VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

ETAPA I:

ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SUNNY

FEBRERO 2025
Segunda entrega

CONTROL DE REVISIONES

ESC_240923b/064

Rev.	Fecha	Elaborado		Revisado		Aprobado		Descripción del Cambio
		Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	
A	30/09/24	ESC	RG					Emitido para revisión interna
B	02/10/24	ESC	RG					Emitido para revisión interna
C	29/10/24	Kallpa						Emitido para aprobación COES
D	29/01/25	ESC	RG					Emitido para revisión interna
E	05/02/25	ESC	RG					Emitido para revisión interna

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

ETAPA I:

ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SUNNY

INDICE GENERAL

VOLUMEN I	**:**	**RESUMEN EJECUTIVO**
VOLUMEN II	:	ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO
VOLUMEN III	:	ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA
VOLUMEN IV	:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
VOLUMEN V	:	ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS
VOLUMEN VI	:	PROTOCOLOS DE PRUEBAS EN FABRICA DE EQUIPOS
VOLUMEN VII	:	PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRA
VOLUMEN VIII	:	PLANOS Y DIAGRAMAS
VOLUMEN IX	:	ACTA TRANSFERENCIA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL
VOLUMEN X	:	INFORME SISTEMAS DE MEDICION
VOLUMEN XI	:	INFORMACION CONFIDENCIAL

VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

VOLUMEN I

RESUMEN EJECUTIVO (RSE)

ÍNDICE DEL CONTENIDO

CONTENIDO **Pág.**

1.0 GENERALIDADES 6

1.1. ANTECEDENTES 6

1.2. UBICACIÓN 7

1.3. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO 9

1.4. INFORMACIÓN PARA LOS ESTUDIOS 10

1.4.1. Información proporcionada por Kallpa 10

1.4.2. Información obtenida del COES 10

1.5. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO 11

2.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES RELEVANTES PARA EL PROYECTO 12

2.1. AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ 12

3.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO 12

3.1. PATIO 220 KV 12

3.2. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN 13

3.3. SISTEMA DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN (SCADA) 13

3.4. SERVICIOS AUXILIARES 14

3.5. LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA 220 KV SUNNY – SAN JOSÉ 15

3.5.1. Características eléctricas 15

3.5.2. Capacidad de transmisión 16

3.5.3. Trazo de la ruta 17

3.5.4. Instalación de los cables 17

3.5.5. Parámetros de la línea 19

3.6. SUBESTACIÓN SUNNY 220/33 KV 19

3.6.1. Patio 220 kV 19

3.6.2. Celdas 33 kV 22

3.6.3. Sistema de Protección y Medición 23

3.6.4. Sistema de Control y Automatización (SCADA) 24

3.6.5. Telecomunicaciones del proyecto 26

3.6.6. Servicios Auxiliares 27

4.0 CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO 28

4.1. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL – VOL II 28

4.2. VERIFICACIÓN DE LAS TENSIONES DE OPERACIÓN DEFINIDAS POR EL COES 28

4.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIAS 29
4.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO 30
4.5. ANÁLISIS DE MANIOBRAS DE ENERGIZACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 31
4.6. CONCLUSIÓN GENERAL 31
4.7. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA – VOL III EET 32
4.7.1. Conclusiones de las Fallas en Líneas de Transmisión 32
4.7.2. Conclusiones de Salidas Intempestivas 33
4.7.3. Conclusiones del Tiempo Critico de despeje de Falla 33
4.7.4. Conclusiones Generales en los EET y el ingreso del Proyecto 34
4.8. CONCLUSIONES DE ESTUDIOS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS – VOL V ETE 35
4.8.1. Energización del Transformador 35
4.8.2. TRV interruptores 220 kV 35
4.8.3. Análisis de cambios en la impedancia armónica 35
4.8.4. Energización de la línea L-2070 36
5.0 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 37
6.0 ANEXO 1 38

INDICE - FIGURAS

CONTENIDO **Pág.**

Figura 1: Ubicación del proyecto 7
Figura 2: Ubicación de las instalaciones del proyecto 8
Figura 3: Diagrama Unifilar del Proyecto 10
Figura 4: Cronograma de Ingreso del Proyecto 11
Figura 5: Ampliación de la SE San José 220 kV 12
Figura 6: Ampliación de la SE San José 220 kV 14
Figura 7: Ampliación de la SE San José 220 kV 16
Figura 8: Ampliación de la SE San José 220 kV 17
Figura 9: Instalación de Cables 220 kV 18
Figura 10: Instalación de Cables 220 kV 19
Figura 11: Subestación Sunny 20
Figura 12: Arquitectura de Automatización (SCADA) 25
Figura 13: Pupitre de Operación de la SE Sunny 26
Figura 14: Pupitre de Operación de la SE Sunny 27
Figura 15.- Perfil de tensiones en operación normal. 29

INDICE - TABLAS

CONTENIDO **Pág.**

Tabla 1.- Características de la Línea de transmisión subterránea 15
Tabla 2.- Parámetros de la Línea L-2070 del Proyecto conformada por 2 conductores 19
Tabla 3.- Parámetros eléctricos del transformador de Potencia 21
Tabla 4.- Capacidad de cortocircuito de subestaciones. 30

1.0 GENERALIDADES

Este Resumen Ejecutivo tiene por objetivo el de documentar en forma resumida la información para su difusión y publicación en el portal de Internet del COES, correspondiente a las nuevas instalaciones asociadas con el proyecto "Etapa I: Energización del Transformador Principal de la Central Solar Fotovoltaica Sunny" desarrollado por la empresa Kallpa Generación S.A. (Kallpa), a fin de evaluar su influencia en la operatividad de la red eléctrica asociada al proyecto.

1.1. Antecedentes

De acuerdo con el Reglamento de Transmisión aprobado por el Decreto Supremo Nº 027-2007-EM, es de carácter de obligatorio que las nuevas instalaciones que se conecten al sistema de transmisión del SEIN deben solicitar al COES el certificado de conformidad que debe ser sustentado mediante un estudio de Pre Operatividad (EPO); luego, previamente a la puesta en operación comercial de una instalación del sistema de transmisión, se deberá presentar un estudio de Operatividad (EO) según procedimientos del COES.

Para el presente proyecto, el COES con Carta COES/D/DP-975-2022 del 27/06/2022 otorgó la "Conformidad del Estudio de Pre-Operatividad (EPO) de la Central Solar Fotovoltaica Sunny". Posteriormente, con fecha 26/08/2024, el COES otorgó la conformidad a la versión actualizada del EPO mediante la carta COES-D-DP-785-2024.

De acuerdo con lo establecido, se ha procedido a la elaboración del presente Estudio de Operatividad (EO) del proyecto, para solicitar la aprobación del COES según los alcances y requisitos establecidos en el "Procedimiento Técnico COES PR-20 / Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN – Anexo 3: Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Operatividad", la Carta de alcances COES/D/DP-559-2024 del 11/06/2024 y el correspondiente Informe Técnico COES/DP-SNP-071-2024. Considerando lo mencionado en este documento, Kallpa ha recibo los alcances del presente Estudio de Operatividad con la Carta COES/D/DP-559-2024 del 11/06/2024 y el correspondiente Informe Técnico COES/DP-SNP-071-2024.

En el presente documento se reasume la Información de los Estudios, Protocolos, Procedimientos, etc.; según los alcances establecidos por el COES y de acuerdo a ello la presentación del EO tiene el siguiente esquema:

1. Resumen Ejecutivo
2. Estudio de Estado Estacionario
3. Estudio de Estabilidad
4. Estudios de Coordinación de Protecciones
5. Transitorios Electromagneticos
6. Protocolos de Pruebas en Fábrica de Equipos
7. Procedimiento de Maniobras
8. Planos y Diagramas
9. Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real
10. Informe de los Sistemas de Medición
11. Información Confidencial

1.2. Ubicación

La Central Solar Fotovoltaica Sunny, se ubicará geográficamente en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito de La Joya (ver Figura 1), la cual se conectará al sistema en la S.E. San José por medio de una línea de transmisión subterránea 220 kV (Sunny – San José) de 1.34 km. En la Figura 1 se muestra el área geográfica en la cual se desarrollará el Proyecto.

