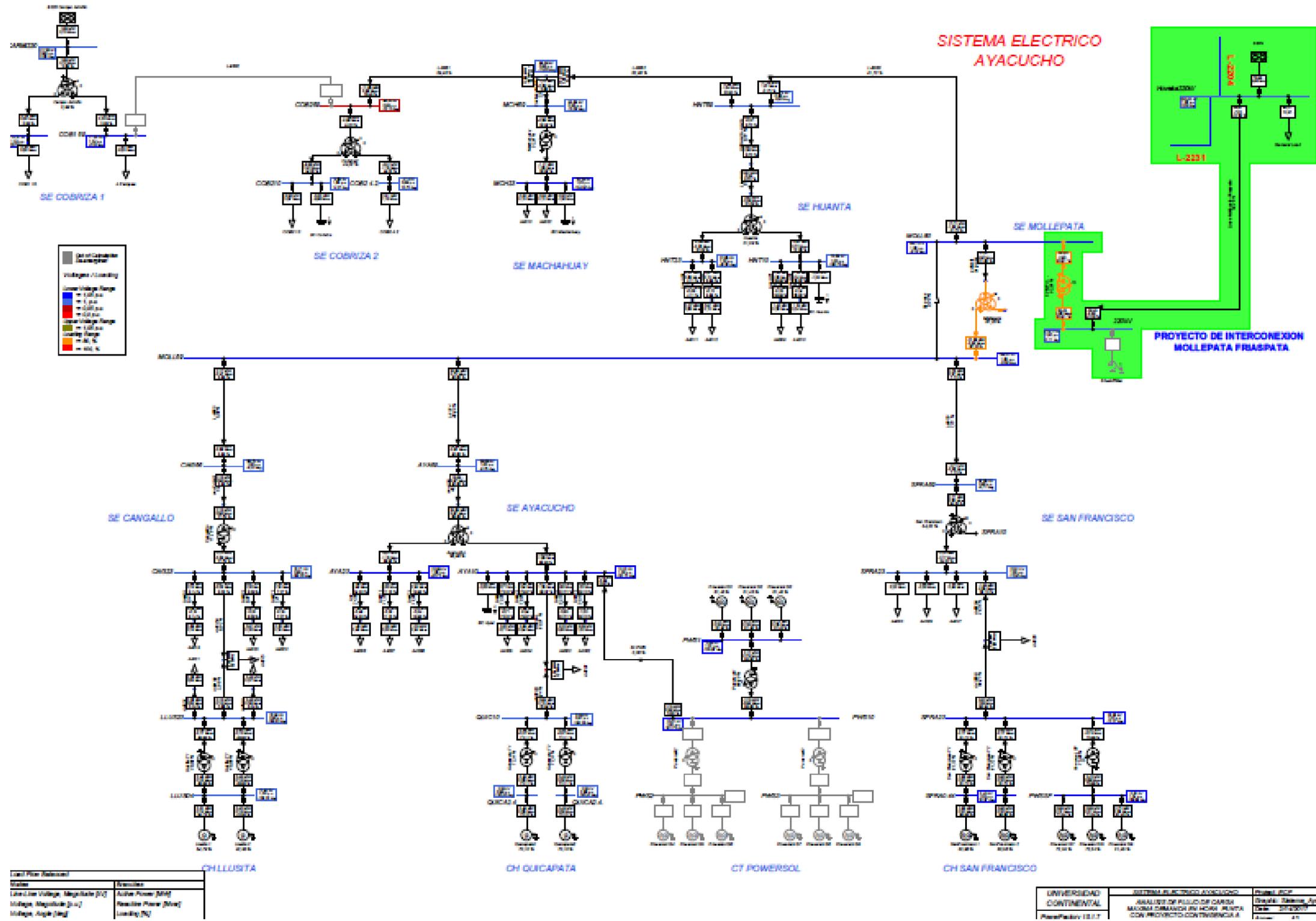
ANEXO 7: MÍNIMA DEMANDA EN HORAS PUNTA CON PROPUESTA



