

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



**ESTUDIO DE PRE – OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN DE
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN GABÁN I AL SEIN
MEDIANTE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV**

TESIS

PRESENTADA POR:

YONY RONALD MAMANI CALLATA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO - PERÚ

2019

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

**“ESTUDIO DE PRE – OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN DE LA
 CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN GABÁN I AL SEIN MEDIANTE
 UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV”**

TESIS PRESENTADA POR:

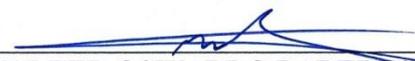
YONY RONALD MAMANI CALLATA



PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE : 
 M.Sc. WALTER OSWALDO PAREDES PAREJA

PRIMER MIEMBRO : 
 D.Sc. LEONIDAS VILCA CALLATA

SEGUNDO MIEMBRO : 
 Ing. OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

DIRECTOR / ASESOR : 
 M.Sc. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

ÁREA : Electricidad
 TEMA : Sistemas de Potencia y Protección

FECHA DE SUSTENTACIÓN 19 DE NOVIEMBRE DEL 2019

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación va dedicado a mis padres Paulino y Maria, a mis hermanas Dany y Yasmin por su apoyo incondicional a lo largo de mi formación académica, así como también que este esfuerzo culmine con éxito para ser un futuro profesional, por su apoyo en los momentos difíciles, puesto que siempre me han ayudado a enfrentar con valentía cada obstáculo presentado.

Yony Ronald Mamani Callata

AGRADECIMIENTO

A mi familia por su apoyo, comprensión y amor.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por haber posibilitado mi formación académica y hacer de mí un profesional eficiente y competente.

Al Ing. Victor Sotelo de la empresa San Gabán S.A. por las enseñanzas impartidas y apoyo en la elaboración de este proyecto.

Y todas las personas que contribuyeron en la realización del presente trabajo.

Yony Ronald Mamani Callata

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA -----	3
AGRADECIMIENTO -----	4
ÍNDICE GENERAL -----	5
ÍNDICE DE FIGURAS -----	9
ÍNDICE DE TABLAS -----	10
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS -----	16
RESUMEN -----	17
ABSTRACT -----	18
CAPITULO I -----	19
1. INTRODUCCIÓN -----	19
1.1. Descripción del problema-----	20
1.2. Formulación del problema-----	20
1.2.1. Problema general -----	20
1.2.2. Problemas específicos-----	20
1.3. Formulación de las variables -----	21
1.3.1. Variable independiente -----	21
1.3.2. Variable dependiente-----	21
1.4. Operacionalización de las variables -----	21
1.4.1. Variable independiente -----	21
1.4.2. Variable dependiente-----	21
1.5. Justificación del proyecto de investigación -----	22
1.5.1. Justificación técnica-----	22
1.5.2. Justificación metodológica-----	22
1.5.3. Justificación económica -----	22
1.5.4. Justificación social -----	22
1.6. Alcances y limitaciones -----	23
1.6.1. Alcances -----	23

1.6.2. Limitaciones-----	23
1.7. Objetivos -----	23
1.7.1. Objetivo general -----	23
1.7.2. Objetivos específicos-----	23
1.8. Formulación de hipótesis -----	24
1.8.1. Hipótesis general -----	24
1.8.2. Hipótesis específicos-----	24
CAPITULO II -----	25
2. REVISIÓN DE LITERATURA -----	25
2.1. Antecedentes-----	25
2.2. Marco teórico-----	26
2.2.1. Estudio de pre – operatividad-----	26
2.2.2. Estudio de operatividad-----	26
2.2.3. Estudio de pre – operatividad contenido -----	27
CAPITULO III -----	69
3. MATERIALES Y MÉTODOS -----	69
3.1. Tipo y diseño de la investigación-----	69
3.2. Población y muestra de la investigación-----	69
3.2.1. Población -----	69
3.2.2. Muestra-----	69
3.3. Técnicas para recolectar información-----	69
3.4. Herramientas para el procesamiento y análisis de datos -----	70
3.4.1. DIgSILENT PowerFactory-----	70
3.4.2. Microsoft Excel 2016 -----	70
3.4.3. AutoCAD 2018 -----	70
3.5. Metodología de investigación-----	70
3.6. Ingeniería del proyecto de la central -----	71
3.6.1. Generalidades -----	71
3.6.2. Características del proyecto-----	71

3.6.3. Aspectos básicos de ingeniería -----	72
3.6.4. Punto de conexión al SEIN-----	75
3.6.5. Máxima capacidad de generación -----	75
3.6.6. Componentes del proyecto -----	76
3.7. Ingeniería de la línea de transmisión -----	98
3.7.1. Descripción del proyecto -----	98
3.7.2. Normatividad-----	98
3.7.3. Características de la línea de transmisión -----	99
3.7.4. Criterios -----	99
3.7.5. Coordenadas-----	100
3.7.6. Cálculos justificativos -----	100
3.8. Estudios eléctricos del proyecto -----	112
3.8.1. Normatividad-----	112
3.8.2. Análisis del mercado eléctrico-----	113
3.8.3. Modelamiento del proyecto -----	116
3.8.4. Análisis de flujo de potencia en estado estacionario -----	118
3.8.5. Análisis de cortocircuitos-----	120
3.8.6. Estimaciones de estabilidad-----	122
CAPITULO IV -----	124
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN-----	124
4.1. Resultados de análisis de flujo de potencia -----	124
4.1.1. Análisis de flujo de potencia – año 2022-----	124
4.1.2. Análisis de flujo de potencia – año 2026-----	130
4.1.3. Análisis de contingencias (N – 1) -----	137
4.2. Resultados del análisis de cortocircuito -----	144
4.2.1. Análisis de cortocircuito – año 2022-----	144
4.2.2. Análisis de cortocircuito – año 2026-----	150
4.3. Resultados de estimaciones de estabilidad -----	157
4.3.1. Discusión de resultados-----	157

CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	159
REFERENCIAS	160
Artículos	160
Estudios	160
Libros.....	160
Normas	161
Tesis	161
Webgrafía.....	163
ANEXOS	164

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Tensiones de toque y paso-----	48
Figura N° 2.2: Cortocircuito monofásico-----	65
Figura N° 2.3: Cortocircuito bifásico a tierra-----	65
Figura N° 2.4: Cortocircuito Trifásico-----	66
Figura N° 3.1: Balance hídrico del proyecto periodo 1964 - 2018 -----	74
Figura N° 3.2: Modelamiento del proyecto en el software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1.1: Variable independiente-----	21
Tabla N° 1.2: Variable dependiente -----	21
Tabla N° 2.1: Factores de cableado-----	29
Tabla N° 2.2: Coeficiente de resistividad del conductor -----	30
Tabla N° 2.3: Coeficiente de temperatura de la resistencia-----	30
Tabla N° 2.4: Factores de aproximación -----	32
Tabla N° 2.5: Grados de contaminación-----	36
Tabla N° 2.6: Distancias mínimas de seguridad -----	42
Tabla N° 2.7: Faja de servidumbre -----	43
Tabla N° 2.8: Constantes de los materiales conductores -----	47
Tabla N° 2.9: Coeficiente de reducción -----	53
Tabla N° 3.1: Técnicas para recolectar información -----	69
Tabla N° 3.2: Características del proyecto-----	71
Tabla N° 3.3: Ruta de accesos a la zona del proyecto -----	72
Tabla N° 3.4: Condiciones meteorológicas de la zona del proyecto -----	72
Tabla N° 3.5: Topografía de la zona del proyecto-----	73
Tabla N° 3.6: Hidrología de la zona del proyecto -----	73
Tabla N° 3.7: Escenarios hidrológicos-----	73
Tabla N° 3.8: Balance hídrico mensualizado periodo 1964 - 2018 -----	73
Tabla N° 3.9: Sedimentología de la zona del proyecto -----	74
Tabla N° 3.10: Máxima capacidad de generación mensualizado -----	75
Tabla N° 3.11: Producción de energía por escenarios -----	76
Tabla N° 3.12: Características técnicas del grupo electrógeno-----	85
Tabla N° 3.13: Características técnicas de las turbinas -----	86
Tabla N° 3.14: Características técnicas de las válvulas de cierre-----	86
Tabla N° 3.15: Características técnicas de los generadores-----	87
Tabla N° 3.16: Características técnicas de los transformadores de potencia -----	87
Tabla N° 3.17: Sistemas de protección -----	89
Tabla N° 3.18: Características técnicas de la red de malla profunda -----	92
Tabla N° 3.19: Características técnicas del conductor de la red de malla profunda -----	92
Tabla N° 3.20: Características técnicas de las varillas de la red de malla profunda -----	92
Tabla N° 3.21: Características técnicas de la línea de transmisión-----	94
Tabla N° 3.22: Condiciones meteorológicas de la línea de transmisión -----	94
Tabla N° 3.23: Características técnicas de las estructuras -----	94
Tabla N° 3.24: Características técnicas del conductor de fase -----	95

Tabla N° 3.25: Características técnicas del cable de guarda EHS-----	95
Tabla N° 3.26: Características técnicas del cable de guarda OPGW-----	96
Tabla N° 3.27: Características técnicas del aislamiento-----	96
Tabla N° 3.28: Características técnicas de los aisladores de suspensión y anclaje-----	96
Tabla N° 3.29: Características técnicas del conductor de la puesta a tierra -----	97
Tabla N° 3.30: Características técnicas de las varillas de la puesta a tierra -----	97
Tabla N° 3.31: Sistemas automáticos de control-----	98
Tabla N° 3.32: Características de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora -----	99
Tabla N° 3.33: Coordenadas de las vértices de la línea de transmisión -----	100
Tabla N° 3.34: Selección del número de aisladores -----	103
Tabla N° 3.35: Hipótesis de calculo-----	104
Tabla N° 3.36: Características técnicas del conductor y del aislador -----	104
Tabla N° 3.37: Calculo mecánico de la cadena de suspensión condición de operación normal	105
Tabla N° 3.38: Calculo mecánico de la cadena de suspensión condición de rotura del conductor -----	105
Tabla N° 3.39: Calculo mecánico de la cadena de anclaje condición rotura del conductor ----	106
Tabla N° 3.40: Calculo de la resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”-----	110
Tabla N° 3.41: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición A -----	110
Tabla N° 3.42: Calculo de la resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”-----	111
Tabla N° 3.43: Calculo de la resistencia mutua entre las dos configuraciones -----	111
Tabla N° 3.44: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición B-----	111
Tabla N° 3.45: Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p” -----	112
Tabla N° 3.46: Calculo de la resistencia mutua entre las dos configuraciones -----	112
Tabla N° 3.47: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición C-----	112
Tabla N° 3.48: Programa de obras de generación zona sur-----	114
Tabla N° 3.49: Proyección de demanda zona norte -----	114
Tabla N° 3.50: Proyección demanda zona centro-----	114
Tabla N° 3.51: Proyección de demanda zona sur-----	115
Tabla N° 3.52: Proyección de demanda a nivel COES 2018 – 2030 (**) -----	115
Tabla N° 3.53: Parámetros eléctricos de los grupos de generación -----	116
Tabla N° 3.54: Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia -----	116
Tabla N° 3.55: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión-----	116
Tabla N° 3.56: Parámetros eléctricos de los grupos de generación del proyecto-----	117
Tabla N° 3.57: Parámetros eléctricos de las barras del proyecto -----	117

Tabla N° 3.58: Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia del proyecto -----	117
Tabla N° 3.59: Parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora-----	118
Tabla N° 3.60: Escenarios de análisis de flujo de potencia operación normal -----	120
Tabla N° 3.61: Escenarios de análisis de flujo de potencia operación en contingencia -----	120
Tabla N° 3.62: Escenarios de análisis de cortocircuito monofásico -----	121
Tabla N° 3.63: Escenarios de análisis de cortocircuito bifásico a tierra-----	122
Tabla N° 3.64: Escenarios de análisis de cortocircuito trifásico-----	122
Tabla N° 3.65: Escenarios de análisis de estabilidad transitoria-----	123
Tabla N° 3.66: Escenarios de análisis de estabilidad permanente-----	123
Tabla N° 4.1: Perfiles de tensión en barras – avenida máxima demanda 2022 -----	124
Tabla N° 4.2: Flujo de potencia de líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2022--	125
Tabla N° 4.3: Flujo de potencia de transformadores – avenida máxima demanda 2022-----	125
Tabla N° 4.4: Perfiles de tensión en barras – avenida media demanda 2022-----	125
Tabla N° 4.5: Flujo de potencia de líneas de transmisión – avenida media demanda 2022 ----	126
Tabla N° 4.6: Flujo de potencia de transformadores – avenida media demanda 2022 -----	126
Tabla N° 4.7: Perfiles de tensión en barras – avenida mínima demanda 2022-----	126
Tabla N° 4.8: Flujo de potencia de líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2022 --	127
Tabla N° 4.9: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2022----	127
Tabla N° 4.10: Perfiles de tensión en barras – estiaje máxima demanda 2022 -----	127
Tabla N° 4.11: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2022 -----	128
Tabla N° 4.12: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2022 ---	128
Tabla N° 4.13: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2022 -----	128
Tabla N° 4.14: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2022	129
Tabla N° 4.15: Flujo de potencia de las transformadores – estiaje media demanda 2022 -----	129
Tabla N° 4.16: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2022-----	129
Tabla N° 4.17: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda ----	130
Tabla N° 4.18: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda -----	130
Tabla N° 4.19: Perfiles de tensión de las barras – avenida máxima demanda 2026 -----	131
Tabla N° 4.20: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2026 -----	131
Tabla N° 4.21: Flujo de potencia de los transformadores – avenida máxima demanda 2026--	131
Tabla N° 4.22: Perfiles de tensión de las barras – avenida media demanda 2026-----	132
Tabla N° 4.23: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida media demanda 2026 -----	132
Tabla N° 4.24: Flujo de potencia de los transformadores – avenida media demanda 2026 ----	132
Tabla N° 4.25: Perfiles de tensión de las barras – avenida mínima demanda 2026-----	133

Tabla N° 4.26: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2026 -----	133
Tabla N° 4.27: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2026 --	133
Tabla N° 4.28: Perfiles de tensión de las barras – estiaje máxima demanda 2026 -----	134
Tabla N° 4.29: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2026 -----	134
Tabla N° 4.30: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2026 ---	134
Tabla N° 4.31: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2026 -----	135
Tabla N° 4.32: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2026	135
Tabla N° 4.33: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje media demanda 2026-----	135
Tabla N° 4.34: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2026-----	136
Tabla N° 4.35: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda 2026 -----	136
Tabla N° 4.36: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda 2026 ----	136
Tabla N° 4.37: Perfiles de tensión de las barras – avenida máxima demanda 2022 y 2026----	138
Tabla N° 4.38: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2022 y 2026-----	138
Tabla N° 4.39: Flujo de potencia de los transformadores – avenida máxima demanda 2022 y 2026 -----	138
Tabla N° 4.40: Perfiles de tensión de las barras – avenida media demanda 2022 y 2026 -----	139
Tabla N° 4.41: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida media demanda 2022 y 2026-----	139
Tabla N° 4.42: Flujo de potencia de los transformadores – avenida media demanda 2022 y 2026 -----	139
Tabla N° 4.43: Perfiles de tensión de las barras – avenida mínima demanda 2022 y 2026 ----	140
Tabla N° 4.44: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2022 y 2026-----	140
Tabla N° 4.45: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2022 y 2026 -----	140
Tabla N° 4.46: Perfiles de tensión de las barras – estiaje máxima demanda 2022 y 2026-----	141
Tabla N° 4.47: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2022 y 2026-----	141
Tabla N° 4.48: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2022 y 2026 -----	141
Tabla N° 4.49: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2022 y 2026-----	142
Tabla N° 4.50: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2022 y 2026-----	142

Tabla N° 4.51: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje media demanda 2022 y 2026 -----	142
Tabla N° 4.52: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2022 y 2026 -----	143
Tabla N° 4.53: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda 2022 y 2026-----	143
Tabla N° 4.54: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda 2022 y 2026 -----	143
Tabla N° 4.55: Cortocircuito monofásico – avenida máxima demanda 2022-----	145
Tabla N° 4.56: Cortocircuito monofásico – avenida mínima demanda 2022 -----	145
Tabla N° 4.57: Cortocircuito monofásico – estiaje máxima demanda 2022-----	146
Tabla N° 4.58: Cortocircuito monofásico – estiaje mínima demanda 2022 -----	146
Tabla N° 4.59: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida máxima demanda 2022-----	147
Tabla N° 4.60: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida mínima demanda 2022 -----	147
Tabla N° 4.61: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje máxima demanda 2022-----	148
Tabla N° 4.62: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje mínima demanda 2022 -----	148
Tabla N° 4.63: Cortocircuito trifásico – avenida máxima demanda 2022 -----	149
Tabla N° 4.64: Cortocircuito trifásico – avenida mínima demanda 2022-----	149
Tabla N° 4.65: Cortocircuito trifásico – estiaje máxima demanda 2022-----	150
Tabla N° 4.66: Cortocircuito trifásico – estiaje mínima demanda 2022 -----	150
Tabla N° 4.67: Cortocircuito monofásico – avenida máxima demanda 2026-----	151
Tabla N° 4.68: Cortocircuito monofásico – avenida mínima demanda 2026 -----	151
Tabla N° 4.69: Cortocircuito monofásico – estiaje máxima demanda 2026-----	152
Tabla N° 4.70: Cortocircuito monofásico – estiaje mínima demanda 2026 -----	152
Tabla N° 4.71: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida máxima demanda 2026-----	153
Tabla N° 4.72: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida mínima demanda 2026 -----	153
Tabla N° 4.73: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje máxima demanda 2026-----	154
Tabla N° 4.74: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje mínima demanda 2026 -----	154
Tabla N° 4.75: Cortocircuito trifásico – avenida máxima demanda 2026 -----	155
Tabla N° 4.76: Cortocircuito trifásico – avenida mínima demanda 2026-----	155
Tabla N° 4.77: Cortocircuito trifásico – estiaje máxima demanda 2026-----	156
Tabla N° 4.78: Cortocircuito trifásico – estiaje mínima demanda 2026 -----	156
Tabla N° 4.79: Estabilidad transitoria 2022-----	157

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A: Análisis de flujo de potencia 2022-----	165
Anexo A1: Sin proyecto -----	165
Anexo A2: Con proyecto -----	172
Anexo B: Análisis de flujo de potencia 2026-----	179
Anexo B1: Sin proyecto -----	179
Anexo B2: Con proyecto -----	186
Anexo C: Análisis de contingencias 2022-----	193
Anexo D: Análisis de contingencias 2026 -----	200
Anexo E: Análisis de cortocircuito 2022 -----	207
Anexo E1: Sin proyecto-----	207
Anexo E2: Con proyecto -----	220
Anexo F: Análisis de cortocircuito 2026 -----	233
Anexo F1: Sin proyecto-----	233
Anexo F2: Con proyecto-----	246
Anexo G: Estimaciones de estabilidad 2022-----	259
Anexo G1: Estabilidad transitoria -----	259
Anexo G2: Estabilidad permanente -----	272
Anexo H: Sistemas automaticos de control -----	285
Anexo I: Planimetría -----	289
Anexo J: Información -----	306

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

CH	Central Hidroeléctrica
EPO	Estudio de Pre – Operatividad
EO	Estudio de Operatividad
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

INSTITUCIONES

COES	Comité de Operación Económica del Sistema
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú

RESUMEN

El proyecto de investigación tiene como objetivo realizar el Estudio de Pre – Operatividad para la conexión de la Central Hidroeléctrica San Gabán I al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para lo cual las simulaciones deben satisfacer los criterios de desempeño impuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

El tipo de metodología que se empleó en el proyecto de investigación es descriptivo y analítico mediante simulaciones de flujo de potencia: Operación en estado estacionario, análisis de contingencias, análisis de cortocircuito y estimaciones de estabilidad con el software de simulación DIgSILENT PowerFactory 15.1.7.

El periodo de análisis incluye los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje para las condiciones de máxima, media mínima demanda para el año de ingreso 2022 y para el año 2026, sin proyecto y con proyecto, tomando como referencia el Procedimiento Técnico COES PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

Se consideró para el proyecto la base de datos del SEIN 2017 – 2026 en formato DIgSILENT PowerFactory (Pfd).

El resultado del periodo de análisis que se ha obtenido de las simulaciones de flujos de potencia son los niveles de tensión en las barras, la distribución de flujos de potencia activas y reactivas, corrientes de cortocircuito para diferentes de fallas, que nos permitirá demostrar el impacto que tendrá la Central Hidroeléctrica San Gabán I en la operación de su zona de influencia para el año de ingreso 2022 y para el año 2026.

Palabras Clave: DIgSILENT, SEIN, COES, Pre – Operatividad, Generación.

ABSTRACT

The research project aims to carry out the Pre - Operational Study for the connection of the San Gabán I Hydroelectric Power Plant to the National Interconnected Electric System (SEIN), for which the simulations must meet the performance criteria imposed by the Operation Committee System Economic (COES).

The type of methodology used in the research project is descriptive and analytical through power flow simulations: steady state operation, contingency analysis, short circuit analysis and stability estimates with the simulation software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7.

The analysis period includes the hydrological scenarios of avenue and sewerage for the conditions of maximum, minimum average demand for the year of income 2022 and for the year 2026, without project and with project, taking as reference the Technical Procedure COES PR - 20 “Entry, Modification and Removal of Facilities in the SEIN”.

The SEIN 2017-2026 data base in DIgSILENT PowerFactory (Pfd) format was considered for the project.

The result of the analysis period that has been obtained from the simulations of power flows are the voltage levels in the bars, the distribution of active and reactive power flows, short-circuit currents for different faults, which will allow us to demonstrate the impact that the San Gabán I Hydroelectric Power Plant will have in the operation of its area of influence for the year of income 2022 and for the year 2026.

Keywords: DIgSILENT, SEIN, COES, Pre – Operability, generation.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto se realiza el Estudio de Pre – Operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I tomando como referencia el procedimiento Técnico COES PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, para lo cual las simulaciones de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad deben satisfacer los criterios de desempeño impuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La presente investigación está estructurada de la siguiente manera:

Capítulo I, se realiza la descripción y formulación del problema, formulación de variables, operacionalización de las variables, justificación del proyecto, alcances y limitaciones, objetivos y formulación de hipótesis.

Capítulo II, se describe los antecedentes que preceden a la investigación, marco teórico, definiciones de un Estudio de Pre – Operatividad.

Capítulo III, se describe la metodología empleada, técnicas para recolectar información, técnicas para el procesamiento y análisis de datos, tratamiento de datos, descripción de las características del proyecto, descripción de la línea de transmisión, estudios eléctricos del proyecto mediante simulaciones de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad.

Capítulo IV, se describe los resultados y la discusión de todo el procedimiento desarrollado en el capítulo III, asimismo se verifica que los resultados de las simulaciones de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad están dentro de los límites permisibles de operación establecidos por el COES, además se concluye que la conexión de la Central Hidroeléctrica San Gabán I no provocara impactos negativos en la operación del SEIN.

1.1. Descripción del problema

El problema radica en el desconocimiento del comportamiento del sistema interconectado por el ingreso de una nueva central hidroeléctrica conectada a la red.

Los posibles problemas que se pueden presentar son los siguientes:

- Sobrecarga en los generadores, transformadores, líneas de transmisión.
- Sobretensión en las barras.
- Subtensión en las barras.
- Sobrecorriente en los generadores, transformadores, líneas de transmisión, barras
- Estabilidad angular, tensión y frecuencia.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

¿Qué consecuencias puede ocasionar la conexión de una central eléctrica a un sistema interconectado?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Qué parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora se ven afectados en el estudio de pre - operatividad?
- ¿Cómo podemos realizar el modelamiento de las instalaciones de la central hidroeléctrica San Gabán I y de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory?
- ¿Cómo podemos determinar los parámetros de operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I y de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora Interconectada al SEIN?

1.3. Formulación de las variables

1.3.1. Variable independiente

La conexión eléctrica de la Central Hidroeléctrica San Gabán I al SEIN mediante la Línea de Transmisión en 220 kV.

1.3.2. Variable dependiente

- Estudio de Pre – Operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I
- El estudio de Pre – Operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I está en función la conexión eléctrica de la central al SEIN mediante la Línea de Transmisión en 220 kV

1.4. Operacionalización de las variables

1.4.1. Variable independiente

1.4.1.1. Operación de la variable independiente

Tabla N° 1.1: Variable independiente

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES	ÍTEMS
La conexión eléctrica de la Central Hidroeléctrica San Gabán I al SEIN mediante la Línea de Transmisión en 220 kV	Diseño de la red	Diseño e implementación de la topología de la red	Modelamiento de la red y elementos
			Conexión al sistema (SEIN)

Elaboración propia

1.4.2. Variable dependiente

1.4.2.1. Operación de la dependiente

Tabla N° 1.2: Variable dependiente

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES	ÍTEMS
Estudio de Pre – Operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I	Flujo de Potencia	Operación normal	El nivel de tensión deberá estar dentro del rango de $\pm 5\%$
			Nivel de carga menor al 100 %
	Operación en contingencia	El nivel de tensión deberá estar dentro del rango de 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación	
		Nivel de carga menor o igual al 120 %	
	Cortocircuitos	Operación normal	S_K " Potencia de cortocircuito inicial
	Estabilidad	Eventos de fallas	Eventos de fallas
Apertura de falla y despeje de falla trifásica			

Elaboración propia

1.5. Justificación del proyecto de investigación

El siguiente proyecto de investigación se realizó debido a los siguientes motivos:

1.5.1. Justificación técnica

El proyecto de investigación de tesis se justifica con la finalidad de demostrar el impacto que tendrá la conexión de la Central Hidroeléctrica San Gabán I en la operación de su zona de influencia en el SEIN tomando como referencia el Procedimiento Técnico PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

1.5.2. Justificación metodológica

El proyecto de investigación de tesis se justifica para lograr un adecuado Estudio de Pre – Operatividad se realizó simulaciones de flujo de potencia con el software de simulación DIGSILENT PowerFactory, bajo los escenarios de hidrológicos de avenida y estiaje en condiciones de máxima, media y mínima demanda, en ese sentido los resultados se obtendrán mediante las simulaciones de flujo de potencia en estado estacionario en condiciones normales y de contingencia, simulaciones de las corrientes de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico, análisis de estabilidad transitoria de las instalaciones de la Central Hidroeléctrica San Gabán I y la Línea de Transmisión San Gabán I – Onocora.

1.5.3. Justificación económica

La justificación económica del proyecto de investigación es cubrir la creciente demanda eficiente de energía que habrá en la zona sur del país, con los 110 MW que inyectará la Central Hidroeléctrica San Gabán al SEIN que contribuirá con el desarrollo de la economía y bienestar de los usuarios del sistema interconectado; garantizando continuidad y calidad del suministro eléctrico al SEIN.

1.5.4. Justificación social

La realización de este proyecto de investigación tiene un impacto social favorable porque contribuye con el desarrollo del proyecto central hidroeléctrica San Gabán I,

asimismo la central generara una fuente de trabajo en las etapas de estudios, construcción y operación mejorando la calidad de vida de muchas personas. La energía producida por la central beneficiará a todos los usuarios del SEIN, con el cual se proyecta cubrir una parte de la demanda energética del país.

1.6. Alcances y limitaciones

1.6.1. Alcances

- Modelamiento de la CH San Gabán I (110 MW) y la línea de transmisión San Gabán I – Onocora (220 kV) en el software DIgSILENT Power Factory 15.1.7 y analizar los resultados
- Realizar los estudios eléctricos para determinar el impacto que tendrá la CH San Gabán I en la operación del SEIN

1.6.2. Limitaciones

- Por motivos de actualización de la base datos del COES se ha considerado la base de datos (2017 - 2026) ya que la base de datos actual (2019 - 2030) está en una versión superior al software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7.
- El estudio se realizó con la base de datos 2017 – 2026 que está en formato DIgSILENT PowerFactory 15.1.7 (Pfd)

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo general

Realizar el Estudio de Pre – Operatividad para la conexión de la Central Hidroeléctrica San Gabán I al SEIN mediante una Línea de Transmisión en 220 kV.

1.7.2. Objetivos específicos

- Determinar los parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora que intervienen en el Estudio de Pre – Operatividad.

- Modelar las instalaciones eléctricas de la central hidroeléctrica San Gabán I y la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory.
- Determinar mediante el software de simulación DIgSILENT PowerFactory los parámetros de operatividad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I y de la Línea de Transmisión San Gabán I – Onocora interconectada al SEIN, para los siguientes análisis: flujo de potencia, contingencias, cortocircuito y estimaciones de estabilidad.

1.8. Formulación de hipótesis

1.8.1. Hipótesis general

Al realizar el Estudio de Pre – Operatividad, determina que la conexión de la central hidroeléctrica San Gabán al SEIN mediante una línea de transmisión en 220 kV no genera un impacto negativo en la operación del sistema interconectado.

1.8.2. Hipótesis específicos

- Si determinamos los parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora, podremos utilizar dichos parámetros en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory.
- Es posible modelar las instalaciones de la central hidroeléctrica San Gabán I y de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory
- Si utilizamos el software de simulación DIgSILENT PowerFactory, podremos realizar varias simulaciones hasta satisfacer los criterios de desempeño impuestos por el COES.

CAPITULO II

2. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes

- Toribio S. A. (2015). Análisis de Pre Operatividad de la Línea de Transmisión Carhuaquero – Cajamarca – Norte – Cacic para su Interconexión al SEIN en 220 Kv. Tesis de la Universidad Nacional del Centro del Perú – Huancayo. La tesis consiste en la evaluación del impacto de la puesta en servicio de la Línea de Transmisión Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cacic en 220 Kv y las subestaciones asociadas sobre la operación del SEIN. La tesis presenta la ejecución de los siguientes análisis: Análisis de la operación en estado estacionario en condiciones normales y condiciones de contingencias, análisis de cortocircuitos y análisis de estabilidad.
- San Gabán S.A. (2014). Estudio de Pre Operatividad de la Mini Central Hidroeléctrica Tupuri. El proyecto Mini Central Hidroeléctrica Tupuri consiste en la generación de 2.2 MW y una línea de transmisión de 10.78 km (22.9 kV) hasta la Subestación San Gabán II que es el punto de Conexión al SEIN. El periodo de análisis incluye las condiciones de avenida y estiaje para las condiciones de máxima, media y mínima demanda para el año de ingreso 2016 y para el año 2020, se considera la base de datos del SEIN, en formato DIGSILENT Power Factory (Pfd).
- Pepsa Tecconsult S.A. (2016). Estudio de Pre – Operatividad de la Conexión Eléctrica de la Central Hidroeléctrica de la Central Hidroeléctrica San Gabán III. El proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III consiste en la generación de 205 MW y una de transmisión 139.32 km (220 kV) hasta la Subestación Onocora que es el punto de Conexión al SEIN. El periodo de análisis incluye las condiciones

de máxima, media y mínima demanda para el año de ingreso 2022 y para el año 2026, se considera la base de datos 2017 – 2026 del SEIN, formato DIgSILENT Power Factory (Pfd).

- Incopo S.R.L. (2017). Actualización del Estudio de Pre – Operatividad de la Mini Central Hidroeléctrica Tupuri. El proyecto Mini Central Hidroeléctrica Tupuri consiste en la generación de 2.2 MW y una línea de transmisión de 10.78 km (22.9 kV) hasta la Subestación San Gabán II que es el punto de Conexión al SEIN. El periodo de análisis incluye las condiciones de avenida y estiaje para las condiciones de máxima, media y mínima demanda para el año de ingreso 2019 y para el año 2026, se considera la base de datos 2017 – 2026 del SEIN, en formato DIgSILENT PowerFactory (Pfd).

2.2. Marco teórico

2.2.1. Estudio de pre – operatividad

El estudio de Pre – Operatividad es un análisis a nivel de factibilidad que tiene el objetivo de mostrar que las instalaciones del proyecto han sido diseñadas correctamente para conectarse al SEIN sin perturbar la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

2.2.2. Estudio de operatividad

El estudio de Operatividad es un análisis a nivel definitivo que tiene el objetivo de verificar que las instalaciones del proyecto han sido diseñadas correctamente para conectarse al SEIN sin perturbar la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

2.2.3. Estudio de pre – operatividad contenido

2.2.3.1. Ingeniería del proyecto de la central

- Resumen de las características generales de la central: datos de ubicación, zona de influencia, alcances del proyecto, descripción y selección de los principales componentes de la central, futuras ampliaciones y cronograma de implementación.
- Características técnicas generales del equipamiento turbina, generador, transformador, características y parámetros dados por el fabricante.
- Planos de ubicación y planta, diagrama unifilar del sistema eléctrico y unifilar de protección del equipamiento turbina, generador, transformador. (COES, 2013)

2.2.3.1.1. Potencia de una central hidroeléctrica

$$P_{CH} = \frac{\rho * g * \eta_t * \eta_g * \eta_m * Q * H}{1000} \quad (2.1)$$

Dónde:

P_{CH}	:	Potencia (MW)
ρ	:	Densidad del fluido (Kg/m ³)
g	:	Aceleración de la gravedad (m/s ²)
η_t	:	Eficiencia de la turbina
η_g	:	Eficiencia del generador
η_a	:	Eficiencia del acoplamiento turbina generador
Q	:	Caudal turbinable (m ³ /s)
H	:	Altura neta (m)

2.2.3.1.2. Energía

$$E = 24 * d_M * P_{CH} \quad (2.2)$$

Dónde:

d_M : Días del mes

2.2.3.1.3. *Factor de planta*

$$FP = \frac{P_M}{P_I} \quad (2.3)$$

Dónde:

P_P : Potencia media (MW)

P_I : Potencia instalada (MW)

2.2.3.2. *Ingeniería de transmisión para la conexión al SEIN*

- Descripción del recorrido de la línea, incluye el plano de la ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y las subestaciones
- Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor/fase, características del aislador, número de aisladores/cadena, distancias de seguridad, franja de servidumbre, etc
- Criterios de diseño de los componentes principales de la línea: estructuras, conductores, aisladores, resistencia de puesta a tierra, cable de guarda y cimentaciones. (COES, 2013)

2.2.3.2.1. *Determinación del transformador*

$$S = \frac{P}{\cos \phi} \quad (2.4)$$

Dónde:

S : Potencia aparente (MVA)

P : Potencia activa (MW)

$\cos \phi$: Factor de potencia

2.2.3.2.2. Determinación de corrientes para el transformador

Para el cálculo de las corrientes en lado primario y secundario del transformador se utilizarán las siguientes formulas:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3}V_N} \quad (2.5)$$

Dónde:

I_N : Corriente nominal (A)

V_N : Tensión nominal (kV)

2.2.3.2.3. Parámetros de la línea de transmisión

a. Parámetros de la línea en secuencia positiva

i. Cálculo de la impedancia

✓ Resistencia

$$R = \frac{\rho L(1 + K_C)}{S} \quad (2.6)$$

Dónde:

R : Resistencia del conductor en corriente continua (Ω)

L : Longitud del conductor (Km)

S : Sección del conductor (mm^2)

ρ : Coeficiente de resistividad del conductor a 20 °C ($\Omega \text{ mm}^2/\text{Km}$)

K_C : Factor de cableado

Tabla N° 2.1: Factores de cableado

TIPO DE CABLEADO	K_C
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

Fuente: (Conceptos generales de cables subterráneos, n.d.)

Valores aproximados del coeficiente de resistividad según el tipo y material del conductor.

Tabla N° 2.2: Coeficiente de resistividad del conductor

MATERIAL DEL CONDUCTOR	COEFICIENTE DE RESISTIVIDAD DEL CONDUCTOR A 20 °C (Ω mm ² /Km)
AAC	28.71
AAAC	33.46
ACSR	32.31
ACAR	30.21

Fuente: (Galeas, 2010)

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_{20^{\circ}\text{C}}[1 + \alpha(T - 20^{\circ})]}{nt} \tag{2.7}$$

Dónde:

$R_{75^{\circ}\text{C}}$: Resistencia a la temperatura de operación del conductor a 75 °C (Ω/Km)

$R_{20^{\circ}\text{C}}$: Resistencia del conductor en corriente continua a 20 °C (Ω/Km)

T : Temperatura de operación del conductor (°C)

n : Número de conductores por fase

t : Número de ternas o circuitos

α : Coeficiente de temperatura de la resistencia (1/°C)

Valores aproximados de coeficiente de temperatura de la resistencia según el tipo y material del conductor:

Tabla N° 2.3: Coeficiente de temperatura de la resistencia

MATERIAL DEL CONDUCTOR	CABLEADO Y/O NÚMERO DE HILOS	COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE LA RESISTENCIA (1/°C)
AAAC	7	0.00339
	19	0.00337
	37	0.00324
	61	0.00312
ACSR	6/1	0.00403
	26/7	0.00393
	54/7	0.00385
	54/19	0.00371
ACAR	12/7	0.00371
	18/19	0.00359
	30/7	0.00373
	24/13	0.00365

Fuente: (Galeas, 2010)

✓ **Reactancia inductiva**

$$DMG = \sqrt[3]{d_{RS}d_{RT}d_{ST}} \tag{2.8}$$

$$r_E = \sqrt[n]{nr_C R^{n-1}} \tag{2.9}$$

$$L_L = \frac{1}{t} \left[\frac{1}{2n} + 4.6 \log \left(\frac{DMG}{r_E} \right) \right] 10^{-4} \quad (2.10)$$

$$X_L = 2\pi f L_L \quad (2.11)$$

Dónde:

- X_L : Reactancia inductiva (Ω/Km)
- f : Frecuencia (60 Hz)
- L_L : Inductancia total de la línea (H/Km)
- DMG : Distancia media geométrica de los conductores (m)
- d_{RS} : Distancia entre fases (m)
- r_E : Radio equivalente del haz de conductores por fase (m)
- r_C : Radio del conductor (m)
- R : Radio de la circunferencia que pasa por los centros de los conductores que forman la fase (m) (Galeas, 2010)

ii. Susceptancia

$$C = \frac{0.0242t}{\log \left(\frac{DMG}{r_E} \right)} \quad (2.12)$$

$$B = 2\pi f C \quad (2.13)$$

Dónde:

- C : Capacitancia total de la línea ($\mu\text{F}/\text{Km}$)
- B : Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{Km}$) (Galeas, 2010)

b. Parámetros de la línea de transmisión en secuencia homopolar

i. Cálculo de la impedancia

✓ Impedancia homopolar propia de los conductores

$$DMG_{CG} = \sqrt[6]{d_{G1R}d_{G1S}d_{G1T}d_{G2R}d_{G2S}d_{G2T}} \quad (2.14)$$

$$RMG_C = kr_C \quad (2.15)$$

$$RMG_{RST} = \sqrt[3]{RMG_C DMG^2} \quad (2.16)$$

$$Z_{0C} = \frac{R}{3} + j0.008676f \log\left(\frac{DMG_{CG}}{RMG_{RST}}\right) \quad (2.17)$$

Dónde:

DMG_{CG} : Distancia media geométrica entre los conductores y el cable de guarda (m)

RMG_{RST} : Radio medio geométrico de los conductores (m)

k : Factor de aproximación (Leal, 2016)

Tabla N° 2.4: Factores de aproximación

CONSTRUCCIÓN DEL CONDUCTOR	NÚMERO DE HILOS	FACTOR DE APROXIMACIÓN
ALAMBRE SOLIDO	1	0.779
CABLE DE UN SOLO MATERIAL	7	0.726
	19	0.758
	37	0.768
	61	0.772
	91	0.774
	127	0.776

Fuente: (Conceptos generales de cables subterráneos, n.d.)

