Estudio de Operatividad 3

“Cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV de la LT Chilca CTM – La Planicie y Subestaciones Asociadas”

“EO-3: Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV”

Parte 01: Resumen Ejecutivo (RE)

3.0	17/06/2024	Revisión	HGM	EEGALOC	EEGALOC
2.0	14/05/2024	Revisión	HGM	EEGALOC	EEGALOC
1.0	23/02/2024	Revisión	HGM	EEGALOC	EEGALOC
Vers.	**Fecha**	**Emitido Para**	**Por**	**Revisado**	**Aprobado**
Cliente					

Estudio de Operatividad 3

"Cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV de la LT Chilca CTM – La Planicie y Subestaciones Asociadas"

"EO-3: Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV"

Parte 01: Resumen Ejecutivo (RE)

Contenido

1. GENERALIDADES 5

1.1. ANTECEDENTES 5

1.2. OBJETIVO 7

1.3. UBICACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA 7

1.4. NIVELES DE TENSIÓN Y AISLAMIENTO: 8

1.5. PUESTA EN SERVICIO 8

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 9

2.1. EQUIPAMIENTOS EJECUTADOS CON LAS ACTIVIDADES 1 Y 2 (EO1 Y EO2) 11

2.1.1. Autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM (EO1) *11*

2.1.2. Transformador Zig-Zag TZ-31 cargable asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM (EO1) *12*

2.1.3. Equipamiento del Sistema de Protecciones (EO1) *13*

2.1.4. Autotransformador de la S.E. Planicie (EO2) *14*

2.1.5. Transformador Zig-Zag asociado al Autotransformador de la S.E. Planicie (EO2) *15*

2.1.6. Parámetros de la línea L-5004 (Carabayllo - Planicie) de 500 kV *16*

2.1.7. Equipamiento para el Sistema de Protecciones (EO02) *17*

2.2. EQUIPAMIENTOS DE LA PRESENTE ACTIVIDAD 3 (EO3) 18

2.2.1. Parámetros de la línea L-5002 (Planicie - Chilca CTM) de 500 kV *18*

2.3. CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO: 18

3. CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ELÉCTRICO **19**

3.1. ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO 19

3.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 25

3.3. ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS 28

3.4. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 30

3.5. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA 30

3.6. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 31

4. UNIFILAR DEL PROYECTO **33**

Contenido de Figuras

Figura 1. Ubicación del enlace Chilca - La Planicie - Carabayllo del SEIN 8

Figura 2. Diagrama unifilar del área de influencia resaltados según las actividades (EO1, EO2 y EO3) 11

Figura 3. Parámetros eléctricos de autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM 12

Figura 4. Parámetros eléctricos del transformador zig-zag TZ-31 asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM 13

Figura 5. Diagrama unifilar de protecciones del autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM 14

Figura 6. Datos del autotransformador de potencia de 600/600/6 MVA (ONAF2) instalado en la S.E. Planicie - Parte 1/2 15

Figura 7. Datos del transformador de Zig-Zag 16

Figura 8. Características de la línea L-5004 (Carabayllo - Planicie) de 500 kV 16

Figura 9. Diagrama unifilar de protecciones del autotransformador AT134-523 de la S.E. Planicie 17

Figura 10. Características de la línea L-5002 (Planicie - Chilca CTM) de 500 kV 18

Contenido de Tablas

Tabla 1. Ubicación de las subestaciones asociadas 7

Tabla 2. Niveles de Aislamiento de la S.E. Planicie y la S.E. Chilca CTM 8

Tabla 3. Capacidad del autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM 12

Tabla 4. Capacidad del autotransformador zig-zag TZ-31 asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM 13

Tabla 5. Niveles de cortocircuito de los equipos de las subestaciones 18

Estudio de Operatividad 3

"Cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV de la LT Chilca CTM – La Planicie y Subestaciones Asociadas"

"EO-3: Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV"

Parte 01: Resumen Ejecutivo (RE)

1. Generalidades

1.1.Antecedentes

Con fecha 08 de setiembre de 2008, fue suscrito el Contrato de Concesión del SGT de la Línea de Transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal, entre el Estado Peruano y el Consorcio Transmantaro S.A., como resultado del proceso de promoción de inversión privada que Proinversión condujo en el marco de las Leyes Aplicables. Donde el Consorcio Transmantaro S.A. es la concesionaria encargada de diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir, operar y mantener la Concesión de la Línea de Transmisión en mención.

Con fecha 23 de junio del 2011, se dio inicio a la Puesta en Operación Comercial de la Línea de Transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal.

Mediante Resolución Ministerial N°575-2014-MEM/DM, del 31 de diciembre del 2014, se aprobó el Plan de Transmisión para el periodo 2015-2020, con un portafolio de diversos Proyectos vinculantes de sistemas de transmisión para desarrollarse en el corto plazo,

dentro de este portafolio incluía el Proyecto 3: "Cambio de nivel de tensión de la L.T. Chilca – La Planicie – Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende:

i) Reconfiguración de la LT Chilca - La Planicie - Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y enlaces en 500 kV a las subestaciones Chilca y Carabayllo.
ii) Segundo autotransformador 500/220 kV en la S.E. Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV.
iii) Ampliación de barras 500 kV en S.E. Carabayllo, para la conexión de la línea La Planicie – Carabayllo de 500 kV.

Asimismo, en la S.E. La Planicie se instalará un autotransformador conformado por tres unidades monofásicas de 500:√3 / 220 ± 10x1%:√3 / 33 kV de 120-160-200 MVA en etapas ONAN-ONAF1-ONAF2 con un adicional de reserva. Para la conexión a 500 kV, se construirá la barra de 500 kV de configuración interruptor y medio para la conexión de las líneas y autotransformador.

La empresa Consorcio Transmantaro S.A. ha contratado a la empresa **Estudios Eléctricos Galoc E.I.R.L.** para el análisis estacionario del comportamiento del enlace **Chilca CTM – La Planicie – Carabayllo en el cambio de tensión de 220 a 500 kV**.

De acuerdo con el plan general de energización de los proyectos Refuerzo 1 y Refuerzo 2, y carta de COES/D/DP-663-2022 para el desarrollo del Proyecto se estableció, para las energizaciones se dividió **tres actividades principales con su correspondiente Estudio de Operatividad**, tal como se muestra en la tabla.

Estudio de Operatividad	Actividad	Fecha Estimada Energización	Hidrológicos Escenarios
EO-1	Energización Segundo ATR Chilca	Primer Semestre del 2023	Avenida y Estiaje 2023
EO-2	Reconfiguración Planicie – Carabayllo y Energización de ATR Planicie	May-23	Estiaje 2023 y Avenida 2024
EO-3	Reconfiguración Planicie – Chilca	Oct-23	Estiaje 2024 y Avenida 2025

A la fecha, marzo 2023, ya se tiene concluido las actividades 1 y 2 con su respectivos Estudios de Operatividad aprobados, más aún las instalaciones se encuentran conectadas al SEIN, cuyo resumen se detalla en la tabla.

Estudio de Operatividad	Actividad	Fecha de conformidad del Estudio de Operatividad	Fecha de conexión al SEIN
EO-1	Energización Segundo ATR Chilca	26/07/2023	05.01.2024
EO-2	Reconfiguración Planicie – Carabayllo y Energización de ATR Planicie	27/07/2023	26.08.2023
EO-3	Reconfiguración Planicie – Chilca	--	--

Con la finalidad de ejecutar la Actividad 3 y su respectivo estudio de operatividad, el presente estudio tiene por finalidad desarrollar el **Estudio de Operatividad 3 (EO3)**.

1.2.Objetivo

Presentar la descripción técnica y conclusiones de los estudios eléctricos del **Estudio de Operatividad 3** (**Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV)** que forma parte del proyecto de "Cambio del Nivel de Tensión de 200 a 500 kV de la LT Chilca – Planicie – Carabayllo y Subestaciones Asociadas".

1.3.Ubicación del área de influencia

La línea de transmisión 220 kV Chilca – La Planicie – Carabayllo, recorre la costa central del Perú, cuya ubicación de las subestaciones se detalla en la tabla y en la figura 1.

Tabla 1. Ubicación de las subestaciones asociadas

Ubicación	Subestación		
	Chilca 220 kV	La Planicie 220 kV	Carabayllo 220 kV
Departamento	Lima	Lima	Lima
Provincia	Cañete	Lima	Lima
Distrito	Chilca	La Molina	Carabayllo
Altitud	16 msnm	350 msnm	300 msnm

Figura 1. Ubicación del enlace Chilca – La Planicie – Carabayllo del SEIN

1.4.Niveles de tensión y aislamiento:

De acuerdo con los resultados del análisis de coordinación de aislamiento y con lo especificado en el código nacional de electricidad, en función del nivel de tensión de la red se han definido los siguientes niveles de aislamiento:

Tabla 2. Niveles de Aislamiento de la S.E. Planicie y la S.E. Chilca CTM

Descripción	Valor asignado	Valor asignado
Tensión nominal	500 kV	220 kV
Tensión máxima	550 kV	245 kV
Tensión soportada a la frecuencia industrial	-	460 kV
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	1550 kVp	1050 kVp
Tensión asignada de soportabilidad de maniobra	1175 kV	-
Frecuencia asignada	60 Hz	60 Hz

1.5.Puesta En Servicio

La fecha de puesta en servicio del proyecto de la Actividad 3 (**Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV)** que forma parte del proyecto **"Cambio de Nivel de Tensión de**

220 a 500 kV de la LT Chilca - La Planicie - Carabayllo y Subestaciones Asociadas", está prevista para el segundo semestre del año 2024.