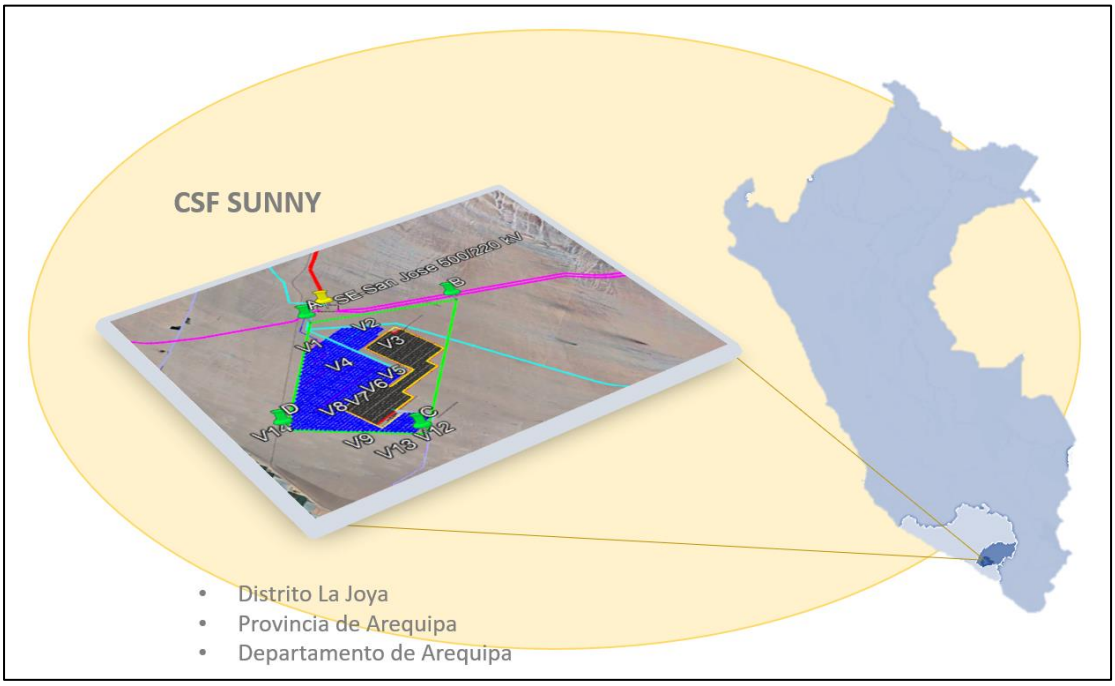

Figura 1: Ubicación del proyecto

El proyecto de la Central Solar Fotovoltaica Sunny tiene previsto, en una primera etapa, la energización de la línea de transmisión subterránea 220 kV San José – Sunny de 1.34 km, y un transformador de potencia de tres devanados 220/33/33 kV, 240/120/120 MVA (ONAF2). El punto de conexión del proyecto es la barra 220 kV de la SE San José, para lo cual, el proyecto, aprovecha la Ampliación de la SE San José 220 kV que forma parte del alcance del proyecto CSF San Martín Solar para instalar una bahía 220 kV para la conexión de la línea subterránea 220 kV.

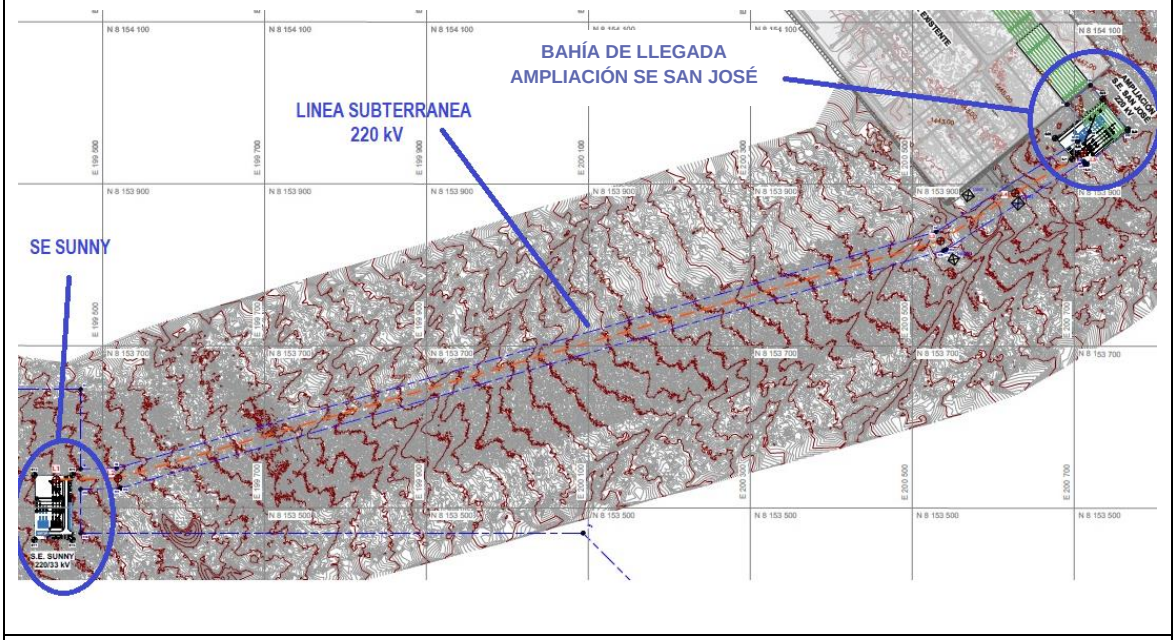

Figura 2: Ubicación de las instalaciones del proyecto

La SE San José se encuentra a una altitud de 1453 m.s.n.m. y la SE Sunny a una altitud de 1417 m.s.n.m., estando ubicadas a aproximadamente 45 km del Océano Pacífico. Las coordenadas de las subestaciones son las siguientes:

COORDENADAS UTM WGS84 (ZONA 19K) - SUBESTACIÓN SUNNY		
Vértice	Norte (m)	Este (m)
SY1	8153461.125	199415.600
SY2	8153540.800	199415.600
SY3	8153540.800	199462.600
SY4	8153461.125	199462.600

COORDENADAS UTM WGS84 (ZONA 19 K) - AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN SAN JOSÉ		
Vértice	Norte (m)	Este (m)
SJ1	8153931.259	200697.442
SJ2	8153956.963	200676.350
SJ3	8154005.326	200735.287
SJ4	8153967.446	200766.370
SJ5	8153924.729	200714.313
SJ6	8153936.905	200704.322

1.3. Diagrama unifilar del proyecto

El Proyecto se conecta a la barra 220 kV de la SE San José, a la cual también se prevé que se conectará el Proyecto San Martin. La barra 220 kV de la SE San José está conectada con la SE San Luis. En la Figura 3 se muestra el Diagrama Unifilar y en Anexo No.1 se incluye el plano con este diagrama.

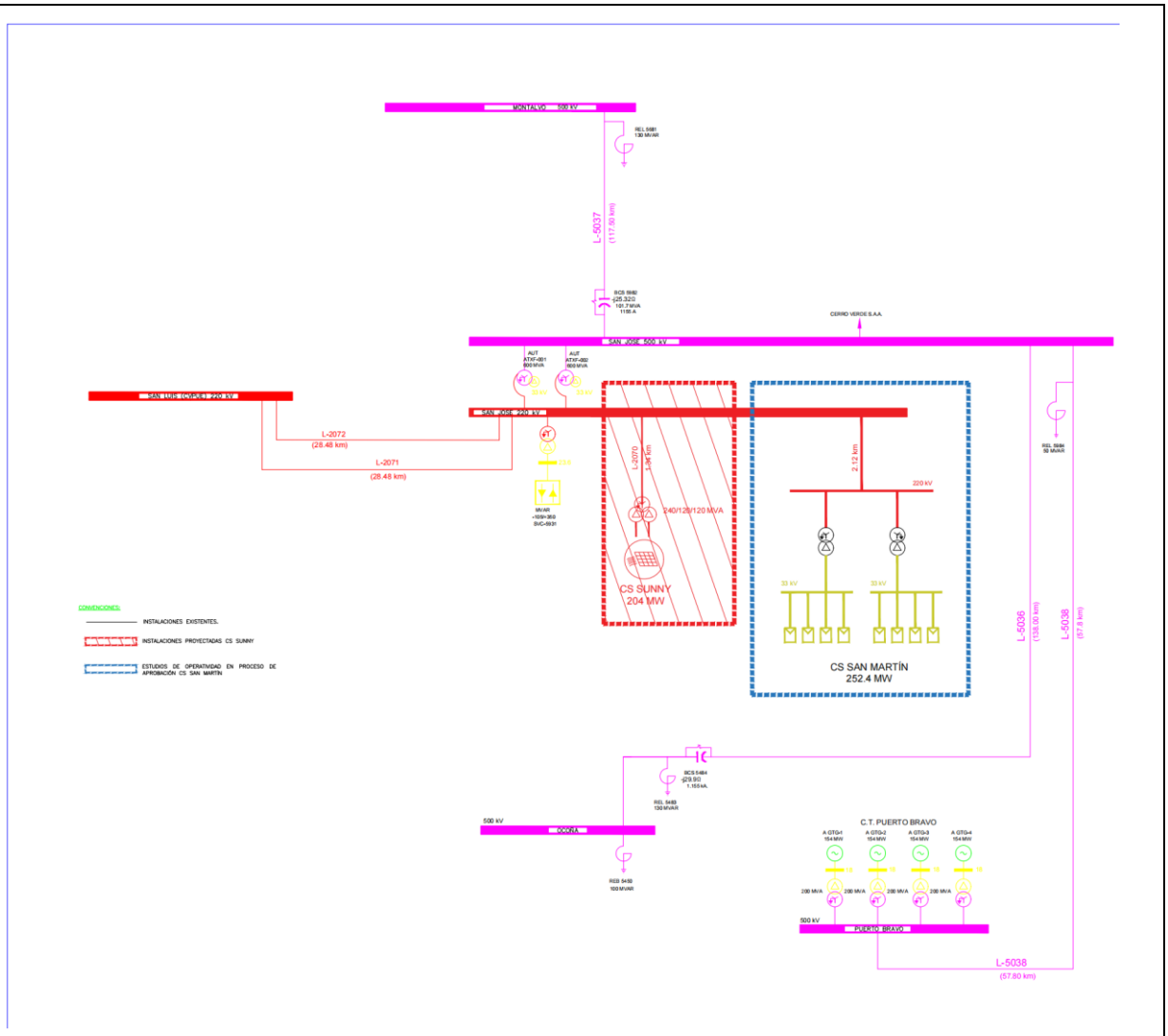

Figura 3: Diagrama Unifilar del Proyecto

1.4. Información para los Estudios

1.4.1. Información proporcionada por Kallpa

a) Estudio de Pre-Operatividad EPO del Proyecto CFS Sunny.

b) Memoria de cálculo de parámetros de cables.

c) FAT con pruebas y Características técnicas del transformador de potencia 220/33 kV del proyecto de la CSF Sunny.