✓ **Impedancia homopolar propia de los cables de guarda**

$$R_{EG} = \frac{R_{G1}R_{G2}}{R_{G1} + R_{G2}} \quad (2.18)$$

$$RMG_{G1G2} = \sqrt{\left(\frac{RMG_{G1} + RMG_{G2}}{2}\right) DMG_{G1G2}} \quad (2.19)$$

$$Z_{0G} = 3R_{EG} + j0.008676f \log\left(\frac{DMG_{CG}}{RMG_{G1G2}}\right) \quad (2.20)$$

Dónde:

R_{EG} : Resistencia equivalente de los cables de guarda (m)

RMG_{G1G2} : Radio medio geométrico de los cables de guarda (m)

R_{G1} : Resistencia del primer cable de guarda (Ω)

R_{G2} : Resistencia del segundo cable de guarda (Ω)

DMG_{G1G2} : Distancia media geométrica de los cables de guarda (m)
(Leal, 2016)

✓ *Impedancia homopolar mutua entre conductores y cables de guarda*

$$De = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (2.21)$$

$$Z_{0CG} = 0.002964f + j0.008676f \log\left(\frac{De}{DMG_{CG}}\right) \quad (2.22)$$

Dónde:

De : Profundidad de retorno equivalente (m)

ρ : Resistividad del terreno (100 Ω - m)

f : Frecuencia (60 Hz) (Leal, 2016)

✓ *Impedancia de secuencia homopolar de la línea de transmisión*

$$Z_0 = Z_{0C} + \frac{Z_{0G}Z_{0CG}}{Z_{0G} + Z_{0CG}} \quad (2.23)$$

$$Z_0 = R_0 + jX_{L0} \quad (2.24)$$

ii. *Susceptancia homopolar*

$$HMG_C = \sqrt[3]{h_R h_S h_T} \quad (2.25)$$

$$HMG_G = \sqrt{h_{G1} h_{G2}} \quad (2.26)$$

$$C_0 = \frac{0.0185t}{\ln\left(\frac{2HMG_C}{\sqrt[3]{r_E DMG^2}}\right) - \frac{\ln\left(\frac{HMG_C + HMG_G}{DMG_{CG}}\right)^2}{\ln\left(\frac{2HMG_G}{\sqrt{\left(\frac{r_{G1} + r_{G2}}{2}\right) DMG_{G1G2}}}\right)}} \quad (2.27)$$

$$B_0 = 2\pi f C_0 \quad (2.28)$$

Dónde:

B_0 : Susceptancia en secuencia homopolar (μ S/Km)

C_0 : Capacitancia total en secuencia homopolar de la línea (μ F/Km)

- HMG_C : Altura media geométrica de los conductores (m)
- HMG_G : Altura media geométrica de los cables de guarda (m)
- r_E : Radio equivalente del haz de conductores por fase (m)
- r_{G1} : Radio del cable de guarda (m) (Arriagada, 2017)

2.2.3.2.4. Caída de tensión

$$K = \frac{100(R + X_L \tan \phi)}{V_N^2} \quad (2.29)$$

$$\Delta V\% = KPL \quad (2.30)$$

Dónde:

- $\Delta V\%$: Caída de tensión ($\leq 5\%$)
- K : Factor de caída de tensión
- P : Potencia a transmitir por la línea de transmisión (MW)
- L : Longitud de la línea de transmisión (Km)
- R : Resistencia del conductor (Ω/Km)
- X_L : Reactancia inductiva (Ω/Km)
- ϕ : Angulo del factor de potencia
- V_N : Tensión nominal (kV) (Mujal, 2003)

2.2.3.2.5. Pérdidas de potencia

$$\Delta P = \frac{P^2 RL}{V_N^2 \cos \phi} \quad (2.31)$$

Dónde:

- ΔP : Pérdidas de potencia (MW)
- L : Longitud de la línea (m)
- $\cos \phi$: Factor de potencia (Mujal, 2003)

2.2.3.2.6. Pérdidas de energía por efecto Joule

$$F_C = \frac{D_P}{D_{MAX}} \quad (2.32)$$

$$F_P = 0.15F_C + 0.85F_C^2 \quad (2.33)$$

$$\Delta E = 8.76\Delta P F_P \quad (2.34)$$

Dónde:

- ΔE : Pérdida de energía (GWh)
- F_P : Factor de pérdidas
- F_C : Factor de carga
- D_P : Demanda promedio (MW)
- D_{MAX} : Demanda máxima (MW) (Ugarte, 2012)

2.2.3.2.7. Determinación del nivel de aislamiento

Los criterios a tomar en cuenta para la selección del aislamiento de la línea de transmisión son las siguientes:

- Diseño eléctrico
- Diseño mecánico

a. Diseño eléctrico

i. Aislamiento por contaminación ambiental

✓ Factor de corrección de altura

“Según las recomendaciones de la Norma IEC 71 – 1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1000 msnm, la tensión máxima de servicio deberá ser multiplicado por un factor de corrección”. Para altitud H , en metros, se tiene que:

$$F_{CH} = 1 + \frac{1.25(H - 1000)}{10000} \quad (2.35)$$

Dónde:

- H : Altitud (msnm)

✓ *Determinación de la longitud de fuga*

Teniendo en consideración el grado de polución de la zona donde han de ser instalados los pararrayos se utiliza la siguiente formula.

$$L_F = L_{FU} V_{MAX} F_{CH} \tag{2.36}$$

Dónde:

L_F : Longitud de fuga fase – tierra requerida (mm)

L_{FU} : Longitud de fuga unitaria (mm/Kv)

V_{MAX} : Tensión máxima (kV)

F_{CH} : Factor de corrección por altura

Para proyectos que se caracterizan por estar a una altura considerable sobre el nivel del mar, expuesta a descargas atmosféricas y lluvias, lo que contribuye a la limpieza periódica de los aisladores, se utilizara la Anexo N° 4.3.1 de la Norma IEC 815.

Tabla N° 2.5: Grados de contaminación

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE	DISTANCIA DE FUGA NOMINAL MÍNIMA (mm/kV)
Nivel I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción - Áreas con baja densidad de industrias o casas sujetas a frecuentes vientos o lluvia - Áreas agrícolas - Áreas montañosas - Todas las áreas situadas de 10 Km a 20 Km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar 	16
Nivel II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción - Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia - Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia) 	20
Nivel III Alto	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generan contaminación - Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuerte procedentes del mar 	25
Nivel IV Muy Alto	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes - Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar - Áreas desérticas, caracterizadas por la falta de lluvia durante largos periodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad 	31

Fuente: Norma IEC 815

✓ *Número de aisladores en una cadena*

Está dada por la siguiente expresión:

$$N_A = \frac{L_F}{L_A} \quad (2.37)$$

Dónde:

N_A : Número de aisladores en una cadena

L_F : Longitud de fuga

L_A : Longitud de fuga del aislador

ii. *Aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial en seco*✓ *Densidad relativa del aire*

$$P_B = \frac{76}{10^{H/18336}} \quad (2.38)$$

$$\delta = \frac{3.921P_B}{273 + T} \quad (2.39)$$

Dónde:

P_B : Presión barométrica (cm de Hg)

H : Altitud (msnm)

T : Temperatura del aire a la máxima altitud de la línea (°C) (Galeas,2010)

Está dada por la siguiente expresión:

$$V_{FI} = \frac{f_S V_{MAX} f_H}{\sqrt{3}(1 - N\sigma)\delta^n f_L} \quad (2.40)$$

Dónde:

f_S : Factor de sobretensión a frecuencia industrial (1.5)

V_{MAX} : Tensión máxima (kV)

f_H : Factor de humedad (1)

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (3)

σ : Desviación estándar (2 %)

- δ : Densidad relativa del aire
- n : Exponente empírico (1)
- f_L : Factor de lluvia (0.8) (Huatuco, 2010)

iii. Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

Está dada por la siguiente expresión:

$$V_{SA} = \frac{NBI}{(1 - N\sigma)\delta} \quad (2.41)$$

Dónde:

NBI : Nivel básico de aislamiento (kVBIL) (Huatuco, 2010)

b. Diseño mecánico

i. Cadena de suspensión

✓ Condición de operación normal

- Cargas transversales

$$T_1 = 2T_H \text{sen}(\alpha/2) \quad (2.42)$$

$$P_V = \frac{K_A Q V^2}{2g} \quad (2.43)$$

$$T_2 = P_V V_V d_C \cos(\alpha/2) \quad (2.44)$$

$$T_3 = P_V L_C d_A \quad (2.45)$$

Dónde:

- T_H : Tiro horizontal
- α : Angulo de desvío de la línea (ángulo topográfico)
- P_V : Presión del viento sobre el conductor (Kg/m^2)
- V_V : Vano viento (m)
- d_C : Diámetro del conductor (m)
- Q : Peso del aire, por unidad de aire (1.225 Kg/m^3)
- V : Velocidad del viento (m/s)

- g : Aceleración de la gravedad (9.81 m/s²)
- L_C : Longitud de la cadena de aisladores (m)
- d_A : Diámetro del aislador (m)
- K_A : Coeficiente que considera el efecto aerodinámico de la superficie
(Conductores 1, estructuras 2)

- *Cargas verticales*

$$W_h = \pi \rho_h (e^2 + d_c e) \quad (2.46)$$

$$V_1 = (W_C + W_h) V_P \quad (2.47)$$

$$V_2 = N_A W_A + W_{He} \quad (2.48)$$

$$V_3 = W_O + W_H + W_C \quad (2.49)$$

Dónde:

W_C : Peso unitario del conductor (Kg/m)

W_h : Peso unitario del hielo (Kg/m)

V_P : Vano peso (m)

ρ_h : Densidad del hielo (916.8 Kg/m³)

e : Espesor del hielo (m)

N_A : Número de aisladores

W_A : Peso del aislador (Kg)

W_{He} : Peso de herrajes (Kg)

W_O : Peso del operario (70 Kg)

W_H : Peso de las herramientas (Kg)

W_C : Peso de contrapesos (Kg)

Se debe de cumplir la siguiente expresión:

$$P \geq (1/R) \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (V_1 + V_2 + V_3)^2} \quad (2.50)$$

Dónde:

- P : Esfuerzo de rotura del aislador y herrajes
- R : Resistencia de la rotura nominal del aislador 50% (de acuerdo con el CNE Suministro)
- T_1 : Carga transversal debido a la tensión del conductor (Kg)
- T_2 : Carga transversal debido al viento sobre el conductor (Kg)
- T_3 : Carga transversal debido al viento sobre el aislador (Kg)
- V_1 : Peso del conductor (Kg)
- V_2 : Peso del aislador más peso de herrajes (Kg)
- V_3 : Peso adicionales (Kg) (ABS Ingenieros S.A.C., 2010)

✓ *Condición de rotura del conductor*

Se debe de cumplir la siguiente expresión:

$$T_L = \frac{T_H}{2} \quad (2.51)$$

$$P = \left(\frac{1}{R}\right) \sqrt{\left(\frac{T_1}{2} + \frac{T_2}{2} + T_3\right)^2 + \left(\frac{V_1}{2} + V_2 + V_3\right)^2 + (k \times T_L)^2} \quad (2.52)$$

Donde:

- k : Coeficiente de reducción de tiro (0.7)
- F_L : Tiro longitudinal antes de la rotura del conductor (en estructuras de suspensión y angular) (ABS Ingenieros S.A.C., 2010)

ii. *Cadena de anclaje*

✓ *Condición rotura del conductor*

Se debe cumplir la siguiente expresión:

$$T_L = T_H \quad (2.53)$$

$$P_1 = (1/R) * T_L \quad (2.54)$$

$$P_2 = \alpha * T_L \quad (2.55)$$

Dónde:

α : Coeficiente de impacto en caso de rotura de la cadena de anclaje 3.5

T_L : Tiro longitudinal antes de la rotura del conductor (en estructuras de anclaje o retención) (ABS Ingenieros S.A.C., 2010)

2.2.3.2.8. Cálculo de pararrayos

a. Tensión máxima continua de operación

$$MCOV = \frac{V_{MAX}}{\sqrt{3}} \quad (2.56)$$

Dónde:

V_{MAX} : Tensión máxima (Linares, 2013)

b. Sobretensión temporal

$$TOV = K_e MCOV \quad (2.57)$$

Dónde:

K_e : Factor de falla a tierra ($\sqrt{3}$ para sistemas con neutro aislado, $\sqrt{2}$ para sistemas con neutro aterrado) (Linares, 2013)

c. Tensión nominal del pararrayo

$$R_0 = \frac{MCOV}{K_0} \quad (2.58)$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (2.59)$$

$$V_{NP} = f_S R \quad (2.60)$$

Dónde:

K_0 : Factor de diseño (0.8)

- K_t : Capacidad del pararrayo, depende del tiempo de la duración de la sobretensión temporal (1.15 para 1 s, 1.06 para 10 s, 0.95 para 2 h)
- f_s : Factor de seguridad (1.1 para tensiones menores de 100 kV y 1.05 para tensiones mayores de 100 kV)
- R : El mayor valor entre R_0 y R_e (Linares, 2013)

2.2.3.2.9. Distancias mínimas de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad según el Código Nacional de Electricidad – Suministro son las siguientes:

Tabla N° 2.6: Distancias mínimas de seguridad

DESCRIPCIÓN	DISTANCIA
	m
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior de la riel	11
Al cruce de carreteras y avenidas	8.5
Al cruce de calles	8.5
Al cruce de calles y caminos rurales	8.5
A lo largo de calles	8.5
A lo largo de calles y caminos rurales	8.5
A áreas no transitadas por vehículo	7.0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	8.0
A terrenos recorridos por vehículos por vehículos, tales como cultivos, pastos bosques, huertos, etc.	8.5

Fuente: (CNE – S, 2011)

a. Altura mínima de los conductores sobre el terreno

$$H_{MIN} \geq 5.50 + \frac{V_{MAX} F_{CH}}{150} [m] \tag{2.61}$$

Dónde:

- V_{MAX} : Tensión máxima (kV)
- F_{CH} : Factor de corrección de altura

Para casos en que la línea atraviesa tierra de cultivo se le adiciona 1 m. (Checa, 2000)

b. Altura mínima de los conductores sobre carreteras

$$H_{MIN} \geq 7 + 0.015V_{MAX} F_{CH} \tag{2.62}$$

c. Altura mínima sobre conductores de otras líneas eléctricas

$$H_{MIN} \geq 1.50 + 0.015V_{MAX} F_{CH} \tag{2.63}$$

d. Altura mínima entre conductor y estructuras de otras líneas eléctricas

$$H_{MIN} \geq 3 + 0.015V_{MAX}F_{CH} \tag{2.64}$$

e. Distancia horizontal mínima entre conductores

$$D_{MIN} = K\sqrt{F_{MAX} + L_C} + \frac{V_{MAX}F_{CH}}{150\delta} \tag{2.65}$$

Dónde:

K : Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento

(0.65)

F_{MAX} : Flecha máxima (m) para temperatura máxima y presión de viento 0

L_C : Longitud de la cadena de suspensión (m)

δ : Densidad relativa del aire (Checa, 1988)

2.2.3.2.10. Faja de servidumbre

Según el Código Nacional de Electricidad – Suministro las distancias mínimas de las franjas de servidumbre para cada nivel de tensión con las siguientes.

Tabla N° 2.7: Faja de servidumbre

TENSIÓN NOMINAL	ANCHO
kV	m
10 – 15	6
20 – 36	11
60 – 70	16
115 – 145	20
220	25
500	64

Fuente: (MINEM, 2011)

2.2.3.2.11. Cálculo del sistema de puesta de tierra de subestaciones

A continuación, se presenta una descripción de los criterios de diseño de sistemas de puesta a tierra utilizando la Norma IEEE – 80, un sistema de puesta a tierra debe instalarse para limitar los gradientes de potencial de tierra a niveles de tensión y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas y de los equipos bajo condiciones normales y de falla.

a. Corriente simétrica de falla a tierra

Por razones prácticas, se recomienda hallar los siguientes tipos de falla:

Falla línea – línea – tierra, ignorando la resistencia de la falla y la resistencia de la puesta a tierra de la subestación:

$$I_{FL-L-T} = 3I_0 = \frac{3VZ_2}{Z_1(Z_0 + Z_2) + Z_0Z_2} \quad (2.66)$$

Falla línea – tierra, ignorando la resistencia de la falla y la resistencia de puesta de tierra de la subestación:

$$I_{FL-T} = 3I_0 = \frac{3V}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (2.67)$$

Dónde:

I_0 : Valor RMS de secuencia cero de la corriente simétrica de falla (A)

V : Tensión fase – neutro (V)

Z_0 : Impedancia equivalente en secuencia (0) del sistema en el punto de falla

Z_1 : Impedancia equivalente en secuencia (+) del sistema en el punto de falla

Z_2 : Impedancia equivalente en secuencia (–) del sistema en el punto de falla

En una ubicación dada, falla de simple línea – tierra será la peor si $Z_0Z_1 > Z_2^2$ en el punto de la falla y una falla línea – línea – tierra será lo peor si $Z_0Z_1 < Z_2^2$, es común que en un sistema dado $Z_1 = Z_2$. (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

b. Factor de decremento

En el diseño de la malla a tierra, se debe considerar la corriente asimétrica de falla, la cual resulta de multiplicar la corriente simétrica de falla por el factor de decremento, que a su vez está dado por:

$$T_\alpha = \frac{X}{wR} = \frac{X}{R} \frac{1}{2\pi f} \quad (2.68)$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_\alpha}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_\alpha}}\right)} \quad (2.69)$$

Dónde:

- t_f : Tiempo de falla (s)
- T_α : Constante de tiempo de componente DC
- X, R : Componentes de impedancia subtransitoria de falla que se usan para determinar la relación X/R . (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

c. Duración de falla y duración de choque

La duración de la falla y la duración de choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla de choques sucesivos. Valores típicos están en el rango 0.25 s a 1 s. (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

d. Factor de división de corriente

i. Resistencia del sistema de puesta a tierra

$$R_g = \rho f \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (2.70)$$

Dónde:

- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega - m$)
- L_T : Longitud total de los conductores enterrados (m)
- A : Área ocupada por la malla de tierra (m^2)
- h : Profundidad de la malla (m)
- f : Factor de tratamiento de suelo por uso de material ecológico (bentonita 0.23) (S&Z consultores asociados, 2012)

El factor divisor de corriente será entonces:

$$S_f = \left| \frac{Z_{Eq}}{R_g + Z_{Eq}} \right| \quad (2.71)$$

Dónde:

- Z_{Eq} : Impedancia equivalente de cables de guarda de líneas de transmisión y neutros de alimentadores de distribución (Ω)

R_g : Resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación (Ω)
(IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

e. Factor de crecimiento

Si la malla de la puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestación, y no se consideran los aumentos futuros de carga ni de alimentadores, $C_P = 1$. (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

f. Corriente máxima a disipar por la malla

El valor máximo de diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla de la subestación hasta la tierra circundante está dado por:

$$I_G = I_F D_f S_f C_P \quad (2.72)$$

Dónde:

I_G : Corriente máxima a disipar por la malla (A)

I_F : Corriente simétrica de falla a tierra (A)

D_f : Factor de decremento

S_f : Factor de división de corriente

C_P : Factor de crecimiento (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

g. Selección del tamaño del conductor

Esta dada por la siguiente expresión:

$$S_{mm} = \frac{I_{CC}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_f \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2.73)$$

Dónde:

S_{mm} : Sección del conductor (mm^2)

I_{CC} : Corriente de cortocircuito (Ka)

$TCAP$: Capacidad térmica por unidad de volumen ($J/(cm^3 \text{ } ^\circ C)$)

- t_f : Tiempo de falla (s)
- α_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia ($1/^\circ\text{C}$)
- ρ_r : Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia ($\mu\Omega - \text{cm}$)
- K_0 : Inverso del coeficiente térmico de resistividad ($^\circ\text{C}$)
- T_m : Temperatura máxima ($^\circ\text{C}$)
- T_a : Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$) (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

Constantes de los materiales

Tabla N° 2.8: Constantes de los materiales conductores

DESCRIPCIÓN	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL	α_r a 20 $^\circ\text{C}$	K_0 a $^\circ\text{C}$	T_f	ρ_r	TCAP
	%	$1/^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	$\mu\Omega - \text{cm}$	$\text{J}/(\text{cm}^3\text{C})$
Cobre, recocido blando	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre, comercial duro	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Alambre de acero revestido de cobre	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85
Varilla de acero revestida de cobre	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Aluminio, grado EC	20	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminio, aleación 5005	61	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminio, aleación 6201	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6
Alambre de acero revestido de aluminio	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6
Acero, 1020	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Varilla de acero inoxidable	10.8	0.00316	605	1510	15.9	3.28
Varilla de acero recubierta de acero	9.8	0.00160	605	1400	17.5	4.44
Acero inoxidable, 304	8.6	0.00320	293	419	20.1	3.93
	2.4	0.00130	749	1400	72	4.03

Fuente: (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

h. Admisibilidad de corriente de cortocircuito

$$I_{CC} = \frac{KS}{\sqrt{t_f}} \tag{2.74}$$

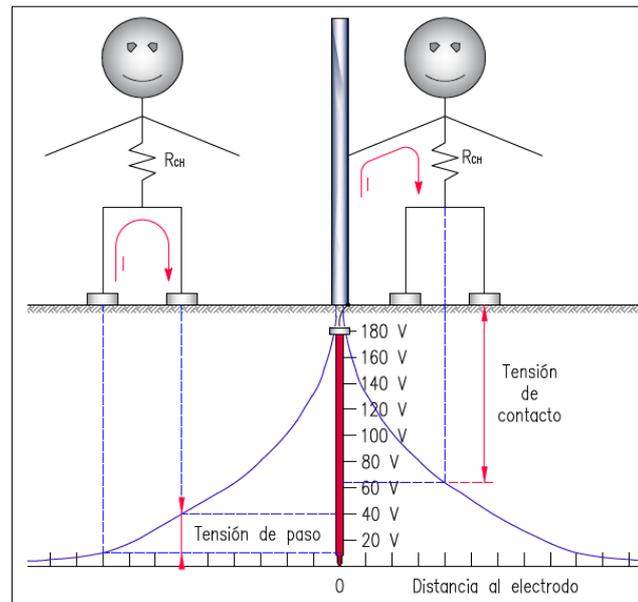
Dónde:

- K : Constante del cobre 142 (S&Z consultores asociados, 2012)

i. Tensiones de paso y toque permisibles

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbida por el cuerpo humano, antes que la falla sea despejada y el sistema se desenergizado. (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

Figura N° 2.1: Tensiones de toque y paso



Elaboración propia

i. Resistividad de la capa superficial

Una capa superficial con un espesor de 0.1 m a 0.15 m de un material de alta resistividad como la grava o la roca volcánica triturada, colocada sobre la superficie superior de la malla incrementa la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas en la subestación y la corriente en el cuerpo bajara considerablemente. Esta capa tiene una resistividad del orden de 2000 a 5000 Ω – m.

El factor de disminución de la capa superficial puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito, y que está dado por la siguiente expresión:

$$C_S = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{2h_S + 0.09} \tag{2.75}$$

Dónde:

C_S : Factor de disminución de la capa superficial

ρ : Resistividad del terreno (Ω – m)

ρ_S : Resistividad de la capa superficial ($\Omega - m$)

h_S : Altura de la capa superficial (m) (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

ii. Tensión de toque permisible

Es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos situados a 1 m de distancia cuando existe una fuga a tierra. (Mujal, 2003)

$$R_f = 3C_S\rho_S \quad (2.76)$$

$$I_C = \frac{K}{\sqrt{t_S}} \quad (2.77)$$

$$V_{TP} = \left(R_{CH} + \frac{R_f}{2} \right) I_C \quad (2.78)$$

Dónde:

R_{CH} : Resistencia promedio del cuerpo humano (1000 Ω)

R_f : Resistencia a tierra (Ω)

C_S : Factor de disminución de la capa superficial

ρ_S : Resistividad de la capa superficial ($\Omega - m$)

I_C : Corriente de choque (A)

K : Constante de corriente de fibrilación ($K_{50} = 0.116, K_{70} = 0.157$)

t_S : Tiempo de choque (s) (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

iii. Tensión de paso permisible

Es la diferencia de tensión que puede aparecer entre dos puntos del terreno adyacente a la puesta a tierra, separados una distancia de 1 m (distancia de paso), ante una fuga a tierra. (Mujal, 2003)

$$V_{PP} = (R_{CH} + 2R_f)I_C \quad (2.79)$$

Las tensiones de paso y toque reales deben ser menores que los respectivos límites máximos permisibles o tolerables para obtener seguridad. (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

j. Tensiones de toque y paso reales

i. Tensión de toque real

✓ **Factor de geométrico**

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] \quad (2.80)$$

Dónde:

D : Máxima separación entre conductores horizontales de la malla (m)

d : Diámetro del conductor de la malla (m)

h : Profundidad de la malla (m)

K_{ii} : Factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de los conductores sobre las esquinas de la malla

K_h : Factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla

n : Número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente

Para mallas con varillas a tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como ambas:

$$K_{ii} = 1 \quad (2.81)$$

Para mallas sin varillas de tierra, o solo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o sobre el periodo:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (2.82)$$

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0} \text{ con } h_0 = 1 \text{ m} \quad (2.83)$$

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (2.84)$$

$$n_a = \frac{2L_C}{L_P} ; n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4\sqrt{A}}} ; n_c = \left[\frac{L_X L_Y}{A} \right]^{\frac{0.7A}{L_X L_Y}} ; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \quad (2.85)$$

Para mallas cuadradas : $n = n_a$ ya que $n_b = n_c = n_d = 1$

Para mallas rectangulares : $n = n_a n_b$ ya que $n_c = n_d = 1$

Para mallas en forma de L : $n = n_a n_b n_c$ ya que $n_d = 1$

Dónde:

L_C : Longitud total de los conductores de la malla horizontal (m)

L_P : Longitud del perímetro de la malla (m)

L_X : Longitud máxima de la malla en la dirección X (m)

L_Y : Longitud máxima de la malla en la dirección Y (m)

D_m : Distancia máxima entre los puntos cualesquiera de la malla (m)
(IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

✓ Factor de irregularidad

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (2.86)$$

✓ Longitud efectiva enterrada

Para mallas sin varillas de tierra o con pocas varillas, pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro:

$$L_M = L_C + L_R \quad (2.87)$$

$$L_R = n_V L_V \quad (2.88)$$

Dónde:

L_C : Longitud total de los conductores de la malla horizontal (m)

L_R : Longitud total de todas las varillas

n_V : Número de varillas

L_V : Longitud de cada varilla

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro:

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_V}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) \right] L_R \quad (2.89)$$

$$V_{TR} = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M} \quad (2.90)$$

Dónde:

- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega - m$)
- I_G : Corriente máxima de disipar por la malla (A)
- K_m : Factor geométrico
- K_i : Factor de irregularidad
- L_M : Longitud efectiva enterrada (m) (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

ii. Tensión de paso real

El valor de K_S se calcula con la siguiente formula:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (2.91)$$

Está ecuación es válida para profundidades de enterramiento de $0.25 m < h < 2.5 m$.

$$L_S = 0.75L_C + 0.85L_R \quad (2.92)$$

Dónde:

- L_S : Longitud efectiva enterrada (m) (IEEE Std 80 – 2000 , 2000)

El valor de la tensión de paso real se calcula mediante:

$$V_{PR} = \frac{\rho I_G K_S K_i}{L_S} \quad (2.93)$$

2.2.3.2.12. Cálculo de puesta a tierra en líneas de transmisión

a. Disposición A

Esta disposición de puesta a tierra, está compuesta por: dos electrodos verticales en paralelo, un contrapeso horizontal en anillo y dos contrapesos longitudinales de longitud variable.

i. Resistencia de puesta a tierra de una varilla vertical

La resistencia de puesta tierra de un electrodo vertical es igual a:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi L_V} \left[\ln \left(\frac{4L_V}{r} \right) - 1 \right] \tag{2.94}$$

Dónde:

- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega - m$)
- L_V : Longitud de la varilla (m)
- r : Radio de la varilla (m) (Electric Power Research Institute , n.d.)

ii. Resistencia de puesta a tierra de dos varillas verticales en paralelo

El cálculo de la resistencia a tierra con dos electrodos verticales en paralelo se efectúa utilizando el coeficiente de reducción K.

$$R_2 = KR_1 \tag{2.95}$$

Dónde:

- K : Coeficiente de reducción

Tabla N° 2.9: Coeficiente de reducción

SEPARACIÓN	2.5 m	3 m	4 m	5 m
NÚMERO DE VARILLAS	K	K	K	K
2	0.566	0.557	0.543	0.536
3	0.408	0.397	0.383	0.374
4	0.324	0.313	0.298	0.289
5	0.270	0.260	0.246	0.237
6	0.233	0.223	0.210	0.202
7	0.206	0.196	0.184	0.176
8	0.185	0.176	0.164	0.156
9	0.168	0.159	0.148	0.141
10	0.154	0.140	0.135	0.128
11	0.142	0.134	0.124	0.118
12	0.132	0.125	0.115	0.109
13	0.124	0.117	0.108	0.101
14	0.117	0.110	0.101	0.095
15	0.110	0.103	0.095	0.089

Fuente: (Tarazona, 2008)

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor en anillo horizontal enterrado a una profundidad “p”

$$R_3 = \frac{\rho}{2\pi^2 d_A} \left[\ln \left(\frac{8d_A}{d_C} \right) + \ln \left(\frac{4d_A}{p} \right) \right] \tag{2.96}$$

Dónde:

- d_A : Diámetro del anillo (m)
- d_C : Radio del conductor (m)

p : Profundidad de enterramiento del conductor (m)

iv. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

La resistencia de puesta a tierra se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{2r_c p}} \right) - 1 \right] \quad (2.97)$$

Dónde:

L : Longitud total del conductor (m)

r_c : Radio del conductor (m)

v. Resistencia de puesta a tierra de disposición A

Las resistencias de dos varillas verticales, de un conductor en anillo y un conductor enterrado horizontalmente se consideran en paralelo, mediante la siguiente expresión.

$$R_A = \frac{R_2 R_3 R_L}{R_2 R_3 + R_2 R_L + R_3 R_L} \quad (2.98)$$

b. Disposición B

Esta disposición de puesta a tierra, está compuesta por: dos electrodos verticales en paralelo, dos contrapesos horizontales de longitud variable.

i. Resistencia de puesta a tierra de una varilla vertical

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi L_V} \left[\ln \left(\frac{4L_V}{r} \right) - 1 \right] \quad (2.99)$$

ii. Resistencia de puesta a tierra de las dos varillas verticales en paralelo

$$R_2 = KR_1 \quad (2.100)$$

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

$$R_L = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{2r_c p}} \right) - 1 \right] \quad (2.101)$$

iv. Resistencia mutua entre las dos configuraciones

$$R_M = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{L_V(L_V + 2p)}} \right) - \frac{p}{L_V} \ln \left(\frac{L_V + 2p}{2p} \right) \right] \quad (2.102)$$

v. Resistencia de puesta a tierra de disposición B

La resistencia de puesta a tierra de la disposición B se calculará mediante la siguiente expresión:

$$R_B = \frac{R_2 R_L - R_M^2}{R_2 + R_L - 2R_M} \quad (2.103)$$

c. Disposición C

Esta disposición de puesta a tierra, está compuesta por: dos electrodos verticales en paralelo, cuatro contrapesos horizontales de longitud variable.

i. Resistencia de puesta a tierra de una varilla vertical

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi L_V} \left[\ln \left(\frac{4L_V}{r} \right) - 1 \right] \quad (2.104)$$

ii. Resistencia de puesta a tierra de las dos varillas verticales en paralelo

$$R_2 = K R_1 \quad (105)$$

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

$$R_L = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{2r_c p}} \right) - 1 \right] \quad (2.106)$$

iv. Resistencia mutua entre las dos configuraciones

$$R_M = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{L_V(L_V + 2p)}} \right) - \frac{p}{L_V} \ln \left(\frac{L_V + 2p}{2p} \right) \right] \quad (2.107)$$

v. Resistencia de puesta a tierra de disposición C

La resistencia de puesta a tierra de la disposición B se calculará mediante la siguiente expresión:

$$R_C = \frac{R_2 R_L - R_M^2}{R_2 + R_L - 2R_M} \quad (2.108)$$

(Cespedes, 2010)

2.2.3.3. Análisis del sistema eléctrico de potencia**2.2.3.3.1. Sistemas eléctricos de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia está conformado por sistemas de generación, transmisión y distribución.

a. Flujo de potencia

Es una herramienta importante que involucra un análisis numérico aplicado a un sistema de potencia, el análisis de flujo de potencia determina las tensiones nodales y los flujos de potencia activa y reactiva a través de los generadores, transformadores, líneas de transmisión, etc.

b. DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT (Digital Simulator and Electrical Network) es un software desarrollado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia caracterizado por utilizar técnicas confiables, flexibles de modelado y algoritmos.

DIgSILENT incluye las siguientes funciones de simulación: Flujos de potencia, análisis de fallas, dimensionamiento de cables según IEC, simulación electromecánica, simulación electromecánica, coordinación de protección, análisis de contingencias, modelamiento de dispositivos de electrónica de potencia, interfaz para SCADA, base de

datos y herramientas avanzadas, Flujos Óptimos de Potencia y planificación de producción.

i. Método de Newton Raphson

El método de Newton Raphson es del tipo iterativo que linealiza las funciones en el punto de trabajo. Método recomendado en la solución de ecuaciones algebraicas no lineales, como el caso de las ecuaciones nodales de potencia inyectada que describen las redes eléctricas en estado estacionario.

✓ **Forma general de ecuaciones**

$$\bar{I} = \bar{Y} * \bar{V} \tag{2.109}$$

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i * \bar{I}_i^* \tag{2.110}$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{V}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} \tag{2.111}$$

$$\bar{S}_{ik}^* = P_{ik} - jQ_{ik} \tag{2.112}$$

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

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

$$\bar{I}_i = \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \tag{2.113}$$

Para (i = 1, 2 ..., n)

$$\frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} = \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \tag{2.114}$$

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}\bar{V}_k \tag{2.115}$$

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

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik}^* \bar{V}_k^* \quad (2.116)$$

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

$$\bar{S}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n (G_{ik} + jB_{jk})^* |V_k| \underline{\theta_i - \theta_k} \quad (2.117)$$

Donde:

θ_{ik} : Es la diferencia angular de la línea i – k dada por:

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

$$\bar{S}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n (G_{ik} - jB_{ik}) |V_k| [\text{Cos}(\theta_i - \theta_k) + j \text{Sen}(\theta_i - \theta_k)]$$

$$\bar{S}_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| [(G_{ik} \text{Cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{Sen } \theta_{ik}) + j(G_{ik} \text{Sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{Cos } \theta_{ik})] \quad (2.118)$$

También se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \text{Cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{Sen } \theta_{ik}) \quad (2.119)$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \text{Sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{Cos } \theta_{ik}) \quad (2.120)$$

Esta 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:

$$P_i = G_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k| (G_{ik} \text{Cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{Sen } \theta_{ik}) \quad (2.121)$$

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:

$$Q_i = -B_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k|(G_{ik} \text{ Sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ Cos } \theta_{ik}) \quad (2.122)$$

Donde B_{ii} está definido por:

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

✓ Ecuaciones por el método de Newton Raphson

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

$$F(X) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Sp} - P_{Cal} \\ Q_{Sp} - Q_{Cal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.123)$$

Dónde:

Sp : Especificado

Cal : Calculado

Las ecuaciones 121 y 122 se pueden expresar:

$$P_{Cal(i)} = G_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k|(G_{ik} \text{ Cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ Sen } \theta_{ik})$$

$$Q_{Cal(i)} = -B_{ii}|V_i|^2 + |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k|(G_{ik} \text{ Sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ Cos } \theta_{ik})$$

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

$$\Delta P_i = P_{Sp(i)} - G_{ii}|V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k|(G_{ik} \text{ Cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ Sen } \theta_{ik}) = 0 \quad (2.124)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Sp(i)} + B_{ii}|V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k|(G_{ik} \text{ Sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ Cos } \theta_{ik}) = 0 \quad (2.125)$$

Para el flujo de carga se tiene:

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

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

Dónde:

X : Vector de estado

H : 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:

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

$$J = \begin{bmatrix} [H] & [N] \\ [M] & [L] \end{bmatrix} \quad (2.126)$$

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

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \right] \\ \left[\frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} \right] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \left[V \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \right] \\ \left[V \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \right] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \left[\frac{\Delta \theta}{V} \right] \\ \left[\frac{\Delta V}{V} \right] \end{bmatrix} \quad (2.127)$$

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 125 se tiene:

$$H_{ii} = Q_{Sp(i)} + B_{ii}|V_i|^2 \quad (2.128)$$

Elementos de la diagonal principal:

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

$$H_{ik} = -|V_i||V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2.129)$$

Los otros elementos serán:

$$M_{ii} = \frac{\partial}{\partial \theta_1} \left[Q_{Sp(i)} + |V_i|^2 - |V_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \right]$$

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

Teniendo en cuenta la ecuación 124 se tiene:

$$M_{ii} = -P_{Sp(i)} + G_{ii}|V_i|^2 \quad (2.130)$$

Fuera de la diagonal principal:

$$M_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_1}{\partial \theta_k} = |V_i||V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.131)$$

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

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

$$N_{ii} = -P_{Sp(i)} + G_{ii}|V_i|^2 \quad (2.132)$$

$$N_{ik} = |V_k| \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k} = -|V_i||V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.133)$$

$$L_{ii} = |V_i| \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = -Q_{Sp(i)} + B_{ii}|V_i|^2 \quad (2.134)$$

$$L_{ik} = |V_k| \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k} = -|V_i||V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2.135)$$

c. *Nodo eléctrico*

Es un punto de convergencia eléctrica donde se conectan elementos del sistema que están al mismo potencial, los elementos que conectan a un nodo son generadores, cargas, reactores inductivos, condensadores, transformadores, etc.

i. *Tipos de nodo*

✓ *Nodo Slack*

Representa un nodo único en el sistema también llamado nodo oscilante, este nodo se encarga de inyectar la potencia faltante en el conjunto (Demanda + Pérdidas) y establece el balance global del sistema de potencia.