2. Descripción del Proyecto

De acuerdo con el plan general de energización del proyecto "Cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV de la LT Chilca CTM – Planicie – Carabayllo y subestaciones asociadas" se completó las actividades (EO1: Energización Segundo ATR Chilca) y Actividad 2 (EO2: Reconfiguración Planicie – Carabayllo de 500 kV y Energización de ATR Planicie), por ende, en esta etapa considera el desarrollo de la Actividad 3 y su correspondiente Estudio de Operatividad 3 (EO3), el cual considera la conexión de la línea L-5002 (Chilca CTM - Planicie) de 500 kV.

El Proyecto final comprende lo siguiente:

Ampliación de la S.E. Chilca 500/220 kV: Comprendió la ampliación de la subestación Chilca 500/220 kV, de configuración interruptor y medio en 500 kV y doble barra más seccionador de transferencia en 220 kV y la instalación de un nuevo autotransformador de 500/220 kV.

- Completar 01 diámetro, configuración interruptor y medio, (03 cortes) que contendrá la celda del 2do banco de autotransformadores y la celda de línea 500 kV.
- Reutilizar 01 celda de línea 220 kV para celda de transformador del 2do banco de transformadores.
- Las derivaciones de línea 500 kV, ingreso y salida de la S.E. Chilca.
- Instalación de una (01) estructura adicional (y abandono de estructura terminal existente).

Ampliación de la S.E. Carabayllo 500 kV: Comprendió la ampliación de la subestación 500/220 kV Carabayllo, de configuración interruptor y medio de 500 kV el cual incluye:

- Completar el diámetro existente configuración interruptor y medio (completar 01 corte) que contendrá la nueva celda de la línea 500 kV
- Las derivaciones de línea 500 kV, ingreso y salida de la SE Carabayllo.
- Instalación de dos (02) estructuras adicionales (y abandono de estructuras existentes).

Enlaces en 500 kV a las S.E. La Planicie: Se consideró la construcción de las celdas de 500 kV y 220 kV para la conexión de las líneas de 500 kV y transformador 500/220 kV.

Liberar espacios (04 celdas línea 220 kV) para ampliación patio 500 kV.

- Instalar un (1) banco de autotransformadores conformado por tres unidades monofásicas de 500:√3 / 220 ± 10x1%:√3 / 33 kV de 120-160-200 MVA en etapas ONAN-ONAF1-ONAF2 con un adicional de reserva.
- Implementación de dos (2) diámetros en 500 kV (5 cortes) en configuración interruptor y medio con tecnología tipo GIS con reserva (01 corte) para conexión de un 2do banco de autotransformadores.
- Extensión de barra 220 kV S.E. La Planicie existente con equipamiento tipo GIS, con implementación de una (1) celda para conexión del banco de transformadores y reserva para futura conexión de un 2do banco de autotransformadores.
- Obras civiles asociadas, talud de protección y muro de cerramiento de la ampliación S.E. La Planicie en 500 kV

Conversión de 220 a 500 kV la LT Chilca – La Planicie – Carabayllo: La línea Chilca – La Planicie – Carabayllo (en doble terna), que fue energizada en 220kV, se convertirá en un enlace de 500 kV de simple terna.

En la figura se ilustra el diagrama unifilar según las actividades y su correspondiente estudio de operatividad (EO1, EO2 y EO3).

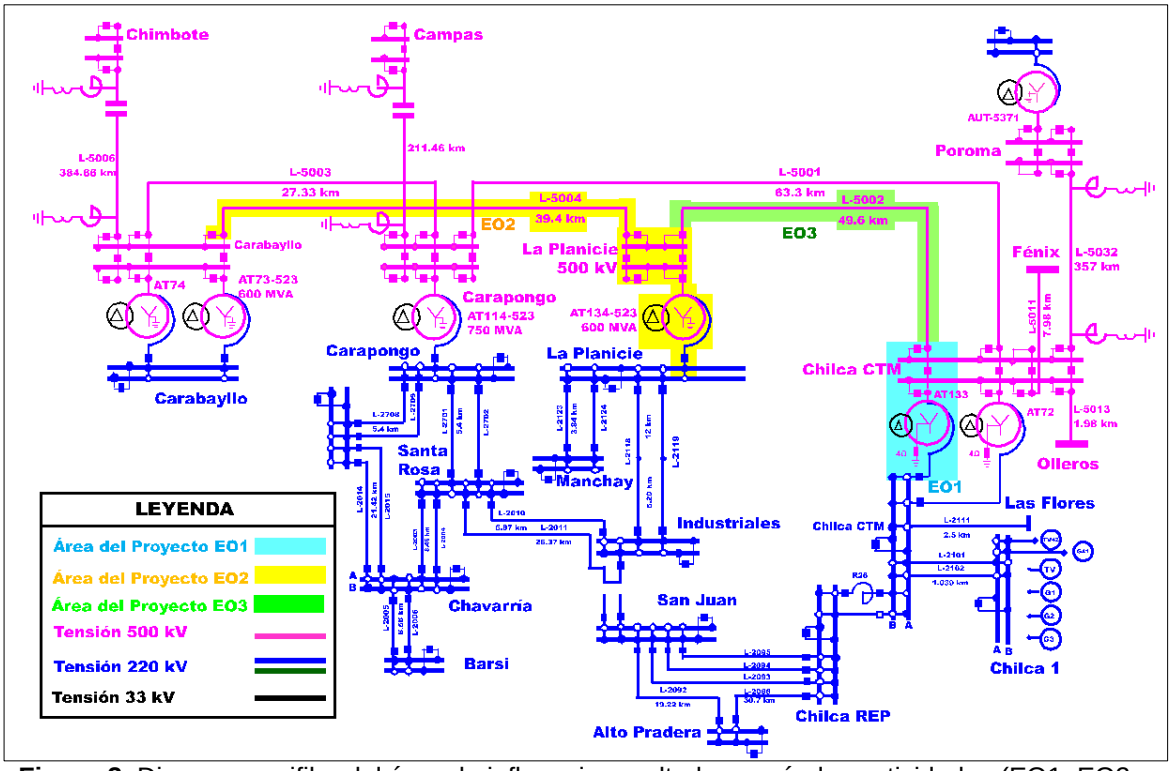


Figura 2. Diagrama unifilar del área de influencia resaltados según las actividades (EO1, EO2 y EO3)

2.1.Equipamientos ejecutados con las actividades 1 y 2 (EO1 y EO2)

2.1.1. Autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM (EO1)

En las figuras y tablas se muestran las características de los equipos.

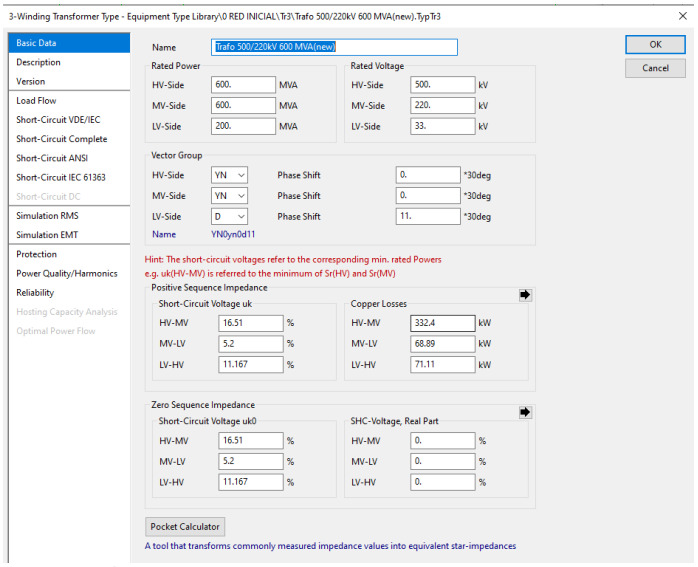


Figura 3. Parámetros eléctricos de autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM

Tabla 3. Capacidad del autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM

Refrigeración	Capacidad del autotransformador [MVA]			
	500 kV	220 kV	33 kV	
			Permanente	Cortocircuito
ONAN	360	360	3.6	120
ONAF1	480	480	4.8	160
ONAF2	600	600	6.0	200

2.1.2. Transformador Zig-Zag TZ-31 cargable asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM (EO1)

En la figura se muestra las características del equipo.