1.4.2. Información obtenida del COES

a) Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2025 – 2034.

b) Informe COES D/DP/SNP-INF-033-2022: Estudio de Tensiones de Operación del SEIN – 2022.

c) Información referencial para estudios de Operatividad, referidos al costo variable de centrales térmicas.

d) Archivo de simulación del software DIgSILENT, que contiene el modelo de red del SEIN y el despacho de generadores para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda, asimismo se encuentran las bibliotecas con los parámetros eléctricos de las instalaciones del SEIN.

e) Archivo DIgSILENT de los proyectos CSF Matarani, CH San Gaban III, CSF San Martín Solar, Transformador en S.E Montalvo y Transformador en S.E Poroma.

f) Información de obras de generación.

g) Información de obras de transmisión.

- Información de proyectos minero-industriales.

1.5. Cronograma de ejecución del proyecto

En el Anexo No. 2 se consigna el cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

Requisito	Ene-25				Feb-25				Mar-25				Abr-25				May-25				Jun-25			
	Semana				Semana				Semana				Semana				Semana				Semana			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Montaje de Transformador de potencia	x	x	x	x																				
Montaje de tableros			x	x	x	x	x	x																
Pruebas individuales de equipos								x	x	x														
Tendido, Cableado y conexionado						x	x	x	x	x	x													
Servicios Pruebas SAT Transformador de potencia										x	x	x	x	x										
Pruebas de envio de señales hasta Nivel 3															x	x	x	x	x	x				
Energización																					x			

Fecha (mes/año) Energizacion	Jun-25		

Figura 4: Cronograma de Ingreso del Proyecto

2.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES RELEVANTES PARA EL PROYECTO

2.1. Ampliación de la Subestación San José

La ampliación de la SE San José forma parte del alcance del proyecto CSF San Martín Solar. Consiste en una prolongación hacia el sureste de las barras 220 kV de la SE San José existente, empleando tres conductores por fase de aluminio AAC 1773 mm^2 (BLUEBONNET 3500 kcmil). De esta manera se conforma un patio 220 kV con su respectiva sala de control y servicios auxiliares propios. Ver Figura 5.

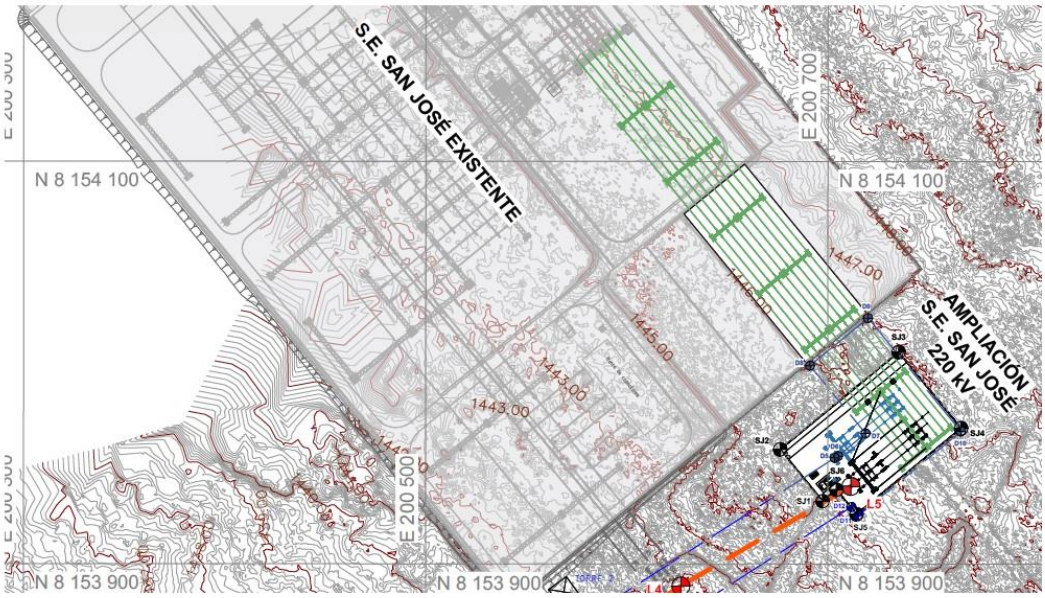

Figura 5: Ampliación de la SE San José 220 kV

3.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO

3.1. Patio 220 kV

El Patio 220 kV es del tipo convencional, con aislamiento en aire (AIS), para una bahía de línea 220 kV con esquema de maniobra de doble barra, conforme a la subestación existente, con el siguiente equipamiento:

- Dos Seccionadores tripolares, uno para la Barra A y otro para la Barra B.
- Un Interruptor con accionamiento Unipolar y Tripolar.
- Un juego de tres Transformadores de Corriente con un secundario de medición y tres secundarios de protección.
- Un juego de tres Transformadores de Tensión tipo capacitivo
- Dos Transformadores de Tensión tipo inductivo con un secundario cargable para alimentar los servicios auxiliares, uno en la Barra A y otro en la Barra B.

- Un Seccionador tripolar de Línea con Cuchillas de Puesta a Tierra
- Un juego de Pararrayos

3.2. Sistema de Protección y Medición

El Sistema de Control, Protección y Medida está implementado en los siguientes tableros:

TABLERO PCM BAHIA LINEA 220KV

Este tablero está equipado con lo siguiente:

- Un Relé de Protección Primaria de Línea (PPL) con funciones de control (BCU). Siemens 7SL87
- Un Relé de Protección Secundaria de Línea (PSL) con funciones de control (BCU). Siemens 7SL87
- Un Medidor de Potencia y Energía. ION9000
- Una Unidad para la conexión a la Protección de Barras existente en la SE San José. Hitachi (ABB), REB500-UB.

3.3. Sistema de Control y Automatización (SCADA)

La bahía 220 kV de la Ampliación de la SE San José se integra al Sistema de Automatización de la SE Sunny, para lo cual se ha implementado un Tablero SCADA, el cual se conecta, mediante las Telecomunicaciones por Fibra Óptica, al Tablero SCADA de la SE Sunny. Además, también se conecta, mediante un Firewall, al Sistema SCADA de la SE San José existente. Ver Figura 6.

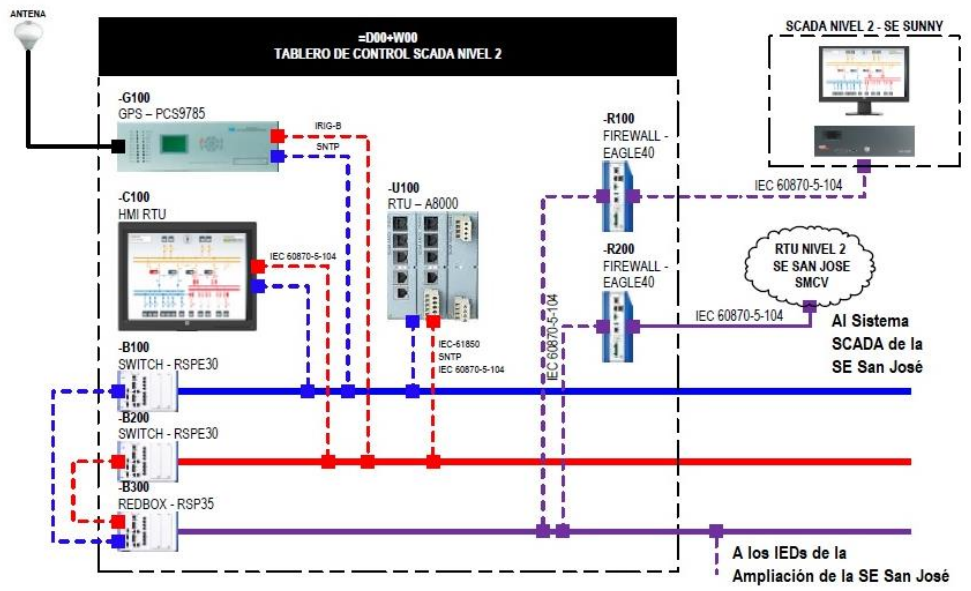

Figura 6: Ampliación de la SE San José 220 kV

3.4. Servicios Auxiliares

Los Servicios Auxiliares de CA tienen las siguientes fuentes de alimentación:

- Dos Transformadores de Tensión 220 kV, uno conectado a la Fase S de la Barra A y el segundo a la Fase S de la Barra B, los cuales tienen un secundario cargable, de relación 220kV:√3 / 220 V, de 50 kVA, constituyendo así dos fuentes monofásicas redundantes de 220 V, 60 Hz, operando uno como respaldo del otro.
- Un Grupo Electrógeno Monofásico de 220 V, 60 Hz, 100 kW. que opera como Generador de Emergencia cuando se pierde la alimentación de los Transformadores antes mencionados.

Los Servicios Auxiliares de CC son dos sistemas redundantes, conformado cada uno por lo siguiente:

- Un Rectificador - Cargador 220 Vca / 125 Vcc de 32 Acc
- Una Batería 125 Vcc de 100 A-h para una descarga de 5 horas.