✓ *Nodo PV*

Representa un nodo en el que se realiza control de tensión y se conoce la inyección de potencia activa al sistema de potencia.

✓ *Nodo PQ*

Representa un nodo en el que se conoce la inyección de potencia activa y reactiva al sistema de potencia.

d. Potencia activa (P)

Representa la potencia útil de la potencia eléctrica, su unidad de medida es el W.

e. Potencia reactiva (Q)

Representa la potencia no útil de la potencia eléctrica y perjudica la transmisión de la energía, su unidad de medida es el VAR.

f. Potencia aparente (S)

Representa la potencia total de la suma según el teorema de Pitágoras de la potencia activa y la potencia reactiva, su unidad de medida es el VA.

g. Nivel de carga (%)

Límite térmico dado en capacidad de corriente, para generadores, transformadores, líneas de transmisión, etc.

h. Sobrecarga

Funcionamiento de un equipo por encima de sus características normales a plena carga o de un conductor por encima de su capacidad nominal.

i. Sobrecorriente

Corriente por encima de la corriente nominal de un equipo o de la capacidad de corriente de un conductor.

2.2.3.3.2. Análisis de contingencias

Es un evento que ocurre cuando uno o más elementos del sistema eléctrico son retirados o salen de servicio de manera imprevista o programada.

a. Tipos de contingencias**i. Contingencia simple ($N - 1$)**

Es un evento que ocurre cuando un elemento del sistema de potencia es retirado o sale de servicio de manera imprevista o programada. (Gomez, n.d.)

ii. Contingencia doble ($N - 2$)

Es un evento que ocurre cuando dos elementos del sistema de potencia son retirados o salen de servicio de manera imprevista o programada. (Gomez, n.d.)

2.2.3.3.3. Análisis de cortocircuitos

Este fenómeno representa la más severa a la que puede a la que puede verse sometida una instalación eléctrica ya que en su manifestación más acentuada produce efectos térmicos y dinámicos que en ocasiones se representa con tal violencia que pueden provocar la destrucción mecánica de las maquinas e inclusive de los materiales. (Toribio, 2015)

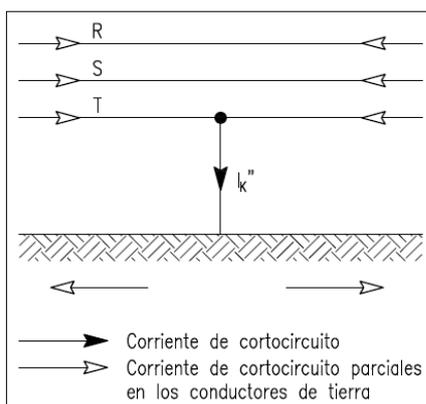
a. Cortocircuito

Contacto accidental o intencionado, entre dos o más conductores, que fuerza a que la diferencia de potencial entre ellas sea igual o próxima a cero.

b. Tipos de cortocircuitos**i. Cortocircuito monofásico**

Contacto accidental o intencionado entre un conductor de fase y tierra, en un sistema con neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia, cortocircuito desequilibrado y con pérdida de energía hacia tierra (80% de los casos).

Figura N° 2.2: Cortocircuito monofásico

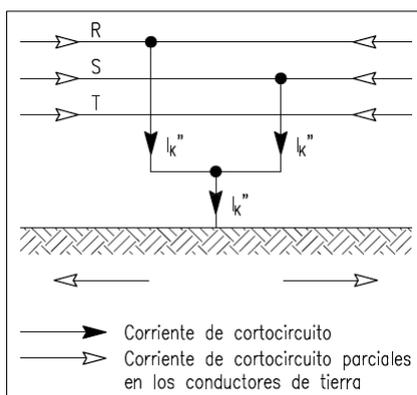


Fuente: (IEC 60909 – 0 , 2001)

ii. Cortocircuito bifásico a tierra

Contacto accidental o intencionado entre dos conductores de fase y tierra, cortocircuito desequilibrado y pérdida de energía hacia tierra (15 % de los casos).

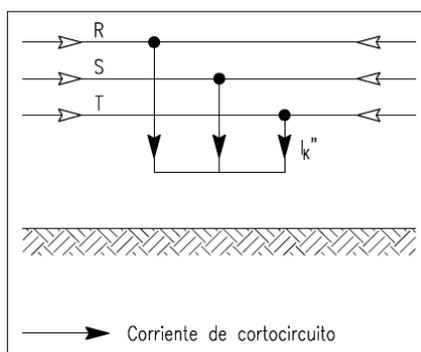
Figura N° 2.3: Cortocircuito bifásico a tierra



Fuente: (IEC 60909 – 0 , 2001)

iii. Cortocircuito trifásico

Contacto accidental o intencionado entre tres conductores de fase con o sin conexión a tierra, son los únicos cortocircuitos equilibrados (5% de los casos).

Figura N° 2.4: Cortocircuito Trifásico

Fuente: (IEC 60909 – 0 , 2001)

c. Origen de cortocircuitos

En los sistemas eléctricos de potencia se pueden originar cortocircuitos por diversas causas o condiciones de operación, que origina cambios en las magnitudes de la corriente, tensión y frecuencia, los cortocircuitos se pueden originar por:

- Por deterioro o perforación del aislamiento: debido a calentamientos excesivos prologados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- Por problemas mecánicos: rotura de conductores o aisladores por objetos extraños o animales, ramas de árboles en líneas aéreas.
- Por sobretensiones: debido a descargas atmosféricas, maniobras o a defectos.
- Por factores humanos: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales.
- Otras causas: vandalismo, incendios, inundaciones.

d. Parámetros del análisis de cortocircuito

i. Corriente de cortocircuito

Sobreintensidad resultante de un cortocircuito en un sistema eléctrico.

ii. Corriente de cortocircuito inicial ($I_{K''}$)

Valor eficaz de la componente alterna simétrica de una corriente de cortocircuito prevista en el instante de aparición del cortocircuito si la impedancia mantiene su valor inicial.

iii. Potencia de cortocircuito inicial (S_K'')

Valor ficticio determinado como el producto de la corriente de cortocircuito inicial y la tensión nominal del sistema.

$$S_K'' = \sqrt{3}V_N I_K'' \quad (2.136)$$

(Ferro, 2015)

2.2.3.3.4. Análisis de estimaciones de estabilidad

Es la capacidad del sistema eléctrico para retornar a estado estable después de una perturbación.

a. Estabilidad de ángulo

Es la capacidad de mantener sincronismo, con un balance de torque en las maquinas síncronas. (OLADE, 2013)

i. Estabilidad transitoria

Es la capacidad del sistema eléctrico de mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte, las perturbaciones se caracterizan mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos.

ii. Estabilidad permanente

Es la capacidad del sistema eléctrico de mantener constante el sincronismo, la estabilidad permanente u oscilatoria se caracteriza por pequeñas perturbaciones y por mantener constante el ángulo de los generadores síncronos respecto al tiempo.

b. Estabilidad de frecuencia

Es la capacidad del sistema eléctrico de balancear la potencia activa de la generación y la carga. (OLADE, 2013)

c. Estabilidad de tensión

Es la capacidad del sistema eléctrico de mantener la tensión en estado estable, con un balance de potencia activa. (OLADE, 2013)

d. Parámetros del análisis de estimaciones de estabilidad

i. Tiempo de apertura de falla

Es el tiempo de inicio de la falla.

ii. Tiempo de despeje de falla

Es el tiempo de finalización de la falla.

CAPITULO III

3. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Tipo y diseño de la investigación

La metodología que se adapta a la investigación es la descriptiva y analítica, debido a que en esta investigación se describirán las características del proyecto, asimismo se utilizará el software de simulación DIgSILENT PowerFactory 15.1.7 con el cual se modelará y simulará las características operativas de la CH San Gabán I y la LT San Gabán I – Onocora.

Se recurrió a las siguientes referencias bibliográficas: libros, tesis, estudios, normas, leyes, catálogos, diagramas con la finalidad de desarrollar el presente proyecto.

3.2. Población y muestra de la investigación

3.2.1. Población

Para el presente proyecto de investigación, se considera como población a investigar, el sector de generación eléctrica.

3.2.2. Muestra

Para el presente proyecto de investigación, se considera como muestra es la cuenca del río San Gabán, Ubicado en el distrito de Ollachea, donde se instalarán los componentes de la Central Hidroeléctrica San Gabán I.

3.3. Técnicas para recolectar información

Para llevar a cabo la presente investigación, se utilizaron las siguientes técnicas e instrumentos:

Tabla N° 3.1: Técnicas para recolectar información

TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
Consultas bibliográficas	Libros, tesis, estudios, normas, leyes
Cálculos justificativos	Calculadora HP 50 g, Microsoft Excel 2016
Selección de equipos y accesorios	Catálogos
Simulaciones	DIgSILENT Power Factory 15.1.7
Diseño de planos	AutoCAD 2018

Elaboración propia

3.4. Herramientas para el procesamiento y análisis de datos

En cuanto a las técnicas para el procesamiento y análisis de datos, se realizó mediante el uso de diferentes paquetes informáticos según sea el caso:

3.4.1. DIgSILENT PowerFactory

Con el software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7 se realizó los siguientes análisis: flujo de potencia, contingencias, cortocircuito y estabilidad.

3.4.2. Microsoft Excel 2016

Con el Software Microsoft Excel 2016 se realizó el procesamiento de los datos de las simulaciones de flujo de potencia, tomando los criterios del Procedimiento Técnico COES PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”

3.4.3. AutoCAD 2018

Con el software AutoCAD 2018 se realizó los planos del proyecto.

3.5. Metodología de investigación

La metodología empleada para el desarrollo del proyecto de investigación es de la siguiente forma:

- La información principal ha sido obtenida del Estudio de Factibilidad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I y los parámetros del sistema eléctrico en estudio ha sido obtenida del COES con la finalidad de lograr un adecuado diagrama unifilar del sistema eléctrico en materia de estudio los cuales están referidos a: parámetros eléctricos de los grupos de generación, barras, transformadores de potencia, líneas de transmisión, cargas, etc.
- Cálculo de los parámetros eléctricos de la central hidroeléctrica San Gabán I y de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora.
- Modelamiento y conexión de las instalaciones de proyecto en la base de datos del COES 2017 – 2026 (Pfd).

- Simulaciones en el software DIGSILENT PowerFactory 15.1.7.de los siguientes análisis: flujo de potencia, contingencias, cortocircuitos y estabilidad.
- Análisis e interpretación de resultados según los criterios establecidos por el Procedimiento Técnico PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

3.6. Ingeniería del proyecto de la central

3.6.1. Generalidades

El aprovechamiento hidroeléctrico de San Gabán I corresponde a una central de pasada y alta caída, con un esquema convencional de conducción íntegramente a presión desde el inicio del túnel de aducción hasta el conducto forzado. La descarga de las aguas turbinadas es conducida por una galería a pelo libre o flujo libre.

El aprovechamiento incluye también una línea de transmisión en 220 kV y las subestaciones San Gabán I y Onocora.

3.6.2. Características del proyecto

Las características principales del proyecto son las siguientes:

Tabla N° 3.2: Características del proyecto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Potencia instalada	110	MW
Caudal nominal	22.6	m ³ /s
Salto bruto	572	m
Salto neto	544	m
Energía generada	612	GWh/año
Turbinas		
Tipo	Pelton vertical	
Número	2	
Potencia	55	MW
Velocidad nominal	450	rpm
Generadores		
Tipo	Síncrono vertical	
Número	2	
Potencia	63.5	MVA
Cos ϕ	0.85	
Velocidad nominal	450	rpm
Transformadores		
Tipo	Trifásico	
Número	2	
Potencia	63.5	MVA
Línea de transmisión		
Tensión	220	kV
Longitud	112.3	Km

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.2.1. Ubicación

El área de la central hidroeléctrica San Gabán I se ubica en el departamento de Puno, al sudeste del Perú. La central hidroeléctrica se encuentra localizada entre el distrito de Ollachea y el Centro Poblado de Tabina Pampa, provincia de Carabaya, entre las elevaciones 2679 msnm y 2095 msnm, mientras la línea de transmisión que servirá para evacuar la energía generada, parte de la subestación San Gabán I hacia la subestación Onocora, ubicada en la provincia de Canchis, distrito de Sicuani.

3.6.2.2. Accesos al área del proyecto

El acceso a la zona del proyecto se realiza por vía terrestre desde la ciudad de Juliaca, cabe señalar que la distancia total hasta la zona del proyecto es de 260 Km y el tiempo estimado es de tres horas y media, tomando la siguiente ruta:

Tabla N° 3.3: Ruta de accesos a la zona del proyecto

TRAMO	DISTANCIA (Km)	TIEMPO (Minutos)	TIPO DE VÍA	MEDIO DE TRANSPORTE
Juliaca – Azángaro	74	60	Asfaltada	Camioneta
Azángaro – San Antón	56	30	Asfaltada	Camioneta
San Antón – Macusani	80	70	Asfaltada	Camioneta
Macusani – Ollachea	50	50	Asfaltada	Camioneta
Total	260	210	Asfaltada	Camioneta

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.3. Aspectos básicos de ingeniería

3.6.3.1. Condiciones meteorológicas

Se tiene los siguientes parámetros climáticos en la zona del proyecto:

Tabla N° 3.4: Condiciones meteorológicas de la zona del proyecto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Temperatura máxima	20	°C
Temperatura media	12	°C
Temperatura mínima	8	°C
Humedad relativa máxima	91	%
Humedad relativa media	82	%
Humedad relativa mínima	76	%
Velocidad del viento promedio	9	m/s
Precipitación media anual	950	mm
Precipitación máxima diaria	36	mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.3.2. Topografía

Los trabajos de topografía abarcaron las siguientes áreas:

Tabla N° 3.5: Topografía de la zona del proyecto

DESCRIPCIÓN	ÁREA	UNIDAD
Obras de cabecera	26.1253	Ha
Ventana 1	20.3580	Ha
Casa de máquinas y/o obras de cola	191.1950	Ha
Descarga	10.0684	Ha
Área total del proyecto	247.7467	Ha

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Los trabajos se realizaron tomando como sistema de coordenadas de referencia WGS 84 en proyección UTM zona 19 L.

3.6.3.3. Hidrología y sedimentología

3.6.3.3.1. Hidrología

Los principales parámetros hidrológicos obtenidos en el estudio de hidrología son los siguientes:

Tabla N° 3.6: Hidrología de la zona del proyecto

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Área de la cuenca	2175	Km ²
Caudal medio anual	30.18	m ³ /s
Caudal medio anual al 75 % de persistencia	26.17	m ³ /s
Caudal medio anual al 95 % de persistencia	20.97	m ³ /s
Caudal máximo instantáneo para un periodo de retorno de 10 años	257.80	m ³ /s
Caudal máximo instantáneo para un periodo de retorno de 100 años	666.50	m ³ /s
Caudal máximo instantáneo para un periodo de retorno de 500 años	1033.00	m ³ /s
Caudal máximo instantáneo para un periodo de retorno de 1000 años	1208.60	m ³ /s

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Tabla N° 3.7: Escenarios hidrológicos

DESCRIPCIÓN	PERIODO
Avenida	Diciembre – Marzo
Estiaje	Abril - Noviembre

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.3.3.2. Balance hídrico

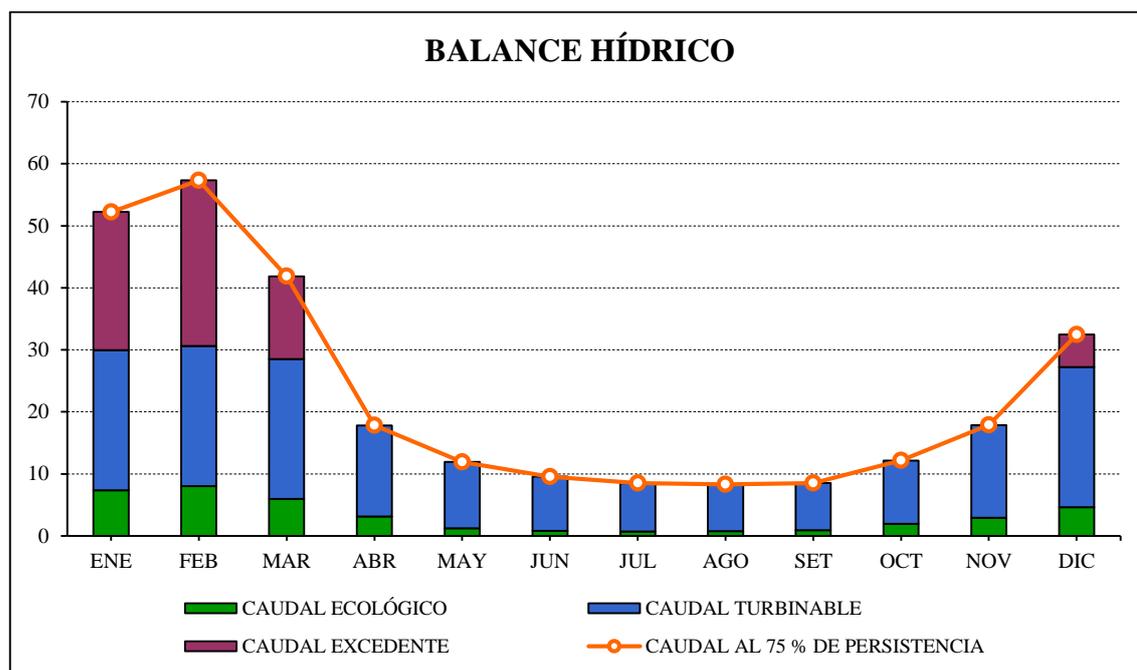
Se obtuvo el siguiente resultado del balance hídrico del proyecto:

Tabla N° 3.8: Balance hídrico mensualizado periodo 1964 - 2018

DESCRIPCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Caudal al 75 % de persistencia (m ³ /s)	52.24	57.34	41.86	17.81	11.91	9.55	8.51	8.28	8.53	12.14	17.86	32.46
Caudal ecológico (m ³ /s)	7.37	8.04	5.94	3.13	1.22	0.84	0.72	0.77	0.93	1.95	2.92	4.62
Caudal disponible (m ³ /s)	44.87	49.30	35.93	14.68	10.69	8.72	7.79	7.51	7.60	10.20	14.94	27.84
Caudal CH San Gabán I (m ³ /s)	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60	22.60
Balance (m ³ /s)	22.27	26.70	13.33	-7.92	-11.91	-13.88	-14.81	-15.09	-15.00	-12.40	-7.66	5.24
Caudal turbinable (m ³ /s)	22.60	22.60	22.60	14.68	10.69	8.72	7.79	7.51	7.60	10.20	14.94	22.60
Caudal excedente (m ³ /s)	22.27	26.70	13.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.24

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Figura N° 3.1: Balance hídrico del proyecto periodo 1964 - 2018



Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.3.3.3. Sedimentología

Tabla N° 3.9: Sedimentología de la zona del proyecto

DESCRIPCIÓN	VALOR
Caudal sólido medio mensual periodo 1999 – 2000	1742.21 T/Año

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.3.4. Geología y geotecnia

3.6.3.4.1. Geología

Las condiciones geológicas más importantes se resumen en lo siguiente:

- El área donde se implementarán las obras está conformada por rocas metamórficas de naturaleza esquistos micáceos.
- La roca basal comprende roca metamórfica, pizarra y esquistos micáceos.
- Los depósitos cuaternarios incluyen material aluvial, coluvial y material proveniente de deslizamiento de detritus y suelo residual.

3.6.3.4.2. Geotecnia

Las condiciones y características geotécnicas se pueden resumir como sigue:

- La presa derivadora se cimentará en terreno aluvial, apoyándose ambos estribos en dichos materiales.
- El desarenador y el ambalse regulador se construirán en la terraza denominada de los baños, frente al pueblo de Ollachea, constituidas por material aluvial.
- El túnel de aducción, de 6511 m de longitud, se extenderá en pizarras hasta la progresiva 1 + 540, en esquisto micáceo EM2 desde 1 + 540 hasta 5 + 260 y en esquisto micáceo EM1 desde 5 + 260 hasta 6 + 511.
- La chimenea de equilibrio y el conducto forzado estarán totalmente en esquisto micáceo EM1.
- La casa de máquinas en caverna y sus obras conexas se ubicarán también en esquistos micáceos EM1.
- Existen canteras de agregados, adecuados y suficientes para la elaboración de concreto.

3.6.4. Punto de conexión al SEIN

El punto de conexión al SEIN es la barra de 220 kV de la subestación Onocora, y la energía generada será despachará a través de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en 220 kV.

3.6.5. Máxima capacidad de generación

Tabla N° 3.10: Máxima capacidad de generación mensualizado

DESCRIPCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Densidad del agua (Kg/m ³)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Gravedad (m ² /s)	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81	9.81
Eficiencia de la turbina	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Eficiencia del generador	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Eficiencia del acoplamiento	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Caudal (m ³ /s)	22.60	22.60	22.60	14.68	10.69	8.72	7.79	7.51	7.60	10.20	14.94	22.60
Altura (m)	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544	544
Potencia (MW)	110	110	110	71	52	42	38	37	37	50	73	110
Energía (GWh)	82	74	82	51	39	31	28	27	27	37	52	82
Energía total (GWh/año)	612											

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Tabla N° 3.11: Producción de energía por escenarios

DESCRIPCIÓN	AVENIDA	ESTIAJE	UNIDAD
Potencia promedio	110	50	MW
Energía	320	292	GWh

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.6. Componentes del proyecto

3.6.6.1. Obras civiles

3.6.6.1.1. Obras de cabecera

a. Obras de desvío

Las obras de desvío del río San Gabán tienen como propósito permitir la construcción de la presa derivadora y toma. El caudal de diseño de estas obras corresponde a un periodo de retorno de 10 años.

b. Presa derivadora

Esta obra está sobre el río San Gabán, se ubica a una altitud de 2,674 msnm. Está constituida por el barraje móvil, compuesto por tres compuertas radiales de 8 m de ancho y 5.5 m de alto, sostenidas en pilares de concreto armado, la sección del canal de limpia y una presa no vertedora en la margen izquierda.

Casi toda la obra está sobre una gruesa capa de aluvión, lo que obliga a una cimentación bastante profunda.

c. Toma y desgravador

La toma está en la margen derecha del río San Gabán, unida estructuralmente a la presa derivadora. Consiste en cuatro ventanas de captación de 4.0 m de ancho por 1.50 m de alto, provistas de compuertas planas y precedidas por una rejilla común a lo largo de las cuatro ventanas.

Debajo de la toma se tiene el desgravador que lleva el material grueso de fondo hacia aguas abajo del barraje móvil, evitando que entre a la toma. Está controlado por tres compuertas planas deslizantes.

d. Desarenador

El desarenador es alimentado directamente a través de las cuatro ventanas de captación de la toma. Por cada ventana de captación ingresa el caudal hacia cada nave, conformando así cuatro naves en el desarenador.

Cada nave tiene 60 m de longitud, 7.20 m de ancho y 5 m de altura y están diseñadas para la decantación de partículas mayores de 0.2 mm de diámetro, el caudal de diseño es de 22.6 m³/s, pudiendo funcionar con este caudal tres naves mientras se purga una de ellas.

Al final de cada nave se tiene en el fondo la respectiva compuerta de purga que da salida al agua cargada de sedimentos hacia el conducto de purga con 3 % de pendiente y de 2 m de ancho con altura variable de 2 m, que a su vez descargara en el río San Gabán.

La estructura es de concreto armado y se ha previsto que su funcionamiento sea intermitente.

e. Conducto cubierto y “by – pass”

La transición de salida del desarenador empalma con el embalse regulador a través de un conducto cubierto. Este conducto tiene por capacidad de transporte 22.6 m³/s y su longitud total es de 162 m con pendiente de fondo de 1.8 %. El conducto es de sección circular de 3.8 m de diámetro y está embebida en concreto de espesor 0.70 m.

A 109 m del inicio del conducto cubierto se ubica la estructura de bifurcación; punto de inicio del by – pass. El eje del by – pass y el eje del conducto cubierto forman un ángulo de 45°.

El by – pass de sección circular de 3.0 m de diámetro, tiene por finalidad permitir el paso al túnel aductor, el caudal de diseño de 22.6 m³/s proveniente de la captación cuando por razones de mantenimiento se vacía el embalse regulador previo cierre de las compuertas del conducto cubierto y compuertas de la toma del túnel de aducción. El trazo

del by – pass pasa por debajo del embalse regulador con una longitud de 117 m y pendiente de fondo de 7.05 %. Este conducto cruza en su camino con el conducto de purga del embalse y su sección cambia en los últimos 4 m de circular a rectangular de 2.35 x 3.0 m para conectar con el conducto de aducción aguas abajo de la plataforma de la toma del sistema de aducción ubicado en el embalse; la misma que se describe en la siguiente sección.

f. Embalse regulador

La finalidad del embalse regulador es abastecer en periodos de estiaje el caudal requerido por la central para funcionar a su máxima capacidad en horas punta. Su capacidad máxima es de 105,000 m³ y su volumen útil de 94,115 m³. Su nivel normal de operación es 2,679.70 msnm y el nivel mínimo de operación de 2671 msnm.

g. Toma del túnel de aducción

La toma del sistema de aducción se ubica dentro del embalse regulador y permitirá la conducción de 22.60 m³/s. Se origina con una rampa de fondo de 9 m de longitud, que inicia desde la intersección del talud aguas arriba con el piso del embalse. La cota de inicio es 2,665.9 msnm y la cota final 2,663 msnm, es decir una inclinación 3H:1V. Esta rampa permite crear la submergencia necesaria del conducto de aducción.

3.6.6.1.2. Obras de conducción

a. Túnel de aducción

El túnel de aducción constituye parte del sistema de aducción que alimenta a la central. Este túnel de baja presión, desde el conducto que parte de la toma del embalse y el codo superior del conducto forzado, tiene una longitud de 6,511 m. Entre la chimenea de equilibrio y el codo del conducto forzado hay una distancia de 25.5 m; tramo en el que se ha colocado una trampa de rocas de 8.5 m de longitud y 1.0 m de profundidad, con el fin de evitar el ingreso de materiales sólidos que puedan dañar las unidades de generación.

b. Chimenea de equilibrio

Esta estructura se encuentra al final del túnel de aducción. El diseño adoptado es de tipo convencional, íntegramente en subterráneo. Consiste en un pozo vertical de 3 m de diámetro y una altura de 56.88 m, con una cámara alimentadora y una cámara de expansión.

c. Conducto forzado

El conducto forzado está constituido por una galería inclinada a 60° con la horizontal, que baja desde el punto terminal del túnel de aducción hasta el nivel de la casa de máquinas, con una longitud total de 590 m en la parte inclinada y 74.80 m en parte horizontal, lo que hace un total de 664.80 m.

El diámetro nominal es de 2.20 m y el caudal de diseño, $22.6 \text{ m}^3/\text{s}$.

Este conducto está diseñado bajo el concepto de túnel íntegramente blindado de acero, en consideración a la calidad de la roca circundante.

Debido a esta circunstancia y para posibilitar la soldadura del blindaje, el pozo inclinado se ha dividido en un tramo superior de 443 m de longitud, en el cual la sección libre nominal es de 2.80 m de diámetro, y un tramo inferior en que el diámetro es de 3.4 m.

El conducto forzado termina en un tramo horizontal, en donde el blindaje de acero incluye la bifurcación que reparte el caudal entre las dos turbinas de la casa de máquinas.

3.6.6.1.3. Obras de generación

a. Casa de máquinas y obras conexas

La casa de máquinas es en caverna, dentro del macizo de esquisto micáceo.

El edificio alberga a las dos unidades generadoras, así como todo el equipo auxiliar, incluyendo los dos transformadores principales y las dos válvulas esféricas.

Como obras conexas tiene la galería de acceso, de 1600 m de longitud, la galería de descarga, de 2119.61 m de longitud, y la galería y pozo de cables y ventilación, de 737.06 m de longitud.

b. Galería de descarga

La galería de descarga de 2,119 m de longitud, es un túnel de sección herradura que funciona a flujo libre. La cota de la rasante en su punto inicial es de 2098.96 msnm y la pendiente longitudinal es de 0.163%, alcanzando así la cota de 2095.50 msnm en su extremo final.

El trazo en planta cruza el macizo rocoso constituido por la colina Japina, estando el punto de salida a la superficie entre el borde SE de la terraza Tabinapampa, entre las quebradas Chaframayo y Supayhuayco.

c. Obras de empalme con San Gabán II

El canal de empalme tiene una longitud total de 424 m hasta su encuentro con la estructura de compuertas que controla el ingreso de agua al embalse regulador de la Central Hidroeléctrica San Gabán II. El canal de empalme con caudal de diseño de 22.6 m³/s y pendiente longitudinal de fondo de 0.1 %, tiene una sección rectangular en conducto cubierto de 3.60 m x 3.80 m y 190 m de longitud, para evitar derrumbes. Este tramo es cubierto por un relleno de 4.0 m; 1.5 m relleno compactado y encima a éste 2.5 m de relleno común. La transición de 10 m lo constituye la sección de transición con la galería de descarga. Finalmente, el canal de empalme es abierto de 3.6 x 3.7 m de sección total y una longitud de 224 m.

Se ha previsto un aliviadero de longitud de 20 m para controlar las excedencias y que serán descargadas al río San Gabán. El vertedero del aliviadero es de concreto y del tipo Ogee donde rebasa el flujo de excedencia, que es conducido por el canal evacuador de sección rectangular de 3.6 x 3.05 m.

El canal evacuador, de 5.8 m de longitud, termina con la estructura de disipación tipo bloque de impacto y comprende tres filas de dados de 1.4 m de altura y 1 m de ancho, separados entre ellos 1.0 m. Los muros laterales de la poza de disipación tienen 4.0 m de altura.

3.6.6.2. Obras hidromecánicas

En esta sección se describe en forma general el equipamiento hidromecánico de la central hidroeléctrica San Gabán I. Se indica, asimismo, las características principales de estos equipos.

3.6.6.2.1. Presa derivadora, aliviadero y canal de limpia

En la presa derivadora, aliviadero de avenidas, se instalará tres compuertas radiales de superficie. Cada compuerta tendrá una clapeta superior para permitir el paso de material flotante y afinar el nivel de operación. Cada clapeta podrá operarse independientemente de las otras y tendrá divisores de flujo en la cresta para prevenir vibraciones en las condiciones de sobreflujo.

Se instalará asimismo, en el canal de limpia, dos compuertas radiales sumergidas para la evacuación periódica del material sólido que se acumularía frente a las ventanas de captación.

Se incluyen, un juego de ataguías para el mantenimiento de las compuertas radiales, una grúa pórtico sobre rieles para la colocación de las ataguías y para complementar el izaje de las compuertas.

3.6.6.2.2. Toma, desripador y desarenador

Se instalará, inmediatamente aguas arriba de las cuatro ventanas de captación, rejillas coladeras con un espaciamiento libre de barras de 3 cm. Las rejillas serán capaces de soportar la presión hidráulica si ésta estuviera completamente bloqueada.

El flujo que ingresa por las cuatro ventanas de captación hacia el desarenador, será controlado por cuatro compuertas planas de rueda que serán operadas por un cilindro hidráulico. Se usará una ataguía de aislamiento para el mantenimiento de estas compuertas.

Los tres ductos del desripiador, ubicados por debajo de las compuerta de toma, que se usarán para purgar los sólidos que ingresen a la toma. Contará con compuertas planas deslizantes y una ataguía para mantenimiento.

En el extremo final del desarenador, se instalarán cuatro compuertas radiales sobre el vertedero de las naves del desarenador, cuyas dimensiones son 7.2 m x 1 m; contarán estas compuertas con cilindros hidráulicos para cada una.

3.6.6.2.3. Embalse regulador: toma y conducto de purga

El embalse regulador cuenta con los siguientes componentes donde se instalarán equipos hidromecánicos:

- Bifurcación del conducto cerrado que se inicia en la estructura de transición del desarenador y el conducto del by – pass.
- Estructura de control a la salida del conducto cerrado y llegada al embalse regulador.
- Estructura de control de purga.
- Toma de captación para el sistema de conducción.

La compuerta de la toma hacia el túnel de aducción será usado como elemento de control de cierre en caso de emergencia. Por esta razón, deberá ser una compuerta con ruedas capaz de cerrar por gravedad cuando el agua esté fluyendo a través de ella. Esta compuerta requerirá doble sello para poder aislar el túnel de aducción de la presión de agua del embalse seguido al cierre de la compuerta, y en la dirección inversa mientras se

limpia el embalse. Se dispondrá de un juego de ataguías segmentadas para ser usadas como respaldo de esta compuerta y alternativamente para el cierre del by-pass.

Se considera una compuerta de purga en embalse para permitir que los sedimentos sean descargados.

3.6.6.3. Equipo hidromecánico

Las principales características del equipo hidromecánico en las estructuras indicadas líneas arriba son las siguientes:

- 3 compuertas radiales de superficie de 8.00 m x 5.50 m, para la presa derivadora, provistas de clapetas.
- 2 compuertas radiales sumergidas de 3.25 m x 3.00 m para la presa derivadora.
- 1 juego de ataguías (“stop log”), de 8.00 m x 8.58 m, para la presa derivadora.
- Rejilla de 27.60 m x 3.90 m para la toma.
- 4 compuertas planas de ruedas, de 4.00 m x 1.60 m, para la capacitación.
- 1 ataguía de mantenimiento de compuertas de toma, de 4.00 m x 2.79m
- 3 compuertas planas para conducto desripador de 1.20 m x 1.20 m
- 3 ataguías del conducto desripador de 1.20 m x 1.20 m
- 4 compuertas radiales en salida del desarenador de 7.20 m x 1.00 m
- 4 compuertas de purga para desarenador de 1.80 m x 1.00 m
- 1 compuerta de entrada al embalse de 3.00 m x 3.80 m., del tipo plana con ruedas
- 1 ataguía de mantenimiento (“stop log”) de 3.00 m x 3.80 m para la entrada al embalse.
- 1 compuerta de entrada al By-pass de 2.35 m x 3.00 m, del tipo plana deslizante.
- 1 ataguía de mantenimiento (“stop log”) de 2.35 m x 3.00 m para la entrada al By-pass.

- 1 compuerta de entrada al conducto cubierto de 2.35 m x 3.00 del tipo plana deslizante.
- 1 ataguía (“stop log”) para salida de embalse y by pass, de 2.35 m x 3.00 m.
- 1 compuerta de purga del embalse de 1.42 m x 1.8 m del tipo plana deslizante.
- Una compuerta plana de ruedas, para la entrada del conducto cubierto de 3.20 m x 3.20 m.
- Dos compuertas para las ventanas de inspección tipo puerta, de 1.20 m x 2.20 m y de 2.20 m x 2.20 m.
- Dos compuertas de empalme al embalse de San Gabán II, de 2.40 m x 1.30 m, del tipo plana con ruedas, con accionamiento manual.
- Una ataguía de mantenimiento (“stog log”) del empalme con San Gabán II, de 2.40 m x 3.80 m.
- Una ataguía plana de 3.00 m x 3.00 m para los canales de descarga de las turbinas en la casa de máquinas.

3.6.6.4. Obras electromecánicas

En esta sección se describe en forma general el equipamiento mecánico y eléctrico de la central hidroeléctrica San Gabán I. Asimismo, se indica las características principales de estos equipos.

3.6.6.4.1. Casa de máquinas

La casa de máquinas es en caverna, dentro del macizo de esquistos micáceos.

La casa de máquinas alberga a las dos unidades generadoras, así como todo el equipo auxiliar, incluyendo los dos transformadores principales y las dos válvulas esféricas.

3.6.6.4.2. *Válvula de cierre*

Cada derivación del conducto forzado estará equipada de una válvula esférica de 1.24 m. El accionamiento de las válvulas esféricas será mediante grupos oleo – hidráulicos independientes.

Las válvulas deben obturar el conducto no solamente durante las paradas normales de las turbinas, sino además cuando el caudal sobrepase el absorbido normalmente por las turbinas y en caso de embalamiento de las mismas.

3.6.6.4.3. *Puente grúa*

La casa de máquinas estará equipada de un puente grúa de 120 toneladas de capacidad, que corresponde al peso máximo de transporte admisible para el montaje de los rotores de los generadores, siendo ligeramente superior al peso de los rotores. El puente grúa está previsto para el montaje de las turbinas, de los generadores, de las válvulas esféricas y de los transformadores, así como para los trabajos de mantenimiento.