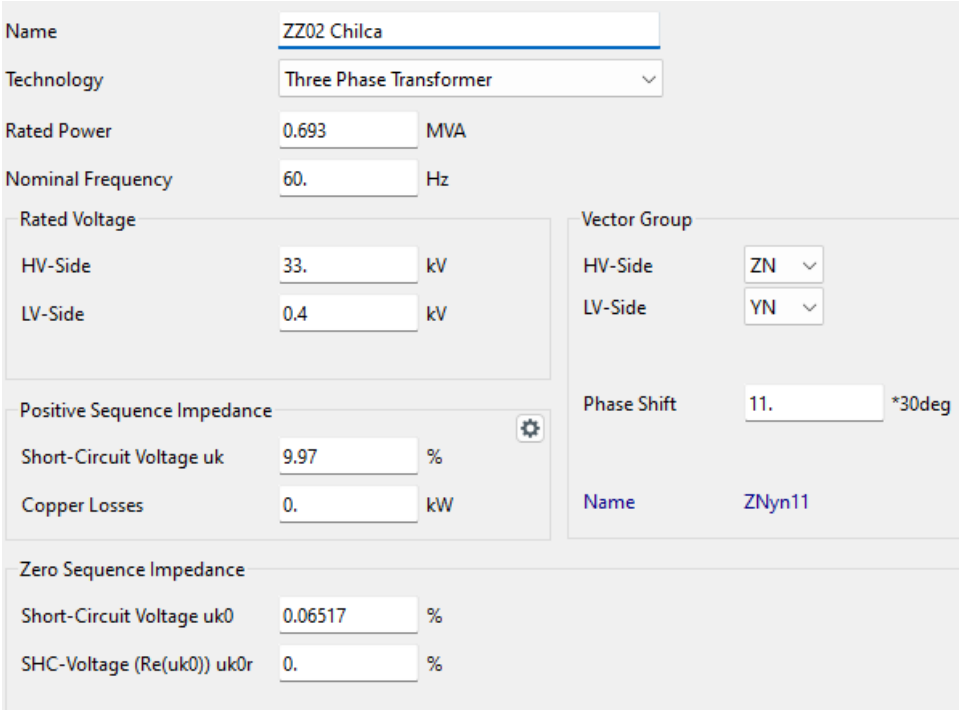


Figura 4. Parámetros eléctricos del transformador zig-zag TZ-31 asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM

Tabla 4. Capacidad del autotransformador zig-zag TZ-31 asociado al autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM

Características	SSAA + Desbalance permanente	SSAA
Tensión [kV]	33+(+2/-4)x2.5%	0.38
S [kVA]	757.26	300
In [A]	13.25	455.80

2.1.3. Equipamiento del Sistema de Protecciones (EO1)

El autotransformador está protegido con dos relés Siemens modelo 7UT87. La función diferencial de corriente (87T) está cableada mediante tres señales de corriente cuya relación habilitada en el relé es: **1000/1A** para el devanado de 500 kV, **2500/1A** para la señal de corriente del lado de 220 kV y **200/1A** del lado de 33 kV (bujes del transformador Zig-Zag).

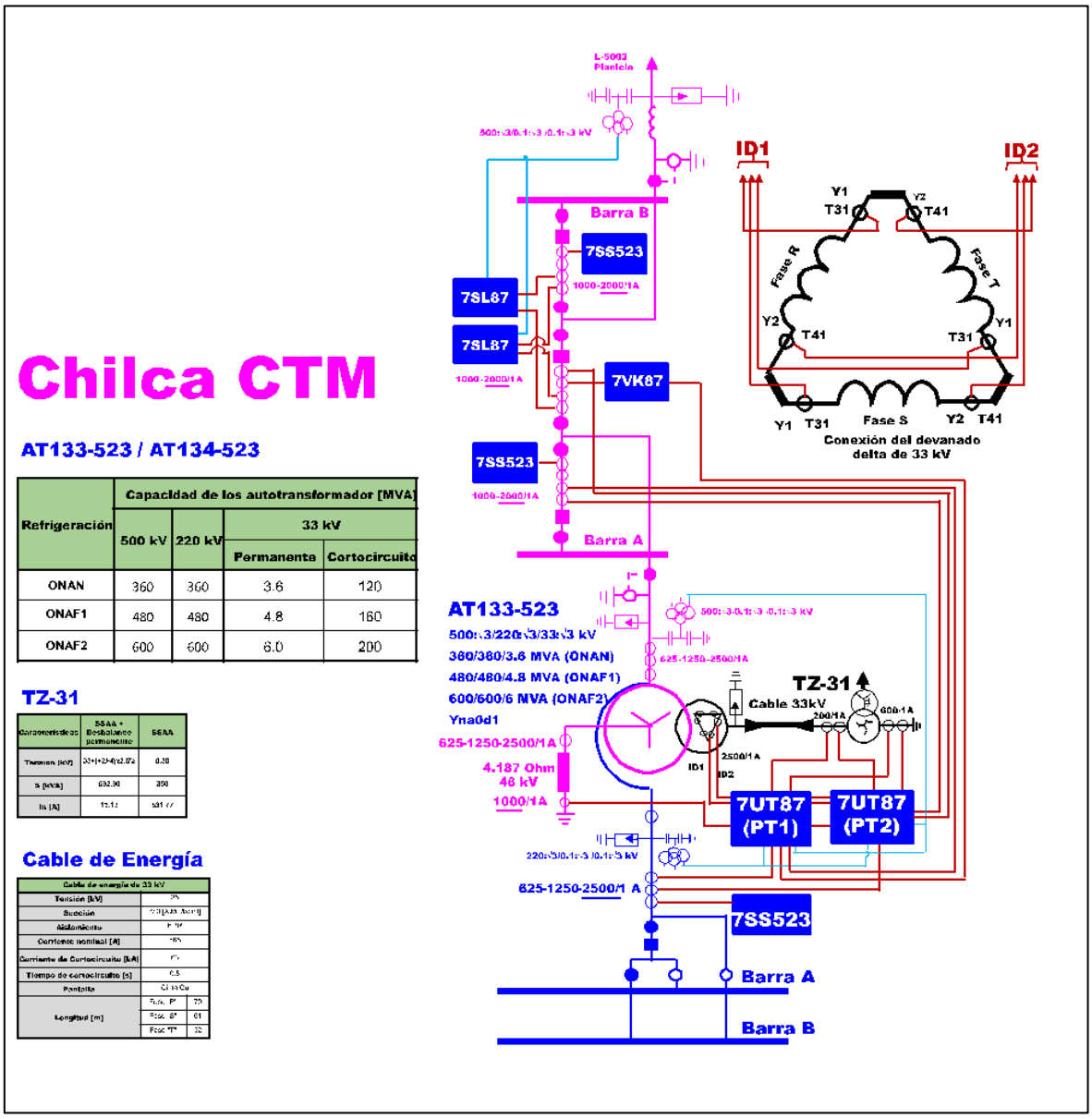


Figura 5. Diagrama unifilar de protecciones del autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM

2.1.4. Autotransformador de la S.E. Planicie (EO2)

En las figuras y tablas se muestra las características de los equipos.

Transformer type	3 windings / core type	
Number of phases	Single phase	
Rated frequency	60Hz	
Rated power	ONAN	120 / 120 / 1.2 MVA
	ONAF1	160 / 160 / 1.6 MVA
	ONAF2	200 / 200 / 2 MVA
Rated Voltage	500/√3 / 220/√3 / 33 kV	
Tap Range	500/√3 / (220/√3±10×1%) / 33 kV	
Connection Symbol	Ia0i0 (Single phase) YNa0d1 (When in bank)	
Insulation Levels	H.V SI 1300 / LI 1550 / LIC 1705 / AC 680 kV	
	H2X2 LI 250 / AC 95 kV	
	X.V LI 1050 / LIC 1155 / AC 460 kV	
	Y.V LI 250 / LIC 275 / AC 95 kV	
Type of cooling	ONAN / ONAF1 / ONAF2	

Test items		Standard or Technology agreement			Measured value
Measurement of short-circuit impedance and load loss (Routine test)	z_{75} [%] At 200 MVA				
		Guaranteed Value	Tolerance	Calculated Value	Deviation
	H.V-X.V	tap 1	14.10	±5%	14.24	+0.99%
		tap 11B	16.00	±5%	16.16	+1.00%
		tap 21	18.90	±5%	19.40	+2.65%
	z_{75} [%] At 200 MVA				
	X.V-Y.V	tap 1	-	-	50.15	-
		tap 11B	47.90	±5%	49.36	+3.05%
		tap 21	-	-	49.19	-
	H.V-Y.V	-	66.30	±5%	67.63	+2.01%
	P_{k75} [W] At actual capacity				
	P_k(W)	Guaranteed Value	Tolerance	Calculated Value	Deviation
	H.V-X.V	tap 1	-	-	321121	-
		tap 11B	340000	+0%	337576	-0.71%
		tap 21	-	-	409598	-
	X.V-Y.V	tap 1	-	-	217	-
		tap 11B	248000	+0%	219	-99.91%
		tap 21	-	-	228	-
	H.V-Y.V	-	246000	+0%	226	-99.91%

Protocolo de Pruebas

Name: Trafo 500/220kV 600 MVA(Planicie)

Rated Power			Rated Voltage		
HV-Side	600.	MVA	HV-Side	500.	kV
MV-Side	600.	MVA	MV-Side	220.	kV
LV-Side	6.	MVA	LV-Side	33.	kV

Vector Group				
HV-Side	YN	Phase Shift	0.	*30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	0.	*30deg
LV-Side	D	Phase Shift	1.	*30deg
Name	YN0yn0d1			

Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers
e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)

Positive Sequence Impedance					
Short-Circuit Voltage uk			Copper Losses		
HV-MV	16.16	%	HV-MV	1012.73	kW
MV-LV	0.4936	%	MV-LV	0.0657	kW
LV-HV	0.6763	%	LV-HV	0.0678	kW