3.5. Línea de transmisión subterránea 220 kV Sunny – San José

3.5.1. Características eléctricas

La Línea de transmisión subterránea tiene las siguientes características:

Tabla 1.- Características de la Línea de transmisión subterránea

- Tensión nominal	220 kV
- Tensión máxima de operación	245 kV
- Frecuencia nominal	60 Hz
- Número de circuitos	1
- Cantidad de conductores por fase	2
- Tipo de Cable	Unipolar
- Material aislante	Polietileno reticulado (XLPE)
- Nivel de aislamiento	Impulso atmosférico 1050 kVp A frecuencia nominal 460 kVrms
- Capacidad de cortocircuito	40 kArms durante 0.5 segundos
- Material del conductor	Aluminio
- Sección del conductor	1200 mm^2
- Tipo de pantalla	Hilos de cobre
- Sección de la pantalla	240 mm^2
- Conexión de pantallas	Double single point
- Cubierta	Retardante de llama, no corrosiva (FRNC)

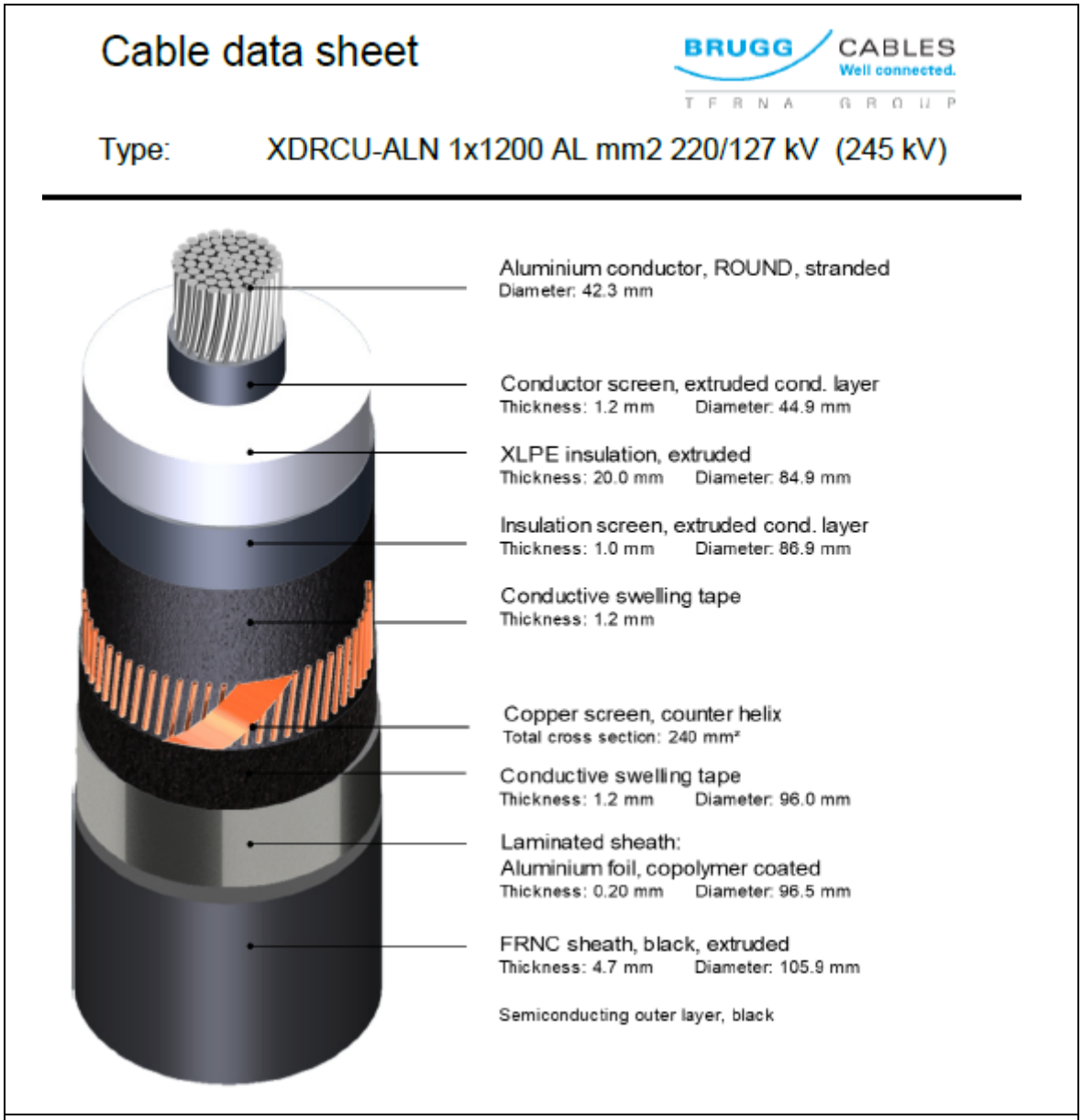

Figura 7: Ampliación de la SE San José 220 kV

3.5.2. Capacidad de transmisión

La temperatura máxima que el conductor puede soportar en régimen permanente es de 90ºC. Para esta temperatura la intensidad que circulará, calculada según la norma IEC 60287-1-1 y el programa CYMCAP será de 931,1 A. Por tanto, con esta corriente, la capacidad de transmisión será de 355 MVA.

3.5.3. Trazo de la ruta

La ruta de la línea atraviesa un terreno desértico, típico de la costa sur del Perú, y sin mayores desniveles. En la Figura 8 se muestra el trazo.

Figura 8: Ampliación de la SE San José 220 kV

Las coordinadas del trazo de las siguientes:

COORDENADA UTM WGS84 (ZONA 19 K) - LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUNNY - SAN JOSÉ		
Vértice	Norte (m)	Este (m)
L1	8153535.300	199442.600
L2	8153537.000	199519.000
L3	8153830.000	200535.000
L4	8153889.038	200626.982
L5	8153938.182	200711.870

LONGITUD DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUNNY - SAN JOSÉ	
Tramo de línea	Longitud (m)
L1 - L2	76.4
L2 - L3	1057.4
L3 - L4	109.3
L4 - L5	97.9
Total	1341.0

3.5.4. Instalación de los cables

Los Cables de Energía serán directamente enterrados y contarán con una capa con cinta de señalización y capas de protección mecánica. La primera capa de relleno será con la propia excavación y la segunda capa que alojará el cable será con material seleccionado propio de la excavación (arenilla seleccionada). Adicionalmente, se tendrá un cable de Fibra óptica del tipo ADSS (dos cables) - 24 Hilos – enterrado en ductos de HDPE de 4”. En la Figura 9 se muestra la sección típica de la instalación.

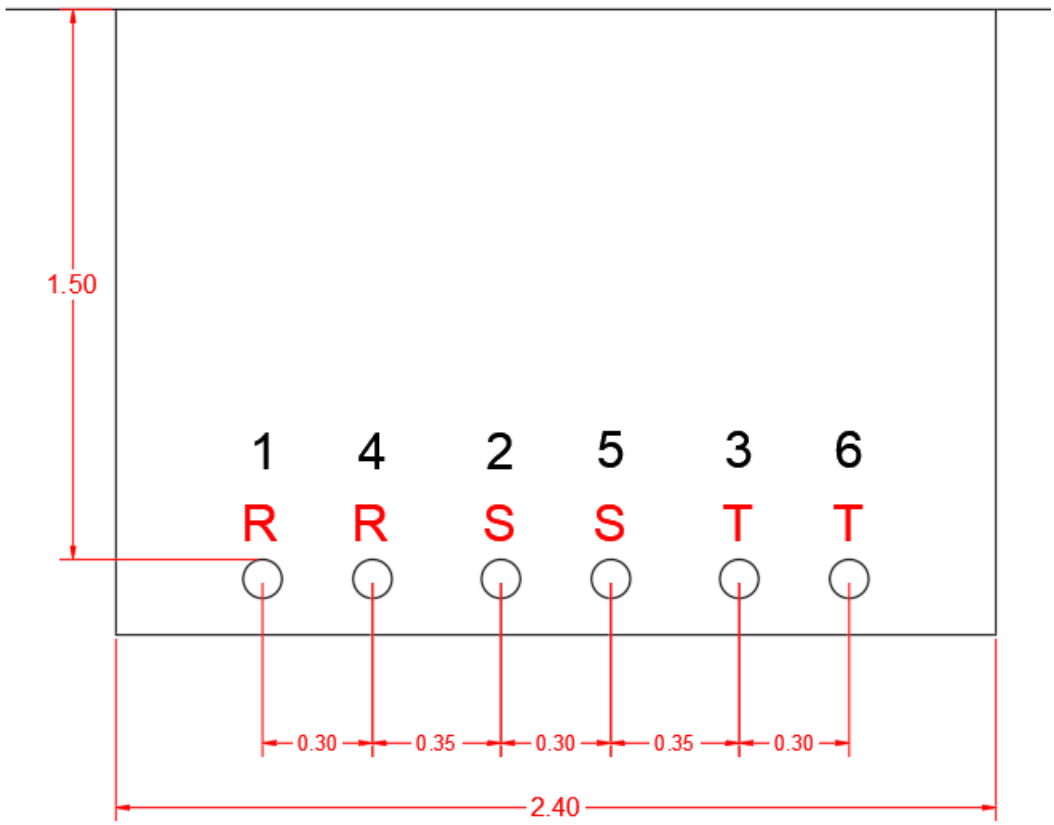

Figura 9: Instalación de Cables 220 kV

Debido a las elevadas corrientes de cortocircuito y las tensiones inducidas, la puesta a tierra de las pantallas será con el sistema “Doble Single-point”, con la utilización de dos conductores de acompañamiento de cobre de 240 mm2 cada uno. Para implementar este sistema se ha construido una caja de empalme a la mitad del tramo. En la Figura 10 se muestra el esquema empleado.