3.6.6.4.4. *Grupo eléctrico*

Se considera un grupo eléctrico de emergencia que será ubicado al exterior de la caverna, junto a la subestación. Las características del grupo son:

Tabla N° 3.12: Características técnicas del grupo eléctrico

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo de combustible	Diésel	
Potencia nominal	500	kVA
Tensión nominal	380/220	V
Factor de potencia	0.85	
Frecuencia	60	Hz
Velocidad	1800	rpm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.6.4.5. *Equipo mecánico de la casa de máquina*

a. Turbinas

Se instalarán dos turbinas de impulso tipo Pelton de eje vertical que estará acoplado directamente con un generador síncrono. Las principales características de estas máquinas son las siguientes:

Tabla N° 3.13: Características técnicas de las turbinas

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número de unidades	2	
Disposición de eje	Vertical	
Tipo de turbina	Pelton	
Salto neto	544	m
Caudal nominal	11.3	m ³ /s
Potencia nominal	55	MW
Velocidad nominal	450	rpm
Velocidad de ambalamiento	810	rpm
Número de inyectores	5	
Eficiencia	95	%
Diámetro de paso	2090	Mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

b. Válvulas de cierre

A la entrada de cada turbina se ha previsto válvulas de cierre de las siguientes características:

Tabla N° 3.14: Características técnicas de las válvulas de cierre

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número de unidades	2	
Tipo	Esféricas	
Diámetro	1240	mm
Operación	Hidráulica	

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Cada válvula estará provista de un “By – pass” con válvula de compuerta.

c. Sistemas mecánicos auxiliares

Bajo este rubro están considerados los siguientes equipos:

- Sistema de agua de enfriamiento
- Sistema de drenaje
- Sistema de agua potable
- Sistema de ventilación y climatización
- Sistema de aire acondicionado
- Sistema contra incendio
- Sistema de aire comprimido
- Sistema auxiliar de energía eléctrica de 500 kVA
- Puente grúa de 120 toneladas de capacidad
- Taller mecánico

3.6.6.4.6. Equipo eléctrico de la casa de máquinas

a. Generadores

Las principales características de los generadores son las siguientes:

Tabla N° 3.15: Características técnicas de los generadores

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número de unidades	2	
Tipo	Trifásico	
Disposición de eje	Vertical	
Potencia nominal	63.5	MVA
Tensión nominal	13.8	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Factor de potencia	0.85	
Tipo de conexión	Estrella	
Precisión de regulación de tensión	± 0.5	%
Rango de regulación de tensión	5	%
Velocidad nominal	450	rpm
Velocidad de embalamiento	810	rpm
Número de polos	16	
Eficiencia	98	%
Tipo de acoplamiento	Rígido	
Eficiencia de acoplamiento	98	%
Clase de aislamiento	F	

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

b. Excitatriz

Se propone que al equipo de la excitatriz sea del tipo sin escobillas, que es apropiado para la casa de las máquinas en caverna.

c. Transformador de potencia

Los transformadores seleccionados tienen las siguientes características:

Tabla N° 3.16: Características técnicas de los transformadores de potencia

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número de unidades	2	
Tipo	Trifásico	
Potencia nominal	63.5	MVA
Tensión nominal primario	13.8	kV
Tensión nominal secundario	220	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Tipo de conexión	YNd5	
Tipo de refrigeración	OFWF	
Conmutación de tomas	Con carga	
Tomas conmutables sobre arrollamiento de alta tensión	± 10	
Regulación de tomas referidas a la tensión nominal	0.5	%

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

d. Celdas del generador

Se considera cuatro celdas de 13.8 kV, a las que se conectarán directamente los bornes del generador y serán del tipo metal – enclosed (neutro del generador) y metal – clad llegada del generador.

e. Ductos y barras del generador

Estos elementos tendrán una capacidad de 3200 A, siendo del tipo seco con aislamiento XLPE.

f. Sistema de servicios auxiliares

Estos servicios están conformados por lo siguiente:

- Servicio en corriente alterna 380/220 Vca
- Servicio en corriente continua 220 Vcc, para mandos
- Servicio en corriente continua 48 Vcc, para señalización y comunicaciones

g. Dispositivos del neutro del generador

Estos dispositivos estarán alojados en celdas tipo metal – enclosed y comprenden el transformador de distribución monofásico para el neutro del generador y la resistencia de carga para el circuito secundario.

h. Sistema de medición y control

Tiene por objeto hacer las mediciones de los parámetros principales tales como potencia, energía activa y reactiva, factor de potencia, etc. Y controlar todos los equipos de la casa de máquinas y de la subestación de salida, en forma local o remota.

i. Protección

Consiste en equipos de tipo estático para proteger el sistema eléctrico, originando el aislamiento de la zona afectada ante cualquier anomalía de funcionamiento. Se ha previsto un sistema de protección y uno de respaldo, el sistema está constituido por relés

de protección proteger cada uno de los sistemas de las Central Hidroeléctrica San Gabán

I.

La protección de cada sistema será el siguiente:

Tabla N° 3.17: Sistemas de protección

DESCRIPCIÓN	RELÉ
GENERADOR	
Protección de mínima impedancia	21
Protección por pérdida de excitación	40
Protección por desequilibrio de carga	46
Protección de sobrecarga	49
Protección por falta de apertura del interruptor de potencia	50BF
Protección por sobrecorriente con control de tensión	51V
Protección de sobretensión	59
Protección diferencial	87
Protección contra incendio	95
Protección por falta a tierra del rotor	64R
Dispositivos de protección para cojinetes del generador	38
Relé de frecuencia	81
Relé de la puesta a tierra del estator	64
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
Protección diferencial	87
Protección de sobrecorriente	50/51
Protección de sobrecorriente homopolar	51N
Protección contra falla a tierra	64
Protección por sobretensión por sobre tensión/frecuencia	59/81
BARRAS DE 220 kV	
Protección de sobretensión	59
Protección diferencial	87
CABLES DE POTENCIA DE 220 kV	
Protección diferencial longitudinal	87
Protección diferencial longitudinal por corriente homopolar	87N
LÍNEA DE TRANSMISIÓN	
Protección de distancia	21
Protección direccional de falla a tierra	67N
Protección por falla de apertura del interruptor de potencia	50BF
Protección por sobretensión	59
SERVICIOS AUXILIARES EN CORRIENTE ALTERNA	
Protección por corriente	50/51
Protección por corriente homopolar	51N
Protección por mínima tensión	27
SERVICIOS AUXILIARES EN CORRIENTE CONTINUA	
Protección por mínima tensión	27
Protección por falla a tierra	64

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.6.6.5. Obras de interconexión al SEIN

3.6.6.5.1. Subestaciones

a. Subestación San Gabán I

El patio de llaves en 220 kV de la futura subestación San gabán I, está destinado para funcionar con un sistema de barra simple. Esta subestación contempla la salida de una simple terna para su respectiva línea de transmisión.

i. Celda 220 kV

El equipamiento de la celda de 220 Kv será del tipo convencional, para una barra simple, y tendrá el siguiente equipamiento mínimo.

- Interruptores de potencia
- Seccionadores de línea
- Seccionadores de barra
- Transformadores de tensión
- Transformadores de corriente
- Pararrayos
- Trampas de onda
- Aisladores porta barras
- Equipamiento de comunicación en fibra óptica

ii. Descripción de los equipos

✓ Interruptores de potencia

Los interruptores de 220 serán de operación tripolar y uni – tripolar para operaciones en modo fase por fase y con cámara de extinción en Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

La corriente nominal mínima del interruptor 220 será de 2000 A, la tensión máxima de operación será de 245 y una capacidad de ruptura simétrica de 40 kA.

✓ *Seccionadores de línea*

Los seccionadores de 220 kV serán tripolares del tipo giro a través de un aislador eje central y tendrán una corriente nominal de 2500 A y tensión máxima de operación de 245 kV. Los seccionadores de línea de 220 kV serán con cuchilla de puesta a tierra, debiendo existir un bloqueo eléctrico entre las cuchillas de línea y los de puesta a tierra además de un candado de seguridad.

✓ *Seccionadores de barra*

Los seccionadores de 220 kV serán tripolares del tipo giro a través de un aislador eje central y tendrán una corriente nominal de 2500 A y tensión máxima de operación de 245 kV. Los seccionadores de barra de 220 kV serán con cuchilla de puesta a tierra, debiendo existir un bloqueo eléctrico entre las cuchillas de línea y los de puesta a tierra además de un candado de seguridad.

✓ *Transformadores de tensión*

Los transformadores de 220 kV serán monofásicos, del tipo capacitivo, conectado entre fase y tierra, y deberán tener dos arrollamientos secundarios, uno de medición y otro de protección.

La tensión secundaria será $100/\sqrt{3}$ voltios y tendrán un consumo nominal no mayor de 30 VA.

La clase de precisión será igual a 0,2 para medición y 3P para protección.

✓ *Transformadores de corriente*

Los transformadores en 220 se conectarán uno por fase y deberán tener cuatro arrollamientos secundarios, uno de medición y dos de protección.

La corriente secundaria será de 1 amperio y el consumo de cada arrollamiento secundario será no mayor de 50 VA.

La clase de precisión será de 0,2 para medición y 5P20 para protección.

✓ **Pararrayos**

Los pararrayos previstos, para la protección del transformador de potencia y líneas 220 kV, serán de óxido de zinc, 192 kV conectados entre fase y tierra.

iii. **Sistema de puesta a tierra**

✓ **Red de malla profunda**

Se tiene las siguientes características:

Tabla N° 3.18: Características técnicas de la red de malla profunda

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Largo	85	m
Ancho	45	m
Área	3825	m ²
Cuadrícula	5	m
Corriente de cortocircuito	3.4	kA
Resistividad del terreno	500	Ω
Resistividad de la capa superficial	4000	Ω
Altura de la capa superficial	0.10	m
Tiempo máximo de falla	0.5	S
Temperatura ambiente	20	°C
Profundidad de la malla	0.8	m
Resistencia objetiva	1	Ω

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

✓ **Conductor**

Las características del conductor son los siguientes:

Tabla N° 3.19: Características técnicas del conductor de la red de malla profunda

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número	3	
Tipo	AWG	
Material	Cobre	
Sección	95	mm ²
Diámetro	11	mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

✓ **Varilla**

Las características de la varilla son los siguientes:

Tabla N° 3.20: Características técnicas de las varillas de la red de malla profunda

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	Copperweld	
Material	Cobre	
Longitud	2.4	m
Diámetro	16	mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

b. Subestación Onocora

El patio de llaves en 220 kV de la futura subestación Onocora, está destinado para funcionar con un sistema de barra doble.

i. Celda 220 kV

El equipamiento de la celda de 220 Kv será del tipo convencional, para una barra doble, y tendrá el siguiente equipamiento mínimo.

- Interruptores de potencia
- Seccionadores de línea
- Seccionadores de barra
- Transformadores de tensión
- Transformadores de corriente
- Pararrayos
- Trampas de onda
- Aisladores porta barras
- Equipamiento de comunicación en fibra óptica

3.6.6.5.2. Línea de transmisión San Gabán I – Onocora 220 kV

La línea de transmisión San Gabán I – Onocora en 220 kV, presenta las siguientes características principales:

Tabla N° 3.21: Características técnicas de la línea de transmisión

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	Aéreo	
Longitud	112.3	Km
Tensión nominal	220	kV
Tensión máxima	245	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Número de ternas	1	
Número de conductores por fase	1	
Estructuras	Acero galvanizado	
Potencia de transmisión	110	MW
Altitud mínima	2772	msnm
Altitud máxima	5226	msnm
Conductor	AAAC 330	mm ²
Cables de guarda 1	EHS 50	mm ²
Cables de guarda 2	OPGW 106	mm ²
Aisladores anclaje	U120B	
Nivel de ceraúnico	60	
Puesta a tierra	25	Ω
Servidumbre	25	m

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

a. Condiciones meteorológicas

De acuerdo a la información obtenida del SENAMHI para el periodo del año 1990 – 2018 acerca de las condiciones climáticas del área donde se encuentra ubicada la línea de transmisión, se adoptaron los siguientes parámetros de diseño:

Tabla N° 3.22: Condiciones meteorológicas de la línea de transmisión

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Temperatura máxima	30	°C
Temperatura media	15	°C
Temperatura mínima	-20	°C
Viento máximo	25	m/s
Viento mínimo	10	m/s
Humedad relativa	50	%
Nivel cera único	60	

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

b. Características de las estructuras

De acuerdo a los ángulos del trazo de ruta y la topografía del terreno, se ha previsto los siguientes tipos de estructuras de simple terna:

Tabla N° 3.23: Características técnicas de las estructuras

ESTRUCTURA	TIPO	ÁNGULO	FUNCIÓN
S	Suspensión	0 – 2°	Suspensión simple
R	Suspensión	0 – 7°	Suspensión reforzada
A	Anclaje	0 – 30°	Anclaje y ángulos medianos
T	Anclaje	30 – 90°	Anclaje y ángulos grandes y terminales

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

c. Características del conductor de fase

El conductor de fase recomendado para ser utilizado en la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en 220 kV, corresponde al tipo de aleación de aluminio (AAAC) y tiene una sección de 330 mm², sus principales características son las siguientes:

Tabla N° 3.24: Características técnicas del conductor de fase

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	AAAC	
Material	Aleación de aluminio	
Nombre clave	Elgin	
Sección	330	mm ²
Número de hilos	19	
Diámetro	23.5	mm
Radio medio geométrico	8.91	mm
Peso	907	Kg/Km
Tiro de rotura	97.5	kN
Resistencia CC a 20 °C	0.101	Ω/Km
Capacidad de corriente	520	A

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

d. Características del cable de guarda

El cable recomendado para ser utilizado como cable de guarda de San Gabán I – Onocora, corresponde uno al tipo convencional y otro de fibra óptica, sus principales características son las siguientes:

Tabla N° 3.25: Características técnicas del cable de guarda EHS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	EHS	
Material	Acero galvanizado	
Sección	50	mm ²
Número de hilos	7	
Diámetro	11.11	mm
Radio medio geométrico	4	mm
Peso	0.405	Kg/Km
Tiro de rotura	92.5	kN
Resistencia CC a 20 °C	4.52	Ω/Km

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Tabla N° 3.26: Características técnicas del cable de guarda OPGW

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	OPGW	
Material	Fibra óptica	
Sección	106	mm ²
Número de fibras ópticas	24	
Diámetro	14	mm
Radio medio geométrico	5.10	mm
Peso	457	Kg/Km
Tiro de rotura	62.5	kN
Resistencia CC a 20 °C	0.37	Ω/Km

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

e. Características del aislamiento

La composición de las cadenas para soportar las exigencias del aislamiento es como sigue:

Tabla N° 3.27: Características técnicas del aislamiento

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tensión nominal	220	kV
Tensión máxima	245	kV
Nivel básico de aislamiento	1050	BIL kV
Tensión nominal	13.8	kV
Tensión máxima	17.5	kV
Nivel básico de aislamiento	75	BIL kV

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Las características principales de los aisladores son las siguientes:

Tabla N° 3.28: Características técnicas de los aisladores de suspensión y anclaje

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	Anclaje	
Clase	U120B	
Conexión	Ball & socket	
Material	Vidrio templado	
Diámetro exterior	255	mm
Altura	146	mm
Tipo de acoplamiento	16	mm
Distancia de fuga	292	Mm
Carga de ruptura electromecánica	120	kN
Peso	4	Kg

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

f. Sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra estarán conformados por varillas tipo Copperweld y conductor tipo Copperweld.

i. Conductor

Las características del conductor son los siguientes:

Tabla N° 3.29: Características técnicas del conductor de la puesta a tierra

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Número	10	
Tipo	AWG	
Material	Cobre	
Sección	36.83	mm ²
Diámetro	7.77	mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

ii. Varilla

Las características de la varilla son los siguientes:

Tabla N° 3.30: Características técnicas de las varillas de la puesta a tierra

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	Copperweld	
Material	Cobre	
Longitud	7.5	m
Diámetro	16	mm

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Para el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra se utilizarán las siguientes configuraciones:

✓ Disposición A

La disposición “A” de puesta a tierra, estará compuesta por 2 electrodos verticales en paralelo + un contrapeso horizontal en anillo de 9,0 m de diámetro + dos contrapesos longitudinales de longitud variable.

La disposición “A” de puesta a tierra se utilizará en zonas denominadas transitadas o donde las torres se ubiquen cerca de viviendas. La máxima resistencia de puesta a tierra a obtener con esta disposición será igual a 10 Ω.

✓ Disposición B

La disposición “B” estará conformada por 2 electrodos verticales en paralelo + 2 contrapesos horizontales de longitud variable: 5, 10, 15, 20, 25, 50, 75 y 100 metros.

La disposición “B” de puesta a tierra se utilizará en zonas rurales no transitadas. La resistencia de puesta a tierra para estas estructuras será igual a 25 Ω.

✓ **Disposición C**

Esta disposición estará conformada por 2 electrodos verticales en paralelo + 4 contrapesos horizontales de longitud variable: 5, 10, 20, 30, 40, 50, 75, 100 y 150 metros

La disposición “C” de puesta a tierra se utilizará en zonas denominadas no transitadas. La resistencia de puesta a tierra para estas estructuras será igual a 25 Ω.

g. Sistemas automáticos de control

Tabla N° 3.31: Sistemas automáticos de control

DESCRIPCIÓN	MODELO
Sistema de regulación de velocidad	HYGOV
Sistema de regulación de tensión	EXPIC1
Estabilizador de sistema de potencia	PSS1

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

En el Anexo H se muestra los diagramas de cada sistema de control.

3.7. Ingeniería de la línea de transmisión

3.7.1. Descripción del proyecto

El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión aérea en 220 kV, subestaciones e instalaciones complementarias. La línea de transmisión entre las subestaciones San Gabán I y la subestación Onocora, tiene una longitud aproximada de 112.3 Km en el total de su recorrido. Conformado por una simple terna, con capacidad de diseño para 110 MW, en operación normal o en estado estacionario.

3.7.2. Normatividad

Para el desarrollo del proyecto se tomó en cuenta las siguientes normas de diseño, según su ámbito de aplicación:

- Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.
- Decreto Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- Decreto Supremo N° 009 – 93 – EM, “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.

- Decreto Supremo N° 027 – 2007 – EM, “Reglamento de Transmisión”.
- Decreto Supremo N° 012 – 2011 – EM, “Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”.
- Decreto Supremo N° 020 – 97 – EM, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE).
- Código Nacional de Electricidad (CNE Suministro)
- Código Nacional de Electricidad (CNE Utilización)
- Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)
- Normas del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE)

3.7.3. Características de la línea de transmisión

La línea de transmisión San Gabán I – Onocora en 220 kV, presenta las siguientes características principales:

Tabla N° 3.32: Características de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
Tipo	Aéreo	
Longitud	112.3	Km
Tensión nominal	220	kV
Tensión máxima	245	kV
Frecuencia nominal	60	Hz
Número de ternas	1	
Número de conductores por fase	1	
Estructuras	Acero galvanizado	
Potencia de transmisión	110	MW
Altitud mínima	2772	msnm
Altitud máxima	5226	msnm
Conductor	AAAC 330	mm ²
Cables de guarada 1	EHS 50	mm ²
Cables de guarada 2	OPGW 106	mm ²
Aisladores	U120B	
Nivel de cerámico	60	
Puesta a tierra	25	Ω
Servidumbre	25	m

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.7.4. Criterios

Para la selección de la ruta óptima de la línea de transmisión se tomaron los siguientes criterios:

- Trazo de ruta por accesos existentes como: carreteras de fácil acceso al transporte, vías interprovinciales, etc.

- Uso de menor cantidad de vértices en la línea de transmisión, de esta forma lograr mayores longitudes en alineamientos para el uso de menores estructuras angulares.
- Evitar zonas arqueológicas.
- Evitar zonas intangibles o de protección.
- Evitar pasar por poblaciones o zonas actualmente habitadas de tal forma de minimizar adquisiciones y servidumbres a particulares.
- Evitar pasar por zonas geológicamente inestables y probables de inundación
- Evitar laderas con pendiente pronunciada, minimizando la generación de perfiles laterales.

3.7.5. Coordenadas

A continuación, se muestra las coordenadas WGS 84 de ubicación para cada vértice de la línea, teniendo como vértice inicial la subestación eléctrica San Gabán I, y como vértice final la subestación eléctrica Onocora.

Tabla N° 3.33: Coordenadas de las vértices de la línea de transmisión

VÉRTICE	NORTE	ESTE	SUBESTACIÓN
V - 1	8480673.94	343716.17	SAN GABÁN I
V - 2	8471979.53	316479.84	
V - 3	8471528.22	302925.98	
V - 4	8470186.33	298326.58	
V - 5	8447713.93	280038.99	
V - 6	8447453.28	272884.60	
V - 7	8441811.17	265320.32	
V - 8	8436550.69	267204.88	
V - 9	8434196.33	265759.51	
V - 10	8431198.59	260422.32	
V - 11	8427177.05	256906.60	ONOCORA

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

3.7.6. Cálculos justificativos

3.7.6.1. Parámetros eléctricos de la línea de transmisión

3.7.6.1.1. Parámetros eléctricos en secuencia positiva

a. Cálculo de la impedancia

i. Resistencia

$$R = 0.1010 * (1 + 0.020) = 0.1030 \Omega/Km$$

ii. Reactancia inductiva

$$DMG = \sqrt[3]{9 * 7.8 * 11.9097} = 9.4206 \text{ m}$$

$$r_E = \sqrt[1]{1 * 0.0118 * 5.9549^{1-1}} = 0.0118 \text{ m}$$

$$X_L = \frac{2 * \pi * 60}{1} * \left[\frac{1}{2 * 1} + 4.6 \log \left(\frac{9.4206}{0.0118} \right) \right] * 10^{-4} = 0.5221 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

b. Susceptancia

$$B = \frac{2 * \pi * 60 * 0.0242 * 1}{\log \left(\frac{9.4206}{0.0118} \right)} = 3.1435 \text{ } \mu\text{S}/\text{Km}$$

3.7.6.1.2. Parámetros eléctricos en secuencia homopolar

a. Cálculo de la impedancia

i. Impedancia homopolar propia de los conductores

$$DMG_{CG} = \sqrt[6]{15.6 * 18.01 * 11.9097 * 18.01 * 15.6 * 7.8} = 13.9384 \text{ m}$$

$$RMG_C = 0.7580 * 0.0118 = 0.0089 \text{ m}$$

$$RMG = \sqrt[3]{0.0089 * 9.4206^2} = 0.9244 \text{ m}$$

$$Z_{0C} = \frac{0.1030}{3} + j0.008676 * 60 * \log \left(\frac{13.9384}{0.9244} \right)$$

$$Z_{0C} = 0.0343 + j0.6134 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

ii. Impedancia homopolar propia de los cables de guarda

$$RMG_{G1G2} = \sqrt{\left(\frac{0.0040 + 0.0051}{2} \right) * 9} = 0.2024 \text{ m}$$

$$Z_{0G} = 3 * \left(\frac{4.52 * 0.37}{4.52 + 0.37} \right) + j0.008676 * 60 * \log \left(\frac{13.9384}{0.2024} \right)$$

$$Z_{0G} = 1.0260 + j0.9568 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

iii. Impedancia homopolar mutua entre conductores y cables de guarda

$$De = 658 * \sqrt{\frac{100}{60}} = 849.4743 \text{ m}$$

$$Z_{0CG} = 0.002964 * 60 + j0.008676 * 60 * \log\left(\frac{849.4743}{13.9384}\right)$$

$$Z_{0CG} = 0.1778 + j0.9292 \Omega/Km$$

iv. Impedancia de secuencia homopolar de la línea de transmisión

$$Z_0 = (0.0343 + j0.6134) + \frac{(1.0260 + j0.9568) * (0.1778 + j0.9292)}{(1.0260 + j0.9568) + (0.1778 + j0.9292)}$$

$$Z_0 = R_0 + jX_{L_0} = 0.2876 + j1.1498 \Omega/Km$$

$$R_0 = 0.2876 \Omega/Km$$

$$X_{L_0} = 1.1498 \Omega/Km$$

b. Susceptancia homopolar

$$HMG_C = \sqrt[3]{23 * 23 * 30.8} = 25.3514 m$$

$$HMG_G = \sqrt{38.60 * 38.60} = 38.60 m$$

$$B_0 = \frac{2 * \pi * 60 * 0.0185 * 1}{\ln\left(\frac{2 * 25.3514}{\sqrt[3]{0.0118 * 9.4206^2}}\right) - \frac{\ln\left(\frac{25.3514 + 38.60}{13.9384}\right)^2}{\ln\left(\frac{2 * 38.60}{\sqrt{\left(\frac{0.0056 + 0.0070}{2}\right) * 9}}\right)}} = 1.9875 \mu S/Km$$

3.7.6.2. Caída de tensión

$$\Delta V\% = \frac{100 * [0.1030 + 0.5221 * \tan(8.1096^\circ)] * 110 * 112.3}{220^2} = 4.5276 \%$$

3.7.6.3. Pérdidas de potencia

$$\Delta P = \frac{110^2 * 0.1030 * 112.30}{220^2 * 0.99} = 2.9209 MW$$

3.7.6.4. Pérdidas de energía por efecto joule

$$\Delta E = 8760 * 2.9209 * 1 = 25.5871 GWh$$

3.7.6.5. Determinación del nivel de aislamiento

3.7.6.5.1. Diseño eléctrico

a. Aislamiento por contaminación ambiental

i. Factor de corrección de altura

$$F_{CH} = \frac{1.25 * (5226 - 1000)}{10000} + 1 = 1.5283$$

ii. Determinación de la longitud de fuga

$$L_F = 16 * 245 * 1.5283 = 5990.74 \text{ mm}$$

iii. Número de aisladores en una cadena

$$N_A = \frac{5990.74}{292} = 20.5162 \approx 21$$

b. Aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial en seco

i. Densidad relativa del aire

$$P_B = \frac{76}{\frac{5226}{10^{18336}}} = 39.4276 \text{ cm}$$

$$\delta = \frac{3.921 * 39.4276}{273 + 8} = 0.5502$$

$$V_{FI} = \frac{1.5 * 245 * 1}{\sqrt{3} * (1 - 3 * 0.02) * 0.5502 * 0.8} = 512.8121 \text{ kV}$$

c. Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

$$V_{SA} = \frac{1050}{(1 - 3 * 0.02) * 0.5502} = 2030.2095 \text{ kV}$$

Tabla N° 3.34: Selección del número de aisladores

DESCRIPCIÓN	AISLAMIENTO POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	AISLAMIENTO POR SOBRETENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO	AISLAMIENTO NECESARIO POR SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS
Suspensión	21	11	18
Anclaje	23	13	20

Elaboración propia

Para la línea de transmisión San Gabán I – Onocora en 220 kV, se utilizará el siguiente aislamiento:

- Cadena de suspensión con 21 unidades.
- Cadena de anclaje con 23 unidades.

3.7.6.5.2. *Diseño mecánico*

a. *Hipótesis de calculo*

- Hipótesis I : Tensión de cada día (EDS)
- Hipótesis II : Viento máximo
- Hipótesis III : Temperatura mínima y solo hielo
- Hipótesis IV : Viento medio y hielo
- Hipótesis V : Máxima temperatura

Tabla N° 3.35: *Hipótesis de calculo*

PARAMETRO			HIPÓTESIS				
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	SIMBOLO	I	II	III	IV	V
Temperatura	°C	T	8	5	-5	0	75
Velocidad del viento	m/s	V	0	29	0	14.5	0
Presión de viento	Kg/m ²	P _V	0	52.51	0	13.13	0
Espesor de hielo	m	e	0	0	0.0060	0.0030	0
Tiro horizontal	Kg	T _H	1789.74	2557.50	2690.05	2292.72	1397.44

Fuente: (San Gabán S.A., 2019)

Tabla N° 3.36: *Características técnicas del conductor y del aislador*

PARAMETRO				HIPÓTESIS				
ÍTE M	DESCRIPCIÓN	UNIDA D	SIMBOL O	I	II	III	IV	V
1	DATOS DEL CONDUCTOR							
1.1	Conductor			AAAC	AAAC	AAAC	AAAC	AAAC
1.2	Sección	mm ²	S	330	330	330	330	330
1.3	Diámetro	m	d _C	0.0235	0.0235	0.0235	0.0235	0.0235
1.4	Peso unitario	Kg/m	W _C	0.9070	0.9070	0.9070	0.9070	0.9070
1.5	Densidad del hielo	Kg/m ³	ρ _h	916.8	916.8	916.8	916.8	916.8
1.6	Peso unitario del hielo	Kg/m	W _h	0	0	0.5098	0.2290	0
1.7	Vano viento	m	V _M	800	800	800	800	800
1.8	Vano peso	m	V _P	1200	1200	1200	1200	1200
1.9	Ángulo de desvío	°	α	2	2	2	2	2
2	DATOS DEL AISLADOR							
2.1	Número de aisladores		N _A	21	21	21	21	21
2.2	Peso del aislador	Kg	W _A	4	4	4	4	4
2.3	Peso de herrajes	Kg	W _{H_e}	75	75	75	75	75
2.4	Peso del operario	Kg	W _O	70	70	70	70	70
2.5	Diámetro	m	d _A	0.2550	0.2550	0.2550	0.2550	0.2550
2.6	Paso	m	p	0.1460	0.1460	0.1460	0.1460	0.1460
2.7	Longitud de la cadena	m	L _C	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60
2.8	Área del aislador	m ²	A _C	0.9180	0.9180	0.9180	0.9180	0.9180

Elaboración propia

b. Cadena de suspensión

i. Condición de operación normal

Tabla N° 3.37: Calculo mecánico de la cadena de suspensión condición de operación normal

PARAMETRO				HIPÓTESIS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	SIMBOLO	I	II	III	IV	V
1	CARGAS							
1.1	CARGAS TRANSVERSALES							
1.1.1	Tensión del conductor	Kg	T_1	62.47	89.27	93.90	80.03	48.78
1.1.2	Viento sobre el conductor	Kg	T_2	0	987.02	0	246.75	0
1.1.3	Viento sobre el aislador	Kg	T_3	0	48.20	0	12.05	0
1.2	CARGAS VERTICALES							
1.2.1	Peso de conductor	Kg	V_1	1088.40	1088.40	1700.16	1363.20	1088.40
1.2.2	Peso de aislador	Kg	V_2	159	159	159	159	159
1.2.3	Peso adicional	Kg	V_3	70	70	70	70	70
3	RESULTADOS							
3.1	Factor de seguridad		R	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
3.2	Esfuerzo de rotura	Kg	P	2688.11	3493.26	3913.23	3304.3	2686.97
3.3	Esfuerzo de rotura	kN	P	26.37	34.27	38.39	32.42	26.36
4	CARGA NORMALIZADA	kN	P	120	120	120	120	120

Elaboración propia

ii. Condición de rotura del conductor

Tabla N° 3.38: Calculo mecánico de la cadena de suspensión condición de rotura del conductor

PARAMETRO				HIPÓTESIS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	SIMBOLO	I	II	III	IV	V
1	CARGAS							
1.1	CARGAS TRANSVERSALES							
1.1.1	Tensión del conductor	Kg	T_1	31.24	44.64	46.95	40.02	24.39
1.1.2	Viento sobre el conductor	Kg	T_2	0	493.51	0	123.38	0
1.1.3	Viento sobre el aislador	Kg	T_3	0	48.20	0	12.05	0
1.2	CARGAS VERTICALES							
1.2.1	Peso de conductor	Kg	V_1	544.20	544.20	850.08	681.60	544.20
1.2.2	Peso de conductor	Kg	V_2	159	159	159	159	159
1.2.3	Peso de aisladores	Kg	V_3	70	70	70	70	70
1.3	CARGAS LONGITUDINALES							
1.3.1	Coefficiente de reducción	Kg	k	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
1.3.2	Tiro longitudinal	Kg	T_L	894.87	1278.75	1345.03	1146.36	698.72
4	RESULTADOS							
4.1	Factor de seguridad		R	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
4.2	Esfuerzo de rotura	Kg	P	1991.18	2640.37	2865.71	2452.68	1830.47
4.3	Esfuerzo de rotura	kN	P	19.53	25.90	28.11	24.06	17.96
5	CARGA NORMALIZADA	kN	P	120	120	120	120	120

Elaboración propia

c. Cadena de anclaje

i. Condición de rotura del conductor

Tabla N° 3.39: Cálculo mecánico de la cadena de anclaje condición rotura del conductor

PARAMETRO				HIPÓTESIS				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	SIMBOLO	I	II	III	IV	V
1	CARGAS							
1.1	CARGAS LONGITUDINALES							
1.1.1	Tiro longitudinal	<i>Kg</i>	<i>T_L</i>	1789.74	2557.50	2690.05	2292.72	1397.44
2	RESULTADOS							
2.1	Factor de seguridad		<i>R</i>	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
2.2	Coefficiente de impacto		<i>α</i>	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
2.3	Esfuerzo de rotura	<i>Kg</i>	<i>P₁</i>	3579.48	5115	5380.10	4585.44	2794.88
2.4	Esfuerzo de rotura	<i>Kg</i>	<i>P₂</i>	6264.09	8951.25	9415.18	8024.52	4891.04
2.5	Esfuerzo de rotura	<i>kN</i>	<i>P₁</i>	35.11	50.18	52.78	44.98	27.42
2.6	Esfuerzo de rotura	<i>kN</i>	<i>P₂</i>	61.45	87.81	92.36	78.72	47.98
3	CARGA NORMALIZADA	<i>kN</i>	<i>P</i>	120	120	120	120	120

Elaboración propia

3.7.6.6. Cálculo de pararrayos

a. Tensión máxima continua de operación

$$MCOV = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141.4508 \text{ kV}$$

b. Sobretensión temporal

$$TOV = \sqrt{2} * 141.4508 = 200.0416 \text{ kV}$$

c. Tensión nominal del pararrayo

$$R_0 = \frac{141.4508}{0.8} = 176.8135 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{200.0416}{1.15} = 173.9492 \text{ kV}$$

$$V_{NP} = 1.05 * 176.8135 = 185.6542 \text{ kV}$$

Según el cálculo realizado se selecciona el valor normalizado de 192 kV.