Zero Sequence Impedance					
Short-Circuit Voltage uk0			SHC-Voltage, Real Part		
HV-MV	16.16	%	HV-MV	0.	%
MV-LV	0.4936	%	MV-LV	0.	%
LV-HV	0.6763	%	LV-HV	0.	%

DIgSILENT

Figura 6. Datos del autotransformador de potencia de 600/600/6 MVA (ONAF2) instalado en la S.E. Planicie – Parte 1/2

	Before dielectric test				
Measurement of no-load loss and current-Before dielectric test (Special test)	P_0 (W)	Guaranteed Value	Tolerance	Calculated Value	Deviation
	90%Ur	59000	Reference	51170	-13.27%
	100%Ur	77000	+0%	66603	-13.50%
	110%Ur	115000	Reference	105446	-8.31%
	I_0 (%)	Guaranteed Value	Tolerance	Calculated Value	Deviation
	90%Ur	-	-	0.04	-
	100%Ur	0.5	+0%	0.04	-92.00%
	110%Ur	-	-	0.20	-

Protocolo de Pruebas

General | Tap Dependent Impedance | Saturation | Advanced

Tap HV-Side			Magnetising Impedance		
Add. Voltage per Tap	0.	%	Position	Star Point	
Phase of du	0.	deg	No Load Current	0.04	%
Neutral Position	0		No Load Losses	66.603	kW
Min. Position	0				
Max. Position	0				

Tap MV-Side			Zero Sequence Magnetising Impedance		
Add. Voltage per Tap	1.	%	Position	Star Point	
Phase of du	0.	deg	No Load Current	0	%
Neutral Position	0		Mag. R/X	0.	
Min. Position	-10				
Max. Position	10				

DIgSILENT

Figura 7. Datos del Autotransformador de potencia de 600/600/6 MVA (ONAF2) a instalar en la S.E. Planicie – Parte 2/2

2.1.5. Transformador Zig-Zag asociado al Autotransformador de la S.E. Planicie (EO2)

En la figura se muestra las características de los equipos.

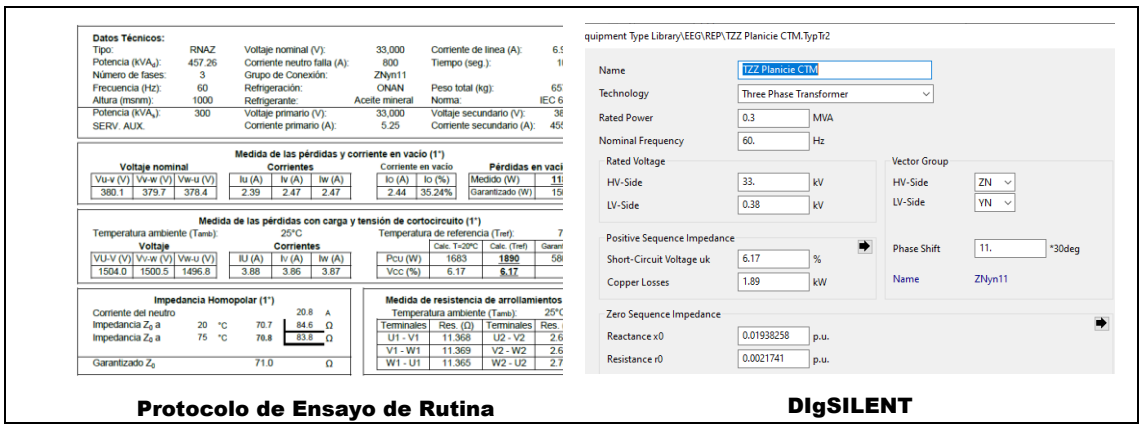


Figura 7. Datos del transformador de Zig-Zag

2.1.6. Parámetros de la línea L-5004 (Carabayllo – Planicie) de 500 kV

La línea de transmisión se encuentra modelado de acuerdo con sus características de los conductores y su distribución geométrica.

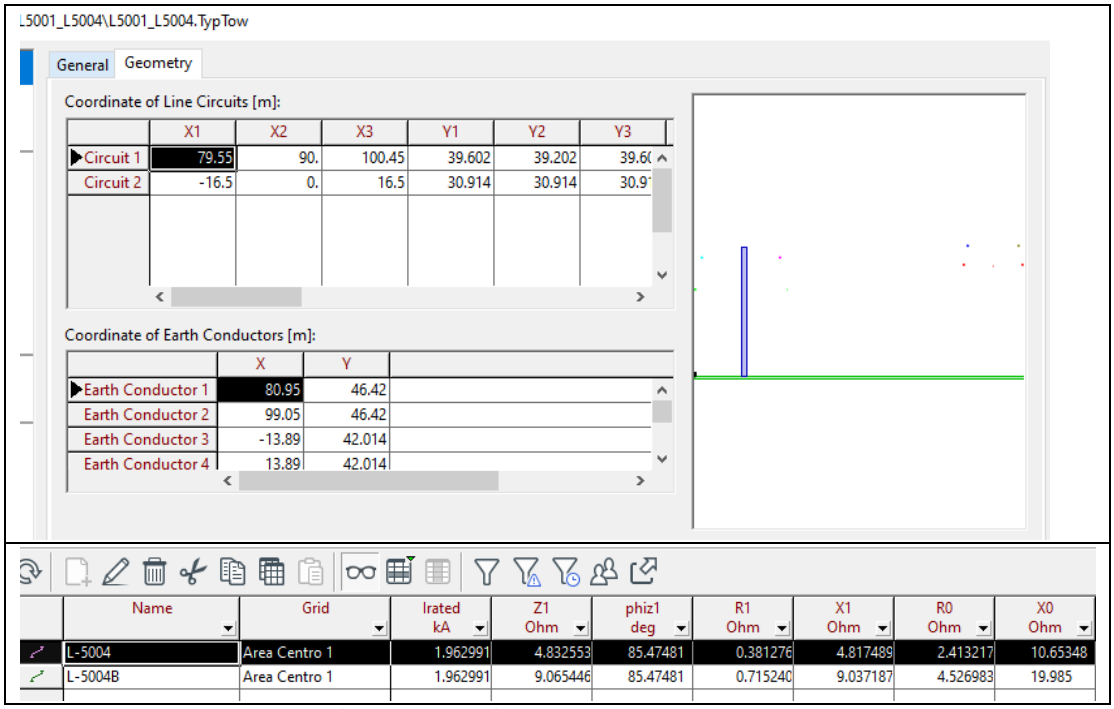


Figura 8. Características de la línea L-5004 (Carabayllo – Planicie) de 500 kV

2.1.7. Equipamiento para el Sistema de Protecciones (EO02)

En la figura se muestran los modelos de los relés que se instalarán con el Proyecto en la S.E. Planicie. El autotransformador estará protegido por dos relés Siemens modelo 7UT87. En la figura se muestra el diagrama unifilar de protecciones con proyecto.

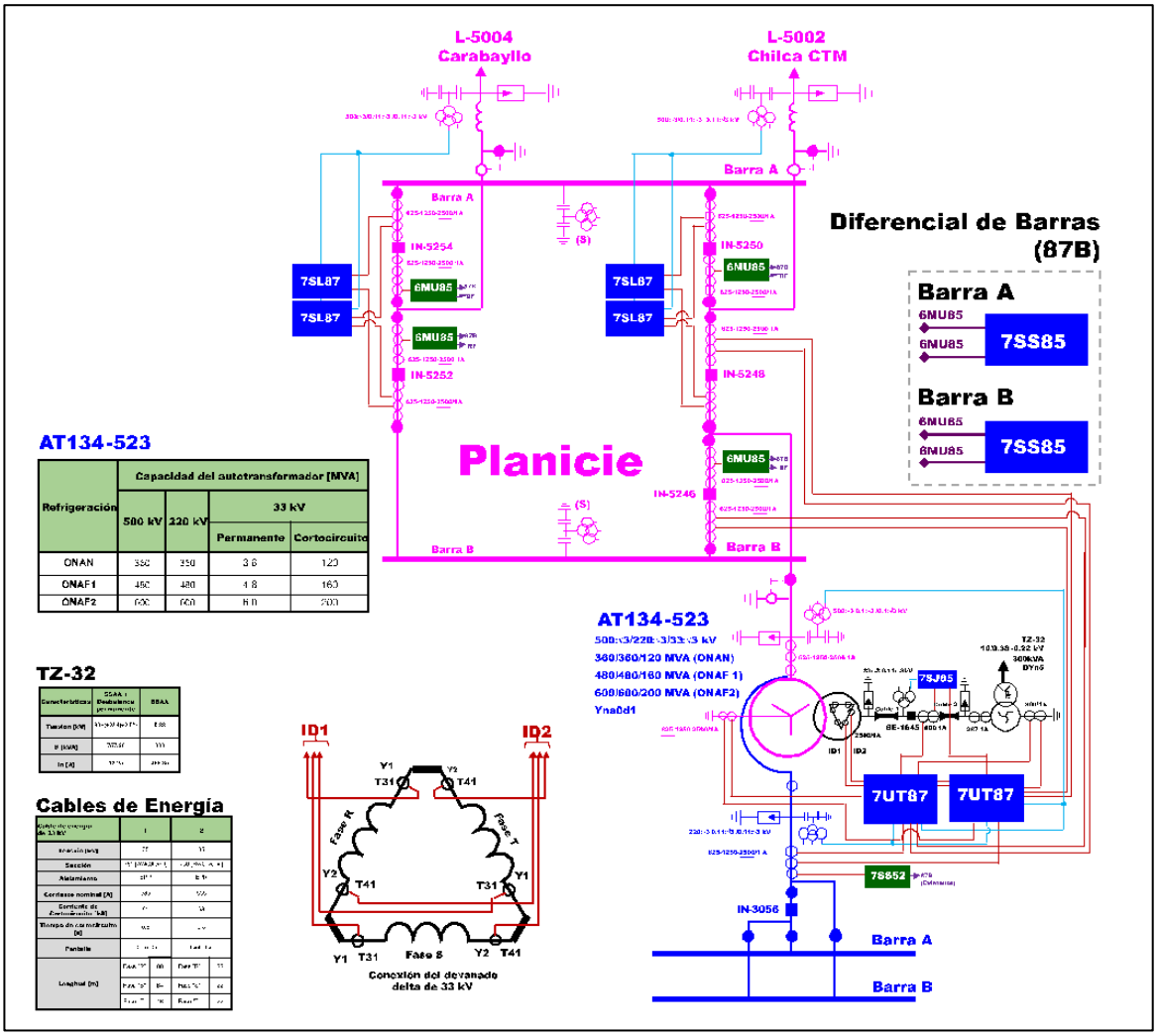


Figura 9. Diagrama unifilar de protecciones del autotransformador AT134-523 de la S.E. Planicie