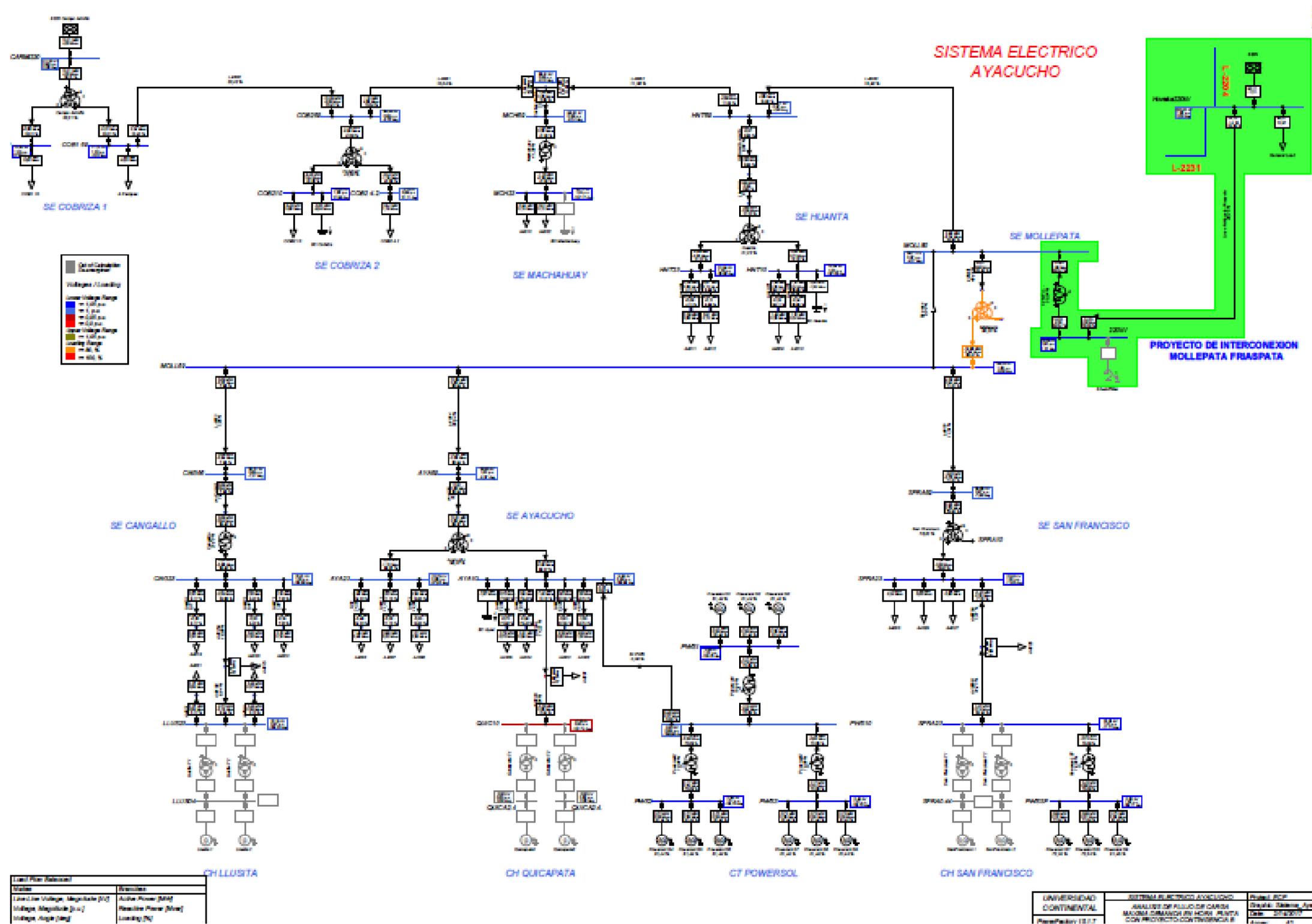
ANEXO 8: MÁXIMA DEMANDA EN HORAS PUNTA CON PROPUESTA



ANEXO 9: CONTINGENCIA A



ANEXO 10: CONTINGENCIA B



ANEXO 11: MÁXIMA DEMANDA EN HORAS PUNTA CON PROPUESTA EN EL AÑO 2022