3.7.6.7. Distancias mínimas de seguridad

3.7.6.7.1. Altura mínima de los conductores sobre el terreno

$$H_{MIN} \geq 5.50 + \frac{245 * 1.5283}{150}$$

$$H_{MIN} \geq 7.9962 \text{ m}$$

3.7.6.7.2. Altura mínima sobre conductores sobre carreteras

$$H_{MIN} \geq 7 + 0.015 * 245 * 1.5283$$

$$H_{MIN} \geq 12.6165 \text{ m}$$

3.7.6.7.3. Altura mínima sobre conductores de otras líneas eléctricas

$$H_{MIN} \geq 1.50 + 0.015 * 245 * 1.5283$$

$$H_{MIN} \geq 7.1165 \text{ m}$$

3.7.6.7.4. Altura mínima entre conductor y estructuras de otras líneas eléctricas

$$H_{MIN} \geq 3 + 0.015 * 245 * 1.5283$$

$$H_{MIN} \geq 8.6165 \text{ m}$$

3.7.6.7.5. Distancia horizontal mínima entre conductores

$$D_{MIN} = 0.65 * \sqrt{38.7208 + 3} + \frac{245 * 1.5283}{150 * 0.5502} = 8.7354 \text{ m}$$

3.7.6.8. Diseño del sistema de puesta de tierra de subestaciones

3.7.6.8.1. Corriente simétrica de falla a tierra

$$I_F = 3400 \text{ A}$$

3.7.6.8.2. Factor de decremento

$$T_\alpha = \frac{45.24}{2 * \pi * 60 * 4.50} = 0.0267$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.0267}{0.5} * \left(1 - e^{-\frac{2*0.5}{0.0267}}\right)} = 1.0264$$

3.7.6.8.3. Factor de división de corriente

a. Resistencia del sistema de puesta a tierra puesta a tierra

$$R_g = 0.23 * 500 * \left[\frac{1}{1660} + \frac{1}{\sqrt{20 * 3825}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0.8 * \sqrt{20/3825}}\right) \right] = 0.8781 \Omega$$

$$S_f = \left| \frac{6.44 + j0.37}{0.8781 + 6.44 + j0.37} \right| = |0.8803 + j0.0061| = 0.8803$$

3.7.6.8.4. Factor de crecimiento

$$C_p = 1$$

3.7.6.8.5. Corriente máxima a disipar por la malla

$$I_G = 3400 * 1.0264 * 0.8803 * 1 = 3072.0357 \text{ A} = 3.0720 \text{ kA}$$

3.7.6.8.6. Selección de la sección del conductor

$$S = \frac{3.0720}{\sqrt{\left(\frac{3.42 * 10^{-4}}{0.5 * 0.00381 * 1.78}\right) * \ln\left(\frac{242 + 250}{242 + 20}\right)}} = 12.1857 \text{ mm}^2$$

3.7.6.8.7. Admisibilidad de corriente de cortocircuito

$$I_{CC} = \frac{142 * 12.1857}{\sqrt{0.5}} = 2447.1119 \text{ A} = 2.4471 \text{ kA}$$

$$I_{CC} = \frac{142 * 85}{\sqrt{0.5}} = 19077.7410 \text{ A} = 19.0777 \text{ kA}$$

3.7.6.8.8. Tensión de paso y toque permisibles**a. Resistividad de la capa superficial**

$$C_S = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{500}{4000}\right)}{2 * 0.10 + 0.09} = 0.7284$$

b. Tensión de toque

$$V_{TP} = (1000 + 1.5 * 0.7284 * 4000) * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 1192.3981 \text{ V}$$

c. Tensión de paso

$$V_{PP} = (1000 + 6 * 0.7284 * 4000) * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 4103.4979 \text{ V}$$

3.7.6.8.9. Tensiones de toque y paso reales**a. Tensión de toque real****i. Factor geométrico**

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0.8} = 1.3416$$

$$n = \left(\frac{2 * 1660}{260} \right) * \left(\sqrt{\frac{260}{4 * \sqrt{3825}}} \right) * 1 * 1 = 13.0907$$

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln \left(\frac{5^2}{16 * 0.8 * 0.0110} + \frac{(5 + 2 * 0.8)^2}{8 * 5 * 0.0110} - \frac{0.8}{4 * 0.0110} \right) + \frac{1}{1.3416} * \ln \left(\frac{8}{\pi * (2 * 13.0907 - 1)} \right) \right] = 0.6122$$

ii. Factor de irregularidad

$$K_i = 0.644 + 0.148 * 13.0907 = 2.5814$$

iii. Longitud efectiva enterrada

$$L_M = 1660 + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{2.4}{\sqrt{85^2 + 45^2}} \right) \right] * 7.5 * 32 = 2054.8329 \text{ m}$$

$$V_{TR} = \frac{500 * 2776.5782 * 0.6122 * 2.5814}{1857.2394} = 1181.3222 \text{ V}$$

b. Tensión de paso real

$$K_S = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0.8} + \frac{1}{5 + 0.8} + \frac{1}{5} * (1 - 0.5^{13.0907-2}) \right] = 0.3175$$

i. Longitud efectiva enterrada

$$L_S = 0.75 * 1660 + 0.85 * 7.5 * 32 = 1449 \text{ m}$$

$$V_{PR} = \frac{500 * 3072.0357 * 0.3175 * 2.5814}{1449} = 868.8142 \text{ V}$$

3.7.6.8.10. Diseño del sistema de puesta de tierra de líneas de transmisión

a. Disposición A

i. La resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical

$$R_1 = \frac{\rho}{2 * \pi * 2.4} * \left[\ln \left(\frac{4 * 2.4}{0.0160} \right) - 1 \right] = \rho(0.3579) \Omega$$

ii. Resistencia de puesta a tierra con dos electrodos verticales en paralelo

$$R_2 = 0.536 * 0.3579 * \rho = \rho(0.1918) \Omega$$

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor en anillo horizontal enterrado a una profundidad “p”

$$R_3 = \frac{\rho}{2 * \pi^2 * 9} * \left[\ln \left(\frac{8 * 9}{0.0078} \right) + \ln \left(\frac{4 * 9}{0.6} \right) \right] = \rho(0.0744) \Omega$$

iv. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

Tabla N° 3.40: Calculo de la resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

L	R _L
m	Ω
10	ρ(0.1489)
20	ρ(0.0855)
30	ρ(0.0613)
40	ρ(0.0483)
50	ρ(0.0400)
100	ρ(0.0222)

Elaboración propia

v. Resistencia de puesta a tierra en disposición A

Tabla N° 3.41: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición A

TIPO	R ₂	R ₃	R _L	R _A	ρ
	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω – m
R _{A10}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.1489)	ρ(0.0394)	254
R _{A20}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.0855)	ρ(0.0329)	304
R _{A30}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.0613)	ρ(0.0286)	350
R _{A40}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.0483)	ρ(0.0254)	394
R _{A50}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.0400)	ρ(0.0229)	436
R _{A100}	ρ(0.1918)	ρ(0.0744)	ρ(0.0222)	ρ(0.0157)	637

Elaboración propia

b. Disposición B

i. La resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical

$$R_1 = \frac{\rho}{2 * \pi * 2.4} * \left[\ln \left(\frac{4 * 2.4}{0.0160} \right) - 1 \right] = \rho(0.3579) \Omega$$

ii. Resistencia de puesta a tierra con dos electrodos verticales en paralelo

$$R_2 = 0.536 * 0.3579 * \rho = \rho(0.1918) \Omega$$

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

Tabla N° 3.42: Calculo de la resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

L	R _L
m	Ω
10	ρ(0.1489)
20	ρ(0.0855)
30	ρ(0.0613)
40	ρ(0.0483)
50	ρ(0.0400)
100	ρ(0.0222)
150	ρ(0.0157)
200	ρ(0.0122)

Elaboración propia

iv. Resistencia mutua entre las dos configuraciones

Tabla N° 3.43: Calculo de la resistencia mutua entre las dos configuraciones

L	R _M
m	Ω
10	ρ(0.0523)
20	ρ(0.0372)
30	ρ(0.0291)
40	ρ(0.0241)
50	ρ(0.0207)
100	ρ(0.0126)
150	ρ(0.0092)
200	ρ(0.0074)

Elaboración propia

v. Resistencia de puesta a tierra en disposición B

Tabla N° 3.44: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición B

TIPO	R ₂	R _L	R _M	R _B	ρ
	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω – m
R _{B10}	ρ(0.1918)	ρ(0.1489)	ρ(0.0523)	ρ(0.1094)	229
R _{B20}	ρ(0.1918)	ρ(0.0855)	ρ(0.0372)	ρ(0.0740)	338
R _{B30}	ρ(0.1918)	ρ(0.0613)	ρ(0.0291)	ρ(0.0560)	447
R _{B40}	ρ(0.1918)	ρ(0.0483)	ρ(0.0241)	ρ(0.0452)	553
R _{B50}	ρ(0.1918)	ρ(0.0400)	ρ(0.0207)	ρ(0.0381)	657
R _{B100}	ρ(0.1918)	ρ(0.0222)	ρ(0.0126)	ρ(0.0217)	1151
R _{B150}	ρ(0.1918)	ρ(0.0157)	ρ(0.0092)	ρ(0.0155)	1618
R _{B200}	ρ(0.1918)	ρ(0.0122)	ρ(0.0074)	ρ(0.0121)	2068

Elaboración propia

c. Disposición C

i. La resistencia de puesta a tierra de un electrodo vertical

$$R_1 = \frac{\rho}{2 * \pi * 2.4} * \left[\ln \left(\frac{4 * 2.4}{0.0160} \right) - 1 \right] = \rho(0.3579) \Omega$$

ii. Resistencia de puesta a tierra con dos electrodos verticales en paralelo

$$R_2 = 0.536 * 0.3579 * \rho = \rho(0.1918) \Omega$$

iii. Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

Tabla N° 3.45: Resistencia de puesta a tierra de un conductor horizontal enterrado a una profundidad “p”

L	R_L
m	Ω
40	$\rho(0.0483)$
80	$\rho(0.0269)$
120	$\rho(0.0190)$
160	$\rho(0.0148)$
200	$\rho(0.0122)$
300	$\rho(0.0086)$
400	$\rho(0.0067)$
600	$\rho(0.0047)$

Elaboración propia

iv. Resistencia mutua entre las dos configuraciones

Tabla N° 3.46: Calculo de la resistencia mutua entre las dos configuraciones

L	R_M
m	Ω
40	$\rho(0.0241)$
80	$\rho(0.0148)$
120	$\rho(0.0109)$
160	$\rho(0.0088)$
200	$\rho(0.0074)$
300	$\rho(0.0054)$
400	$\rho(0.0042)$
600	$\rho(0.0030)$

Elaboración propia

v. Resistencia de puesta a tierra en disposición C

Tabla N° 3.47: Calculo de la resistencia de puesta a tierra en disposición C

TIPO	R₂	R_L	R_M	R_C	ρ
	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω – m
R _{C40}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0483)$	$\rho(0.0241)$	$\rho(0.0452)$	553
R _{C80}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0269)$	$\rho(0.0148)$	$\rho(0.0261)$	957
R _{C120}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0190)$	$\rho(0.0109)$	$\rho(0.0187)$	1340
R _{C160}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0148)$	$\rho(0.0088)$	$\rho(0.0146)$	1709
R _{C200}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0122)$	$\rho(0.0074)$	$\rho(0.0121)$	2068
R _{C300}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0086)$	$\rho(0.0054)$	$\rho(0.0085)$	2935
R _{C400}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0067)$	$\rho(0.0042)$	$\rho(0.0066)$	3772
R _{C600}	$\rho(0.1918)$	$\rho(0.0047)$	$\rho(0.0030)$	$\rho(0.0046)$	5388

Elaboración propia

3.8. Estudios eléctricos del proyecto

Para realizar los estudios eléctricos del proyecto se ha utilizado el software de simulación DIgSILENT PowerFactory 15.1.7.

3.8.1. Normatividad

- Para el desarrollo del estudio de pre – operatividad se tomó en referencia el Procedimiento Técnico COES PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de

Instalaciones en el SEIN” aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035 – 2013 – OS/CD del 14 de marzo del 2013.

- Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.
- Decreto Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- Decreto Supremo N° 009 – 93 – EM, “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.
- Decreto Supremo N° 027 – 2007 – EM, “Reglamento de Transmisión”.
- Decreto Supremo N° 012 – 2011 – EM, “Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”.
- Decreto Supremo N° 020 – 97 – EM, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE).

3.8.2. Análisis del mercado eléctrico

3.8.2.1. Área de influencia del proyecto

Al ingresar la central hidroeléctrica San Gabán I a la red del SEIN, el área de influencia del proyecto estará comprendida por los departamentos Cusco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna, es decir la zona sur del país.

3.8.2.2. Oferta

A continuación, se muestra el programa de obras de generación del área de influencia del proyecto, es decir la zona sur del país.

Tabla N° 3.48: Programa de obras de generación zona sur

AÑO	PROYECTO	POTENCIA (MW)	TIPO	CONEXIÓN AL SEIN
2020	CH Tupuri	2.226	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2022	CH San Gabán I	110	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2022	CH San Gabán III	205	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2028	CH Pucara	178	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH San Gabán IV	110	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH San Gabán V	60	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH Anto Ruiz III	102	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH Anto Ruiz IV	102	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH Anto Ruiz I	16	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV
2030	CH Anto Ruiz II	24	Hidroeléctrica	Onocora 220 kV

Fuente: (COES, 2019)

3.8.2.3. Demanda

La proyección de la demanda de potencia y energía a nivel del SEIN para las zonas norte, centro y sur dan los siguientes resultados:

Tabla N° 3.49: Proyección de demanda zona norte

PROYECTO	2020		2022		2024		2026	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	0	0	30	218	60	436	60	436
Bongará – Milpo	0	0	0	0	0	0	7	50
Michiquillay (SPCC)	0	0	0	0	5	42	199	1660
Shahuindo (Tahoe)	8	63	8	71	8	71	8	71
Río Blanco (Zijin Mining Group)	0	0	42	330	85	660	85	660
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	84	559	84	559	84	559	84	559
Demanda total zona norte	92	622	165	1178	242	1768	443	3436

Fuente: (COES, 2019)

Tabla N° 3.50: Proyección demanda zona centro

PROYECTO	2020		2022		2024		2026	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ampliación El Brocal	8	129	8	129	14	195	29	315
Ampliación Shougang Hierro Perú	60	514	100	808	100	808	100	808
Ampliación Antamina	31	265	67	534	107	827	107	827
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	22	361	27	570	32	604	32	604
Ampliación Toromocho (Chinalco)	26	241	61	580	61	580	61	580
Ampliación UNACEM – Condorcocha	9	52	26	188	26	234	27	234
Hilarión (Milpo)	0	0	0	0	0	0	15	124
Pukaqaqa (Milpo)	0	0	0	0	40	329	40	329
Pampa de Pongo (JMP)	2	34	142	1,120	142	1,120	142	1,120
Mina Justa (Marcobre)	79	276	80	598	80	598	80	598
Magistral (Milpo)	0	0	0	0	40	329	40	329
Ampliación-re Comp Met La Oroya (Doe Run)	0	0	25	226	67	453	67	453
Terminal Portuario SJ Marcona (JMP)	0	0	44	308	44	308	53	371
Demanda total zona sur	237	1873	538	4753	710	6075	740	6320

Fuente: (COES, 2019)

Tabla N° 3.51: Proyección de demanda zona sur

PROYECTO	2020		2022		2024		2026	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Tía María (SPCC)	0	0	0	0	5	42	93	774
Los Chancas (SPCC)	0	0	5	42	50	416	50	416
Ampliación Concentradora Cuajone (SPCC)	0	0	46	380	46	380	46	380
Ampliación Fundición Ilo (SPCC)	0	0	12	100	12	100	12	100
Ampliación Las Bambas (MMG)	13	155	58	506	71	604	71	604
Coroccohuayco – Antapaccay	28	140	34	273	39	314	39	314
Mina Quechua	0	0	0	0	8	65	85	650
Quellaveco (Angloamerican)	10	13	162	713	163	1214	163	1214
San Gabriel (Ex Chucapaca, de Buenaventura)	0	0	10	70	15	105	18	126
Los Calatos (Hampton)	0	0	0	0	4	32	74	581
Haqaira (Antares)	0	0	0	0	90	622	150	1037
Corani (Bear Creek)	0	0	47	312	47	312	47	312
Ollachea (Kuri Kullu)	7	58	10	95	11	96	11	96
Zafranal (AQM Copper)	0	0	0	0	95	747	96	800
Demanda total zona sur	58	365	384	2491	656	5050	955	7404

Fuente: (COES, 2019)

3.8.2.4. Demanda a nivel del COES

Se consideran las siguientes proyecciones de demanda a nivel COES 2018 – 2030.

Tabla N° 3.52: Proyección de demanda a nivel COES 2018 – 2030 ()**

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWh	%	MW	%
2017 (*)	48 993		6 596	
2018	50 933	4.0	6 943	5.3
2019	54 155	6.3	7 253	4.5
2020	57 425	6.0	7 706	6.2
2021	61 386	6.9	8 235	6.9
2022	66 235	7.9	8 789	6.7
2023	70 403	6.3	9 249	5.2
2024	74 280	5.5	9 738	5.3
2025	79 072	6.5	10 325	6.0
2026	82 701	4.6	10 776	4.4
2027	86 176	4.2	11 214	4.1
2028	89 107	3.4	11 621	3.6
2029	91 197	2.3	11 911	2.5
2030	93 530	2.6	12 223	2.6
PROMEDIO 2018 – 2030	5.2		4.8	

Fuente: (COES, 2019)

(*) Año histórico es el 2017

(**) Demanda a nivel de generación COES

3.8.3. Modelamiento del proyecto

3.8.3.1. Parámetros eléctricos de la zona del proyecto

3.8.3.1.1. Generadores

Tabla N° 3.53: Parámetros eléctricos de los grupos de generación

GENERADOR	S	P AVENIDA	P ESTIAJE	TN	Cos ϕ	GRUPO DE CONEXIÓN
	MVA	MW	MW	kV		
SAN GABÁN I G1	63.5	55	25	13.8	0.85	YN
SAN GABÁN I G2	63.5	55	25	13.8	0.85	YN
SAN GABÁN II G1	63.5	55	35	13.8	0.85	YN
SAN GABÁN II G2	63.5	55	35	13.8	0.85	YN
SAN GABÁN III G1	118	102.5	49	13.8	0.9	YN
SAN GABÁN III G2	118	102.5	49	13.8	0.9	YN
TUPURI G1	2.5	2.226	1.2	13.8	0.9	YN

Elaboración propia

3.8.3.1.2. Transformadores

Tabla N° 3.54: Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia

TRANSFORMADOR	GRUPO DE CONEXIÓN	S			TN		
		HV	MV	LV	HV	MV	LV
		MVA	MVA	MVA	kV	kV	kV
SAN GABÁN I T1	YNd5	63.5	-	-	220	-	13.8
SAN GABÁN I T2	YNd5	63.5	-	-	220	-	13.8
SAN GABÁN II T1	YNd5	62.5	-	-	138	-	13.8
SAN GABÁN II T2	YNd5	62.5	-	-	138	-	13.8
SAN GABÁN III T1	YNd1	120	-	-	220	-	13.8
SAN GABÁN III T2	YNd1	120	-	-	220	-	13.8
SAN GABÁN II T1	YNyn0	3	-	-	22.9	-	13.8
SAN GABÁN II T2	YNyn0	3	-	-	22.9	-	13.8
SAN GABÁN II T4	YNd5	1.5	-	-	22.9	-	13.8
QUENCORO T1	YN0yn0d1	120	120	40.5	220	138	10.5
TINTAYA NUEVA T1	YN0yn0d11	125	125	25	220	138	22.9
AZÁNGARO T1	YN0ynd5	120	120	15	220	138	10
SAN GABÁN II T3	Y0yn6d0	2.5	2.5	2.5	138	13.8	2.3

Elaboración propia

3.8.3.1.3. Líneas de transmisión

Tabla N° 3.55: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión

CÓDIGO	TERMINAL I	TERMINAL J	TN	L	R'(AC,20°C)	R0'(AC)	X'	X0'	B'	B0'
			kV	Km	Ω /Km	Ω /Km	Ω /Km	Ω /Km	μ S/Km	μ S/Km
-	SAN GABÁN I 220 kV	ONOCORA A 220 kV	220	112.30	0.1030	0.2942	0.5238	1.1544	3.1645	1.9886
-	SAN GABÁN III 220 kV	ONOCORA B 220 kV	220	139.32	0.0406	0.2858	0.3757	1.0870	4.3726	2.4064
L - 2048	SURIRAY A 220 kV	KAYRA A 220 kV	220	152.85	0.0431	0.4476	0.3646	1.2399	4.4917	2.4149
L - 2047	KAYRA B 220 kV	ONOCORA A 220 kV	220	107.36	0.0431	0.4449	0.3695	1.2357	4.4336	2.4315
L - 2045	ONOCORA B 220 kV	TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	68.03	0.0431	0.4476	0.3646	1.2399	4.4917	2.4149
L - 2046	ONOCORA B 220 kV	TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	68.03	0.0431	0.4476	0.3646	1.2399	4.4917	2.4149
L - 2022	TINTAYA NUEVA A 220 kV	SOCABAYA A 220 kV	220	201.43	0.0569	0.3792	0.5020	1.6286	3.3233	2.2585
L - 2023	TINTAYA NUEVA A 220 kV	SOCABAYA A 220 kV	220	201.43	0.0569	0.3792	0.5020	1.6286	3.3233	2.2585
L - 2024	TINTAYA NUEVA B 220 kV	CONSTANCIA 220 kV	220	69.17	0.0579	0.4618	0.5082	1.3789	3.2821	2.3142
-	TINTAYA NUEVA B 220 kV	AZÁNGARO 220 kV	220	130.00	0.0620	0.2820	0.3945	0.8480	4.2336	3.4820
-	TUPURI 13.8 kV	OBRAS DE CAB. 13.8 kV	13.8	0.50	0.1550	0.6125	0.3730	1.0886	3.5980	1.5980
-	OBRAS DE CAB. 22.9 kV	SAN GABÁN II 22.9 kV	22.9	10.79	0.1550	0.6125	0.3730	1.0886	3.5980	1.5980
-	SAN GABÁN II 138 kV	MACUSANI 138 kV	138	55.00	0.1110	0.3180	0.5033	1.7165	3.3921	2.2275
-	SAN GABÁN II 138 kV	OLLACHEA 138 kV	138	19.62	0.1110	0.3180	0.5033	1.7165	3.3921	2.2275
-	OLLACHEA 138 kV	SAN RAFAEL 138 kV	138	60.66	0.1110	0.3180	0.5033	1.7165	3.3921	2.2275
L - 1009	SAN RAFAEL 138 kV	AZÁNGARO 138 kV	138	89.29	0.1110	0.3180	0.5033	1.7165	3.3921	2.2275
L - 1010	MACUSANI 138 kV	AZÁNGARO 138 kV	138	104.30	0.1110	0.3180	0.5033	1.7165	3.3921	2.2275

Elaboración propia

3.8.3.2. Parámetros eléctricos del proyecto

3.8.3.2.1. Generadores

Tabla N° 3.56: Parámetros eléctricos de los grupos de generación del proyecto

DESCRIPCIÓN	SIMBOLO	SGI G1	SGI G2	UNIDAD
Potencia aparente nominal	s	63.5	63.5	MVA
Tensión nominal	T_N	13.8	13.8	Kv
Factor de potencia	$\cos \phi$	0.85	0.85	
Grupo de conexión		YN	YN	
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes	
Reactancia de sincronismo	x_d	1.19	1.19	p.u.
Reactancia de sincronismo	x_q	0.78	0.78	p.u.
Reactancia secuencia cero	x_0	0.09	0.09	p.u.
Resistencia secuencia cero	r_0	0.00701	0.00701	p.u.
Reactancia secuencia negativa	x_2	0.17117	0.17117	p.u.
Resistencia secuencia negativa	r_2	0.01064	0.01064	p.u.
Tiempo constante transitorio	$Td0'$	8.5	8.5	s
Tiempo constante subtransitorio	$Td0''$	0.05	0.05	s
Tiempo constante subtransitorio	$Tq0'$	0.06	0.06	s
Reactancia transitoria	x_d'	0.26	0.26	p.u.
Reactancia subtransitoria	x_d''	0.18	0.18	p.u.
Reactancia subtransitoria	x_q''	0.23	0.23	p.u.

Elaboración propia

3.8.3.2.2. Barras

Tabla N° 3.57: Parámetros eléctricos de las barras del proyecto

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	TENSIÓN MÁXIMA
	kV	kV
SAN GABÁN I A 13.8 Kv	13.8	17.5
SAN GABÁN I B 13.8 Kv	13.8	17.5
SAN GABÁN I 220 kV	220	245

Elaboración propia

3.8.3.2.3. Transformadores

Tabla N° 3.58: Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia del proyecto

TRANSFORMADOR	GRUPO DE CONEXIÓN	S	TN		FRECUENCIA	PÉRDIDAS DE COBRE
			HV	LV		
			MVA	kV		
SAN GABÁN I T1	YNd5	63.5	220	13.8	60	0.237
SAN GABÁN I T2	YNd5	63.5	220	13.8	60	0.237

Elaboración propia

3.8.3.2.4. Línea de transmisión

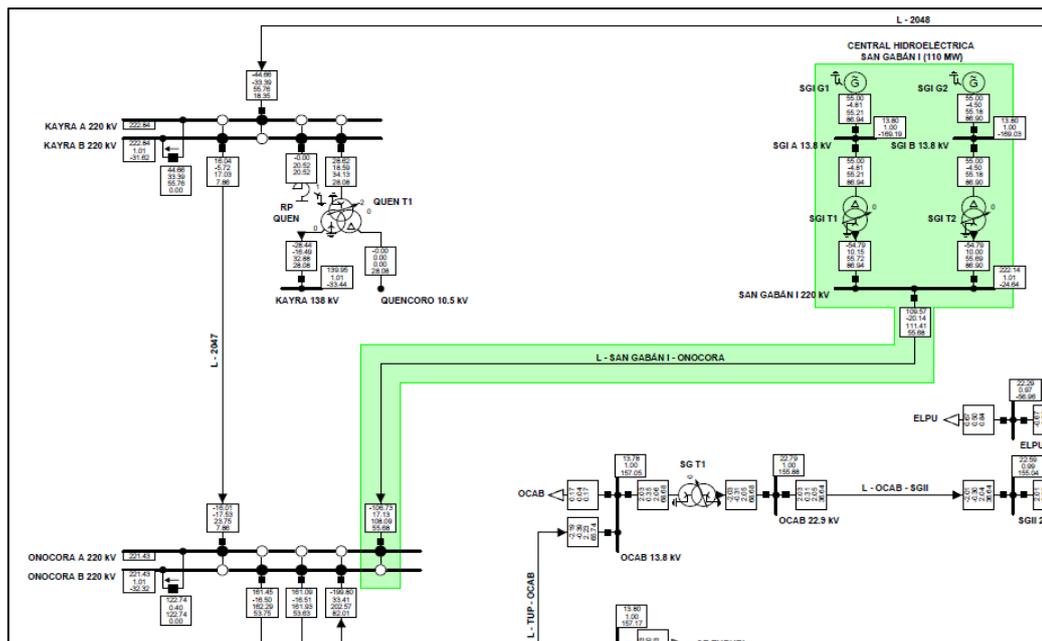
Tabla N° 3.59: Parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora

DESCRIPCIÓN	SIMBOLO	CANTIDAD	UNIDAD
Longitud	L	112.3	Km
Tensión nominal	T_N	220	kV
Tensión máxima	T_{MAX}	245	kV
Corriente	I	0.52	kA
Frecuencia nominal	f	60	Hz
Número de fases		3	
Resistencia secuencia positiva	$R'(AC, 20^\circ C)$	0.1030	Ω/Km
Resistencia secuencia cero	$RO'(AC)$	0.2942	Ω/Km
Reactancia inductiva secuencia positiva	X'	0.5238	Ω/Km
Reactancia inductiva secuencia cero	XO'	1.1544	Ω/Km
Susceptancia secuencia positiva	B'	3.1645	$\mu S/Km$
Susceptancia secuencia cero	BO'	1.9886	$\mu S/Km$

Elaboración propia

El modelo de la Central Hidroeléctrica San Gabán I en DIGSILENT PowerFactory se muestra en la siguiente figura.

Figura N° 3.2: Modelamiento del proyecto en el software DIGSILENT PowerFactory 15.1.7



Elaboración propia

3.8.4. Análisis de flujo de potencia en estado estacionario

3.8.4.1. Criterios

Para los escenarios de operación normal y de contingencia, se consideró los siguientes criterios:

3.8.4.1.1. Operación normal

- La tensión en las barras deberá estar dentro del rango de $\pm 5 \%$ de las tensiones nominales.
- No se admitirán sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.
- La frecuencia debe estar comprendida entre 59.64 y 60.36 Hz (Variación máxima $\pm 6 \%$).

3.8.4.1.2. Operación en contingencia

El nivel de tensión estará comprendido entre 0.90 a 1.10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensión nominal de 220 kV. Se debe mantener un nivel de tensión en el rango de 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.

En la etapa de las simulaciones el nivel de carga en líneas y transformadores deben arrojar sobrecargas menores o iguales al 20 %.

3.8.4.2. Consideraciones

Las simulaciones de flujo de potencia para los escenarios de operación normal y contingencia, se han realizado tomando como referencia el Procedimiento Técnico PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

3.8.4.3. Metodología

Se realizó simulaciones de flujo de potencia en estado estacionario mediante el método de Newton Raphson, el análisis se realizó para los años 2022 y 2026 de las instalaciones del proyecto, en condiciones normales (N: Red completa) como en contingencias simples (N – 1).

Se consideró los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda, y en los escenarios “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”, a manera de evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones

sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular en la zona de influencia del proyecto.

3.8.4.4. Escenarios de análisis

Los escenarios considerados para el análisis en estado normal y de contingencia son los siguientes:

3.8.4.4.1. Operación normal

Tabla N° 3.60: Escenarios de análisis de flujo de potencia operación normal

ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO	ESCENARIO
Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2022	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda		
Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2026	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda		

Elaboración propia

3.8.4.4.2. Operación en contingencia

Tabla N° 3.61: Escenarios de análisis de flujo de potencia operación en contingencia

ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO	ESCENARIO
Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2022	Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda		
Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2026	Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda		

Elaboración propia

3.8.5. Análisis de cortocircuitos

3.8.5.1. Criterios

- En el régimen posterior a una falla, la frecuencia debe estar comprendida entre 59.5 y 60.5 Hz.

3.8.5.2. Consideraciones

Las simulaciones del análisis de cortocircuito han sido realizadas según la norma internacional IEC 60909 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna” (2001) que considera lo siguiente:

- Durante la duración del cortocircuito no hay un cambio en el tipo de cortocircuito.
- Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en la red.
- Se desprecia todas las capacidades de línea, excepto las del sistema homopolar.
- Se determina la máxima corriente de cortocircuito.

3.8.5.3. Metodología

Se realizó el análisis de cortocircuito mediante el método de la norma IEC 60909 para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, en las condiciones de máxima y mínima demanda, para los años 2022 y 2026, en los escenarios “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”, a manera de verificar el impacto de las nuevas instalaciones en el SEIN. Asimismo, para proveer información para el diseño de la malla de tierra y otros equipos asociados a las instalaciones del proyecto.

Las evaluaciones del análisis de cortocircuito comprendieron fallas monofásicas, bifásicas a tierra y trifásicas francas a tierra sobre las barras principales de la zona de influencia del proyecto.

3.8.5.4. Escenarios de análisis

3.8.5.4.1. Cortocircuito monofásico

Tabla N° 3.62: Escenarios de análisis de cortocircuito monofásico

ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO	ESCENARIO
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2022	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2022	
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2026	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2026	

Elaboración propia

3.8.5.4.2. Cortocircuito bifásico a tierra

Tabla N° 3.63: Escenarios de análisis de cortocircuito bifásico a tierra

ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO	ESCENARIO
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2022	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2022	
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2026	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2026	

Elaboración propia

3.8.5.4.3. Cortocircuito trifásico

Tabla N° 3.64: Escenarios de análisis de cortocircuito trifásico

ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO	ESCENARIO
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2022	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2022	
Avenida	Máxima demanda Mínima demanda	2026	Sin Proyecto y Con Proyecto
Estiaje	Máxima demanda Mínima demanda	2026	

Elaboración propia

3.8.6. Estimaciones de estabilidad

3.8.6.1. Criterios

- Los generados del SEIN no deberán perder sincronismo ante las contingencias.
- Las fallas deberán ser despejadas por la protección principal en 100 ms en el nivel de tensión de 220 kV, y en 150 ms en el nivel de tensión de 138 kV.

3.8.6.2. Consideraciones

Las simulaciones de estabilidad transitoria y permanente se han realizado tomando como referencia el Procedimiento Técnico PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.

El tiempo de estudio de la estabilidad transitoria y permanente es de 10 segundos.

3.8.6.3. Metodología

3.8.6.3.1. Estabilidad transitoria

Se realizó simulaciones de flujo de potencia en estado transitorio mediante el método de Newton Raphson, para la estimación de estabilidad transitoria se aplicó una falla trifásica a los 100 ms en la barra San Gabán I 220 kV de la subestación San Gabán I para el año 2022 hasta que el generador pierda sincronismo con el sistema. Luego se despejo la falla a los 200 ms por el accionamiento del sistema de protección hasta recuperar el punto de operación estable.

3.8.6.3.2. Estabilidad permanente

Se realizó simulaciones de flujo de potencia en estado transitorio mediante el método de Newton Raphson, con el objetivo de verificar las posibles oscilaciones locales que pudiera haber entre los grupos de la central.

3.8.6.4. Escenarios de análisis

3.8.6.4.1. Estabilidad transitoria

Tabla N° 3.65: Escenarios de análisis de estabilidad transitoria

GRUPO DE GENERACIÓN	ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO
G1 – G2	Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2022
	Estiaje	Máxima demanda Madia demanda Mínima demanda	

Elaboración propia

3.8.6.4.2. Estabilidad permanente

Tabla N° 3.66: Escenarios de análisis de estabilidad permanente

GRUPO DE GENERACIÓN	ESCENARIO HIDROLÓGICO	CONDICIÓN	AÑO
G1 – G2	Avenida	Máxima demanda Media demanda Mínima demanda	2022
	Estiaje	Máxima demanda Madia demanda Mínima demanda	

Elaboración propia

CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados de análisis de flujo de potencia

4.1.1. Análisis de flujo de potencia – año 2022

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos del análisis de flujo de potencia para cada escenario hidrológico del año 2022 considerando las condiciones sin proyecto y con proyecto.

4.1.1.1. Escenario avenida máxima demanda 2022

4.1.1.1.1. Barras

Tabla N° 4.1: Perfiles de tensión de las barras – avenida máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	222.14	1.01	-24.64
SAN GABÁN II 138 kV	138	144.39	0.99	-38.85	144.27	0.99	-28.64
SAN GABÁN III 220 kV	220	220.85	1.00	-31.90	220.50	1.00	-19.63
SURIRAY A 220 kV	220	228.52	1.04	-38.19	228.49	1.04	-28.94
SURIRAY B 220 kV	220	228.52	1.04	-38.19	228.49	1.04	-28.94
KAYRA A 220 kV	220	223.25	1.01	-41.33	222.84	1.01	-31.62
KAYRA B 220 kV	220	223.25	1.01	-41.33	222.84	1.01	-31.62
ONOCORA A 220 kV	220	222.67	1.01	-44.53	221.43	1.01	-32.32
ONOCORA B 220 kV	220	222.67	1.01	-44.53	221.43	1.01	-32.32
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.15	1.01	-48.00	220.98	1.00	-36.90
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.15	1.01	-48.00	220.98	1.00	-36.90
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-46.84	220.00	1.00	-38.74
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-46.84	220.00	1.00	-38.74
CONSTANCIA 220 kV	220	221.52	1.01	-51.55	220.22	1.00	-40.49
AZÁNGARO 220 kV	220	222.11	1.01	-50.03	221.10	1.00	-39.77
AZÁNGARO A 138 kV	138	141.25	1.01	-49.80	140.77	1.01	-39.59
AZÁNGARO B 138 kV	138	141.25	1.01	-49.80	140.77	1.01	-39.59

Elaboración propia

4.1.1.1.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.2: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2022

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
-	SGI – O	220	-	-	-	-	109.57	-20.14	111.41	55.68
-	SGIII – O	220	204.67	-21.98	205.84	82.03	204.67	-18.04	205.46	82.01
L – 2048	S – K	220	67.96	-1.96	23.94	67.99	44.96	0.96	44.97	18.35
L – 2047	K – O	220	48.01	-13.98	49.82	16.36	16.04	-5.72	17.03	7.86
L – 2045	O – TN 1	220	123.67	-14.20	124.48	41.00	161.09	-16.51	161.93	53.63
L – 2046	O – TN 2	220	123.94	-14.19	124.75	41.09	161.45	-16.50	162.29	53.75
L – 2022	TN – S 1	220	-9.16	-10.65	14.09	11.86	15.51	-15.71	22.08	11.26
L – 2023	TN – S 2	220	-9.16	-10.65	14.09	11.86	15.51	-15.71	22.08	11.26
L – 2024	TN – C	220	86.29	-8.71	86.73	57.21	86.3	-7.89	86.66	57.47
-	TN – A	220	33.30	-18.04	37.88	15.61	46.63	-20.07	50.76	21.03

Elaboración propia

4.1.1.1.3. Transformadores

Tabla N° 4.3: Flujo de potencia de los transformadores – avenida máxima demanda 2022

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
SGI T1	63.5	-	-	-	-	55.00	-4.81	55.21	86.94
SGI T2	63.5	-	-	-	-	55.00	-4.50	55.18	86.90
SGII T1	62.5	55.00	7.09	55.46	88.73	55.00	7.56	55.52	88.03
SGII T2	62.5	54.24	7.01	54.69	87.50	54.24	7.47	54.75	87.60
SGIII T1	120	102.50	-2.11	102.52	85.43	102.50	-0.20	102.50	85.42
SGIII T2	120	102.50	-2.11	102.52	85.43	102.50	-0.20	102.50	85.42
QUEN T1	120	19.34	20.56	28.22	23.18	28.62	18.59	34.13	28.08
TN T1	125	66.53	10.13	67.29	53.31	77.49	5.85	77.72	61.90
AZAN T1	120	4.23	-15.57	16.14	14.16	3.27	-14.28	14.65	12.96
SG T3	2.5	1.27	-0.32	1.31	53.25	1.27	-0.30	1.31	53.15

Elaboración propia

4.1.1.2. Escenario Avenida Medía Demanda 2022

4.1.1.2.1. Barras

Tabla N° 4.4: Perfiles de tensión de las barras – avenida media demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	-	221.92	1.01	-23.92
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.56	0.96	-36.57	140.39	0.96	-23.31
SAN GABÁN III 220 kV	220	220.78	1.00	-31.23	220.35	1.00	-18.89
SURIRAY A 220 kV	220	220.79	1.00	-36.97	220.64	1.00	-27.71
SURIRAY B 220 kV	220	220.79	1.00	-36.97	220.64	1.00	-27.71
KAYRA A 220 kV	220	219.00	1.00	-41.28	218.41	0.99	-30.53
KAYRA B 220 kV	220	219.00	1.00	-41.28	218.41	0.99	-30.53
ONOCORA A 220 kV	220	222.42	1.01	-43.87	220.92	1.00	-31.62
ONOCORA B 220 kV	220	222.42	1.01	-43.87	220.92	1.00	-31.62
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	223.12	1.01	-47.44	221.56	1.01	-36.30
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	223.12	1.01	-47.44	221.56	1.01	-36.30
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-47.63	220.00	1.00	-39.55
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-47.63	220.00	1.00	-39.55
CONSTANCIA 220 kV	220	223.27	1.01	-50.97	221.54	1.01	-39.88
AZÁNGARO 220 kV	220	221.72	1.01	-48.77	220.33	1.00	-38.47
AZÁNGARO A 138 kV	138	136.31	0.97	-48.06	135.62	0.97	-37.82
AZÁNGARO B 138 kV	138	136.31	0.97	-48.06	135.62	0.97	-37.82

Elaboración propia

4.1.1.2.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.5: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida media demanda 2022

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	-	-	-	-	109.57	-19.00	111.21	55.64
-	SGIII – O	220	204.67	-21.10	205.76	82.02	204.67	-16.43	205.33	82.01
L – 2048	S – K	220	65.33	-14.91	67.01	22.26	42.99	-11.94	44.62	15.70
L – 2047	K – O	220	52.77	-35.19	63.42	21.24	21.29	-27.41	34.71	11.65
L – 2045	O – TN 1	220	125.98	-25.49	128.54	42.38	163.69	-26.51	165.82	55.04
L – 2046	O – TN 2	220	126.27	-25.50	128.82	42.47	164.05	-26.52	166.18	55.16
L – 2022	TN – S 1	220	2.38	-10.04	10.32	11.44	27.40	-15.35	31.41	15.75
L – 2023	TN – S 2	220	2.38	-10.04	10.32	11.44	27.40	-15.35	31.41	15.75
L – 2024	TN – C	220	86.30	-13.71	87.39	57.39	86.31	-12.56	87.22	57.69
-	TN – A	220	22.81	-10.91	25.28	11.42	36.09	-13.21	38.43	15.88

Elaboración propia

4.1.1.2.3. Transformadores

Tabla N° 4.6: Flujo de potencia de los transformadores – avenida media demanda 2022

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	-	-	-	-	55.00	-4.24	55.16	86.87
SGI T2	63.5	-	-	-	-	55.00	-3.95	55.14	86.84
SGII T1	62.5	55.00	21.93	59.21	94.74	55.00	22.60	59.46	95.14
SGII T2	62.5	54.63	21.45	58.69	93.91	54.63	22.10	58.94	94.30
SGIII T1	120	102.50	-1.73	105.51	83.43	102.50	0.61	102.50	85.42
SGIII T2	120	102.50	-1.73	105.51	83.43	102.50	0.61	102.50	85.42
QUEN T1	120	11.98	28.77	31.17	26.09	21.45	26.70	34.25	28.75
TN T1	125	58.47	-16.58	60.78	49.90	69.29	-18.31	71.67	59.25
AZAN T1	120	12.24	-19.46	22.99	19.91	11.25	-18.15	21.35	18.62
SG T3	2.5	1.27	0.10	1.27	52.40	1.27	0.11	1.27	52.49