2.2. Equipamientos de la presente Actividad 3 (EO3)

Con la presente etapa de proyecto se pondrá en servicio la línea L-5002 (Planicie – Chilca CTM) de 500 kV.

2.2.1. Parámetros de la línea L-5002 (Planicie – Chilca CTM) de 500 kV

La línea de transmisión se encuentra modelado de acuerdo con sus características de los conductores y su distribución geométrica

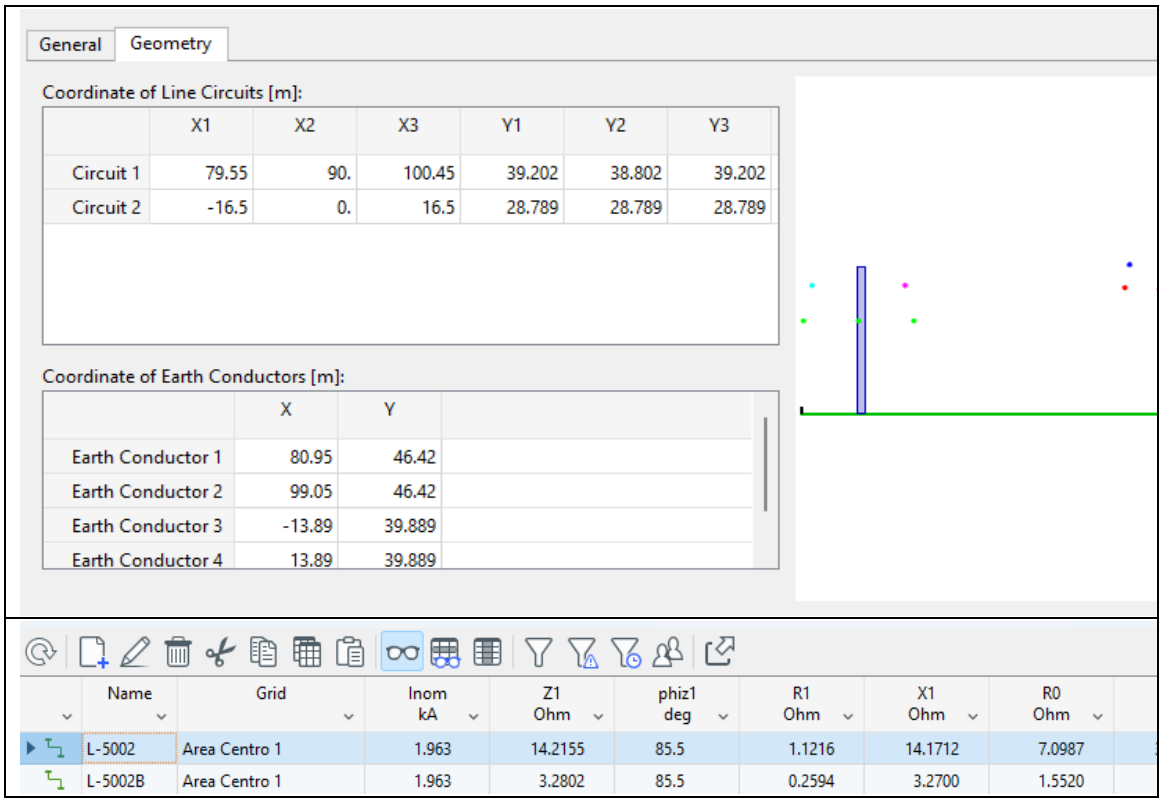


Figura 10. Características de la línea L-5002 (Planicie – Chilca CTM) de 500 kV

2.3. Capacidad de cortocircuito:

El nivel de cortocircuito de los equipos de las subestaciones La Planicie y Chilca CTM es:

Tabla 5. Niveles de cortocircuito de los equipos de las subestaciones

Subestación	Nivel de cortocircuito de los equipos [kA]	
	500 kV	220 kV
La Planicie	40	63

Subestación	Nivel de cortocircuito de los equipos [kA]	
	500 kV	220 kV
Chilca CTM	40	63

3. Conclusiones del Estudio Eléctrico

Se realizó en análisis de flujo de carga, cortocircuito, análisis de transitorios electromagnéticos y coordinación de protecciones de las cuales se concluye:

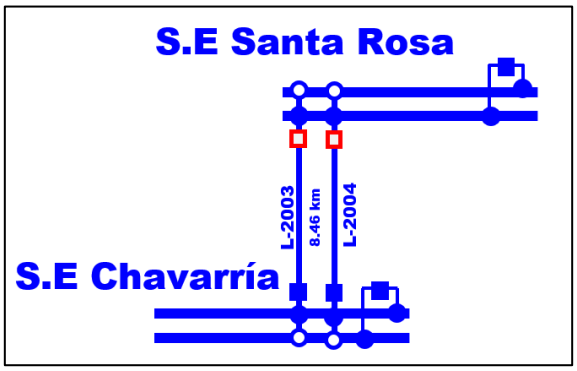
3.1. Estudio de Estado Estacionario

El análisis de flujo de Carga en operación normal y contingencia para los escenarios de estiaje (2024) y avenida (2025) tiene por finalidad evaluar el caso **Sin Proyecto** y **Con Proyecto**, con la finalidad de evaluar el impacto que genera la ejecución de la etapa del **Proyecto** que consiste en la "Reconfiguración Planicie – Chilca CTM de 500 kV". Asimismo, se analiza la configuración Con Proyecto con las líneas L-2011 y L-2018 en baipás con el acoplamiento de barras de la S.E. Industriales de 220 kV cerrado. Del análisis de flujo de carga se concluye lo siguiente:

RESULTADOS EN OPERACIÓN NORMAL (CONDICIÓN N):

Adicionalmente, se realiza el análisis para el caso Con Proyecto con la siguiente configuración:

- **Con Proyecto L-2003 y L-2004 F.S.:** desconexión de las líneas L-2003 y L-2004 (Chavarría – Santa Rosa) de 220 kV



Perfil de tensión:

Del perfil de tensión entre los casos **Sin Proyecto y Con Proyecto** se evidencia que las barras del sistema de transmisión se encuentran dentro de las tensiones permitidas de operación [0.90 – 1.075 p.u.]. Asimismo, determina que el ingreso del Proyecto, no aportan con una variación significativa en el perfil de tensión con respecto al caso **Sin proyecto**.

En las siguientes tablas se muestran los máximos y mínimos valores obtenidos en el perfil de tensión del área de influencia.

Casos	Máximo valor de tensión (p.u.)	Escenario	Tensión	Barra
Sin Proyecto	1.034	Est2024Max	227	Industriales
Con Proyecto	1.039	Ave2025Min	227	Industriales

Casos	Mínimo valor de tensión (p.u.)	Escenario	Tensión	Barra
Sin Proyecto	0.966	Est2024Med	227	Industriales
Con Proyecto	0.971	Est2024Med	227	Industriales

Cargabilidad por las líneas:

La cargabilidad de las Líneas L-2018, L-2211, L2088 y L-2010 sobrepasan el 100% de su capacidad. Sin embargo, Con el ingreso del Proyecto se mejora la cargabilidad de las líneas, (ver tabla).

Orden	Sin Proyecto			Con Proyecto		
	Cargabilidad (%)	Línea	Escenario	Cargabilidad (%)	Línea	Escenario
1	117.40	L-2018	Est2024Max	92.87	L-2088	Est2024Med
2	117.39	L-2011	Est2024Max	89.13	L-2051	Ave2025Max
3	117.20	L-2010	Est2024Max	88.89	L-2088	Est2024Max
4	110.26	L-2018	Est2024Med	81.92	L-2051	Ave2025Min
5	110.25	L-2011	Est2024Med	79.82	L-2093_a	Est2024Med
6	110.04	L-2010	Est2024Med	78.75	L-2093	Est2024Med
7	109.46	L-2088	Est2024Med	77.79	L-2094	Est2024Med
8	105.43	L-2088	Est2024Max	77.79	L-2095	Est2024Med
9	101.50	L-2018	Est2024Min	76.88	L-2093_a	Est2024Max
10	101.49	L-2011	Est2024Min	75.83	L-2093	Est2024Max
11	101.31	L-2010	Est2024Min	75.55	L-2051	Ave2025Med

Cargabilidad por los transformadores:

Para todos los casos de análisis, la cargabilidad por los transformadores es inferior al 100% de su capacidad (ver tabla).