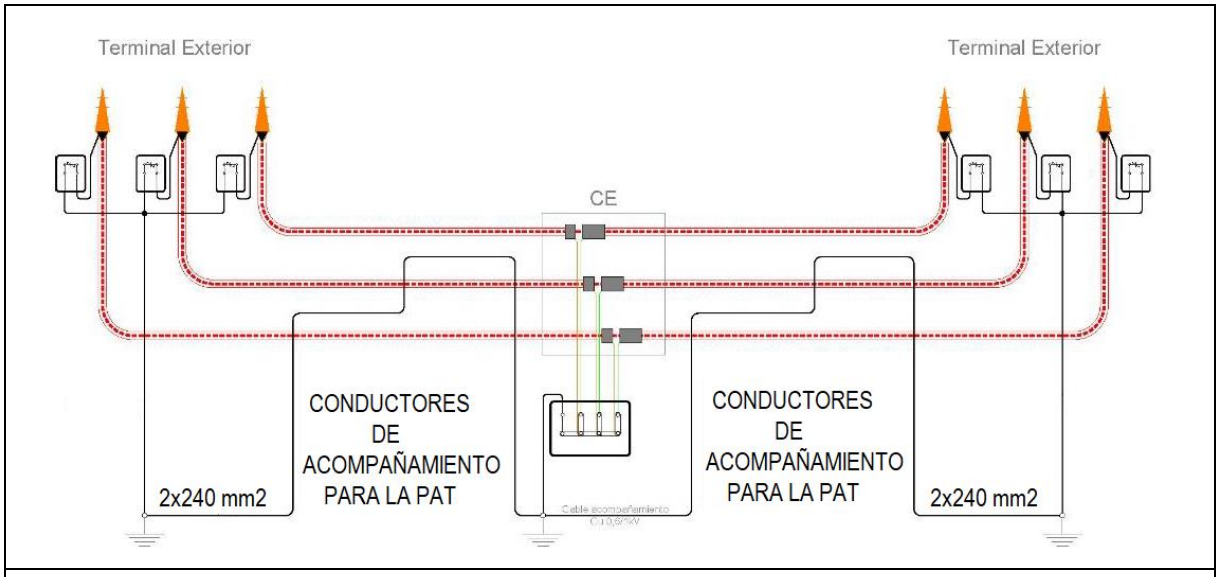

Figura 10: Instalación de Cables 220 kV

3.5.5. Parámetros de la línea

En la siguiente Tabla 1, se muestran los parámetros de la línea asociada al proyecto. Corresponde a un sistema de dos cables (2 conductores) de energía Unipolares XLPE por fase con conductor de Aluminio de 1200mm2 cada uno, y una longitud de 1.34 km. El cálculo de parámetros eléctricos se muestra en el Anexo N° 01.

Tabla 2.- Parámetros de la Línea L-2070 del Proyecto conformada por 2 conductores

Línea	Conductor	Tensión (kV)	RESISTENCIA		REACTANCIA		SUSCEPTANCIA	
			Sec. + (Ω/Km)	Sec. 0 (Ω/Km)	Sec. + (Ω/Km)	Sec. 0 (Ω/Km)	Sec. + (uS/Km)	Sec. 0 (uS/Km)
San José – Sunny 1 conductor	XLPE 1200 mm^2	220	0.0348(*)	0.1024	0.2466	0.1694	82.184	82.184
San José – Sunny Circuito equivalente		220	0.0174	0.0512	0.1233	0.0847	164.368	164.368

(*): valor medio de las 6 fases a la máxima temperatura de operación ≈ 90°C

3.6. Subestación Sunny 220/33 kV

La SE Sunny eleva la tensión de la red de media tensión que trae la energía de la central de 33 kV, a la tensión de transmisión de 220 kV.

3.6.1. Patio 220 kV

El Patio 220 kV es del tipo convencional, con aislamiento en aire (AIS). En la Figura 11 se muestra una vista en planta del patio.

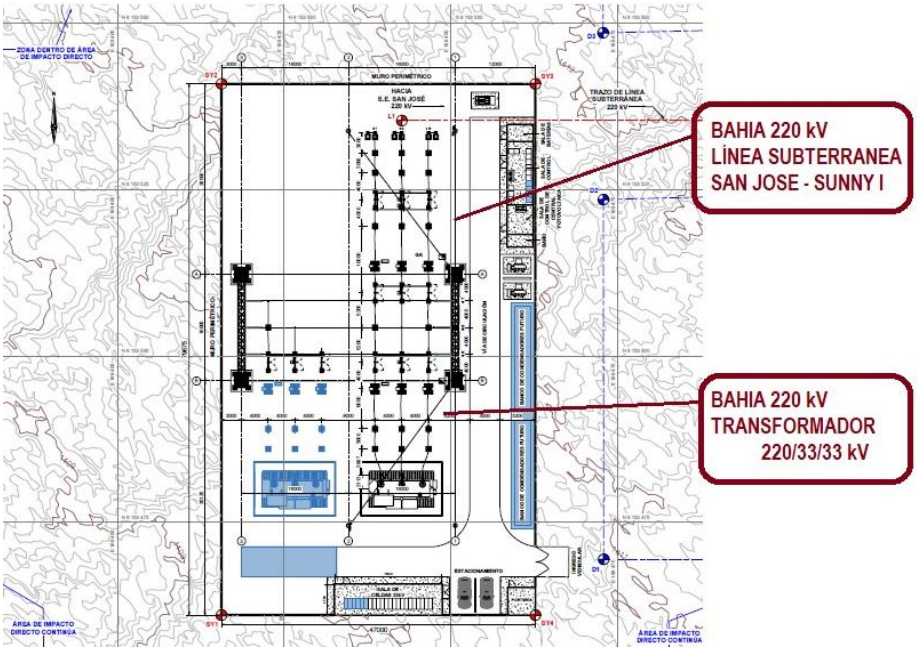

Figura 11: Subestación Sunny

Las instalaciones son las siguientes:

A) Una bahía para la Línea 220 kV equipada con lo siguiente:
- Un Seccionador tripolar de Barra
- Un Interruptor con accionamiento Unipolar y Tripolar, con mando sincronizado,
- Un juego de tres Transformadores de Corriente con un secundario de medición y tres secundarios de protección.
- Un juego de Transformadores de Tensión tipo capacitivo
- Un Seccionador tripolar de Línea con Cuchillas de Puesta a Tierra
- Un juego de Pararrayos

B) Un sistema de barras 220 kV con lo siguiente:
- Un juego de tres Transformadores de Tensión tipo capacitivo

C) Una bahía 220 kV para el Transformador 220/33/33 kV equipada con lo siguiente:
- Un Seccionador tripolar de Barra
- Un Interruptor con accionamiento Unipolar y Tripolar, con mando sincronizado,
- Un juego de tres Transformadores de Corriente con un secundario de medición y tres secundarios de protección.
- Un juego de tres Transformadores de Tensión tipo capacitivo
- Un juego de Pararrayos

D) Un Transformador de Potencia 220/33/33 kV con las siguientes características principales:

- Tensión nominal primaria 220 kV ± 10x1%
- Tensión nominal de los dos bobinados de media tensión: 33 kV
- Potencia ONAN: 144/72/72/ MVA
- Potencia ONAF1: 192/96/96 MVA
- Potencia ONAF2: 240/120/120 MVA
- Grupo de conexión: YNd5d5

El Transformador de Potencia está equipado con lo siguiente:

- Un Conmutador de Tomas Bajo Carga (OLTC)
- Un Monitor de Temperaturas del aceite y de los bobinados
- Un Monitor de Gases del Aceite
- Un Relé Buchholz con sensor de gases y de presión súbita del aceite
- Un Termómetro de temperatura del aceite con contactos de protección
- Una Válvula de sobre presión del tanque
- Transformadores de corriente en 220 kV: Uno de medida y dos de protección
- Transformadores de corriente en neutro de 220 kV: Dos de protección
- Transformadores de corriente en 33 kV: Uno de medida y dos de protección
- Descargadores de sobretensión (Pararrayos) en 33 kV

En la Tabla 2, se muestran los parámetros del transformador de potencia de la subestación Sunny 220/33 kV. Debido a que, a la fecha no se cuenta con el protocolo de pruebas del transformador de potencia, se está considerando la información de las características técnicas garantizadas de diseño del transformador proporcionada por el fabricante Siemens (Ver Anexo N° 01).

Tabla 3.- Parámetros eléctricos del transformador de Potencia

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia Lado Primario (ONAN-ONAF1-ONAF2)	144/192/240	MVA
Potencia Lado Secundario (ONAN-ONAF1-ONAF2)	72/96/120	MVA
Potencia Lado Terciario (ONAN-ONAF1-ONAF2)	72/96/120	MVA

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Tensión	220 / 33 / 33	kV
Grupo de conexión	YNd5d5	-
Regulación	220±(10x1%)	-
Frecuencia	60	Hz
IMPEDANCIA DE SEC (+)		
HV-MV (Sbase: 120 MVA)	14.07	%
MV-LV (Sbase: 120 MVA)	25.975	%
LV-HV (Sbase: 120 MVA)	14.07	%
IMPEDANCIA DE SEC (0)		
HV-MV (Sbase: 120 MVA)	14.07	%
MV-LV (Sbase: 120 MVA)	25.975	%
LV-HV (Sbase: 120 MVA)	14.07	%

3.6.2. Celdas 33 kV

La SE Sunny está equipada con dos grupos de Celdas 33 kV, cada grupo se utiliza para la conexión a cada uno de los bobinados 33 kV del Trasformador de Potencia 220/33/33 kV. Estas celdas son de la marca Siemens (Alemania), modelo 8DA, del tipo aisladas en SF6, equipadas con barras, seccionadores de barra, interruptores de potencia, transformadores de tensión, transformadores de corriente, con las siguientes características:

Tensión nominal de los equipos	36 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Nivel de Aislamiento a frecuencia industrial	70 kV
Nivel de aislamiento al impulso atmosférico	170 kVp
Corriente nominal de las barras	2500 A
Corriente nominal del circuito de llegada	2500 A
Corriente nominal de los circuitos de salida	1250 A

Capacidad de cortocircuito	31.5 kA, 3 segundos
Corriente dinámica de cortocircuito soportable	82 kAp

El equipamiento de las celdas de la SE Sunny es el siguiente:

- Una celda de llegada del transformador de potencia bobinado 1 (Barra A)
- Cinco celdas de salida para los circuitos de media tensión de la Central Solar
- Una celda de salida para el transformador de servicios auxiliares 1
- Una celda de enlace de barras
- Una celda de llegada del transformador de potencia bobinado 2 (Barra B)
- Seis celdas de salida para los circuitos de media tensión de la Central Solar
- Una celda de salida para el transformador de servicios auxiliares 2
- Una celda de enlace de barras