Elaboración propia

4.1.1.3. Escenario avenida mínima demanda 2022

4.1.1.3.1. Barras

Tabla N° 4.7: Perfiles de tensión de las barras – avenida mínima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	-	222.15	1.01	-26.02
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.16	0.97	-38.19	141.00	0.97	-27.60
SAN GABÁN III 220 kV	220	220.90	1.00	-33.63	220.50	1.00	-21.01
SURIRAY A 220 kV	220	225.54	1.03	-38.18	225.52	1.03	-28.64
SURIRAY B 220 kV	220	225.54	1.03	-38.18	225.52	1.03	-28.64
KAYRA A 220 kV	220	223.27	1.01	-42.74	222.89	1.01	-31.71
KAYRA B 220 kV	220	223.27	1.01	-42.74	222.89	1.01	-31.71
ONOCORA A 220 kV	220	222.83	1.01	-46.25	221.45	1.01	-33.71
ONOCORA B 220 kV	220	222.83	1.01	-46.25	221.45	1.01	-33.71
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.56	1.01	-50.12	221.15	1.01	-38.68
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.56	1.01	-50.12	221.15	1.01	-38.68
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-51.55	220.00	1.00	-43.11
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-51.55	220.00	1.00	-43.11
CONSTANCIA 220 kV	220	221.96	1.01	-53.65	220.40	1.00	-42.26
AZÁNGARO 220 kV	220	224.35	1.02	-51.92	223.00	1.01	-41.30
AZÁNGARO A 138 kV	138	139.14	0.99	-50.85	138.51	0.99	-40.28
AZÁNGARO B 138 kV	138	139.14	0.99	-50.85	138.51	0.99	-40.28

Elaboración propia

4.1.1.3.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.8: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2022

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	-	-	-	-	109.57	-20.18	111.41	55.68
-	SGIII – O	220	204.67	-22.40	205.89	82.03	204.67	-18.09	205.47	82.01
L – 2048	S – K	220	72.30	-13.94	73.64	24.03	48.94	-11.31	50.23	17.37
L – 2047	K – O	220	76.23	-15.95	7.88	25.58	43.86	-8.07	44.6	15.18
L – 2045	O – TN 1	220	137.59	-17.16	138.66	45.63	174.91	-18.38	175.87	58.24
L – 2046	O – TN 2	220	137.90	-17.16	138.97	45.73	175.30	-18.37	176.26	58.37
L – 2022	TN – S 1	220	12.58	-12.23	17.55	11.90	37.19	-16.64	40.74	20.30
L – 2023	TN – S 2	220	12.58	-12.23	17.55	11.90	37.19	-16.64	40.74	20.30
L – 2024	TN – C	220	86.29	-8.99	86.76	57.12	86.30	-8.01	86.67	57.43
-	TN – A	220	28.72	-25.45	38.37	15.79	41.89	-27.05	49.86	20.64

Elaboración propia

4.1.1.3.3. Transformadores

Tabla N° 4.9: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2022

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	-	-	-	-	55.00	-4.82	55.21	86.95
SGI T2	63.5	-	-	-	-	55.00	-4.52	55.19	86.91
SGII T1	62.5	55.00	19.62	58.40	93.43	55.00	20.22	58.60	93.76
SGII T2	62.5	54.68	19.21	57.96	92.73	54.68	19.80	58.15	93.05
SGIII T1	120	102.50	-2.37	102.53	85.44	102.50	-0.22	102.50	85.42
SGIII T2	120	102.50	-2.37	102.53	85.44	102.50	-0.22	102.50	85.42
QUEN T1	120	-4.60	10.25	11.23	9.22	4.76	8.08	9.38	7.72
TN T1	125	55.08	11.58	56.28	44.51	65.99	6.48	66.31	52.77
AZAN T1	120	19.12	-11.31	22.21	18.61	18.15	-9.74	20.60	17.32
SG T3	2.5	1.27	0.03	1.27	52.18	1.27	0.05	1.27	52.23

Elaboración propia

4.1.1.4. Escenario estiaje máxima demanda 2022

4.1.1.4.1. Barras

Tabla N° 4.10: Perfiles de tensión de las barras – estiaje máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	-	222.83	1.01	-44.30
SAN GABÁN II 138 kV	138	143.61	0.99	-60.37	143.62	0.99	-55.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.85	1.01	-47.64	221.92	1.01	-41.79
SURIRAY A 220 kV	220	223.46	1.02	-39.17	223.61	1.02	-34.71
SURIRAY B 220 kV	220	223.46	1.02	-39.17	223.61	1.02	-34.71
KAYRA A 220 kV	220	220.70	1.00	-47.83	221.19	1.01	-42.67
KAYRA B 220 kV	220	220.70	1.00	-47.83	221.19	1.01	-42.67
ONOCORA A 220 kV	220	222.71	1.01	-53.65	222.98	1.01	-47.80
ONOCORA B 220 kV	220	222.71	1.01	-53.65	222.98	1.01	-47.80
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.07	1.01	-56.72	222.19	1.01	-51.35
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.07	1.01	-56.72	222.19	1.01	-51.35
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-52.32	220.00	1.00	-48.37
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-52.32	220.00	1.00	-48.37
CONSTANCIA 220 kV	220	221.43	1.01	-60.27	221.55	1.01	-54.90
AZÁNGARO 220 kV	220	222.08	1.01	-60.19	222.14	1.01	-55.20
AZÁNGARO A 138 kV	138	139.33	1.00	-62.17	139.36	1.00	-57.21
AZÁNGARO B 138 kV	138	139.33	1.00	-62.17	139.36	1.00	-57.21

Elaboración propia

4.1.1.4.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.11: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2022

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	-	-	-	-	49.85	-17.60	52.86	26.34
-	SGIII – O	220	97.92	-24.03	100.83	40.00	97.92	-24.85	101.02	40.06
L – 2048	S – K	220	133.86	-11.82	134.38	44.10	123.46	-13.47	124.20	40.73
L – 2047	K – O	220	123.53	-30.77	127.30	42.30	109.11	-29.34	112.99	37.46
L – 2045	O – TN 1	220	109.30	-12.16	109.98	36.21	126.87	-11.88	127.42	41.91
L – 2046	O – TN 2	220	109.55	-12.15	110.12	36.29	127.15	-11.86	127.70	42.00
L – 2022	TN – S 1	220	-35.92	-6.45	36.50	21.61	-24.28	-8.30	25.66	16.83
L – 2023	TN – S 2	220	-35.92	-6.45	36.50	21.61	-24.28	-8.30	25.66	16.83
L – 2024	TN – C	220	86.30	-8.65	86.73	57.23	86.29	-8.73	86.74	57.20
-	TN – A	220	57.04	-20.79	60.71	25.03	65.35	-21.15	66.79	27.52

Elaboración propia

4.1.1.4.3. Transformadores

Tabla N° 4.12: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2022

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	-	-	-	-	25.00	-7.68	26.15	41.19
SGI T2	63.5	-	-	-	-	25.00	-7.42	26.08	41.07
SGII T1	62.5	35.00	9.17	36.18	57.89	35.00	9.14	36.17	57.88
SGII T2	62.5	34.24	8.96	35.39	56.62	34.24	8.93	35.38	56.61
SGIII T1	120	49.00	-9.91	49.99	41.66	49.00	-10.32	50.07	41.73
SGIII T2	120	49.00	-9.91	49.99	41.66	49.00	-10.32	50.07	41.73
QUEN T1	120	7.97	32.78	33.73	28.02	12.34	32.82	35.06	29.06
TN T1	125	67.95	11.80	68.97	54.66	73.04	12.57	74.11	58.71
AZAN T1	120	-34.59	0.77	34.60	28.71	-35.04	0.77	35.05	29.08
SG T3	2.5	0.26	-0.17	0.31	12.44	0.26	-0.17	0.31	12.46

Elaboración propia

4.1.1.5. Escenario estiaje media demanda 2022

4.1.1.5.1. Barras

Tabla N° 4.13: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	-	222.78	1.01	-40.73
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.37	0.97	-55.51	141.37	0.97	-50.44
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.82	1.01	-44.17	221.89	1.01	-38.22
SURIRAY A 220 kV	220	219.69	1.00	-36.05	219.80	1.00	-31.48
SURIRAY B 220 kV	220	219.69	1.00	-36.05	219.80	1.00	-31.48
KAYRA A 220 kV	220	219.85	1.00	-44.33	220.30	1.00	-39.05
KAYRA B 220 kV	220	219.85	1.00	-44.33	220.30	1.00	-39.05
ONOCORA A 220 kV	220	222.60	1.01	-50.19	222.84	1.01	-44.23
ONOCORA B 220 kV	220	222.60	1.01	-50.19	222.84	1.01	-44.23
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.18	1.01	-53.26	222.25	1.01	-47.79
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.18	1.01	-53.26	222.25	1.01	-47.79
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-50.23	220.00	1.00	-46.17
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-50.23	220.00	1.00	-46.17
CONSTANCIA 220 kV	220	221.54	1.01	-56.81	221.63	1.01	-51.33
AZÁNGARO 220 kV	220	222.69	1.01	-55.81	222.69	1.01	-50.72
AZÁNGARO A 138 kV	138	138.17	0.99	-57.33	138.18	0.99	-52.26
AZÁNGARO B 138 kV	138	138.17	0.99	-57.33	138.18	0.99	-52.26

Elaboración propia

4.1.1.5.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.14: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2022

CÓDIGO	LT	TN kV	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
-	SGI – O	220	-	-	-	-	49.85	-17.30	52.77	26.30
-	SGIII – O	220	97.92	-23.68	100.75	39.97	97.92	-24.43	100.92	40.03
L – 2048	S – K	220	123.95	-22.81	126.03	42.07	113.61	-24.39	116.20	38.77
L – 2047	K – O	220	123.31	-34.68	128.09	42.73	109.13	-33.35	114.11	37.98
L – 2045	O – TN 1	220	109.18	-14.10	110.09	36.27	126.86	-13.70	127.60	41.99
L – 2046	O – TN 2	220	109.43	-14.09	110.33	36.35	127.15	-13.69	127.88	42.08
L – 2022	TN – S 1	220	-24.64	-8.27	25.99	16.96	-12.91	-9.92	16.28	12.95
L – 2023	TN – S 2	220	-24.64	-8.27	25.99	16.96	-12.91	-9.92	16.28	12.95
L – 2024	TN – C	220	86.29	-8.72	86.73	57.21	86.29	-8.78	86.74	57.19
-	TN – A	220	41.76	-21.40	46.92	19.34	48.13	-21.77	52.83	21.76

Elaboración propia

4.1.1.5.3. Transformadores

Tabla N° 4.15: Flujo de potencia de las transformadores – estiaje media demanda 2022

TP	PN MVA	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
SGI T1	63.5	-	-	-	-	25.00	-7.54	26.11	41.12
SGI T2	63.5	-	-	-	-	25.00	-7.28	26.04	41.00
SGII T1	62.5	35.00	17.87	39.30	62.88	35.00	17.86	39.29	62.87
SGII T2	62.5	34.63	17.42	38.77	62.03	34.63	17.41	38.76	62.02
SGIII T1	120	49.00	-9.75	49.96	41.63	49.00	-10.11	50.03	41.69
SGIII T2	120	49.00	-9.75	49.96	41.63	49.00	-10.11	50.03	41.69
QUEN T1	120	-1.46	7.27	7.41	6.18	2.72	7.19	7.69	6.40
TN T1	125	60.42	12.23	61.65	48.84	65.51	12.77	66.74	52.85
AZAN T1	120	-26.24	-10.51	28.27	23.93	-26.89	-10.46	28.67	24.26
SG T3	2.5	0.26	0.08	0.27	10.89	0.26	0.08	0.27	10.89

Elaboración propia

4.1.1.6. Escenario estiaje mínima demanda 2022

4.1.1.6.1. Barras

Tabla N° 4.16: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2022

BARRA	TENSIO N NOMINA L kV	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIO N DE OPERACIO N kV		ÁNGULO	TENSIO N DE OPERACIO N kV		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	-	223.48	1.02	-40.98
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.75	0.97	-53.12	141.74	0.97	-48.18
SAN GABÁN III 220 kV	220	222.37	1.01	-44.34	222.36	1.01	-38.51
SURIRAY A 220 kV	220	224.34	1.02	-38.51	224.42	1.02	-34.03
SURIRAY B 220 kV	220	224.34	1.02	-38.51	224.42	1.02	-34.03
KAYRA A 220 kV	220	223.56	1.02	-45.18	223.81	1.02	-40.02
KAYRA B 220 kV	220	223.56	1.02	-45.18	223.81	1.02	-40.02
ONOCORA A 220 kV	220	224.58	1.02	-50.33	224.52	1.02	-44.49
ONOCORA B 220 kV	220	224.58	1.02	-50.33	224.52	1.02	-44.49
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	223.82	1.02	-53.19	223.72	1.02	-47.84
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	223.82	1.02	-53.19	223.72	1.02	-47.84
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-50.37	220.00	1.00	-46.41
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-50.37	220.00	1.00	-46.41
CONSTANCIA 220 kV	220	223.35	1.02	-56.69	223.24	1.01	-51.34
AZÁNGARO 220 kV	220	225.66	1.03	-55.22	225.55	1.03	-50.25
AZÁNGARO A 138 kV	138	139.69	1.00	-56.25	139.65	1.00	-51.31
AZÁNGARO B 138 kV	138	139.69	1.00	-56.25	139.65	1.00	-51.31

Elaboración propia

4.1.1.6.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.17: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	-	-	-	-	49.84	-21.04	54.10	26.88
-	SGIII – O	220	97.92	-29.80	102.35	40.51	97.92	-29.63	102.30	40.49
L – 2048	S – K	220	104.18	-20.33	106.15	34.70	93.68	-20.95	95.99	31.37
L – 2047	K – O	220	111.96	-25.59	114.85	37.67	97.46	-23.47	100.25	32.85
L – 2045	O – TN 1	220	103.67	-10.78	104.23	34.04	121.17	-11.55	121.72	39.75
L – 2046	O – TN 2	220	103.91	-10.77	104.46	34.11	121.44	-11.53	121.99	39.84
L – 2022	TN – S 1	220	-22.60	-5.16	23.19	17.49	-11.05	-7.11	13.14	13.89
L – 2023	TN – S 2	220	-22.60	-5.16	23.19	17.49	-11.05	-7.11	13.14	13.89
L – 2024	TN – C	220	86.29	-9.86	86.85	56.86	86.29	-9.79	86.84	56.88
-	TN – A	220	32.97	-26.40	42.24	17.28	39.36	-27.07	47.77	19.55

Elaboración propia

4.1.1.6.3. Transformadores

Tabla N° 4.18: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	-	-	-	-	25.00	-9.38	26.70	42.05
SGI T2	63.5	-	-	-	-	25.00	-9.06	26.59	41.88
SGII T1	62.5	35.00	16.40	38.65	61.84	35.00	16.43	38.67	61.86
SGII T2	62.5	34.68	15.99	38.19	61.10	34.68	16.02	38.20	61.13
SGIII T1	120	49.00	-12.75	50.63	42.19	49.00	-12.66	50.61	42.18
SGIII T2	120	49.00	-12.75	50.63	42.19	49.00	-12.66	50.61	42.18
QUEN T1	120	-9.19	7.02	11.57	9.49	-4.93	6.58	8.22	6.74
TN T1	125	54.28	20.65	58.08	45.67	86.29	-9.79	86.84	56.88
AZAN T1	120	-18.23	-13.35	22.59	19.14	-18.67	-13.09	22.80	19.31
SG T3	2.5	0.26	0.03	0.26	10.54	0.26	0.04	0.26	10.54

Elaboración propia

4.1.2. Análisis de flujo de potencia – año 2026

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos del análisis de flujo de potencia para cada escenario hidrológico del año 2026 considerando las condiciones sin proyecto y con proyecto.

4.1.2.1. Escenario avenida máxima demanda 2026

4.1.2.1.1. Barras

Tabla N° 4.19: Perfiles de tensión de las barras – avenida máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	221.00	1.00	-14.69
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.18	0.96	-28.07	140.10	0.96	-18.36
SAN GABÁN III 220 kV	220	219.93	1.00	-21.37	219.72	1.00	-9.58
SURIRAY A 220 kV	220	219.35	1.00	-23.76	219.15	1.00	-15.00
SURIRAY B 220 kV	220	219.35	1.00	-23.76	219.15	1.00	-15.00
KAYRA A 220 kV	220	218.17	0.99	-30.51	218.10	0.99	-20.26
KAYRA B 220 kV	220	218.17	0.99	-30.51	218.10	0.99	-20.26
ONOCORA A 220 kV	220	219.46	1.00	-34.17	218.74	0.99	-22.43
ONOCORA B 220 kV	220	219.46	1.00	-34.17	218.74	0.99	-22.43
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	219.25	1.00	-38.15	218.40	0.99	-27.54
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	219.25	1.00	-38.15	218.40	0.99	-27.54
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-38.30	220.00	1.00	-30.77
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-38.30	220.00	1.00	-30.77
CONSTANCIA 220 kV	220	218.31	0.99	-41.79	217.38	0.99	-31.21
AZÁNGARO 220 kV	220	218.65	0.99	-40.13	217.91	0.99	-30.37
AZÁNGARO A 138 kV	138	135.81	0.97	-39.99	135.49	0.97	-30.29
AZÁNGARO B 138 kV	138	135.81	0.97	-39.99	135.49	0.97	-30.29

Elaboración propia

4.1.2.1.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.20: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	109.57	-14.22	110.49	55.51
–	SGIII – O	220	204.67	-11.92	205.02	82.04	204.67	-9.68	204.90	82.07
L – 2048	S – K	220	100.79	-17.84	102.35	34.22	78.42	-18.02	80.46	26.92
L – 2047	K – O	220	75.65	-74.76	79.60	26.75	44.70	-19.18	48.63	16.35
L – 2045	O – TN 1	220	137.27	-17.38	138.37	46.23	175.30	-17.79	176.20	59.07
L – 2046	O – TN 2	220	137.58	-17.37	138.67	46.34	175.68	-17.78	176.58	59.20
L – 2022	TN – S 1	220	1.08	-17.84	17.88	8.98	26.18	-21.63	33.95	17.13
L – 2023	TN – S 2	220	1.08	-17.84	17.88	8.98	26.18	-21.63	33.95	17.13
L – 2024	TN – C	220	86.31	-6.69	86.57	57.86	86.31	-6.11	86.53	58.06
–	TN – A	220	31.96	-15.15	35.37	14.77	45.58	-17.01	48.37	20.28

Elaboración propia

4.1.2.1.3. Transformadores

Tabla N° 4.21: Flujo de potencia de los transformadores – avenida máxima demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	55.00	-1.84	55.03	86.66
SGI T2	63.5	–	–	–	–	55.00	-1.61	55.02	86.65
SGII T1	62.5	55.00	23.43	59.78	95.65	55.00	23.74	59.91	95.85
SGII T2	62.5	54.09	22.87	58.72	93.96	54.09	23.17	58.84	94.15
SGIII T1	120	102.50	2.87	102.54	85.45	102.50	4.00	102.58	85.48
SGIII T2	120	102.50	2.87	102.54	85.45	102.50	4.00	102.58	85.48
QUEN T1	120	23.75	28.01	36.73	30.86	32.88	26.83	42.44	35.67
TN T1	125	74.12	8.37	74.59	59.88	85.28	4.05	85.37	68.80
AZAN T1	120	2.55	-9.50	9.83	8.95	1.63	-8.44	8.60	7.93
SG T3	2.5	1.27	0.14	1.28	52.61	1.27	0.15	1.28	52.67

Elaboración propia

4.1.2.2. Escenario avenida media demanda 2026

4.1.2.2.1. Barras

Tabla N° 4.22: Perfiles de tensión de las barras – avenida media demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	222.17	1.01	-15.88
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.47	0.97	-26.92	141.30	0.97	-17.15
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.00	1.00	-22.72	220.52	1.00	-10.87
SURIRAY A 220 kV	220	221.41	1.01	-29.22	221.02	1.00	-20.41
SURIRAY B 220 kV	220	221.41	1.01	-29.22	221.02	1.00	-20.41
KAYRA A 220 kV	220	221.37	1.01	-33.27	220.51	1.00	-22.98
KAYRA B 220 kV	220	221.37	1.01	-33.27	220.51	1.00	-22.98
ONOCORA A 220 kV	220	223.18	1.01	-35.33	221.50	1.01	-23.56
ONOCORA B 220 kV	220	223.18	1.01	-35.33	221.50	1.01	-23.56
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	223.44	1.02	-38.73	221.77	1.01	-28.09
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	223.44	1.02	-38.73	221.77	1.01	-28.09
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-38.84	220.00	1.00	-31.26
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-38.84	220.00	1.00	-31.26
CONSTANCIA 220 kV	220	223.62	1.02	-42.25	221.78	1.01	-31.66
AZÁNGARO 220 kV	220	221.61	1.01	-39.29	220.27	1.00	-29.48
AZÁNGARO A 138 kV	138	136.25	0.97	-38.66	135.58	0.97	-28.91
AZÁNGARO B 138 kV	138	136.25	0.97	-38.66	135.58	0.97	-28.91

Elaboración propia

4.1.2.2.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.23: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida media demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	109.57	-20.29	111.43	55.69
–	SGIII – O	220	204.67	-23.47	206.01	82.04	204.67	-18.25	205.48	82.01
L – 2048	S – K	220	61.49	-21.72	65.21	21.60	38.92	-18.47	43.08	14.29
L – 2047	K – O	220	43.09	-25.99	50.32	16.67	11.78	-18.36	21.82	7.26
L – 2045	O – TN 1	220	121.22	-21.27	123.07	40.44	158.97	-23.06	160.63	53.18
L – 2046	O – TN 2	220	121.49	-21.27	123.34	40.53	159.32	-23.07	160.98	53.30
L – 2022	TN – S 1	220	1.80	-9.31	9.48	11.80	26.93	-14.88	30.77	15.69
L – 2023	TN – S 2	220	1.80	-9.31	9.48	11.80	26.93	-14.88	30.77	15.69
L – 2024	TN – C	220	86.30	-13.94	87.42	57.33	86.31	-12.72	87.94	57.64
–	TN – A	220	10.40	-7.33	12.72	9.23	23.73	-10.50	25.95	11.82

Elaboración propia

4.1.2.2.3. Transformadores

Tabla N° 4.24: Flujo de potencia de los transformadores – avenida media demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	55.00	-4.88	55.22	86.95
SGI T2	63.5	–	–	–	–	55.00	-4.57	55.19	86.91
SGII T1	62.5	55.00	18.41	58.00	92.80	55.00	19.06	58.21	93.14
SGII T2	62.5	54.56	18.03	57.46	91.94	54.56	18.66	57.67	92.26
SGIII T1	120	102.50	-2.90	102.54	85.45	102.50	-0.30	102.50	85.42
SGIII T2	120	102.50	-2.90	102.54	85.45	102.50	-0.30	102.50	85.42
QUEN T1	120	17.89	13.34	22.32	18.48	26.94	11.53	29.30	24.36
TN T1	125	62.66	-11.41	63.70	52.19	73.36	-13.03	74.51	61.51
AZAN T1	120	10.94	-19.40	22.28	19.34	9.94	-18.18	20.72	18.12
SG T3	2.5	1.27	0.00	1.27	52.12	1.27	0.02	1.27	52.15

Elaboración propia

4.1.2.3. Escenario avenida mínima demanda 2026

4.1.2.3.1. Barras

Tabla N° 4.25: Perfiles de tensión de las barras – avenida mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	221.61	1.01	-24.99
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.98	0.97	-36.16	140.86	0.97	-25.68
SAN GABÁN III 220 kV	220	220.42	1.00	-32.45	220.14	1.00	-19.93
SURIRAY A 220 kV	220	221.83	1.01	-37.11	221.87	1.01	-27.65
SURIRAY B 220 kV	220	221.83	1.01	-37.11	221.87	1.01	-27.65
KAYRA A 220 kV	220	220.09	1.00	-41.77	219.94	1.00	-30.81
KAYRA B 220 kV	220	220.09	1.00	-41.77	219.94	1.00	-30.81
ONOCORA A 220 kV	220	221.17	1.01	-45.16	220.17	1.00	-32.70
ONOCORA B 220 kV	220	221.17	1.01	-45.16	220.17	1.00	-32.70
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	221.09	1.00	-49.01	220.03	1.00	-37.67
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	221.09	1.00	-49.01	220.03	1.00	-37.67
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-50.14	220.00	1.00	-41.83
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-50.14	220.00	1.00	-41.83
CONSTANCIA 220 kV	220	220.34	1.00	-52.59	219.18	1.00	-41.28
AZÁNGARO 220 kV	220	221.37	1.01	-50.71	220.30	1.00	-40.20
AZÁNGARO A 138 kV	138	136.33	0.97	-49.50	135.86	0.97	-39.04
AZÁNGARO B 138 kV	138	136.33	0.97	-49.50	135.86	0.97	-39.04

Elaboración propia

4.1.2.3.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.26: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	109.57	-17.36	110.94	55.58
–	SGIII – O	220	204.67	-17.20	205.39	82.01	204.67	-14.11	205.16	82.02
L – 2048	S – K	220	71.33	-15.49	72.99	24.13	48.70	-13.61	50.57	17.12
L – 2047	K – O	220	71.18	-23.65	75.01	24.99	39.57	-16.76	42.97	14.33
L – 2045	O – TN 1	220	135.09	-18.70	136.38	45.22	172.77	-19.68	173.89	57.92
L – 2046	O – TN 2	220	135.39	-18.70	136.68	45.32	173.15	-19.67	174.27	58.04
L – 2022	TN – S 1	220	9.61	-14.08	17.80	9.94	34.45	-18.78	39.24	19.65
L – 2023	TN – S 2	220	9.61	-14.08	17.80	9.94	34.45	-18.78	39.24	19.65
L – 2024	TN – C	220	86.30	-7.97	86.67	57.44	86.31	-7.24	86.61	57.68
–	TN – A	220	27.39	-18.55	33.08	13.70	40.63	-19.92	45.25	18.83

Elaboración propia

4.1.2.3.3. Transformadores

Tabla N° 4.27: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	55.00	-3.41	55.11	86.78
SGI T2	63.5	–	–	–	–	55.00	-3.15	55.09	86.76
SGII T1	62.5	55.00	20.33	58.64	93.82	55.00	20.78	58.79	94.07
SGII T2	62.5	54.62	19.90	58.13	93.01	54.62	20.33	58.28	93.25
SGIII T1	120	102.50	0.22	102.50	85.42	102.50	1.77	102.52	85.43
SGIII T2	120	102.50	0.22	102.50	85.42	102.50	1.77	102.52	85.43
QUEN T1	120	-0.54	15.91	15.92	13.26	8.82	13.97	16.52	13.77
TN T1	125	57.37	6.00	59.69	45.92	68.47	0.28	68.48	54.77
AZAN T1	120	20.76	-17.66	27.26	23.35	19.81	-16.18	25.58	21.99
SG T3	2.5	1.27	0.05	1.27	52.24	1.27	0.06	1.27	52.28

Elaboración propia

4.1.2.4. Escenario estiaje máxima demanda 2026

4.1.2.4.1. Barras

Tabla N° 4.28: Perfiles de tensión de las barras – estiaje máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	222.41	1.01	-40.78
SAN GABÁN II 138 kV	138	139.09	0.95	-55.80	139.12	0.95	-50.80
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.51	1.01	-44.11	221.64	1.01	-38.24
SURIRAY A 220 kV	220	221.54	1.01	-36.71	221.70	1.01	-32.24
SURIRAY B 220 kV	220	221.54	1.01	-36.71	221.70	1.01	-32.24
KAYRA A 220 kV	220	219.09	1.00	-45.03	219.66	1.00	-39.86
KAYRA B 220 kV	220	219.09	1.00	-45.03	219.66	1.00	-39.86
ONOCORA A 220 kV	220	221.49	1.01	-50.14	221.97	1.01	-44.27
ONOCORA B 220 kV	220	221.49	1.01	-50.14	221.97	1.01	-44.27
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	220.67	1.00	-53.00	220.95	1.00	-47.62
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	220.67	1.00	-53.00	220.95	1.00	-47.62
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-47.69	220.00	1.00	-43.75
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-47.69	220.00	1.00	-43.75
CONSTANCIA 220 kV	220	219.86	1.00	-56.60	220.18	1.00	-51.20
AZÁNGARO 220 kV	220	217.31	0.99	-55.84	217.59	0.99	-50.83
AZÁNGARO A 138 kV	138	136.02	0.97	-58.12	136.16	0.97	-53.13
AZÁNGARO B 138 kV	138	136.02	0.97	-58.12	136.16	0.97	-53.13

Elaboración propia

4.1.2.4.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.29: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	49.85	-15.38	52.17	26.04
–	SGIII – O	220	97.92	-20.27	100.00	39.73	97.92	-21.75	100.31	39.83
L – 2048	S – K	220	126.44	-12.89	127.09	42.07	116.06	-14.78	116.99	38.70
L – 2047	K – O	220	106.63	-32.25	111.40	37.29	92.28	-31.40	97.48	32.54
L – 2045	O – TN 1	220	101.04	-9.78	101.51	33.61	118.62	-9.21	118.97	39.31
L – 2046	O – TN 2	220	101.27	-9.77	101.74	33.68	118.89	-9.19	119.24	39.39
L – 2022	TN – S 1	220	-43.52	-7.84	44.22	24.32	-31.69	-9.56	33.10	19.09
L – 2023	TN – S 2	220	-43.52	-7.84	44.22	24.32	-31.69	-9.56	33.10	19.09
L – 2024	TN – C	220	86.28	-7.59	86.62	57.52	86.28	-7.79	86.63	57.45
–	TN – A	220	47.61	-5.30	47.91	21.39	53.72	-5.90	54.05	23.58

Elaboración propia

4.1.2.4.3. Transformadores

Tabla N° 4.30: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	25.00	-6.58	25.85	40.71
SGI T2	63.5	–	–	–	–	25.00	-6.35	25.79	40.62
SGII T1	62.5	35.00	15.13	38.13	62.26	35.00	15.00	38.08	62.17
SGII T2	62.5	34.10	14.75	37.15	60.66	34.10	14.62	37.10	60.57
SGIII T1	120	49.00	-8.07	49.66	41.38	49.00	-8.79	49.78	41.49
SGIII T2	120	49.00	-8.07	49.66	41.38	49.00	-8.79	49.78	41.49
QUEN T1	120	17.66	34.51	38.77	32.44	21.97	34.77	41.13	34.33
TN T1	125	76.24	4.05	76.34	60.89	81.21	5.82	81.42	64.86
AZAN T1	120	-38.01	-1.30	38.03	32.35	-38.45	-1.52	38.48	32.69
SG T3	2.5	0.25	0.32	0.41	16.80	0.25	0.32	0.40	16.68

Elaboración propia

4.1.2.5. Escenario estiaje media demanda 2026

4.1.2.5.1. Barras

Tabla N° 4.31: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	222.72	1.01	-36.88
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.02	0.96	-49.76	140.04	0.96	-44.97
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.77	1.01	-40.03	221.84	1.01	-34.37
SURIRAY A 220 kV	220	221.87	1.01	-33.20	221.93	1.01	-28.91
SURIRAY B 220 kV	220	221.87	1.01	-33.20	221.93	1.01	-28.91
KAYRA A 220 kV	220	218.79	0.99	-40.87	219.20	1.00	-35.89
KAYRA B 220 kV	220	218.79	0.99	-40.87	219.20	1.00	-35.89
ONOCORA A 220 kV	220	222.42	1.01	-46.05	222.70	1.01	-40.38
ONOCORA B 220 kV	220	222.42	1.01	-46.05	222.70	1.01	-40.38
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.12	1.01	-48.91	222.24	1.01	-43.73
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.12	1.01	-48.91	222.24	1.01	-43.73
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-45.68	220.00	1.00	-41.91
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-45.68	220.00	1.00	-41.91
CONSTANCIA 220 kV	220	221.47	1.01	-52.46	221.60	1.01	-47.27
AZÁNGARO 220 kV	220	222.96	1.01	-50.68	223.06	1.01	-45.87
AZÁNGARO A 138 kV	138	139.13	0.99	-52.26	139.19	0.99	-47.48
AZÁNGARO B 138 kV	138	139.13	0.99	-52.26	139.19	0.99	-47.48

Elaboración propia

4.1.2.5.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.32: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	49.85	-16.97	52.66	26.25
–	SGIII – O	220	97.92	-23.14	100.62	39.93	97.92	-23.97	100.81	40.00
L – 2048	S – K	220	116.92	-10.67	117.41	38.81	106.62	-12.16	107.31	35.46
L – 2047	K – O	220	107.63	-38.96	114.46	38.36	93.36	-37.86	100.74	33.70
L – 2045	O – TN 1	220	101.51	-14.70	102.57	33.82	119.13	-14.47	120.00	39.52
L – 2046	O – TN 2	220	101.74	-14.69	102.80	33.89	119.39	-14.46	120.27	39.60
L – 2022	TN – S 1	220	-26.29	-8.10	27.51	17.58	-14.56	-9.71	17.50	13.43
L – 2023	TN – S 2	220	-26.29	-8.10	27.51	17.58	-14.56	-9.71	17.50	13.43
L – 2024	TN – C	220	86.28	-8.60	86.70	57.20	86.27	-8.68	86.71	57.17
–	TN – A	220	28.52	-21.24	35.56	14.66	34.80	-21.93	41.13	16.95

Elaboración propia

4.1.2.5.3. Transformadores

Tabla N° 4.33: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje media demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	25.00	-7.37	26.06	41.05
SGI T2	63.5	–	–	–	–	25.00	-7.12	25.99	40.93
SGII T1	62.5	35.00	11.57	36.86	60.19	35.00	11.53	36.85	60.16
SGII T2	62.5	34.60	11.31	36.40	59.43	34.60	11.26	36.39	59.41
SGIII T1	120	49.00	-9.48	49.91	41.59	49.00	-9.89	49.99	41.66
SGIII T2	120	49.00	-9.48	49.91	41.59	49.00	-9.89	49.99	41.66
QUEN T1	120	7.46	26.32	27.35	22.92	11.73	26.36	28.85	24.13
TN T1	125	61.82	11.95	62.96	49.89	66.88	12.72	68.08	53.92
AZAN T1	120	-27.64	-4.85	28.06	23.48	-28.09	-4.89	28.51	23.84
SG T3	2.5	0.25	22.00	0.34	13.81	0.25	0.22	0.34	13.77

Elaboración propia

4.1.2.6. Escenario estiaje mínima demanda 2026

4.1.2.6.1. Barras

Tabla N° 4.34: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	222.73	1.01	-33.54
SAN GABÁN II 138 kV	138	139.32	0.96	-44.20	139.32	0.96	-39.34
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.79	1.01	-36.78	221.86	1.01	-31.03
SURIRAY A 220 kV	220	219.49	1.00	-29.64	219.52	1.00	-25.25
SURIRAY B 220 kV	220	219.49	1.00	-29.64	219.52	1.00	-25.25
KAYRA A 220 kV	220	219.53	1.00	-37.17	219.92	1.00	-32.10
KAYRA B 220 kV	220	219.53	1.00	-37.17	219.92	1.00	-32.10
ONOCORA A 220 kV	220	222.52	1.01	-42.79	222.74	1.01	-37.04
ONOCORA B 220 kV	220	222.52	1.01	-42.79	222.74	1.01	-37.04
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.11	1.01	-45.79	222.17	1.01	-40.53
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.11	1.01	-45.79	222.17	1.01	-40.53
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-43.82	220.00	1.00	-39.97
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-43.82	220.00	1.00	-39.97
CONSTANCIA 220 kV	220	221.45	1.01	-49.34	221.52	1.01	-44.07
AZÁNGARO 220 kV	220	222.25	1.01	-47.15	222.27	1.01	-42.27
AZÁNGARO A 138 kV	138	137.39	0.98	-48.17	137.41	0.98	-43.31
AZÁNGARO B 138 kV	138	137.39	0.98	-48.17	137.41	0.98	-43.31

Elaboración propia

4.1.2.6.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.35: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda 2026

CÓDIGO	LT	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
–	SGI – O	220	–	–	–	–	49.85	-17.07	52.69	26.27
–	SGIII – O	220	97.92	-23.43	100.69	39.95	97.92	-24.12	100.85	40.01
L – 2048	S – K	220	112.61	-22.57	114.85	38.57	102.34	-24.03	105.12	35.12
L – 2047	K – O	220	117.86	-35.80	123.18	41.15	103.72	-34.68	109.36	36.47
L – 2045	O – TN 1	220	106.52	-14.06	107.44	35.41	124.21	-13.70	127.97	41.14
L – 2046	O – TN 2	220	106.76	-14.05	107.68	35.49	124.49	-13.69	125.24	41.23
L – 2022	TN – S 1	220	-15.88	-9.79	18.65	13.73	-4.10	-11.26	11.99	10.90
L – 2023	TN – S 2	220	-15.88	-9.79	18.65	13.73	-4.10	-11.26	11.99	10.90
L – 2024	TN – C	220	86.28	-8.59	86.70	57.20	86.28	-8.63	86.71	57.19
–	TN – A	220	22.20	-17.41	28.21	11.63	28.52	-18.04	33.75	13.91

Elaboración propia

4.1.2.6.3. Transformadores

Tabla N° 4.36: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda 2026

TP	PN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	–	–	–	–	25.00	-7.42	26.08	41.07
SGI T2	63.5	–	–	–	–	25.00	-7.17	26.01	40.96
SGII T1	62.5	35.00	11.45	36.82	60.43	35.00	11.44	36.82	60.42
SGII T2	62.5	34.60	11.19	36.36	59.67	34.60	11.17	36.36	59.67
SGIII T1	120	49.00	-9.62	49.94	41.61	49.00	-9.96	50.00	41.67
SGIII T2	120	49.00	-9.62	49.94	41.61	49.00	-9.96	50.00	41.67
QUEN T1	120	-6.99	11.69	13.62	11.37	-2.82	11.62	11.96	9.97
TN T1	125	57.22	11.79	58.43	46.30	62.29	12.22	63.48	50.29
AZAN T1	120	-17.41	-14.21	22.47	19.36	-17.85	-14.18	22.79	19.63
SG T3	2.5	0.25	0.29	0.39	16.03	0.25	0.29	0.39	16.02

Elaboración propia

4.1.2.7. Discusión de resultados

De los resultados obtenidos para el año 2022 y 2026, en las condiciones sin proyecto y con proyecto, se observa que los perfiles de tensión de las barras están dentro del rango de ± 2.5 %. Asimismo, para el año 2022 se observa que en la barra San Gabán I el perfil de tensión es de 1.01 p.u. para los escenarios de avenida y estiaje y para el año 2026 se observa que el perfil de tensión es 1.01 p.u. para los escenarios de avenida y estiaje.