Orden	Sin Proyecto			Con Proyecto		
	Cargabilidad (%)	Transformador	Escenario	Cargabilidad (%)	Transformador	Escenario
1	95.97	AUT-5371	2024EstMax	94.23	AUT-5371	2024EstMax
2	92.05	AUT-5371	2024EstMin	90.22	AUT-5371	2024EstMin
3	86.98	AUT-5371	2024EstMed	85.31	AUT-5371	2024EstMed
4	81.77	AUT-5371	2025AveMax	83.32	AT133-523	2024EstMax
5	72.97	AUT-5371	2025AveMin	81.43	AUT-5371	2025AveMax

RESULTADOS EN OPERACIÓN EN CONTINGENCIA (CONDICIÓN N-1):

Se realizaron las siguientes contingencias:

Contingencias	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01_L-5001 (Chilca - Carapongo) de 500 kV	✓	✓
C02_L-5032 (Chilca - Poroma) de 500 kV	✓	✓
C03_L-5003 (Carapongo - Carabayllo) de 500 kV	✓	✓
C04_L-2003 (Chavarría - Santa Rosa) de 220 kV	✓	✓
C05_L-2011 (Santa Rosa - San Juan) de 220 kV	✓	✓
C06_L-2093 (San Juan - Chilca REP) de 220 kV	✓	✓
C07_AT 114-523 (Autotransformador de Carapongo) de 500/220 kV	✓	✓
C08_AT72-523 (Autotransformador de Chilca CTM) de 500/220 kV	✓	✓
C09_AT73-523 (Autotransformador de Carabayllo) de 500/220 kV	✓	✓
C10_LT_ Campas Carapongo de 500 kV	✓	✓
C11_LT_ Campas Colcabamba de 500 kV	✓	✓
C12_Desconexión del ATR Planicie	☒	✓
C13_L-5002 (Planicie – Chilca CTM) de 500 kV	☒	✓
C14_L-5004 (Planicie – Carabayllo) de 500 kV	✓	✓

En las contingencias analizadas se tiene lo siguiente:

Perfil de tensión:

Ante las diferentes contingencias, la tensión en las barras de 500 kV y 220 kV, **Sin Proyecto y Con Proyecto**, se encuentran dentro de las tolerancias admisibles [0.90-1.075 p.u.].

Cargabilidad por las líneas:

Ante todas las contingencias para el caso **Sin Proyecto** se evidencia cargabilidades por encima del 120%. Sin embargo, con el ingreso del proyecto se evidencia una mejora en la cargabilidad menor al 120% de su capacidad.

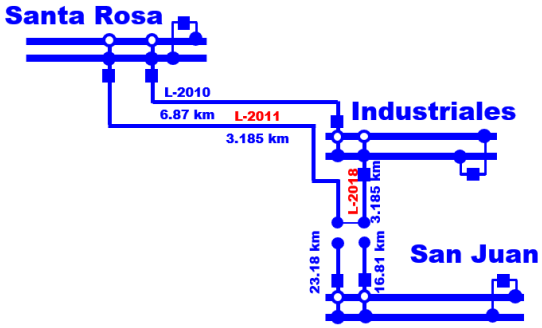
Cargabilidad por los transformadores:

- Para las contingencias C01, C04, C05, C06, C07, C09, C10, C11, C13 y C14 en los diferentes casos de análisis, la cargabilidad por los transformadores es inferior al 100% de su capacidad.
- Ante la contingencia **C02** que presenta sobrecarga en el escenario de estiaje máximo y mínimo del año 2024 en el **AUT-5371** de la S.E. Poroma en todos los casos analizados, por lo tanto, esta situación es ajeno al proyecto.
- Ante la contingencia **C03** registra sobrecarga para el caso **Sin Proyecto** en el escenario de estiaje Media y mínimo del año 2024 en el **AT114-623** de la S.E. Carapongo Sin embargo con el ingreso del proyecto se mejora la cargabilidad menor del 100% de su capacidad.
- Ante la contingencia **C08** registra sobrecarga para el caso **Con Proyecto** en los escenarios de Estiaje Máxima, Media y Mínima del año 2024 en **AT133-523** de la S.E. Chilca CTM con una cargabilidad Máxima de **126.09%.** Para mitigar la sobrecarga del autotransformador de la S.E. Chilca CTM, registrado en el caso **con Proyecto**, se implementará el ***Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrecarga del Autotransformador*** (**EDAGSAT**).
- Ante la contingencia **C12** registra sobrecarga para los casos **Sin Proyecto** y **Con Proyecto** en el escenario de Estiaje Máxima del año 2024 en los transformadores **TR3-SR** y **TR4-SR** de la S.E. Santa Rosa con una cargabilidad Máxima de **146.58%.** Ante la contingencia **C12** se registra sobrecarga para los casos **Sin Proyecto** y **Con Proyecto** en el escenario de Estiaje Máxima del año 2024 en los transformadores **TR3-SR** y **TR4-SR** de la S.E. Santa Rosa con una cargabilidad Máxima de **146.58%.** Para mitigar la sobrecarga registrada, se implementará el Esquema de Desconexión Automática de carga por Sobrecarga de los transformadores o cierre del acoplamiento de 220 kV de la S.E. Industriales. ***De acuerdo con la evaluación de la implementación se opta por el cierre del acoplamiento de 220 kV de la S.E. Industriales***.

RESULTADOS EN OPERACIÓN NORMAL ADICIONAL I (CONDICIÓN N):

Adicionalmente, se realiza el análisis para el caso Con Proyecto en las siguientes configuraciones:

- **Con Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás:** Configuración Con Proyecto con las líneas L-2011 y L-2018 conectadas en Baipás.



Perfil de tensión Adicional I:

Del perfil de tensión para el caso Con **Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás** se encuentran dentro del margen de la operación del ± 2.5% de la tensión de referencia,

Cargabilidad por las líneas Adicional I:

La cargabilidad de las líneas para el caso Con **Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás,** se encuentran inferior al 100% de su capacidad.

Cargabilidad por los transformadores Adicional I:

La cargabilidad por los transformadores es inferior al 100% de su capacidad.

RESULTADOS EN OPERACIÓN EN CONTINGENCIA ADICIONAL I (CONDICIÓN N-1):

Se realizaron las siguientes contingencias:

Contingencias	Con Proyecto (L-2011 & L-2018 en Bypass)
C01_L-5001 (Chilca - Carapongo) de 500 kV	✓
C02_L-5032 (Chilca - Poroma) de 500 kV	✓
C03_L-5003 (Carapongo - Carabayllo) de 500 kV	✓
C04_L-2003 (Chavarría - Santa Rosa) de 220 kV	✓
C05_L-2011 (Santa Rosa - San Juan) de 220 kV	✓
C06_L-2093 (San Juan - Chilca REP) de 220 kV	✓
C07_AT 114-523 (Autotransformador de Carapongo) de 500/220 kV	✓

Contingencias	Con Proyecto (L-2011 & L-2018 en Bypass)
C08_AT72-523 (Autotransformador de Chilca CTM) de 500/220 kV	✓
C09_AT73-523 (Autotransformador de Carabayllo) de 500/220 kV	✓
C10_LT_ Campas Carapongo de 500 kV	✓
C11_LT_ Campas Colcabamba de 500 kV	✓
C12_Desconexión del ATR Planicie	✓
C13_L-5002 (Planicie – Chilca CTM) de 500 kV	✓
C14_L-5004 (Planicie – Carabayllo) de 500 kV	✓

En las contingencias analizadas se tiene lo siguiente:

Perfil de tensión:

Ante las diferentes contingencias, la tensión en las barras de 500 kV y 220 kV, para el Caso **Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás,** se encuentran dentro de las tolerancias admisibles [0.90-1.075 p.u.].

Cargabilidad por las líneas:

La cargabilidad de las líneas para el caso Con **Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás,** ante las diferentes contingencias se encuentran inferior al 120% de su capacidad. Excepto la **Contingencia 05** que registra una sobre carga superior a la capacidad al 120% en la línea L-2010 (Santa Rosa - Industriales).

Cargabilidad por los transformadores:

- Para las contingencias C01, C03, C04, C05, C06, C07, C09, C10, C11, C12, C13 y C14 en las diferentes configuraciones, la cargabilidad por los transformadores es inferior al 100% de su capacidad.
- Ante la contingencia **C02** se presenta sobrecarga en el escenario de estiaje máximo y mínimo del año 2024 en el **AUT-5371** de la S.E. Poroma para el Caso **Proyecto L-2011 y L-2018 en Baipás.**
- Ante la contingencia **C08** registra sobrecarga en **AT133-523** de la S.E. Chilca CTM. Para mitigar la sobrecarga del autotransformador de la S.E. Chilca CTM, registrado en ambas configuraciones con proyecto, se implementará el ***Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobrecarga del Autotransformador*** (**EDAGSAT**).

MANIOBRAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO:

Con los equipos del Proyecto se dispone de flexibilidad para la conexión de los equipos las cuales se validaron mediante flujo de carga, por ejemplo, se podría realizar las siguientes maniobras:

- Energización de la línea L-5002 (Carabayllo – La Planicie) de 500 kV desde la barra de 500 kV de la S.E. Chilca CTM.
- Energización de la línea L-5002 (Carabayllo – La Planicie) de 500 kV desde la barra de 500 kV de la S.E. La Planicie.

En ambos casos las diferencias de tensión son menores al 10% y la diferencia angular es 20°.

Las maniobras del cierre de los interruptores de 220 kV de las subestaciones Chilca CTM, Chilca 1 y Chavarría no genera un riesgo para la operación y los equipos del área de influencia.

TENSIÓN DE OPERACIÓN:

La tensión de la barra de 220 kV de la S.E. La Planicie se controlará con el TAPs de los autotransformadores de la S.E. Planicie. Con la finalidad de no afectar las tensiones de las instalaciones de Luz del Sur, se recomienda mantener la **tensión de operación** (**tensión de referencia**) de la barra de 220 kV de la S.E. Planicie en 227 kV.

3.2. Estudio de Cortocircuito

El análisis de cortocircuito realizado en el presente Estudio tiene por finalidad evaluar el impacto que generara el Proyecto “Reconfiguración Planicie – Chilca CTM, de las cuales se resume lo siguiente:

- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 500 kV de la S.E. La Planicie, **Sin Proyecto**, es de **7.8** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **11.53** kA y **11.54** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra sin Proyecto es de 7.79 kA para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto** es de **11.84** kA.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 220 kV de la S.E. La Planicie, **Sin Proyecto**, es de **9.94** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de 11.18 kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de 13.84 kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de 15.39 kA.

- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 33 kV de la S.E. La Planicie, **Sin Proyecto**, es de **15.33** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **15.78** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de **0.83** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de 0.82 kA.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 500 kV de la S.E. Chilca CTM, **Sin Proyecto**, es de **13.90** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **15.59** kA y **15.54** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de 15.65 kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **17.59** kA y **17.55** kA.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 220 kV de la S.E. Chilca CTM, **Sin Proyecto**, es de **32.62** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **34.01** kA y **34.03** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de **39.20** kA, para el caso **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **40.47** kA y **40.48** kA.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 220 kV de la S.E. Chilca Uno, **Sin Proyecto**, es de **29.66** kA, **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **32.95** kA y **32.97** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de **33.90** kA, **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **39.23** kA y **39.24** kA.
- ✓ La máxima corriente de cortocircuito por fase en la barra de 220 kV de la S.E. Chavarría , **Sin Proyecto**, es de **25.60** kA, **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **24.79** kA y **30.88** kA. Asimismo, la máxima corriente de cortocircuito por tierra **Sin Proyecto** es de **29.82** kA, **Con Proyecto** y **Con Proyecto Adicional** es de **30.56** kA y **38.31** kA.

En la tabla se muestra los niveles de corriente de cortocircuito asi como las capacidades de cada interruptor.

Subestación	Tensión de Referencia [kV]	Barra	Tensión de Referencia	Fases (Icc)			Tierra (3*I0)			Nivel de Cortocircuito (kA)
				Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto Adicional I	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto Adicional I	
Carabayllo	500	CARABAYLLO 500B	500	11.42	12.79	12.81	11.73	12.93	12.93	40
	220	CARABAYLLO 220A	220	24.18	24.72	25.47	30.01	30.71	31.31	63
Carapongo	220	CARAPONGO 500A	500	12.80	13.32	13.32	12.92	13.33	13.33	40

Subestación	Tensión de Referencia [kV]	Barra	Tensión de Referencia	Fases (Icc)			Tierra (3*I0)			Nivel de Cortocircuito (kA)
				Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto Adicional I	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto Adicional I	
	220	CARAPONGO 220A	216	26.80	27.02	27.06	29.11	29.25	29.30	63
Chilca CTM	500	CHILCA CTM 500A	500	13.90	15.59	15.54	15.65	17.59	17.55	40
	220	CHILCA CTM 220A	220	32.62	34.01	34.03	39.20	40.47	40.48	63
	220	CHILCA CTM 220B	220	29.57	34.01	34.03	34.50	40.47	40.48	63
Poroma	500	POROMA 500B	500	6.25	6.26	6.26	5.57	5.55	5.55	40
	220	POROMA 220A	220	9.45	9.48	9.48	12.62	12.64	12.64	63
San Juan	220	SAN JUAN 220A	214	24.57	22.87	24.22	25.89	24.74	25.53	63
La Planicie	500	LA PLANICIE 500B	500	7.80	11.53	11.54	7.79	11.84	11.84	31.5
	220	LA PLANICIE 220B	220	9.94	11.18	11.18	13.84	15.39	15.39	63
	33	LA PLANICIE 33	33	15.33	15.78	15.78	0.83	0.82	0.82	63
Industriales	220	INDUSTRIALES 1 220B	220	17.69	16.36	18.82	15.38	14.46	16.23	40
	220	INDUSTRIALES 1 220B	220	17.69	16.36	18.82	15.38	14.46	16.23	40
Santa Rosa	220	SANTA ROSA 220A	220	25.69	22.76	29.42	29.60	25.83	34.48	40
	220	SANTA ROSA 220B	220	25.69	22.76	29.42	29.60	25.83	34.48	40
Manchay	220	MANCHAY 220A	220	9.75	10.93	10.93	13.60	15.08	15.08	40
Pachacutec	220	PACHACUTEC 220A	220	8.83	9.80	9.80	12.46	13.70	13.70	--
Los Sauces	220	LOS SAUCES 220A	220	8.71	9.63	9.63	11.89	13.02	13.02	--
San Luis	220	SAN LUIS LDS 220A	220	8.56	9.45	9.45	11.69	12.80	12.80	--
Progreso	220	PROGRESO 220A	220	8.53	9.43	9.43	12.04	13.19	13.19	--
Malvinas	220	MALVINAS 220B	224	11.93	11.98	12.13	11.06	11.12	11.22	
Mirador	220	MIRADOR 220A	220	15.09	15.21	15.50	14.60	14.75	14.95	
Chavarría	220	CHAVARRIA 220A	220	25.60	24.79	30.88	29.82	30.56	38.31	40
	60	CHAVARRIA 60A	60	36.13	35.80	36.90	47.56	47.40	48.44	--
Chilca UNO	220	CHILCA UNO 220A	220	29.66	32.95	32.97	33.90	39.23	39.24	--
	220	CHILCA UNO 220B	221	27.29	32.95	32.97	31.16	39.23	39.24	--
Chilca REP	220	CHILCA REP 220A	220	32.62	27.86	28.50	39.20	33.04	33.48	--
Asia	220	ASIA 220	220	8.09	7.78	7.84	6.48	6.31	6.34	--
Balnearios	60	BALNEARIOS 60A	60	31.23	29.70	30.15	45.88	43.14	43.66	--
	60	BALNEARIOS 60B	60	21.93	21.69	21.90	34.04	33.73	34.00	--
San Isidro	60	SAN ISIDRO 60A	60	12.12	15.91	15.91	17.19	20.93	20.94	--
Neyra	60	NEYRA 60A	60	15.82	15.37	15.56	13.57	13.39	13.50	--
Salamanca	60	SALAMANCA 60A	60	11.84	11.74	11.82	10.21	10.15	10.19	--
Limatambo	60	LIMATAMBO 60A	60	25.69	24.54	24.91	31.31	30.23	30.50	--

3.3. Estudio de Transitorios Electromagnéticos

1. El modelamiento en el ATPDraw de los equipos del área de influencia al Proyecto se consideró lo disponible de la Base de Datos del DIgSILENT. Los modelos de los equipos del Proyecto se modelaron considerando las características y protocolo de pruebas de los equipos.
2. De las 200 energizaciones estadística del autotransformador AT133-523 500/220±10x1%/33 kV de 600 MVA de la S.E. Chilca CTM se registró las siguientes sobretensiones:

Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Chilca CTM de:

- Fase – Fase 1.1007 pu (Up2)
- Fase – Tierra 1.1288 pu (Ue2)

Las sobretensiones representativas para la barra de 500 kV de la S.E. Chilca CTM es de:

- Fase – Fase 1.1892 pu (Up2)
- Fase – Tierra 1.2017 pu (Ue2)

3. De las 200 energizaciones estadística del autotransformador AT72-523 500/220±10x1%/33 kV de 600 MVA de la S.E. Chilca CTM se registró las siguientes sobretensiones:

Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Chilca CTM de:

- Fase – Fase 1.6524 pu (Up2)
- Fase – Tierra 1.6852 pu (Ue2)

Las sobretensiones representativas para la barra de 500 kV de la S.E. Chilca CTM es de:

- Fase – Fase 1.2382 pu (Up2)
- Fase – Tierra 1.2580 pu (Ue2)

4. De las 200 energizaciones estadística del autotransformador AT134-523 500/220±10x1%/33 kV de 600 MVA de la S.E. Planicie se registró las siguientes sobretensiones:

Las sobretensiones representativas para la barra de 220 kV de la S.E. Planicie de:

- Fase – Fase 2.5417 pu (Up2)
- Fase – Tierra 2.5647 pu (Ue2)

Las sobretensiones representativas para la barra de 500 kV de la S.E. Planicie es de:

- Fase – Fase 1.3809 pu (Up2)
- Fase – Tierra 1.4189 pu (Ue2)

Por lo tanto, no originará sobretensiones que afecten la operación de los equipos del Proyectos y de los equipos del área de influencia.