Cada Celda está equipada con lo siguiente:

- Un Relé de Protección marca Siemens, modelo 7SJ81 (feeder protection)
- Un Medidor ION 9000

Para las Celdas 33 kV también se ha previsto un Tablero de Protección con los siguiente:

- Dos Relés de Protección de Barras 33 kV (Barra A y Barra B). Siemens 7SS85
- Dos Registradores de Fallas en las Celdas 33 kV. Siemens 7KE85

3.6.3. Sistema de Protección y Medición

El Sistema de Control, Protección y Medida está implementado en los siguientes tableros:

TABLERO DE LA LINEA 220 kV

Este tablero está equipado con lo siguiente:

- Un Relé de Protección Primaria de Línea (PPL) con funciones de control (BCU). Siemens 7SL87
- Un Relé de Protección Secundaria de Línea (PSL) con funciones de control (BCU). Siemens 7SL87
- Un Medidor de Potencia y Energía. ION9000

TABLERO DE TRANSFORMADOR 220/33/33 kV

Este tablero está equipado con lo siguiente:

- Un Relé de Protección Primaria de Transformador (PPT) con funciones de control (BCU). Siemens 7UT86

- Un Relé de Protección Secundaria de Transformador (PST) con funciones de control (BCU). Siemens 7UT86
- Un Medidor de Potencia y Energía. ION9000

TABLERO DE REGULACION DE TENSIÓN Y MANDO SINCRONIZADO

Este tablero está equipado con lo siguiente:

- Un Regulador de Tensión para el mando del Conmutador de Tomas Bajo Carga. MR TAPCOM230
- Un Controlador del Mando Sincronizado del Interruptor del Transformador. Siemens PDS02
- Un Registrador de Fallas para 220 kV

PROTECCION DE LAS BARRAS 220 kV

Dado que el Patio 220 kV tiene solamente dos bahías 220kV, una de línea y otra de transformador, que están prácticamente en serie, entonces sus protecciones se han traslapado para que uno de los relés del transformador incluya a las barras 220 kV.

En el futuro, cuando un segundo transformador se conecta a las barras 220 kV, entonces se instalará una Protección Diferencial de Barras 220 kV.

3.6.4. Sistema de Control y Automatización (SCADA)

El Sistema de Control y Automatización está constituido por un sistema jerárquico con los siguientes niveles de operación:

Nivel 3	Centro de control
Nivel 2	Subestación
Nivel 1	En los Relés de Protección
Nivel 0	En los equipos

Todos los equipos del Patio, el Transformador y las Celdas 33 kV están conectados a sus respectivos Relés de Protección y Control (BCU). Luego, todos estos Relés están conectados a dos redes LAN (PRP-A & PRP-B) con el Protocolo IEC 61850. Estas dos redes LAN aseguran la redundancia para una buena confiabilidad.

Además, para los Medidores de Potencia y Energía (ION 9000) se tiene otra Red LAN con el Protocolo IEC 61850, a la cual se conectan también los demás dispositivos que se tiene

en la subestación, tales como los Monitores de Temperaturas y de Gases del Transformador, y el Controlador de los Servicios Auxiliares (Rectificadores y Grupo de Emergencia)

El SCADA de la SE Sunny integrará también a la Ampliación de la SE San José, así como al Sistema de Control de la Central Solar Fotovoltaica Sunny. En la Figura 12 se muestra la Arquitectura del SCADA y en la Figura 13 el Pupitre de Operación en la Sala de Control de la SE Sunny.

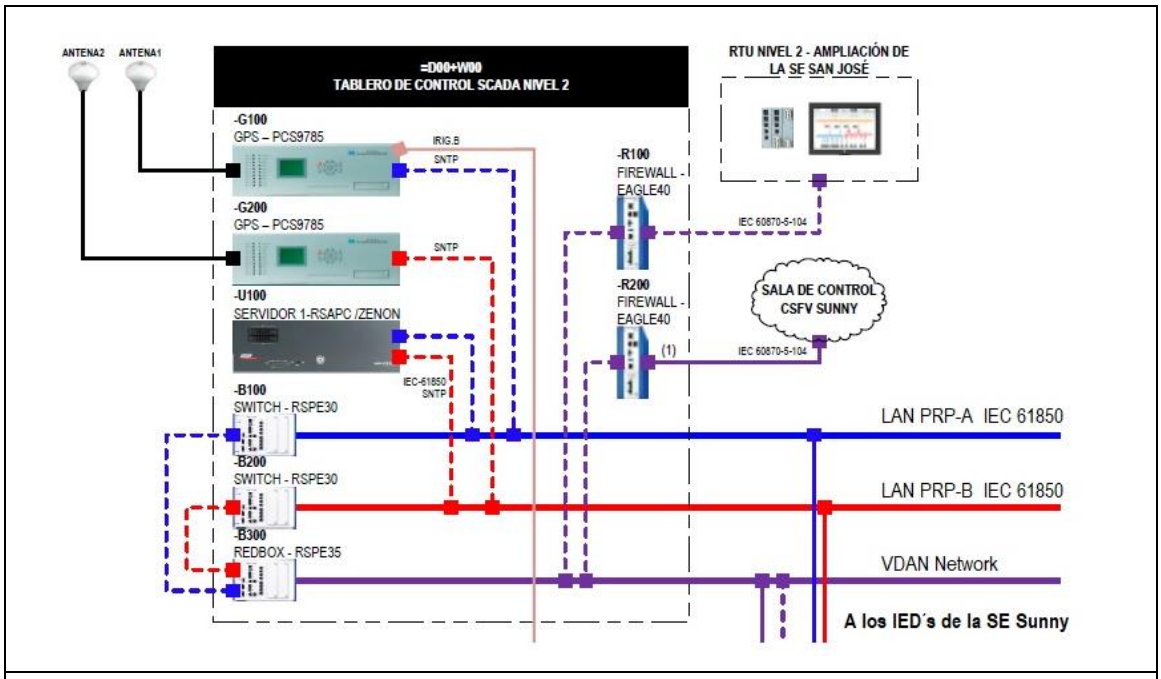

Figura 12: Arquitectura de Automatización (SCADA)

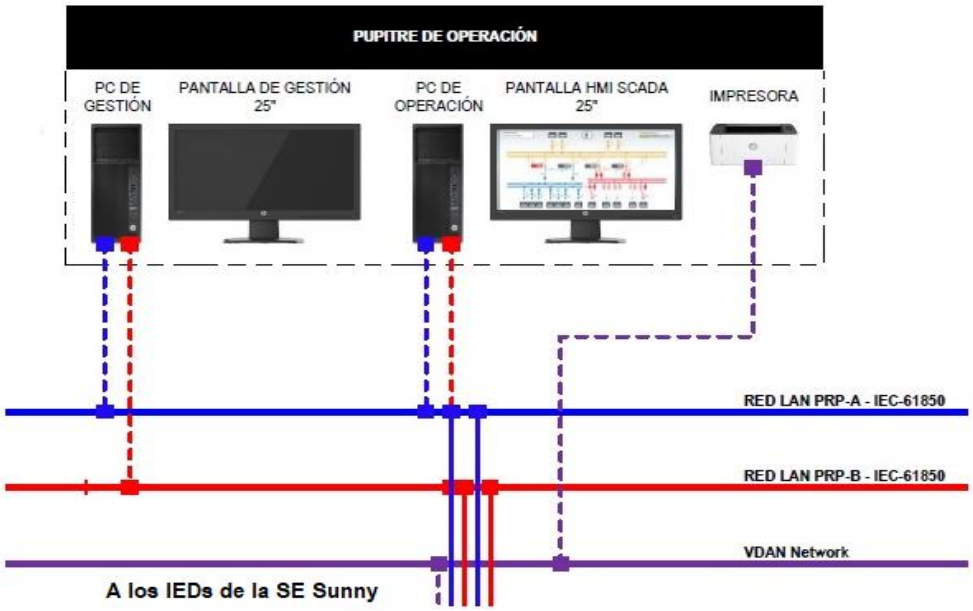

Figura 13: Pupitre de Operación de la SE Sunny

3.6.5. Telecomunicaciones del proyecto

Para las Telecomunicaciones del Proyecto se ha previsto un enlace con Fibra Óptica Monomodo de 24 hilos, con una longitud de 1.34 km entre la SE Sunny y la Ampliación de la SE San José. Este enlace cuenta con un Tablero de Telecomunicaciones en cada extremo, cada uno con su ODF y un Multiplexor para conectarse al respectivo Tablero del SCADA Nivel 2. Este enlace se utiliza para la Teleprotección y la Transmisión de Datos del SCADA y la Medición.