De los resultados obtenidos para el año 2022 y 2026, en las condiciones sin proyecto y con proyecto, se observa que el nivel de carga de las líneas de transmisión y de los transformadores de potencia están a una operatividad menor al 100 %. El nivel de carga máximo para los años 2022 y 2026 de la línea de transmisión San Gabán – Onocora se tiene en el escenario de avenida máxima demanda, para el año 2022 se tiene un nivel de carga 55.68 % y para el año 2026 un nivel de carga de 55.51 %. Dichos valores se encuentran muy por debajo de los límites máximos establecidos por el COES.

En los Anexos A y B se muestran los resultados gráficos de las simulaciones del análisis de flujo de potencia.

4.1.3. Análisis de contingencias (N – 1)

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos en el análisis de contingencias para cada escenario hidrológico del año 2022 y 2026 considerando la condición con proyecto.

4.1.3.1. Escenario avenida máxima demanda

4.1.3.1.1. Barras

Tabla N° 4.37: Perfiles de tensión de las barras – avenida máxima demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	221.26	1.01	-21.46	219.59	1.00	-10.99
SAN GABÁN II 138 kV	138	144.14	0.99	-29.69	139.68	0.96	-19.57
SAN GABÁN III 220 kV	220	219.90	1.00	-16.38	218.76	0.99	-5.76
SURIRAY A 220 kV	220	228.04	1.04	-27.99	218.40	0.99	-13.89
SURIRAY B 220 kV	220	228.04	1.04	-27.99	218.40	0.99	-13.89
KAYRA A 220 kV	220	221.61	1.01	-29.71	216.04	0.98	-18.01
KAYRA B 220 kV	220	221.61	1.01	-29.71	216.04	0.98	-18.01
ONOCORA A 220 kV	220	219.34	1.00	-29.19	215.36	0.98	-18.80
ONOCORA B 220 kV	220	219.34	1.00	-29.19	215.36	0.98	-18.80
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	219.00	1.00	-38.25	214.54	0.98	-29.02
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	219.00	1.00	-38.25	214.54	0.98	-29.02
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-39.23	220.00	1.00	-31.38
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-39.23	220.00	1.00	-31.38
CONSTANCIA 220 kV	220	218.04	0.99	-41.89	213.10	0.97	-32.82
AZÁNGARO 220 kV	220	219.96	1.00	-40.90	214.98	0.98	-31.68
AZÁNGARO A 138 kV	138	140.28	1.00	-40.66	133.84	0.96	-31.55
AZÁNGARO B 138 kV	138	140.28	1.00	-40.66	133.84	0.96	-31.55

Elaboración propia

4.1.3.1.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.38: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida máxima demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	109.57	-15.55	110.67	55.54	109.57	-6.90	109.79	55.51
-	SGIII – O	220	204.67	-11.56	205.00	85.05	204.67	0.71	204.67	82.34
L – 2048	S – K	220	29.86	5.35	30.34	16.09	61.37	-12.17	62.57	21.34
L – 2047	K – O	220	-9.48	2.13	9.72	8.95	16.42	-9.23	18.84	7.06
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	296.99	-15.28	297.38	99.42	322.78	-8.73	322.90	109.95
L – 2022	TN – S 1	220	7.84	-19.04	20.59	10.36	17.68	-28.61	33.63	17.27
L – 2023	TN – S 2	220	7.84	-19.04	20.59	10.36	17.68	-28.61	33.63	17.27
L – 2024	TN – C	220	86.31	-6.52	86.56	57.92	86.34	-3.43	86.40	59.02
-	TN – A	220	41.90	-22.89	47.74	19.96	40.56	-19.94	45.19	19.29

Elaboración propia

4.1.3.1.3. Transformadores

Tabla N° 4.39: Flujo de potencia de los transformadores – avenida máxima demanda 2022 y 2026

TP	PN	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	55.00	-2.51	55.06	86.70	55.00	1.88	55.03	86.66
SGI T2	63.5	55.00	-2.26	55.05	86.69	55.00	2.00	55.04	86.67
SGII T1	62.5	55.00	8.04	55.58	88.93	55.00	25.35	60.56	96.90
SGII T2	62.5	54.24	7.93	54.81	87.70	54.09	24.73	59.48	95.16
SGIII T1	120	102.50	3.05	102.55	85.45	102.50	9.25	102.92	85.76
SGIII T2	120	102.50	3.05	102.55	85.45	102.50	9.25	102.92	85.76
QUEN T1	120	39.16	16.11	42.35	35.03	44.42	25.04	51.00	43.28
TN T1	125	69.68	-5.45	69.89	56.17	75.88	3.18	75.94	62.30
AZAN T1	120	4.23	-12.56	13.26	11.80	2.33	-7.02	7.39	6.94
SG T3	2.5	1.27	-0.29	1.30	53.04	1.27	0.19	1.28	52.97

Elaboración propia

4.1.3.2. Escenario Avenida Media Demanda

4.1.3.2.1. Barras

Tabla N° 4.40: Perfiles de tensión de las barras – avenida media demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	220.67	1.00	-20.54	220.76	1.00	-12.55
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.21	0.96	-27.38	141.10	0.97	-18.14
SAN GABÁN III 220 kV	220	219.50	1.00	-15.40	219.56	1.00	-7.42
SURIRAY A 220 kV	220	220.03	1.00	-26.71	220.33	1.00	-19.40
SURIRAY B 220 kV	220	220.03	1.00	-26.71	220.33	1.00	-19.40
KAYRA A 220 kV	220	217.99	0.99	-28.48	218.54	0.99	-20.96
KAYRA B 220 kV	220	217.99	0.99	-28.48	218.54	0.99	-20.96
ONOCORA A 220 kV	220	217.95	0.99	-28.29	218.15	0.99	-20.30
ONOCORA B 220 kV	220	217.95	0.99	-28.29	218.15	0.99	-20.30
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	218.42	0.99	-37.64	218.32	0.99	-29.34
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	218.42	0.99	-37.64	218.32	0.99	-29.34
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-40.07	220.00	1.00	-31.73
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-40.07	220.00	1.00	-31.73
CONSTANCIA 220 kV	220	218.06	0.99	-41.31	217.96	0.99	-33.02
AZÁNGARO 220 kV	220	218.54	0.99	-39.62	218.27	0.99	-30.55
AZÁNGARO A 138 kV	138	134.88	0.96	-38.91	134.75	0.96	-29.91
AZÁNGARO B 138 kV	138	134.88	0.96	-38.91	134.75	0.96	-29.91

Elaboración propia

4.1.3.2.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.41: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida media demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	109.57	-12.50	110.28	55.49	109.57	-12.93	110.34	55.49
-	SGIII – O	220	204.67	-7.24	204.80	82.12	204.67	-7.85	204.82	82.10
L – 2048	S – K	220	27.20	-11.38	29.48	11.46	23.98	-12.12	26.87	10.51
L – 2047	K – O	220	-3.79	-10.62	11.27	4.23	-13.29	-7.56	15.29	6.73
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	302.68	-21.61	303.45	102.10	293.17	-19.58	293.82	98.77
L – 2022	TN – S 1	220	19.60	-21.18	28.86	14.56	19.21	-21.34	28.72	14.49
L – 2023	TN – S 2	220	19.60	-21.18	28.86	14.56	19.21	-21.34	28.72	14.49
L – 2024	TN – C	220	86.32	-10.27	86.93	58.32	86.32	-10.20	86.93	58.34
-	TN – A	220	31.42	-18.04	36.24	15.19	19.27	-15.71	24.86	10.43

Elaboración propia

4.1.3.2.3. Transformadores

Tabla N° 4.42: Flujo de potencia de los transformadores – avenida media demanda 2022 y 2026

TP	PN	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	55.00	-0.96	55.01	86.63	55.00	-1.19	55.01	86.63
SGI T2	63.5	55.00	-0.77	55.01	86.62	55.00	-0.98	55.01	86.63
SGII T1	62.5	55.00	23.32	59.74	95.58	55.00	19.87	58.48	93.57
SGII T2	62.5	54.63	22.80	59.20	94.72	54.56	19.44	57.92	92.68
SGIII T1	120	102.50	5.23	102.63	85.53	102.50	4.92	102.62	85.51
SGIII T2	120	102.50	5.23	102.63	85.53	102.50	4.92	102.62	85.51
QUEN T1	120	30.88	11.64	33.00	27.75	37.18	8.08	38.05	31.92
TN T1	125	62.01	-11.22	63.01	51.81	65.79	-8.12	66.29	54.51
AZAN T1	120	12.05	-15.36	19.52	17.10	10.75	-15.07	18.51	16.28
SG T3	2.5	1.27	0.13	1.28	52.60	1.27	0.04	1.27	52.20

Elaboración propia

4.1.3.3. Escenario avenida mínima demanda

4.1.3.3.1. Barras

Tabla N° 4.43: Perfiles de tensión de las barras – avenida mínima demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	221.19	1.01	-22.64	220.60	1.00	-21.60
SAN GABÁN II 138 kV	138	140.89	0.97	-28.81	140.74	0.97	-26.89
SAN GABÁN III 220 kV	220	219.85	1.00	-17.55	219.45	1.00	-16.46
SURIRAY A 220 kV	220	225.01	1.02	-27.69	221.34	1.01	-26.70
SURIRAY B 220 kV	220	225.01	1.02	-27.69	221.34	1.01	-26.70
KAYRA A 220 kV	220	221.64	1.01	-29.69	218.59	0.99	-28.79
KAYRA B 220 kV	220	221.64	1.01	-29.69	218.59	0.99	-28.79
ONOCORA A 220 kV	220	219.18	1.00	-30.37	217.77	0.99	-29.36
ONOCORA B 220 kV	220	219.18	1.00	-30.37	217.77	0.99	-29.36
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	219.12	1.00	-40.21	217.96	0.99	-39.21
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	219.12	1.00	-40.21	217.96	0.99	-39.21
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-43.72	220.00	1.00	-42.44
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-43.72	220.00	1.00	-42.44
CONSTANCIA 220 kV	220	218.17	0.99	-43.86	216.89	0.99	-42.89
AZÁNGARO 220 kV	220	221.93	1.01	-42.59	219.16	1.00	-41.49
AZÁNGARO A 138 kV	138	138.06	0.99	-41.50	135.37	0.97	-40.27
AZÁNGARO B 138 kV	138	138.06	0.99	-41.50	135.37	0.97	-40.27

Elaboración propia

4.1.3.3.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.44: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – avenida mínima demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	109.57	-15.19	110.62	55.53	109.57	-12.11	110.24	55.49
-	SGIII – O	220	204.67	-11.04	204.97	82.05	204.67	-6.68	204.78	82.13
L – 2048	S – K	220	32.37	-7.02	33.12	13.69	32.63	-9.19	33.90	13.30
L – 2047	K – O	220	15.94	0.27	15.95	9.38	12.16	-8.17	14.65	6.33
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	322.40	-16.44	322.82	108.01	318.61	-18.37	319.14	107.47
L – 2022	TN – S 1	220	28.67	-20.34	35.16	17.68	26.03	-22.49	34.41	17.39
L – 2023	TN – S 2	220	28.67	-20.34	35.16	17.68	26.03	-22.49	34.41	17.39
L – 2024	TN – C	220	86.31	-6.61	86.56	57.89	86.32	-5.80	86.51	58.16
-	TN – A	220	36.72	-30.18	47.53	19.86	35.58	-23.05	42.39	17.81

Elaboración propia

4.1.3.3.3. Transformadores

Tabla N° 4.45: Flujo de potencia de los transformadores – avenida mínima demanda 2022 y 2026

TP	PN	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	55.00	-2.32	55.05	86.69	55.00	-0.77	55.01	86.62
SGI T2	63.5	55.00	-2.09	55.04	86.68	55.00	-0.58	55.00	86.62
SGII T1	62.5	55.00	20.65	58.75	94.00	55.00	21.25	58.96	94.34
SGII T2	62.5	54.68	20.21	58.30	93.27	54.62	20.79	58.44	93.50
SGIII T1	120	102.50	3.31	102.55	85.46	102.50	5.51	102.65	85.54
SGIII T2	120	102.50	3.31	102.55	85.46	102.50	5.51	102.65	85.54
QUEN T1	120	16.27	5.38	17.14	14.18	20.32	11.18	23.19	19.45
TN T1	125	57.62	-5.04	57.84	46.46	60.30	-10.20	61.16	49.40
AZAN T1	120	19.15	-8.07	20.78	17.47	20.74	-14.56	25.34	21.82
SG T3	2.5	1.27	0.06	1.27	52.26	1.27	0.08	1.27	52.32

Elaboración propia

4.1.3.4. Escenario estiaje máxima demanda

4.1.3.4.1. Barras

Tabla N° 4.46: Perfiles de tensión de las barras – estiaje máxima demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL L kV	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	222.34	1.01	-41.88	221.77	1.01	-38.58
SAN GABÁN II 138 kV	138	143.51	0.98	-56.26	138.86	0.95	-51.85
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.60	1.01	-39.34	221.21	1.01	-36.01
SURIRAY A 220 kV	220	223.49	1.02	-33.94	221.46	1.01	-31.01
SURIRAY B 220 kV	220	223.49	1.02	-33.94	221.46	1.01	-31.01
KAYRA A 220 kV	220	220.80	1.00	-41.15	218.92	1.00	-38.50
KAYRA B 220 kV	220	220.80	1.00	-41.15	218.92	1.00	-38.50
ONOCORA A 220 kV	220	221.81	1.01	-45.37	220.44	1.00	-42.06
ONOCORA B 220 kV	220	221.81	1.01	-45.37	220.44	1.00	-42.06
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	220.58	1.00	-22.37	218.44	0.99	-46.68
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	220.58	1.00	-22.37	218.44	0.99	-46.68
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-48.71	220.00	1.00	-44.18
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-48.71	220.00	1.00	-44.18
CONSTANCIA 220 kV	220	219.78	1.00	-55.96	217.41	0.99	-52.34
AZÁNGARO 220 kV	220	221.14	1.01	-56.06	215.63	0.98	-51.80
AZÁNGARO A 138 kV	138	138.93	0.99	-58.04	135.11	0.97	-54.11
AZÁNGARO B 138 kV	138	138.93	0.99	-58.04	135.11	0.97	-54.11

Elaboración propia

4.1.3.4.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.47: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje máxima demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN kV	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
-	SGI – O	220	49.85	-15.01	52.06	26.00	49.85	-11.99	51.27	25.67
-	SGIII – O	220	97.92	-21.24	100.20	39.80	97.92	-17.02	99.39	39.54
L – 2048	S – K	220	111.73	-12.56	112.43	36.89	104.93	-12.82	105.71	35.00
L – 2047	K – O	220	89.29	-24.29	92.53	30.73	73.70	-26.05	78.17	26.18
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	234.59	-9.64	234.79	77.62	219.23	-2.93	219.25	72.94
L – 2022	TN – S 1	220	-29.94	-10.66	31.78	18.10	-37.05	-13.67	39.49	20.28
L – 2023	TN – S 2	220	-29.94	-10.66	31.78	18.10	-37.05	-13.67	39.49	20.28
L – 2024	TN – C	220	86.30	-7.61	86.64	57.56	86.29	-6.05	86.51	58.03
-	TN – A	220	59.75	-23.22	64.11	26.61	50.80	-7.78	51.39	22.35

Elaboración propia

4.1.3.4.3. Transformadores

Tabla N° 4.48: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje máxima demanda 2022 y 2026

TP	PN MVA	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
SGI T1	63.5	25.00	-6.40	25.81	40.64	25.00	-4.90	25.48	40.12
SGI T2	63.5	25.00	6.17	25.75	40.55	25.00	-4.71	25.44	40.06
SGII T1	62.5	35.00	9.57	36.28	58.05	35.00	16.01	38.49	62.84
SGII T2	62.5	34.24	9.34	35.49	56.78	34.10	15.59	37.50	61.22
SGIII T1	120	49.00	-8.54	49.74	41.45	49.00	-6.46	49.42	41.19
SGIII T2	120	49.00	-8.54	49.74	41.45	49.00	-6.46	49.42	41.19
QUEN T1	120	20.80	31.66	37.88	31.45	29.76	33.99	45.17	37.83
TN T1	125	67.10	3.29	67.19	53.61	75.31	2.11	75.34	60.70
AZAN T1	120	-34.26	2.11	34.33	28.55	-37.96	-0.31	37.96	32.49
SG T3	2.5	0.26	-0.16	0.30	12.20	0.25	0.34	0.43	17.61

Elaboración propia

4.1.3.5. Escenario estiaje media demanda

4.1.3.5.1. Barras

Tabla N° 4.49: Perfiles de tensión de las barras – estiaje media demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
	kV	kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	222.25	1.01	-38.28	222.18	1.01	-34.56
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.28	0.97	-51.28	139.94	0.96	-45.73
SAN GABÁN III 220 kV	220	221.54	1.01	-35.74	221.49	1.01	-32.02
SURIRAY A 220 kV	220	219.64	1.00	-30.69	221.74	1.01	-28.16
SURIRAY B 220 kV	220	219.64	1.00	-30.69	221.74	1.01	-28.16
KAYRA A 220 kV	220	219.85	1.00	-37.50	218.69	0.99	-34.42
KAYRA B 220 kV	220	219.85	1.00	-37.50	218.69	0.99	-34.42
ONOCORA A 220 kV	220	221.59	1.01	-41.77	221.43	1.01	-38.05
ONOCORA B 220 kV	220	221.59	1.01	-41.77	221.43	1.01	-38.05
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	220.73	1.00	-48.79	220.80	1.00	-44.65
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	220.73	1.00	-48.79	220.80	1.00	-44.65
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-46.52	220.00	1.00	-42.21
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-46.52	220.00	1.00	-42.21
CONSTANCIA 220 kV	220	219.94	1.00	-52.38	220.01	1.00	-48.24
AZÁNGARO 220 kV	220	221.80	1.01	-51.27	222.18	1.01	-46.64
AZÁNGARO A 138 kV	138	137.80	0.98	-53.08	138.81	0.99	-48.21
AZÁNGARO B 138 kV	138	137.80	0.98	-53.08	138.81	0.99	-48.21

Elaboración propia

4.1.3.5.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.50: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje media demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
-	SGI – O	220	49.85	-14.54	51.93	25.94	49.85	-14.17	51.83	25.90
-	SGIII – O	220	97.92	-20.58	100.06	39.75	97.92	-20.06	99.96	39.72
L – 2048	S – K	220	101.86	-23.32	104.49	34.89	95.62	-10.84	96.24	31.91
L – 2047	K – O	220	89.55	-28.18	93.88	31.32	74.86	-32.74	81.70	27.40
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	234.84	-12.77	235.18	77.83	220.35	-14.84	220.85	73.14
L – 2022	TN – S 1	220	-15.59	-12.24	22.25	13.53	-19.91	-11.89	23.19	14.09
L – 2023	TN – S 2	220	-15.59	-12.24	22.25	13.53	-19.91	-11.89	23.19	14.09
L – 2024	TN – C	220	86.30	-7.72	86.65	57.52	86.28	-7.68	86.62	57.49
-	TN – A	220	44.60	-23.91	50.60	20.99	31.58	-23.76	39.52	16.39

Elaboración propia

4.1.3.5.3. Transformadores

Tabla N° 4.51: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje media demanda 2022 y 2026

TP	PN	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
	MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA	%
SGI T1	63.5	25.00	-6.17	25.75	40.55	25.00	-5.98	25.71	40.48
SGI T2	63.5	25.00	-5.95	25.70	40.47	25.00	-5.77	25.66	40.40
SGII T1	62.5	35.00	18.22	39.46	63.13	35.00	11.88	36.96	60.35
SGII T2	62.5	34.63	17.76	38.92	62.28	34.60	11.60	36.49	59.58
SGIII T1	120	49.00	-8.21	49.68	41.40	49.00	-7.96	49.64	41.37
SGIII T2	120	49.00	-8.21	49.68	41.40	49.00	-7.96	49.64	41.37
QUEN T1	120	10.88	6.00	12.43	10.36	19.54	25.03	31.76	26.62
TN T1	125	59.77	3.99	59.91	47.77	61.38	4.41	61.54	49.06
AZAN T1	120	-25.96	-9.13	27.52	23.35	-27.39	-3.64	27.63	23.15
SG T3	2.5	0.26	0.09	0.27	11.01	0.25	0.23	0.34	14.04

Elaboración propia

4.1.3.6. Escenario estiaje mínima demanda

4.1.3.6.1. Barras

Tabla N° 4.52: Perfiles de tensión de las barras – estiaje mínima demanda 2022 y 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	2022			2026		
		TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO	TENSIÓN DE OPERACIÓN		ÁNGULO
		kV	p.u.	°	kV	p.u.	°
SAN GABÁN I 220 kV	220	222.99	1.01	-38.66	222.21	1.01	-31.15
SAN GABÁN II 138 kV	138	141.64	0.97	-48.93	139.23	0.95	-40.15
SAN GABÁN III 220 kV	220	222.03	1.01	-36.16	221.51	1.01	-28.60
SURIRAY A 220 kV	220	224.27	1.02	-33.27	219.31	1.00	-24.49
SURIRAY B 220 kV	220	224.27	1.02	-33.27	219.31	1.00	-24.49
KAYRA A 220 kV	220	223.35	1.02	-38.55	219.43	1.00	-30.58
KAYRA B 220 kV	220	223.35	1.02	-38.55	219.43	1.00	-30.58
ONOCORA A 220 kV	220	223.35	1.02	-42.16	221.49	1.01	-34.64
ONOCORA B 220 kV	220	223.35	1.02	-42.16	221.49	1.01	-34.64
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	222.09	1.01	-48.75	220.67	1.00	-41.51
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	222.09	1.01	-48.75	220.67	1.00	-41.51
SOCABAYA A 220 kV	220	220.00	1.00	-46.72	220.00	1.00	-40.31
SOCABAYA B 220 kV	220	220.00	1.00	-46.72	220.00	1.00	-40.31
CONSTANCIA 220 kV	220	221.45	1.01	-52.30	219.87	1.00	-45.11
AZÁNGARO 220 kV	220	224.59	1.02	-51.02	221.39	1.01	-43.09
AZÁNGARO A 138 kV	138	139.23	0.99	-52.04	137.04	0.98	-44.10
AZÁNGARO B 138 kV	138	139.23	0.99	-52.04	137.04	0.98	-44.10

Elaboración propia

4.1.3.6.2. Líneas de transmisión

Tabla N° 4.53: Flujo de potencia de las líneas de transmisión – estiaje mínima demanda 2022 y 2026

CÓDIGO	LT	TN	2022				2026			
			P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
			kV	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
-	SGI – O	220	49.85	-18.43	53.15	26.46	49.85	-14.32	51.87	25.92
-	SGIII – O	220	97.92	-26.01	101.32	40.16	97.92	-20.27	100.00	39.73
L – 2048	S – K	220	82.40	-19.50	84.67	27.69	90.91	-22.85	93.73	31.34
L – 2047	K – O	220	78.53	-18.55	80.69	26.49	84.55	-29.66	89.60	29.94
L – 2045	O – TN 1	220	-	-	-	-	-	-	-	-
L – 2046	O – TN 2	220	224.01	-9.63	224.21	73.61	229.91	-13.15	230.29	76.24
L – 2022	TN – S 1	220	-16.42	-9.75	19.09	13.90	-9.75	-13.63	16.75	10.55
L – 2023	TN – S 2	220	-16.42	-9.75	19.09	13.90	-9.75	-13.63	16.75	10.55
L – 2024	TN – C	220	86.29	-8.66	86.73	57.22	86.28	-7.59	86.62	57.52
-	TN – A	220	35.94	-29.27	46.36	19.11	25.16	-20.10	32.20	13.36

Elaboración propia

4.1.3.6.3. Transformadores

Tabla N° 4.54: Flujo de potencia de los transformadores – estiaje mínima demanda 2022 y 2026

TP	PN	2022				2026			
		P	Q	S	NC	P	Q	S	NC
		MVA	MW	MVAR	MVA	%	MW	MVAR	MVA
SGI T1	63.5	25.00	-8.09	26.28	41.38	25.00	-6.06	25.72	40.51
SGI T2	63.5	25.00	-7.82	26.19	41.25	25.00	-5.84	25.67	40.43
SGII T1	62.5	35.00	16.83	38.84	62.14	35.00	11.77	36.93	60.60
SGII T2	62.5	34.68	16.41	38.37	61.39	34.60	11.50	36.46	59.83
SGIII T1	120	49.00	-10.89	50.20	41.83	49.00	-8.06	49.66	41.38
SGIII T2	120	49.00	-10.89	50.20	41.83	49.00	-8.06	49.66	41.38
QUEN T1	120	2.98	5.30	6.08	4.99	5.22	10.33	11.57	9.67
TN T1	125	86.29	-8.66	86.73	57.22	56.78	3.63	56.89	45.38
AZAN T1	120	-17.96	-11.74	21.46	18.24	-17.17	-12.85	21.45	18.53
SG T3	2.5	0.26	0.05	0.26	10.62	0.25	0.30	0.40	16.31

Elaboración propia

4.1.3.7. *Discusión de resultados*

Para el análisis de contingencia ($N - 1$) se consideró la desconexión de la línea de transmisión L – 2045 (Onocora – Tintaya Nueva).

De los resultados obtenidos para los años 2022 y 2026, considerando el proyecto, se observa que los perfiles de tensión de las barras de 220 Kv están dentro del rango de 0.90 a 1.10 p.u. Asimismo para el año 2022 se observa que en la barra San Gabán I el perfil de tensión es de 1.01 p.u. para los escenarios de avenida y estiaje y para el año 2026 se observa que el perfil de tensión es 1.00 p.u. para los escenarios de avenida y 1.01 para los escenarios de estiaje.

De los resultados obtenidos para el año 2022 y 2026, considerando el proyecto, se observa que el nivel de carga de las líneas de transmisión y de los transformadores de potencia están a una operatividad menor al 120 %. El nivel de carga máximo para los años 2022 y 2026 de la línea de transmisión L – 246 (Onocora – Tintaya Nueva) se tiene en el escenario de avenida mínima demanda, para el año 2022 se tiene un nivel de carga 108.01 % y para el año 2026 un nivel de carga de 107.47 %. Dichos valores se encuentran dentro de los límites máximos de 20 % establecidos por el COES.

En los Anexos C y D se muestran los resultados gráficos de las simulaciones del análisis de contingencias.

4.2. Resultados del análisis de cortocircuito

4.2.1. Análisis de cortocircuito – año 2022

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos del análisis de cortocircuito para cada escenario hidrológico del año 2022 considerando las condiciones sin proyecto y con proyecto.

4.2.1.1. Cortocircuito monofásico 2022

4.2.1.1.1. Escenario avenida máxima demanda 2022

Tabla N° 4.55: Cortocircuito monofásico – avenida máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	430.85	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	453.37	5.39	415.19	5.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	685.40	5.40	706.57	5.56
SURIRAY A 220 kV	220	780.84	6.15	789.62	6.22
SURIRAY B 220 kV	220	780.84	6.15	789.62	6.22
KAYRA A 220 kV	220	497.53	3.92	515.58	4.06
KAYRA B 220 kV	220	497.53	3.92	515.58	4.06
ONOCORA A 220 kV	220	526.57	4.15	641.13	5.05
ONOCORA B 220 kV	220	526.57	4.15	641.13	5.05
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	713.41	5.62	766.36	6.03
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	713.41	5.62	766.36	6.03
SOCABAYA A 220 kV	220	1904.55	14.99	1922.28	15.13
SOCABAYA B 220 kV	220	1904.55	14.99	1922.28	15.13
CONSTANCIA 220 kV	220	348.60	2.74	358.66	2.82
AZÁNGARO 220 kV	220	423.06	3.33	430.23	3.39
AZÁNGARO A 138 kV	138	418.74	5.18	423.40	5.24
AZÁNGARO B 138 kV	138	418.74	5.18	423.40	5.24

Elaboración propia

4.2.1.1.2. Escenario avenida mínima demanda 2022

Tabla N° 4.56: Cortocircuito monofásico – avenida mínima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	-	-	429.44	3.38
SAN GABÁN II 138 kV	138	452.49	5.38	453.43	5.39
SAN GABÁN III 220 kV	220	681.49	5.37	703.53	5.54
SURIRAY A 220 kV	220	773.75	6.09	783.40	6.17
SURIRAY B 220 kV	220	773.75	6.09	783.40	6.17
KAYRA A 220 kV	220	492.94	3.88	511.67	4.03
KAYRA B 220 kV	220	492.94	3.88	511.67	4.03
ONOCORA A 220 kV	220	519.41	4.09	633.33	4.99
ONOCORA B 220 kV	220	519.41	4.09	633.33	4.99
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	696.23	5.48	750.06	5.91
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	696.23	5.48	750.06	5.91
SOCABAYA A 220 kV	220	1648.04	12.97	1668.78	13.14
SOCABAYA B 220 kV	220	1648.04	12.97	1668.78	13.14
CONSTANCIA 220 kV	220	344.46	2.71	355.05	2.80
AZÁNGARO 220 kV	220	414.82	3.27	422.63	3.33
AZÁNGARO A 138 kV	138	412.88	5.11	418.04	5.17
AZÁNGARO B 138 kV	138	412.88	5.11	418.04	5.17

Elaboración propia

4.2.1.1.3. Escenario estiaje máxima demanda 2022

Tabla N° 4.57: Cortocircuito monofásico – estiaje máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	432.30	3.40
SAN GABÁN II 138 kV	138	453.61	5.39	454.38	5.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	689.55	5.43	709.81	5.59
SURIRAY A 220 kV	220	977.30	7.69	984.75	7.75
SURIRAY B 220 kV	220	977.30	7.69	984.75	7.75
KAYRA A 220 kV	220	519.42	4.09	536.69	4.23
KAYRA B 220 kV	220	519.42	4.09	536.69	4.23
ONOCORA A 220 kV	220	533.77	4.20	649.09	5.11
ONOCORA B 220 kV	220	533.77	4.20	649.09	5.11
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	722.99	5.69	774.79	6.10
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	722.99	5.69	774.79	6.10
SOCABAYA A 220 kV	220	1923.16	15.14	1939.05	15.27
SOCABAYA B 220 kV	220	1923.16	15.14	1939.05	15.27
CONSTANCIA 220 kV	220	350.89	2.76	360.51	2.84
AZÁNGARO 220 kV	220	424.86	3.34	431.68	3.40
AZÁNGARO A 138 kV	138	420.05	5.20	424.45	5.25
AZÁNGARO B 138 kV	138	420.05	5.20	424.45	5.25

Elaboración propia

4.2.1.1.4. Escenario estiaje mínima demanda 2022

Tabla N° 4.58: Cortocircuito monofásico – estiaje mínima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	432.05	3.40
SAN GABÁN II 138 kV	138	453.78	5.39	454.56	5.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	688.80	5.42	709.23	5.58
SURIRAY A 220 kV	220	943.16	7.43	950.93	7.49
SURIRAY B 220 kV	220	943.16	7.43	950.93	7.49
KAYRA A 220 kV	220	518.17	4.08	535.65	4.22
KAYRA B 220 kV	220	518.17	4.08	535.65	4.22
ONOCORA A 220 kV	220	532.73	4.19	647.88	5.10
ONOCORA B 220 kV	220	532.73	4.19	647.88	5.10
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	721.12	5.68	773.11	6.09
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	721.12	5.68	773.11	6.09
SOCABAYA A 220 kV	220	1912.84	15.06	1929.10	15.19
SOCABAYA B 220 kV	220	1912.84	15.06	1929.10	15.19
CONSTANCIA 220 kV	220	350.44	2.76	360.13	2.84
AZÁNGARO 220 kV	220	424.46	3.34	431.34	3.40
AZÁNGARO A 138 kV	138	419.76	5.19	424.21	5.25
AZÁNGARO B 138 kV	138	419.76	5.19	424.21	5.25

Elaboración propia

4.2.1.2. Cortocircuito bifásico a tierra 2022

4.2.1.2.1. Escenario avenida máxima demanda 2022

Tabla N° 4.59: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida máxima demanda 2022

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	–	412.71	3.25	428.67	3.37
SAN GABÁN II 138 kV	138	433.93	5.15	445.30	5.29	434.54	5.16	446.04	5.30
SAN GABÁN III 220 kV	220	909.30	7.16	918.98	7.24	927.43	7.30	937.71	7.38
SURIRAY A 220 kV	220	776.54	6.11	779.39	6.14	784.10	6.17	787.21	6.20
SURIRAY B 220 kV	220	776.54	6.11	779.39	6.14	784.10	6.17	787.21	6.20
KAYRA A 220 kV	220	514.60	4.05	511.80	4.03	535.22	4.21	531.54	4.18
KAYRA B 220 kV	220	514.60	4.05	511.80	4.03	535.22	4.21	531.54	4.18
ONOCORA A 220 kV	220	664.58	5.23	604.36	4.76	778.87	6.13	713.44	5.62
ONOCORA B 220 kV	220	664.58	5.23	604.36	4.76	778.87	6.13	713.44	5.62
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	761.05	5.99	732.07	5.76	825.89	6.50	792.70	6.24
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	761.05	5.99	732.07	5.76	825.89	6.50	792.70	6.24
SOCABAYA A 220 kV	220	1827.15	14.39	1872.82	14.74	1843.39	14.51	1889.79	14.88
SOCABAYA B 220 kV	220	1827.15	14.39	1872.82	14.74	1843.39	14.51	1889.79	14.88
CONSTANCIA 220 kV	220	333.44	2.63	340.36	2.68	342.56	2.70	349.58	2.75
AZÁNGARO 220 kV	220	431.67	3.40	425.45	3.35	440.14	3.47	433.86	3.42
AZÁNGARO A 138 kV	138	401.08	4.96	410.44	5.08	405.47	5.02	414.99	5.13
AZÁNGARO B 138 kV	138	401.08	4.96	410.44	5.08	405.47	5.02	414.99	5.13

Elaboración propia

4.2.1.2.2. Escenario avenida mínima demanda 2022

Tabla N° 4.60: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida mínima demanda 2022

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	–	411.55	3.24	427.36	3.36
SAN GABÁN II 138 kV	138	433.29	5.15	444.54	5.28	433.00	5.16	445.38	5.29
SAN GABÁN III 220 kV	220	906.33	7.14	915.93	7.21	925.13	7.28	935.34	7.36
SURIRAY A 220 kV	220	770.11	6.06	773.34	6.09	778.34	6.13	781.82	6.16
SURIRAY B 220 kV	220	770.11	6.06	773.34	6.09	778.34	6.13	781.82	6.16
KAYRA A 220 kV	220	509.14	4.01	506.45	3.99	530.45	4.18	526.87	4.15
KAYRA B 220 kV	220	509.14	4.01	506.45	3.99	530.45	4.18	526.87	4.15
ONOCORA A 220 kV	220	650.09	5.12	590.98	4.65	764.42	6.02	700.14	5.51
ONOCORA B 220 kV	220	650.09	5.12	590.98	4.65	764.42	6.02	700.14	5.51
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	738.18	5.81	710.84	5.60	803.14	6.32	771.58	6.07
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	738.18	5.81	710.84	5.60	803.14	6.32	771.58	6.07
SOCABAYA A 220 kV	220	1573.51	12.39	1621.88	12.77	1591.10	12.53	1640.30	12.91
SOCABAYA B 220 kV	220	1573.51	12.39	1621.88	12.77	1591.10	12.53	1640.30	12.91
CONSTANCIA 220 kV	220	329.77	2.60	336.71	2.65	339.30	2.67	346.34	2.73
AZÁNGARO 220 kV	220	421.48	3.32	415.66	3.27	430.55	3.39	424.64	3.34
AZÁNGARO A 138 kV	138	395.34	4.89	404.71	5.01	400.15	4.95	409.68	5.07
AZÁNGARO B 138 kV	138	395.34	4.89	404.71	5.01	400.15	4.95	409.68	5.07

Elaboración propia

4.2.1.2.3. Escenario estiaje máxima demanda 2022

Tabla N° 4.61: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje máxima demanda 2022

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
		kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	
SAN GABÁN I 220 kV	220	—	—	—	—	413.80	3.26	430.01	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	434.07	5.16	445.49	5.29	434.66	5.16	446.20	5.30
SAN GABÁN III 220 kV	220	912.10	7.18	921.95	7.26	940.02	7.32	940.02	7.40
SURIRAY A 220 kV	220	982.43	7.73	984.17	7.75	989.98	7.79	991.94	7.81
SURIRAY B 220 kV	220	982.43	7.73	984.17	7.75	989.98	7.79	991.94	7.81
KAYRA A 220 kV	220	544.37	4.29	541.04	4.26	564.88	4.45	560.57	4.41
KAYRA B 220 kV	220	544.37	4.29	541.04	4.26	564.88	4.45	560.57	4.41
ONOCORA A 220 kV	220	679.48	5.35	619.02	4.87	793.66	6.25	727.95	5.73
ONOCORA B 220 kV	220	679.48	5.35	619.02	4.87	793.66	6.25	727.95	5.73
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	772.91	6.09	744.06	5.86	836.82	6.59	803.77	6.33
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	772.91	6.09	744.06	5.86	836.82	6.59	803.77	6.33
SOCABAYA A 220 kV	220	1843.35	14.51	1890.52	14.88	1858.18	14.63	1905.94	15.01
SOCABAYA B 220 kV	220	1843.35	14.51	1890.52	14.88	1858.18	14.63	1905.94	15.01
CONSTANCIA 220 kV	220	335.20	2.64	342.27	2.69	344.00	2.71	351.15	2.76
AZÁNGARO 220 kV	220	433.61	3.41	427.56	3.37	441.73	3.48	435.59	3.43
AZÁNGARO A 138 kV	138	402.14	4.98	411.66	5.09	406.33	5.03	415.98	5.15
AZÁNGARO B 138 kV	138	402.14	4.98	411.66	5.09	406.33	5.03	415.98	5.15