5. La máxima solicitaciones dieléctricas entre terminales del interruptor a que estará sometidos los interruptores de 500 kV fueron evaluados utilizando los cuatro parámetros descritos en el ***Anexo E de la Norma IEC 62271-100*** (ver Tabla). De acuerdo a las recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se sugiere evaluar la TTR en los siguientes casos: apertura del interruptor con falla en terminales, apertura del interruptor con falla kilométrica y apertura en oposición de fase. Por ser sistemas anillados no se evalúa apertura en oposición de fases. En la Tabla se muestra los valores estándares para corriente de 10, 30, 60 y 100% de su corriente nominal que serán utilizados para la evaluación.

Valores normalizados de TTR – interruptor de 245 y 550 kV (Norma IEC 62271 – 100:2017) para falla en terminal

Rated voltage: Ur [kV]	Test duty	First pole to clear factor: kpp [p.u.]	Amplitude factor: kaf [p.u.]	First reference voltage: u_1 [kV]	Time: t_1 [µs]	TRV peak value: u_C [kV]	Time: t_2 o t_3 [µs]	Time Delay: td [µs]	Voltage: u' [kV]	Time : t' [µs]	Rate of rise: $\frac{u_1}{t_1}$, $\frac{u_C}{t_3}$ TCTTR: $\frac{u_1}{t_1}$ [kV/µs]
550	T100	1,3	1,40	438	219	817	876	2(61)	219	111 (171)	2
	T60	1,3	1,50	438	146	876	876	2-44	219	75-117	3
	T30	1,3	1,54	-	-	899	180	27	300	87	5
	T10	1,3	1.73	-	-	1031	147	22	344	71	7
	OP1-OP2	2	1,25	674	438	1 123	876-1752	2-44	337	221-263	1,54

6. Los valores de corriente de arco eléctrico secundario (Iarco) y tensión de cresta del primer pico de la tensión transitoria de recuperación (Up) cumplen con las directrices para la verificación de la extinción del arco secundario del sistema eléctrico brasileño [3]. Por lo tanto, existirá una alta probabilidad de recierre monofásico en La línea L-5002 (Chilca CTM – Planicie) de 500 kV.

3.4. Estudio de Coordinación de Protecciones

1. En los numerales 3.1 y 3.2 del ECP se incluye los ajustes de las funciones de protección de los relés de la línea L-5002 (Chilca CTM - Planicie) de 500 kV.
2. En los numerales 3.3 y 3.4 del ECP se incluye los ajustes de las funciones de protección de los relés de la línea L-5004 (Planicie - Carabayllo) de 500 kV. Para esta etapa estos equipos son existente por el cual solo se implementa las modificaciones de ajustes.
3. En el numeral 3.5 se recomienda modificar los ajustes del relé 87B de la barra de 500 kV de la S.E. Chilca CTM.
4. En el numeral 3.6 se recomienda modificar los ajustes del relé 87B de la barra de 500 kV de la S.E. Planicie.
5. En el numeral 3.7 se recomienda modificar los ajustes del relé 87B de la barra de 500 kV de la S.E. Carabayllo.
6. En el numeral 3.8 se recomienda modificar los ajustes del relé 87B de la barra de 220 kV de la S.E. Planicie.
7. En el numeral 3.9 se recomienda modificar los ajustes del relé 87B de la barra de 220 kV de la S.E. Chilca CTM.
8. En el numeral 3.10 se recomienda modificar los ajustes de las funciones de sobrecorriente del autotransformador de la S.E. Chilca CTM.
9. En el numeral 3.11 se recomienda modificar los ajustes de las funciones de sobrecorriente del autotransformador de la S.E. Planicie.
10. En el numeral 5.2 se incluye las recomendaciones de ajustes a implementar en el área de influencia del Proyecto.

3.5. Estudio de Resonancia Subsíncrona

- Se obtuvieron los resultados de Barrido en frecuencia correspondientes al amortiguamiento modal eléctrico (p.u.) de las unidades de las centrales CT Las Flores, CT Olleros, CT Fenix, CT Puerto Bravo, para la configuración 4TGs, considerando las condiciones de operación y N-1 (salidas simples de líneas de transmisión de 500 kV).

- Cabe resaltar que la impedancia vista en el punto neutro del generador se obtiene de la suma de la impedancia en el punto de conexión del generador (barra de MT) y la impedancia interna operacional del generador.
- De acuerdo con la impedancia armónica obtenidas en las diferentes configuraciones se observa que el ingreso del proyecto, conexión de la L-5002 (Chilca CTM – Planicie) de 500 kV, no modifica las condiciones sin Proyecto que afecte a las centrales térmicas sobre el fenómeno de resonancia subsíncrona.
- Para analizar el riesgo de RSS ante el fenómeno de interacción torsional, se comparó los amortiguamientos modales eléctrico y mecánico. El amortiguamiento neto es positivo por lo que no existirá riesgo de RSS en esta unidad.

3.6. Estudio de Estabilidad Transitoria

1. El tiempo crítico de despeje de falla en las barras 220 kV y 500 kV de las subestaciones La Planicie y Chilca CTM se registran en el escenario de Avenida mínima demanda del año 2025.

Año	Escenario	Tiempo critico de despeje de falla (ms)	
		SUBESTACIÓN LA PLANICIE	SUBESTACIÓN CHILCA CTM
		500 kV	500 kV
		Barra	Barra
2024	Est24Max	601.6	417.2
	Est24Med	671.9	403.5
	Est24Min	619.1	357.8
2025	Ave25Max	189.1	198.4
	Ave25Med	207.8	217.2
	Ave25Min	160.9	165.6

2. De los eventos de desconexión por falla trifásica al 1% y 99% en las líneas de 220 kV y 500 kV.

Contingencia	Nombre alcance COES	Sin Proyecto
C01	LT 500 kV Chilca CTM – Carapongo (L-5001)	✓
C02	LT 500 kV Chilca CTM – Poroma (L-5032)	✓
C03	LT 220 kV Chilca REP – Desierto (L-5003)	✓

Contingencia	Nombre alcance COES	Sin Proyecto
C04	LT 220 kV Chilca REP – Asia (L-2003)	✓
C05	LT 220 kV Chilca REP – San Juan (L-2011)	✓
C06	LT 500 kV Chilca CTM – Planicie (L-2093)	✓
C10	LT 500 kV Campas – Carapongo	✓
C11	LT 500 kV Campas - Colcabamba	✓

Se evidenció que las tensiones en las principales barras se mantienen dentro del rango normal de operación (+7.5% y -10% de la tensión de operación). Asimismo, la cargabilidad por las líneas de transmisión y transformadores de potencia se encuentran dentro del margen de operación.

3. De los eventos de desconexión de los autotransformadores de las subestaciones Carapongo, Chilca CTM, Carabayllo y Planicie.

Contingencia	Nombre alcance COES	Sin Proyecto
C07	Autotransformador SE Carapongo (AT 114-623)	✓
C08	Autotransformador SE Chilca CTM (AT72-523)	✓
C09	Autotransformador SE Carabayllo (AT73-523)	✓
C12	Autotransformador SE Planicie	✓

Ante la contingencia la C04, C07 y C09 se evidenció que las tensiones en las principales barras se mantienen dentro del rango normal de operación (+7.5% y -10% de la tensión de operación). Asimismo, la cargabilidad por las líneas de transmisión y transformadores de potencia se encuentran dentro del margen de operación.

Ante la contingencia C01, C02, C03, C05, C06, C10 y C11 se presentan cargabilidades que superan el límite permitido, sin embargo, se evidencia una tendencia a mejorar la cargabilidad, principalmente por la L-2010 y el transformador AUT-5371. Por otro lado, la tensión se encuentra dentro del rango de operación (+7.5% y -10%).

Ante la contingencia C08, el autotransformador AT133-523 de la S.E. Chilca CTM presenta sobrecarga con el ingreso del proyecto, motivo por el cual, se activará el Esquema de Rechazo de Generación por Sobrecarga del Autotransformador (EDAGSAT), el cual tendrá las siguientes condiciones: si la cargabilidad previa al evento es mayor a 65% de su capacidad se tiene la activación rápida (TV de la C.T.

Las Flores y TG3 de la CT Chilca 1) y si la cargabilidad previa al evento es menor a 65% de su capacidad se tiene la activación lenta (TV de la C.T. Las Flores, TG3 de la CT Chilca 1 y TG1 de la C.T las Flores de forma secuencial) en ambos casos si se registra sobrecarga en el autotransformador.

Ante la contingencia C12, los transformadores TR3-SR y TR4-SR de la S.E. Santa Rosa presentan sobrecargas. Para mitigar la sobrecarga registrada, se implementará el Esquema de Desconexión Automática de carga por Sobrecarga de los transformadores o cierre del acoplamiento de 220 kV de la S.E. Industriales. ***De acuerdo con la evaluación de la implementación se opta por el cierre del acoplamiento de 220 kV de la S.E. Industriales***.

4. Unifilar del Proyecto

En el **Anexo 1** se muestran los equipos del área de influencia, ubicado en la carpeta de Ingeniería.