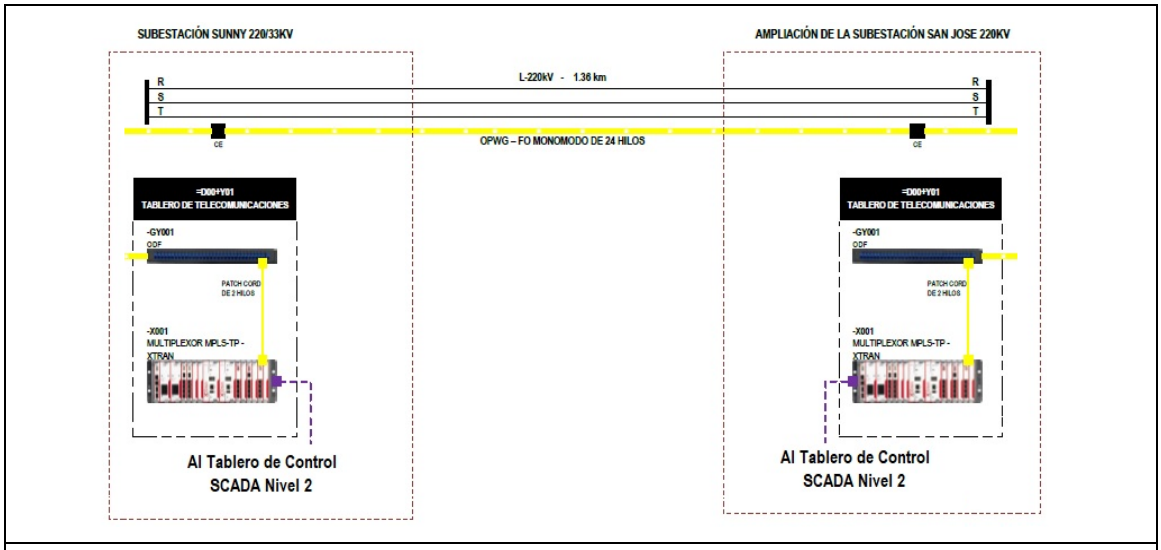

Figura 14: Pupitre de Operación de la SE Sunny

3.6.6. Servicios Auxiliares

Los Servicios Auxiliares de CA tienen las siguientes fuentes de alimentación:

- Dos Transformadores 33kV/380-220 V, 125 kVA, que son alimentados desde las Celdas 33 kV. Estos transformadores operan uno como respaldo del otro.
- Un Grupo Electrógeno Trifásico de 380/220 V, 60 Hz, 100 kW. que opera como Generador de Emergencia cuando se pierde la alimentación de los Transformadores de Servicios Auxiliares.

Los Servicios Auxiliares de CC son dos sistemas redundantes, conformado cada uno por lo siguiente:

- Un Rectificador - Cargador 380 Vca / 125 Vcc de 80 Acc
- Una Batería 125 Vcc de 200 A-h para una descarga de 5 horas.

4.0 CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

4.1. Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia en Operación Normal – Vol II

- En todos los casos analizados (CASO BASE y CASO ADICIONAL) los niveles de tensión se encuentran dentro del margen de +/- 2.5% de la tensión nominal, asimismo, no se presentan sobrecargas en líneas y transformadores.

- La conexión del Proyecto en su Etapa I no genera impactos significativos en los flujos de carga del sistema eléctrico.

- La línea San José – Sunny 220 kV inyecta aproximadamente 10 MVAr al SEIN, esta inyección de reactivos no afecta el perfil de tensión de la barra San José 220 kV.

- El SVC de la SE San José opera con un máximo nivel de carga de 33%.

4.2. Verificación de las tensiones de operación definidas por el COES

- Se evaluó el impacto del proyecto sobre el perfil de tensiones de las barras aledañas (Moquegua 224 kV, Socabaya 222 kV, Cerro Verde 139 kV, Socabaya 139 kV y Moquegua 142 kV). En la Tabla 3 y Tabla 6 se muestra el perfil de tensiones para los casos analizados y en los escenarios de estiaje 2025 y avenida 2026, en máxima, media y mínima demanda.
- Tal como se observa, los perfiles de tensión en todos los casos se mantienen entre 0.99 p.u. y 1.01 p.u. de la tensión de operación, asimismo, se observa un comportamiento similar en los escenarios de máxima, media y mínima demanda.
- Por lo descrito, se concluye que la conexión del proyecto no deberá modificar las tensiones de operación definidas por COES en el Informe COES D/DP/SNP-INF-033-2022.

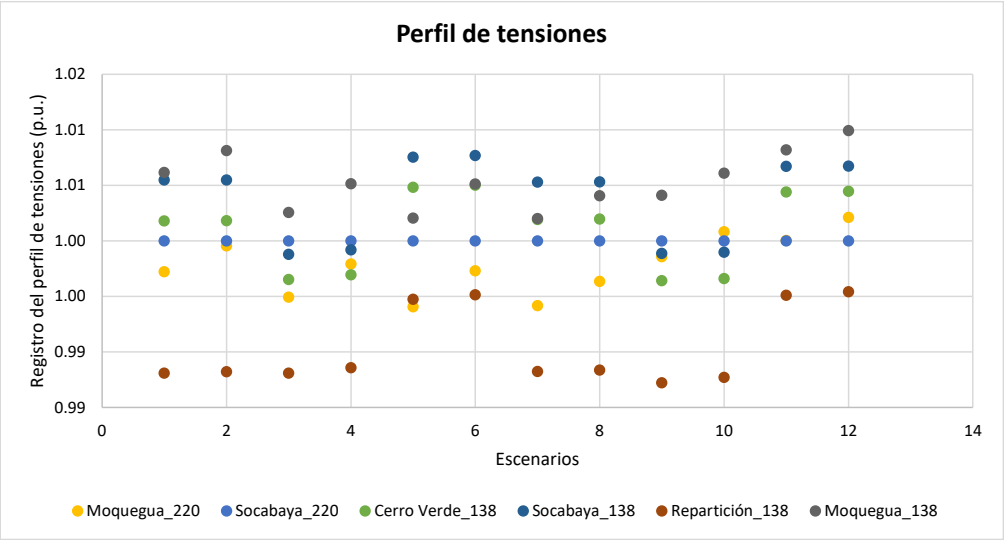

Figura 15.- Perfil de tensiones en operación normal.

4.3. Conclusiones del Análisis de Flujo de Potencia en Contingencias

- Se evaluaron 13 contingencias tanto en el CASO BASE como en el CASO ADICIONAL.

- Ante la contingencia 4 (F/S TR1 SE Montalvo 500/220 kV), se registran sobrecargas en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV y en el transformador de la SE Yarabamba 500/220 kV. Cabe señalar que estas sobrecargas son idénticas tanto en el escenario Sin Proyecto como en el escenario Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la incorporación de este último.

- Ante la contingencia 6 (F/S LT Poroma – Yarabamba 500 kV), se registran sobrecargas en la línea Poroma – Ocoña 500 kV y en la línea Ocoña – San José 500 kV. Cabe señalar que estas sobrecargas son idénticas tanto en el escenario Sin Proyecto como en el escenario Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la incorporación de este último.

- Ante la contingencia 8 (F/S LT Montalvo – Moquegua 220 kV), se registran sobrecargas en las líneas Moquegua – Socabaya 220 kV. Cabe señalar que estas sobrecargas son idénticas tanto en el escenario Sin Proyecto como en el escenario Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la incorporación de este último.

- Las demás contingencias no generan sobrecargas ni perfiles de tensión que se encuentren fuera del margen permisible para una operación en contingencias.

- La conexión del Proyecto no genera un impacto significativo en los niveles de carga y perfiles de tensión que se presentan ante la ocurrencia de las contingencias evaluadas.

4.4. Conclusiones del Análisis de Cortocircuito

- Se realizaron simulaciones de cortocircuito monofásico, bifásico a tierra y trifásico, los resultados se resumen a continuación:

  - Cortocircuito monofásico: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito monofásico a tierra son menores a 10 kA.
  - Cortocircuito bifásico-tierra: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito bifásico a tierra son menores a 10 kA.
  - Cortocircuito trifásico: La conexión del Proyecto no genera incrementos en los niveles de cortocircuito. En las instalaciones del Proyecto, los niveles de corriente de cortocircuito trifásico son menores a 12 kA.

- Estos valores se encuentran debajo del poder de ruptura de los interruptores de S.E Sunny, según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.- Capacidad de cortocircuito de subestaciones.

Subestación	Tensión (kV)	Capacidad de Cortocircuito (kA)
Sunny	220	40.
Sunny	33	31.5

- No se supera la capacidad de ruptura de los equipos de maniobra en la S.E. San José, donde los equipos existentes de Cerro Verde son de 40 kA y la capacidad de ruptura del interruptor en la celda de llegada del proyecto Sunny en la SE San José 220 kV es de 63 kA. Las máximas corrientes de cortocircuito en San José 220kV,

obtenidas en los análisis de cortocircuito, son de 9.8 kA para una falla monofásica, 10.4 kA para una falla bifásica a tierra y 7.7 kA para una falla trifásica.

- El máximo valor de corriente 3I0 en S.E San José 220 kV es de 15.6 kA, valor menor a la corriente de diseño del sistema de puesta a Tierra de la S.E. San José existente, la cual es de 30 kA.

4.5. Análisis de maniobras de energización de la línea de transmisión

- Se observa que, en todos los escenarios analizados, la barra de la SE San José tiene un nivel de tensión entre +/- 2.5% de la tensión nominal.
- La máxima inyección de reactivos al SEIN de la línea de 220 kV en vacío, se encuentra en el orden de 11 MVAR y no genera problemas de sobretensión en barras.
- La energización desde el extremo San José no genera sobretensiones en la línea en vacío, la tensión en el extremo en vacío es menor a 1.02 p.u.
- En todos los escenarios evaluados la energización de la línea San José – Sunny 220 kV no generó sobretensiones en el extremo en vacío, así mismo la inyección de los reactivos de la línea en vacío al SEIN (11 MVAr) no tendrá un impacto significativo en el perfil de tensiones de la barra de energización San José 220 kV.
- Las maniobras de puesta en servicio no generan sobretensiones en los equipos del Proyecto. Los perfiles de tensión se encuentran dentro del margen de +/-2.5% Vn.

4.6. Conclusión General

- La operación del Proyecto Etapa I: Energización del Transformador Principal de la Central Solar Fotovoltaica Sunny, no tiene un impacto negativo en la operación del SEIN, puesto que en todos los escenarios analizados no se presenta sobrecarga en líneas de transmisión o en transformadores que sea atribuible a su conexión.
- La operación en vacío de la línea del Proyecto no tendrá un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como durante las maniobras de energización del Proyecto, se observan perfiles de tensión dentro del margen +/- 2.5% de la tensión nominal.
- Los resultados de cortocircuito son menores a la capacidad de ruptura de los equipos existentes y proyectados.