Elaboración propia

4.2.1.2.4. Escenario estiaje mínima demanda 2022

Tabla N° 4.62: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje mínima demanda 2022

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
		kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA
SAN GABÁN I 220 kV	220	—	—	—	—	413.61	3.26	429.77	3.38
SAN GABÁN II 138 kV	138	434.28	5.16	445.69	5.29	434.87	5.17	446.41	5.30
SAN GABÁN III 220 kV	220	911.59	7.18	921.41	7.25	929.21	7.32	939.59	7.40
SURIRAY A 220 kV	220	943.17	7.43	945.52	7.44	950.73	7.49	953.32	7.51
SURIRAY B 220 kV	220	943.17	7.43	945.52	7.44	950.73	7.49	953.32	7.51
KAYRA A 220 kV	220	540.14	4.25	537.30	4.23	560.66	4.41	556.89	4.38
KAYRA B 220 kV	220	540.14	4.25	537.30	4.23	560.66	4.41	556.89	4.38
ONOCORA A 220 kV	220	676.85	5.33	616.33	4.85	791.04	6.23	725.30	5.71
ONOCORA B 220 kV	220	676.85	5.33	616.33	4.85	791.04	6.23	725.30	5.71
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	770.53	6.07	741.62	5.84	834.59	6.57	801.48	6.31
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	770.53	6.07	741.62	5.84	834.59	6.57	801.48	6.31
SOCABAYA A 220 kV	220	1833.69	14.44	1879.94	14.80	1848.78	14.56	1895.65	14.92
SOCABAYA B 220 kV	220	1833.69	14.44	1879.94	14.80	1848.78	14.56	1895.65	14.92
CONSTANCIA 220 kV	220	334.84	2.64	341.88	2.69	343.71	2.71	350.83	2.76
AZÁNGARO 220 kV	220	433.16	3.41	427.08	3.36	441.35	3.47	435.18	3.43
AZÁNGARO A 138 kV	138	401.90	4.97	411.38	5.09	406.12	5.02	415.74	5.14
AZÁNGARO B 138 kV	138	401.90	4.97	411.38	5.09	406.12	5.02	415.74	5.14

Elaboración propia

4.2.1.3. Cortocircuito trifásico 2022

4.2.1.3.1. Escenario avenida máxima demanda 2022

Tabla N° 4.63: Cortocircuito trifásico – avenida máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S_k'' A	I_k'' A	S_k'' A	I_k'' A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1180.93	3.10
SAN GABÁN II 138 kV	138	1154.39	4.57	1156.65	4.58
SAN GABÁN III 220 kV	220	1898.53	4.98	1944.03	5.10
SURIRAY A 220 kV	220	2190.92	5.75	2217.72	5.82
SURIRAY B 220 kV	220	2190.92	5.75	2217.72	5.82
KAYRA A 220 kV	220	1589.56	4.17	1656.40	4.35
KAYRA B 220 kV	220	1589.56	4.17	1656.40	4.35
ONOCORA A 220 kV	220	2160.77	5.67	2503.08	6.57
ONOCORA B 220 kV	220	2160.77	5.67	2503.08	6.57
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2345.51	6.16	2558.00	6.71
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2345.51	6.16	2558.00	6.71
SOCABAYA A 220 kV	220	5220.79	13.70	5277.68	13.85
SOCABAYA B 220 kV	220	5220.79	13.70	5277.68	13.85
CONSTANCIA 220 kV	220	916.75	2.41	947.52	2.49
AZÁNGARO 220 kV	220	1302.64	3.42	1331.48	3.49
AZÁNGARO A 138 kV	138	1147.66	4.73	1162.79	4.80
AZÁNGARO B 138 kV	138	1147.66	4.73	1162.79	4.80

Elaboración propia

4.2.1.3.2. Escenario avenida mínima demanda 2022

Tabla N° 4.64: Cortocircuito trifásico – avenida mínima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S_k'' A	I_k'' A	S_k'' A	I_k'' A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1176.68	3.09
SAN GABÁN II 138 kV	138	1151.27	4.56	1153.82	4.57
SAN GABÁN III 220 kV	220	1890.94	4.96	1938.12	5.09
SURIRAY A 220 kV	220	2166.06	5.68	2195.15	5.76
SURIRAY B 220 kV	220	2166.06	5.68	2195.15	5.76
KAYRA A 220 kV	220	1570.73	4.12	1639.99	4.30
KAYRA B 220 kV	220	1570.73	4.12	1639.99	4.30
ONOCORA A 220 kV	220	2111.41	5.54	2453.72	6.44
ONOCORA B 220 kV	220	2111.41	5.54	2453.72	6.44
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2265.66	5.95	2478.80	6.51
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2265.66	5.95	2478.80	6.51
SOCABAYA A 220 kV	220	4339.25	11.39	4400.18	11.55
SOCABAYA B 220 kV	220	4339.25	11.39	4400.18	11.55
CONSTANCIA 220 kV	220	904.29	2.37	936.43	2.46
AZÁNGARO 220 kV	220	1267.22	3.33	1298.09	3.41
AZÁNGARO A 138 kV	138	1127.69	4.65	1144.25	4.72
AZÁNGARO B 138 kV	138	1127.69	4.65	1144.25	4.72

Elaboración propia

4.2.1.3.3. Escenario estiaje máxima demanda 2022

Tabla N° 4.65: Cortocircuito trifásico – estiaje máxima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S_k'' A	I_k'' A	S_k'' A	I_k'' A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1185.03	3.11
SAN GABÁN II 138 kV	138	1154.95	4.57	1157.10	4.58
SAN GABÁN III 220 kV	220	1905.85	5.00	1949.76	5.12
SURIRAY A 220 kV	220	2939.08	7.71	2965.87	7.78
SURIRAY B 220 kV	220	2939.08	7.71	2965.87	7.78
KAYRA A 220 kV	220	1698.51	4.46	1764.52	4.63
KAYRA B 220 kV	220	1698.51	4.46	1764.52	4.63
ONOCORA A 220 kV	220	2210.52	5.80	2552.82	6.70
ONOCORA B 220 kV	220	2210.52	5.80	2552.82	6.70
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2386.13	6.26	2595.21	6.81
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2386.13	6.26	2595.21	6.81
SOCABAYA A 220 kV	220	5278.53	13.85	5330.47	13.99
SOCABAYA B 220 kV	220	5278.53	13.85	5330.47	13.99
CONSTANCIA 220 kV	220	922.89	2.42	952.57	2.50
AZÁNGARO 220 kV	220	1309.28	3.44	1336.93	3.51
AZÁNGARO A 138 kV	138	1151.44	4.75	1165.87	4.81
AZÁNGARO B 138 kV	138	1151.44	4.75	1165.87	4.81

Elaboración propia

4.2.1.3.4. Escenario estiaje mínima demanda 2022

Tabla N° 4.66: Cortocircuito trifásico – estiaje mínima demanda 2022

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S_k'' A	I_k'' A	S_k'' A	I_k'' A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1184.29	3.11
SAN GABÁN II 138 kV	138	1154.82	4.57	1156.99	4.58
SAN GABÁN III 220 kV	220	1904.52	5.00	1948.71	5.11
SURIRAY A 220 kV	220	2787.43	7.32	2814.31	7.39
SURIRAY B 220 kV	220	2787.43	7.32	2814.31	7.39
KAYRA A 220 kV	220	1679.70	4.41	1745.92	4.58
KAYRA B 220 kV	220	1679.70	4.41	1745.92	4.58
ONOCORA A 220 kV	220	2201.29	5.78	2443.60	6.68
ONOCORA B 220 kV	220	2201.29	5.78	2443.60	6.68
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2377.78	6.24	2587.43	6.79
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2377.78	6.24	2587.43	6.79
SOCABAYA A 220 kV	220	5243.21	13.76	5296.05	13.90
SOCABAYA B 220 kV	220	5243.21	13.76	5296.05	13.90
CONSTANCIA 220 kV	220	921.64	2.42	951.53	2.50
AZÁNGARO 220 kV	220	1307.72	3.43	1335.59	3.51
AZÁNGARO A 138 kV	138	1150.56	4.74	1165.12	4.80
AZÁNGARO B 138 kV	138	1150.56	4.74	1165.12	4.80

Elaboración propia

4.2.2. Análisis de cortocircuito – año 2026

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos del análisis de cortocircuito para cada escenario hidrológico del año 2026 considerando las condiciones sin proyecto y con proyecto.

4.2.2.1. Cortocircuito monofásico 2026

4.2.2.1.1. Escenario avenida máxima demanda 2026

Tabla N° 4.67: Cortocircuito monofásico – avenida máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	432.54	3.41
SAN GABÁN II 138 kV	138	453.85	5.39	454.60	5.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	690.19	5.43	710.32	5.59
SURIRAY A 220 kV	220	981.42	7.73	988.79	7.78
SURIRAY B 220 kV	220	981.42	7.73	988.79	7.78
KAYRA A 220 kV	220	520.13	4.09	537.30	4.23
KAYRA B 220 kV	220	520.13	4.09	537.30	4.23
ONOCORA A 220 kV	220	535.00	4.21	650.44	5.12
ONOCORA B 220 kV	220	535.00	4.21	650.44	5.12
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	726.10	5.72	777.76	6.12
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	726.10	5.72	777.76	6.12
SOCABAYA A 220 kV	220	1971.77	15.52	1987.09	15.64
SOCABAYA B 220 kV	220	1971.77	15.52	1987.09	15.64
CONSTANCIA 220 kV	220	351.62	2.77	361.15	2.84
AZÁNGARO 220 kV	220	426.72	3.36	433.42	3.41
AZÁNGARO A 138 kV	138	421.36	5.21	425.67	5.27
AZÁNGARO B 138 kV	138	421.36	5.21	425.67	5.27

Elaboración propia

4.2.2.1.2. Escenario avenida mínima demanda 2026

Tabla N° 4.68: Cortocircuito monofásico – avenida mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	430.32	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	452.91	5.38	453.77	5.39
SAN GABÁN III 220 kV	220	683.92	5.38	705.42	5.55
SURIRAY A 220 kV	220	779.42	6.14	788.55	6.21
SURIRAY B 220 kV	220	779.42	6.14	788.55	6.21
KAYRA A 220 kV	220	495.84	3.90	514.14	4.05
KAYRA B 220 kV	220	495.84	3.90	514.14	4.05
ONOCORA A 220 kV	220	523.84	4.12	638.15	5.02
ONOCORA B 220 kV	220	523.84	4.12	638.15	5.02
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	706.76	5.56	760.05	5.98
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	706.76	5.56	760.05	5.98
SOCABAYA A 220 kV	220	1805.12	14.21	1824.10	14.36
SOCABAYA B 220 kV	220	1805.12	14.21	1824.10	14.36
CONSTANCIA 220 kV	220	347.01	2.73	357.27	2.81
AZÁNGARO 220 kV	220	419.51	3.30	426.93	3.36
AZÁNGARO A 138 kV	138	416.22	5.15	421.08	5.21
AZÁNGARO B 138 kV	138	416.22	5.15	421.08	5.21

Elaboración propia

4.2.2.1.3. Escenario estiaje máxima demanda 2026

Tabla N° 4.69: Cortocircuito monofásico – estiaje máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	432.60	3.41
SAN GABÁN II 138 kV	138	453.91	5.39	454.65	5.4
SAN GABÁN III 220 kV	220	690.36	5.44	710.45	5.59
SURIRAY A 220 kV	220	978.79	7.71	986.08	7.76
SURIRAY B 220 kV	220	978.79	7.71	986.08	7.76
KAYRA A 220 kV	220	520.28	4.10	537.42	4.23
KAYRA B 220 kV	220	520.28	4.10	537.42	4.23
ONOCORA A 220 kV	220	535.31	4.21	650.78	5.12
ONOCORA B 220 kV	220	535.31	4.21	650.78	5.12
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	726.92	5.72	778.54	6.13
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	726.92	5.72	778.54	6.13
SOCABAYA A 220 kV	220	1984.60	15.62	1999.76	15.74
SOCABAYA B 220 kV	220	1984.60	15.62	1999.76	15.74
CONSTANCIA 220 kV	220	351.81	2.77	361.32	2.84
AZÁNGARO 220 kV	220	427.21	3.36	433.89	3.42
AZÁNGARO A 138 kV	138	421.71	5.22	426.00	5.27
AZÁNGARO B 138 kV	138	421.71	5.22	426.00	5.27

Elaboración propia

4.2.2.1.4. Escenario estiaje mínima demanda 2026

Tabla N° 4.70: Cortocircuito monofásico – estiaje mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	432.56	3.41
SAN GABÁN II 138 kV	138	454.11	5.39	454.86	5.40
SAN GABÁN III 220 kV	220	690.23	5.43	710.35	5.59
SURIRAY A 220 kV	220	981.72	7.73	989.11	7.79
SURIRAY B 220 kV	220	981.72	7.73	989.11	7.79
KAYRA A 220 kV	220	523.00	4.12	540.25	4.25
KAYRA B 220 kV	220	523.00	4.12	540.25	4.25
ONOCORA A 220 kV	220	535.40	4.22	650.81	5.12
ONOCORA B 220 kV	220	535.40	4.22	650.81	5.12
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	726.45	5.72	778.08	6.13
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	726.45	5.72	778.08	6.13
SOCABAYA A 220 kV	220	1974.55	15.55	1989.82	15.67
SOCABAYA B 220 kV	220	1974.55	15.55	1989.82	15.67
CONSTANCIA 220 kV	220	351.69	2.77	361.21	2.84
AZÁNGARO 220 kV	220	427.07	3.36	433.76	3.41
AZÁNGARO A 138 kV	138	421.61	5.22	425.91	5.27
AZÁNGARO B 138 kV	138	421.61	5.22	425.91	5.27

Elaboración propia

4.2.2.2. Cortocircuito bifásico a tierra 2026

4.2.2.2.1. Escenario avenida máxima demanda 2026

Tabla N° 4.71: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida máxima demanda 2026

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	–	414.01	3.26	430.23	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	434.28	5.16	445.71	5.29	434.85	5.17	446.40	5.30
SAN GABÁN III 220 kV	220	912.63	7.19	922.48	7.26	930.02	7.32	940.43	7.40
SURIRAY A 220 kV	220	985.40	7.76	987.61	7.78	992.83	7.82	995.27	7.84
SURIRAY B 220 kV	220	985.40	7.76	987.61	7.78	992.83	7.82	995.27	7.84
KAYRA A 220 kV	220	545.31	4.29	541.89	4.27	565.69	4.45	561.30	4.42
KAYRA B 220 kV	220	545.31	4.29	541.89	4.27	565.69	4.45	561.30	4.42
ONOCORA A 220 kV	220	682.18	5.37	621.38	4.89	796.35	6.27	730.30	5.75
ONOCORA B 220 kV	220	682.18	5.37	621.38	4.89	796.35	6.27	730.30	5.75
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	777.43	6.12	748.00	5.89	841.32	6.62	807.70	6.36
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	777.43	6.12	748.00	5.89	841.32	6.62	807.70	6.36
SOCABAYA A 220 kV	220	1896.90	14.93	1940.25	15.28	1911.39	15.05	1955.33	15.39
SOCABAYA B 220 kV	220	1896.90	14.93	1940.25	15.28	1911.39	15.05	1955.33	15.39
CONSTANCIA 220 kV	220	335.90	2.64	342.93	2.70	344.63	2.71	351.74	2.77
AZÁNGARO 220 kV	220	436.11	3.43	429.78	3.38	444.12	3.50	437.71	3.45
AZÁNGARO A 138 kV	138	403.55	4.99	412.95	5.11	407.66	5.04	417.19	5.16
AZÁNGARO B 138 kV	138	403.55	4.99	412.95	5.11	407.66	5.04	417.19	5.16

Elaboración propia

4.2.2.2.2. Escenario avenida mínima demanda 2026

Tabla N° 4.72: Cortocircuito bifásico a tierra – avenida mínima demanda 2026

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
	kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	–	–	412.29	3.25	428.15	3.37
SAN GABÁN II 138 kV	138	433.56	5.15	444.86	5.28	434.21	5.16	445.64	5.29
SAN GABÁN III 220 kV	220	908.17	7.15	917.80	7.23	926.56	7.29	936.79	7.38
SURIRAY A 220 kV	220	775.22	6.10	778.31	6.13	783.02	6.16	786.39	6.19
SURIRAY B 220 kV	220	775.22	6.10	778.31	6.13	783.02	6.16	786.39	6.19
KAYRA A 220 kV	220	512.63	4.04	509.73	4.01	533.50	4.20	529.73	4.17
KAYRA B 220 kV	220	512.63	4.04	509.73	4.01	533.50	4.20	529.73	4.17
ONOCORA A 220 kV	220	659.10	5.19	599.04	4.72	773.41	6.09	708.14	5.58
ONOCORA B 220 kV	220	659.10	5.19	599.04	4.72	773.41	6.09	708.14	5.58
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	752.33	5.92	723.48	5.70	817.21	6.43	784.16	6.17
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	752.33	5.92	723.48	5.70	817.21	6.43	784.16	6.17
SOCABAYA A 220 kV	220	1728.84	13.61	1771.63	13.95	1745.68	13.74	1789.27	14.09
SOCABAYA B 220 kV	220	1728.84	13.61	1771.63	13.95	1745.68	13.74	1789.27	14.09
CONSTANCIA 220 kV	220	332.06	2.61	338.90	2.67	341.33	2.69	348.28	2.74
AZÁNGARO 220 kV	220	427.36	3.36	421.05	3.31	436.05	3.43	429.69	3.38
AZÁNGARO A 138 kV	138	398.67	4.93	407.88	5.05	403.21	4.99	412.60	5.10
AZÁNGARO B 138 kV	138	398.67	4.93	407.88	5.05	403.21	4.99	412.60	5.10

Elaboración propia

4.2.2.2.3. Escenario estiaje máxima demanda 2026

Tabla N° 4.73: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje máxima demanda 2026

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
		kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	
SAN GABÁN I 220 kV	220	—	—	—	—	414.05	3.26	430.30	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	434.32	5.16	445.77	5.30	434.89	5.17	446.46	5.30
SAN GABÁN III 220 kV	220	912.75	7.19	922.62	7.26	930.11	7.32	940.54	7.40
SURIRAY A 220 kV	220	983.99	7.75	985.76	7.76	991.39	7.81	993.38	7.82
SURIRAY B 220 kV	220	983.99	7.75	985.76	7.76	991.39	7.81	993.38	7.82
KAYRA A 220 kV	220	545.49	4.29	542.14	4.27	565.84	4.45	561.52	4.42
KAYRA B 220 kV	220	545.49	4.29	542.14	4.27	565.84	4.45	561.52	4.42
ONOCORA A 220 kV	220	682.80	5.38	622.09	4.90	796.96	6.27	731.01	5.76
ONOCORA B 220 kV	220	682.80	5.38	622.09	4.90	796.96	6.27	731.01	5.76
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	778.41	6.13	749.19	5.90	842.31	6.63	808.88	6.37
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	778.41	6.13	749.19	5.90	842.31	6.63	808.88	6.37
SOCABAYA A 220 kV	220	1908.51	15.03	1954.66	15.39	1922.92	15.14	1969.64	15.51
SOCABAYA B 220 kV	220	1908.51	15.03	1954.66	15.39	1922.92	15.14	1969.64	15.51
CONSTANCIA 220 kV	220	336.05	2.65	343.12	2.70	344.76	2.71	351.91	2.77
AZÁNGARO 220 kV	220	436.66	3.44	430.45	3.39	444.65	3.50	438.36	3.45
AZÁNGARO A 138 kV	138	403.85	5.00	413.34	5.11	407.94	5.05	417.56	5.17
AZÁNGARO B 138 kV	138	403.85	5.00	413.34	5.11	407.94	5.05	417.56	5.17

Elaboración propia

4.2.2.2.4. Escenario estiaje mínima demanda 2026

Tabla N° 4.74: Cortocircuito bifásico a tierra – estiaje mínima demanda 2026

BARRA	TN	SIN PROYECTO				CON PROYECTO			
		S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C	S _{k''} B	I _{k''} B	S _{k''} C	I _{k''} C
		kV	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	
SAN GABÁN I 220 kV	220	—	—	—	—	414.02	3.26	430.26	3.39
SAN GABÁN II 138 kV	138	434.55	5.16	446.00	5.30	435.12	5.17	446.69	5.31
SAN GABÁN III 220 kV	220	912.67	7.19	922.53	7.26	930.05	7.32	940.47	7.40
SURIRAY A 220 kV	220	985.39	7.76	987.56	7.78	992.83	7.82	995.22	7.84
SURIRAY B 220 kV	220	985.39	7.76	987.56	7.78	992.83	7.82	995.22	7.84
KAYRA A 220 kV	220	546.30	4.30	543.47	4.28	566.65	4.46	562.88	4.43
KAYRA B 220 kV	220	546.30	4.30	543.47	4.28	566.65	4.46	562.88	4.43
ONOCORA A 220 kV	220	682.45	5.37	621.65	4.89	796.61	6.27	730.57	5.75
ONOCORA B 220 kV	220	682.45	5.37	621.65	4.89	796.61	6.27	730.57	5.75
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	777.78	6.12	748.51	5.89	841.67	6.63	808.21	6.36
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	777.78	6.12	748.51	5.89	841.67	6.63	808.21	6.36
SOCABAYA A 220 kV	220	1898.87	14.95	1944.11	15.31	1913.33	15.06	1959.15	15.42
SOCABAYA B 220 kV	220	1898.87	14.95	1944.11	15.31	1913.33	15.06	1959.15	15.42
CONSTANCIA 220 kV	220	335.95	2.64	343.01	2.70	344.68	2.71	351.81	2.77
AZÁNGARO 220 kV	220	436.50	3.44	430.27	3.39	444.50	3.50	438.19	3.45
AZÁNGARO A 138 kV	138	403.76	5.00	413.23	5.11	407.86	5.05	417.47	5.16
AZÁNGARO B 138 kV	138	403.76	5.00	413.23	5.11	407.86	5.05	417.47	5.16

Elaboración propia

4.2.2.3. Cortocircuito trifásico 2026

4.2.2.3.1. Escenario avenida máxima demanda 2026

Tabla N° 4.75: Cortocircuito trifásico – avenida máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1185.78	3.11
SAN GABÁN II 138 kV	138	1155.56	4.58	1157.76	4.58
SAN GABÁN III 220 kV	220	1907.18	5.01	1950.80	5.12
SURIRAY A 220 kV	220	2943.51	7.22	2969.88	7.79
SURIRAY B 220 kV	220	2943.51	7.22	2969.88	7.79
KAYRA A 220 kV	220	1701.61	4.47	1767.19	4.64
KAYRA B 220 kV	220	1701.61	4.47	1767.19	4.64
ONOCORA A 220 kV	220	2219.77	5.83	2562.07	6.72
ONOCORA B 220 kV	220	2219.77	5.83	2562.07	6.72
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2401.79	6.30	2610.78	6.85
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2401.79	6.30	2610.78	6.85
SOCABAYA A 220 kV	220	5462.93	14.34	5513.79	14.47
SOCABAYA B 220 kV	220	5462.93	14.34	5513.79	14.47
CONSTANCIA 220 kV	220	925.22	2.43	954.66	2.51
AZÁNGARO 220 kV	220	1317.85	3.46	1345.13	3.53
AZÁNGARO A 138 kV	138	1156.20	8.77	1170.36	4.83
AZÁNGARO B 138 kV	138	1156.20	8.77	1170.36	4.83

Elaboración propia

4.2.2.3.2. Escenario avenida mínima demanda 2026

Tabla N° 4.76: Cortocircuito trifásico – avenida mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL kV	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
		MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1179.30	3.09
SAN GABÁN II 138 kV	138	1153.05	4.57	1155.43	4.58
SAN GABÁN III 220 kV	220	1895.62	4.97	1941.76	5.10
SURIRAY A 220 kV	220	2181.99	5.73	2209.65	5.80
SURIRAY B 220 kV	220	2181.99	5.73	2209.65	5.80
KAYRA A 220 kV	220	1582.47	4.15	1650.23	4.33
KAYRA B 220 kV	220	1582.47	4.15	1650.23	4.33
ONOCORA A 220 kV	220	2141.60	5.62	2483.91	6.52
ONOCORA B 220 kV	220	2141.60	5.62	2483.91	6.52
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2314.14	6.07	2526.87	6.63
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2314.14	6.07	2526.87	6.63
SOCABAYA A 220 kV	220	4869.80	12.78	4928.64	12.93
SOCABAYA B 220 kV	220	4869.80	12.78	4928.64	12.93
CONSTANCIA 220 kV	220	911.92	2.39	943.21	2.48
AZÁNGARO 220 kV	220	1287.13	3.38	1316.75	3.46
AZÁNGARO A 138 kV	138	1138.96	4.70	1154.65	4.76
AZÁNGARO B 138 kV	138	1138.96	4.70	1154.65	4.76

Elaboración propia

4.2.2.3.3. Escenario estiaje máxima demanda 2026

Tabla N° 4.77: Cortocircuito trifásico – estiaje máxima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1185.96	3.11
SAN GABÁN II 138 kV	138	1155.84	4.58	1157.92	4.59
SAN GABÁN III 220 kV	220	1907.51	5.01	1951.06	5.12
SURIRAY A 220 kV	220	2944.68	7.73	2970.95	7.80
SURIRAY B 220 kV	220	2944.68	7.73	2970.95	7.80
KAYRA A 220 kV	220	1702.40	4.47	1767.87	4.64
KAYRA B 220 kV	220	1702.40	4.47	1767.87	4.64
ONOCORA A 220 kV	220	2222.05	5.83	2564.36	6.73
ONOCORA B 220 kV	220	2222.05	5.83	2564.36	6.73
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2405.65	6.31	2614.62	6.86
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2405.65	6.31	2614.62	6.86
SOCABAYA A 220 kV	220	5508.79	14.46	5559.36	14.59
SOCABAYA B 220 kV	220	5508.79	14.46	5559.36	14.59
CONSTANCIA 220 kV	220	925.80	2.43	955.18	2.51
AZÁNGARO 220 kV	220	1320.00	3.46	1347.19	3.54
AZÁNGARO A 138 kV	138	1157.40	4.77	1171.48	4.83
AZÁNGARO B 138 kV	138	1157.40	4.77	1171.48	4.83

Elaboración propia

4.2.2.3.4. Escenario estiaje mínima demanda 2026

Tabla N° 4.78: Cortocircuito trifásico – estiaje mínima demanda 2026

BARRA	TENSIÓN NOMINAL	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		S _k " A	I _k " A	S _k " A	I _k " A
	kV	MVA	kA	MVA	kA
SAN GABÁN I 220 kV	220	–	–	1185.83	3.11
SAN GABÁN II 138 kV	138	1155.79	4.58	1157.88	4.59
SAN GABÁN III 220 kV	220	1907.28	5.01	1950.88	5.12
SURIRAY A 220 kV	220	2941.21	7.72	2967.60	7.79
SURIRAY B 220 kV	220	2941.21	7.72	2967.60	7.79
KAYRA A 220 kV	220	1701.40	4.47	1766.96	4.64
KAYRA B 220 kV	220	1701.40	4.47	1766.96	4.64
ONOCORA A 220 kV	220	2220.45	5.83	2562.76	6.73
ONOCORA B 220 kV	220	2220.45	5.83	2562.76	6.73
TINTAYA NUEVA A 220 kV	220	2403.29	6.31	2612.30	6.86
TINTAYA NUEVA B 220 kV	220	2403.29	6.31	2612.30	6.86
SOCABAYA A 220 kV	220	5473.13	14.36	5523.88	14.50
SOCABAYA B 220 kV	220	5473.13	14.36	5523.88	14.50
CONSTANCIA 220 kV	220	925.45	2.43	954.87	2.51
AZÁNGARO 220 kV	220	1319.40	3.46	1346.65	3.53
AZÁNGARO A 138 kV	138	1157.07	4.77	1171.19	4.83
AZÁNGARO B 138 kV	138	1157.07	4.77	1171.19	4.83

Elaboración propia

4.2.2.4. Discusión de resultados

Para los años 2022 y 2026 en el escenario de avenida máxima demanda se observa que los máximos valores de cortocircuito en la barra San Gabán I son los siguientes: cortocircuito monofásico es de 3.4 kA, bifásico a tierra es de 3.3 y 3.4 kA, trifásico es de 3.1 kA, dichos valores se encuentran por debajo del nivel de ruptura de los equipos, el cual es de 40 kA.

La operación de la CH San Gabán I en el SEIN, no presenta incrementos sustanciales en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito de las barras de 220 kV de la zona de influencia del proyecto, no se requieren el reemplazo de los interruptores cercanos al proyecto.

En los Anexos E y F se muestran los resultados gráficos de las simulaciones cortocircuito monofásico, bifásico a tierra y trifásico.

4.3. Resultados de estimaciones de estabilidad

En la siguiente tabla se muestra un resumen de resultados para cada escenario en el año de ingreso 2022.

Tabla N° 4.79: Estabilidad transitoria 2022

ESCENARIO	TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE FALLA	RESULTADO
Avenida máxima demanda	100 ms	Estable
Avenida media demanda	100 ms	Estable
Avenida mínima demanda	100 ms	Estable
Estiaje máxima demanda	100 ms	Estable
Estiaje media demanda	100 ms	Estable
Estiaje mínima demanda	100 ms	Estable

Elaboración propia

4.3.1. Discusión de resultados

Se evaluó la estabilidad transitoria de los grupos de generación de la CH San Gabán I, para ello se aplicó una falla trifásica en la barra San Gabán I para el año de ingreso del proyecto hasta que los generadores pierdan sincronismo con el sistema. La simulación se inició desde los 100 ms hasta los 200 ms. Los resultados obtenidos indican que, para los eventos de fallas realizadas, el sistema logra recuperar el punto de operación estable a los 0.1 segundos (100 ms), donde los ángulos de los rotores de los generadores logran estabilizar sin perder sincronismo.

Asimismo, se evaluó la estabilidad permanente de los grupos de generación de la CH San Gabán I para ello no se consideró la falla trifásica en la barra San Gabán I, con el objetivo de verificar posibles oscilaciones locales entre los grupos de la central

En el Anexo G se muestran los resultados gráficos de las simulaciones de estabilidad transitoria y permanente.

CONCLUSIONES

PRIMERO: La conexión eléctrica de la central hidroeléctrica San Gabán I al SEIN no presenta un impacto negativo en la operación del sistema interconectado, asimismo el proyecto tiene un impacto positivo ya que se proyecta a cubrir una parte de la demanda energética del país impulsando el desarrollo de la economía y bienestar de los usuarios del SEIN.

SEGUNDO: Se determinó los parámetros eléctricos de la línea de transmisión San Gabán I – Onocora mediante el método de cálculo teórico y el software DIGSILENT PowerFactory, concluyendo una variación mínima entre ambos métodos.

TERCERO: Se logró modelar las instalaciones de la central hidroeléctrica San Gabán I y de la línea de transmisión interconectados al SEIN, en la base de datos 2017 – 2026 del COES.

CUARTO: De acuerdo a los resultados en el análisis de flujo de potencia en condiciones normales y contingencias se concluye que están dentro del rango de operación establecido por el COES, en todos los escenarios de operación. Asimismo, la operación de la CH San Gabán I en el SEIN, no presenta incrementos sustanciales en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito de las barras de 220 kV de la zona de influencia del proyecto, no se requieren el reemplazo de los interruptores cercanos al proyecto. Finalmente los resultados obtenidos del análisis de estabilidad para cada escenario del año de ingreso del proyecto indican que el sistema logra recuperar el punto de operación estable a los 0.1 segundos (100 ms), satisfaciendo el criterio de análisis de estabilidad transitoria establecido por el COES.

RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda extender el análisis de contingencias al criterio N – 2 en el estudio de operatividad.

SEGUNDO: Se recomienda considerar el tiempo crítico de despeje de falla para la elaboración del esquema de protecciones de la nueva instalación en la etapa del estudio de operatividad.

REFERENCIAS

Artículos

Gomez, F. (s.f.). *Análisis de contingencias simples, dobles y triples en el sistema eléctrico de Pereira*. Obtenido de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/7662/6213192G633a.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Estudios

- COES. (2019). *Proyección de demanda del Escenario Base utilizada en el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2021-2030*. Lima.
- Incopo S.R.L. (2017). *Actualización del Estudio de Pre – Operatividad de la Mini Central Hidroeléctrica Tupuri*. Arequipa.
- Pepsa Tecconsult S.A. (2016). *Estudio de Pre – Operatividad de la Conexión Eléctrica de la Central Hidroeléctrica San Gabán III*. Lima.
- S&Z consultores asociados. (2012). *Estudio de factibilidad de la Central Hidroeléctrica San Gabán III*. Lima.
- San Gabán S.A. (2014). *Estudio de Pre – Operatividad de la Mini Central Hidroeléctrica Tupuri*. Puno.
- San Gabán S.A. (2019). *Estudio de factibilidad de la Central Hidroeléctrica San Gabán I*. Puno.

Libros

- Bautista, J. (2001). *Líneas de transmisión de potencia*. Lima.
- Checa, L. (1988). *Líneas de transporte de energía*. Barcelona: Marcombo Boixareu Editores. Obtenido de <https://www.academia.edu/8014396/41427952-Lineas-de-Transporte-de-Energia-Luis-Maria-Checa-Ed-Marcombo>

Electric Power Research Institute . (s.f.). *Transmission line reference book*. Obtenido de <http://nioec.org/Training/%D8%AE%D8%B7%20%D8%A7%D9%86%D8%A%D9%82%D8%A7%D9%84/1-%20Transmission%20Line%20E->

Galeas, R. (2010). *Líneas de transmisión*. Lima: Megabyte S.A.C.

Mujal, R. (2003). *Tecnología eléctrica*. Terrasa. Obtenido de https://ocw.upc.edu/sites/all/modules/ocw/estadistiques/download.php?file=27854/2011/1/53020/tecnologia_elctrica-2596.pdf

Normas

COES. (2013). *Procedimiento Técnico COES PR – 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”*. Lima.

IEC 60909 – 0 . (2001). *Short – circuit currents in three – phase AC systems*.

IEEE Std 80 – 2000 . (2000). *IEEE Guide for safety in AC substation grounding*. Obtenido de <http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/equipamentos/IEEE-std80.pdf>

MINEM. (2011). *Código Nacional de Electricidad – Suministro*. Lima.

Tesis

Arriagada, M. (2017). *Cálculo en línea de los parámetros eléctricos de la línea de interconexión entre Chile y Argentina utilizando la plataforma WAM del CDEG – SING*. Valparaíso: Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Obtenido de http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-1500/UCC1537_01.pdf

Cespedes, A. (2010). *Diseño de mejora de calidad para la puesta en servicio de la línea de transmisión Villa Rica – Puerto Bermudez en 60 kV*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Obtenido de <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/3583/Cespedes%20Zu%20c3%b1iga.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Cuyutupa, J. (2013). *Diseño de la línea de transmisión Pomacocha - Carhuamayo en 220 kV*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Obtenido de <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/2961/Cuyutupa%20Gomez.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Huatuco, R. (2010). *Incremento de la confiabilidad en sistemas eléctricos de 22.9/13.2 kV mediante aislamiento de líneas*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Obtenido de <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/3595/Huatuco%20Raymundo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Leal, E. (2016). *Análisis de componentes eléctricos de potencia con Matlab*. México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10550/Tesis.pdf?sequence=1>
- Linares, M. (2013). *Métodos de protección de líneas de transmisión en 220 Kv contra descargas atmosféricas utilizando pararrayos de Línea*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. Obtenido de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/8609/1/linares_vm.pdf
- Ramírez, J., & Cano, E. (2010). *Sistemas de Puesta a tierra: Diseñado con IEEE – 80 y evaluado con MEF*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/4770/3/eduardoantoniocanoplata.2010.pdf>
- Tarazona, E. (2008). *Prácticas y uso de puestas a tierra en redes eléctricas de baja tensión; mejoramiento de las puestas a tierra – tratamiento mediante insumos químicos*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. Obtenido de <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/9907>

Toribio, A. (2015). *Análisis de Pre – operatividad de línea de transmisión Carhuaquero – Cajamarca – Norte – Caclic para su interconexión al SEIN en 220 kV*. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú. Obtenido de <http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/4546/Toribio%20S..pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ugarte, S. (2012). *Estimación de pérdidas eléctricas en baja tensión*. Costa Rica: Universidad de Costa Rica. Obtenido de https://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb2016/pb2012_022.p

Webgrafía

ABS Ingenieros S.A.C. (2010). *Modelos de cálculo de árbol de cargas – DLT CAD versión 2010*. Obtenido de <https://edoc.pub/modelos-de-calculo-arbol-cargas-pdf-free.html>

Conceptos generales de cables subterráneos. (s.f.). Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/313/A6.pdf?sequence=6>

Ferro, G. (2015). *Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna*. Obtenido de http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/electrotecnia3/corrientes_cortocircuito_sistemas_trifasicos.pdf

OLADE. (2013). *Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia con generación renovable*. Obtenido de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0322.pdf>

ANEXOS

- ✓ ANEXO A: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA 2022
- ✓ ANEXO B: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA 2026
- ✓ ANEXO C: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 2022
- ✓ ANEXO D: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS 2026
- ✓ ANEXO E: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 2022
- ✓ ANEXO F: RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 2026
- ✓ ANEXO G: RESULTADOS DE ESTIMACIONES DE ESTABILIDAD
- ✓ ANEXO H: SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE CONTROL
- ✓ ANEXO I: PLANIMETRÍA
- ✓ ANEXO J: INFORMACIÓN