4.7. Conclusiones de los Estudios de Estabilidad Transitoria – VOL III EET

Los casos involucrados en los estudios de Estabilidad Transitoria de tipo RMS, son los indicados a continuación, **SIN** y **CON** el proyecto en Estiaje 2025 y Avenida 2026:

Caso Base:

- Configuración actual (al 2024) de la SE San José, más;
- CSF Matarani 80 MW.

Caso Adicional:

- CSF San Martín Solar inyectando su producción en la barra San José 220 kV;
- CH San Gabán III;
- Refuerzo 1 ATS – 2do Banco de autotransformadores SE Montalvo
- Refuerzo 2 ATS – 2do Banco de autotransformadores SE Poroma

4.7.1. Conclusiones de las Fallas en Líneas de Transmisión

En los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para los casos indicados arriba se observa que para los eventos de fallas monofásicas con re cierre exitoso al 1% y 99% de las líneas, y para las fallas trifásicas con apertura definitiva al 1% y 99% de las líneas, el sistema logra recuperar un nuevo punto de operación aceptable en estado estacionario. También para los casos de fallas sobre los transformadores y la sucesiva puesta fuera de servicio de la máquina; en cada evento el sistema logra recuperar un nuevo punto de operación aceptable en base a los requisitos de la Norma Técnica.

El perfil de las tensiones en las barras de 138 kV, 220 kV y 500 kV de las subestaciones en la zona de influencia se encuentran dentro de un rango de operación aceptable (0.90 pu – 1.075 pu) según el criterio de contingencias en post falla.

Los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión y autotransformadores en la zona de influencia se amortiguan luego que se despeja la falla alcanzando un nuevo punto de operación estable; de la misma forma la respuesta en el control de la tensión y de la potencia reactiva que entregan los SVC de la SE San José y Socabaya resultan eficaces, obteniéndose en la zona un buen amortiguamiento de las oscilaciones luego que se despeja la falla. Sin embargo, en la zona de San Gaban, se observa en ciertas contingencias un amortiguamiento pobre de las oscilaciones de potencia, la situación no mejora con la entrada de la CH San Gaban III en Avenida del 2026. Se aconseja un estudio dedicado para coordinar y optimizar la contribución de los equipos PSS presentes en los generadores convencionales.

Los ángulos de los rotores de los generadores de las centrales en la zona de influencia se estabilizan sin perder sincronismo, encontrándose dentro del rango ±90°.

A excepción del evento de falla y apertura definitiva del autotransformador 500/220 kV de la SE Montalvo AUT-5671, para la condición de **Estiaje 2025**, el sistema presenta sobrecargas significativas en algunas líneas de transmisión en el nivel 220 kV, y en el TR 500/220 kV de Yarabamba. La comparación de resultados **SIN** y **CON** proyecto demuestra que estas condiciones no dependen de la puesta en servicio de la LAT 220 kV y TR 220/33 kV del proyecto Sunny. Mientras que para la condición de **Avenida 2026**, estas sobrecargas desaparecen al ingresar el TR nro,2 en Montalvo.

4.7.2. Conclusiones de Salidas Intempestivas

Para los casos de estudio indicados arriba, el perfil de las tensiones en las barras de 138 kV, 220 kV y 500 kV de las subestaciones en la zona de influencia se encuentran dentro de un rango de operación aceptable (0.90 pu – 1.075 pu), los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión y autotransformadores en la zona de influencia se amortiguan luego que se agota el evento, alcanzando un nuevo punto de operación estable, y los ángulos de los rotores de los generadores de las centrales en la zona de influencia se estabilizan sin perder sincronismo.
También para estas simulaciones la salida intempestiva del único TR 500/220 kV de la SE Montalvo, en el periodo de **Estiaje 2025** da lugar a las mismas situaciones que las mencionadas arriba en el capítulo precedente. En **Avenida 2026** se dispone del refuerzo del TR en Montalvo y las sobrecargas no se presentan.

4.7.3. Conclusiones del Tiempo Critico de despeje de Falla

Los tiempos críticos de despeje de falla que se han verificado resultan siempre mayores a 100 mseg, el cual es el mínimo tiempo exigido en el PR-20.
Se verifica que, en los diferentes tipos de eventos analizados, la presencia del proyecto no altera los resultados obtenidos **SIN** el proyecto.
Así mismo, se observa que los tiempos críticos de despeje de falla mínimos (160 [ms]) se dan igualmente en los Casos **SIN** y **CON** proyecto, para el periodo de Avenida 2026, y para la falla y perdida permanente de la LAT 500 kV Yarabamba-Montalvo (L-5035),

siendo el factor limitante la perdida de paso en las unidades de la CH San Gaban I y/o San Gaban III para los Casos Adicionales.

Se observa también que los Tiempos Críticos, en general, aumentan sensiblemente para el periodo de Estiaje de los Casos Adicionales, por efecto de un mayor despacho de unidades térmicas en el área Centro del SEIN, que aleja la posibilidad de pérdida de paso de las unidades de San Gaban I y III.

4.7.4. Conclusiones Generales en los EET y el ingreso del Proyecto

Los estudios de estabilidad transitoria llevados a cabo simulando diferentes eventos, entre ellos aquellos considerados muy severos; han puesto en evidencia que el proyecto Sunny Etapa 1, no altera los resultados de los análisis obtenidos **SIN** proyecto, así como la continuidad del servicio y la seguridad en la operación, particularmente para la zona Sur del SEIN.

La presencia del equipo SVC en la SE San José muy cercana a la SE Sunny del proyecto, asegura un rápido restablecimiento de las principales magnitudes luego de eventos más o menos severo en la zona Sur del SEIN.

Luego de un evento, aun severo, se observa una recuperación aceptable de la demanda de Cerro Verde, cuya operación y respuesta no se ve alterada por la puesta en servicio del proyecto Sunny en su Etapa 1. Solo el efecto favorable de descargar de 11 Mvar el SVC de San José a causa de la inyección capacitiva de la Línea en cable del proyecto.

Se mantiene la situación de sobrecargas en condiciones de operación N-1 (autotransformador 500/220 kV de Montalvo) en el periodo de **Estiaje** 2025, tanto en el escenario **SIN** proyecto que **CON** proyecto.

Se aconseja un estudio dedicado para coordinar y optimizar en modo global la contribución de los equipos PSS (Power System Stabilizer), presentes en los generadores convencionales, dado que en la zona de San Gaban se observa un amortiguamiento pobre de las oscilaciones de potencia.

4.8. Conclusiones de Estudios de Transitorios Electromagnéticos – VOL V ETE

4.8.1. Energización del Transformador

La conclusión del estudio relativo a este argumento especifico indica que el transformador requiere de un sistema de cierre sincronizado para evitar que el transitorio de energización impacte excesivamente en la tensión en 220 kV, 500 kV y en las tensiones MT de las instalaciones de San Luis y San Carlos. El sistema de cierre sincronizado puede ser de la tecnología más sencilla, denominada *Voltage Peak Strategy* y basada sobre el cierre en el instante de pico de la tensión de fase; es decir, no hace falta un sistema de cierre que esté basado sobre el monitoreo de los flujos del transformador, que tendría la complicación de requerir una medición confiable en un rango de frecuencia adecuado, algo que un TVC no puede garantizar y se necesitaría por lo tanto la instalación de un sistema de medición sofisticado, no común. Se ha demostrado que con una *Voltage Peak Strategy*, aun cuando la apertura anterior no haya sido controlada (por ejemplo, por intervención de una protección), el sistema de recierre controla adecuadamente la caída de tensión durante la energización del transformador aún bajo las condiciones más críticas de flujo residual.

4.8.2. TRV interruptores 220 kV

El estudio de la apertura de los interruptores de 220 kV del proyecto en SAN JOSÉ y en SUNNY 1 demuestra que tanto las TRV como las RRRV asociadas a las fallas TERMINAL y SHORT LINE definidas en la Norma IEC 62271 están perfectamente dentro de los límites de diseño de los interruptores; por lo tanto, queda comprobada la capacidad de interrumpir las corrientes de falla sin problema.

4.8.3. Análisis de cambios en la impedancia armónica

El estudio de cambios en la impedancia armónica del sistema por efecto de la entrada del proyecto demuestra que el único cambio evidente es la disminución de la frecuencia de una condición de resonancia paralelo (la más alta detectada), desde el orden 35-66 al orden 25-26. Ese cambio impacta poco o nada principalmente por el hecho que en baja frecuencia no se registra ningún cambio apreciable.

4.8.4. Energización de la línea L-2070

Las maniobras de energización de la línea no exhiben valores que puedan despertar inquietudes ni por un tema energético (energía disipada por lo descargadores) ni por un tema de aislamiento: el valor de pico alcanzado en el estudio estadístico, simulando 200 maniobras en las que se combinaron realísticamente los instantes de cierre, no alcanzaron los 2 p.u. teóricos de una línea; además, debido al hecho que la línea sea corta, el transitorio que se origina es un transitorio de alta frecuencia, con un amortiguamiento elevado que hace que después de un periodo del 60 Hz el fenómeno ya esté extinguido.

5.0 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

- El estudio de protecciones ha considerado como equipamiento nuevo la conexión a la barra de 220 kV de la S.E. San José, la línea de transmisión San José – Sunny de 220 kV, el transformador de potencia de 220/33/33 kV, la barra A y B en 33 kV y las celdas en 33 kV, asimismo, cabe mencionar que en esta etapa no se considera la generación de la central solar fotovoltaica de 204 MW.

- Se recomienda implementar los ajustes propuestos en el presente estudio de protecciones para la línea de transmisión L-2070, para el transformador 220/33/33 kV, barra A y B en 33 kV y las protecciones de las celdas en 33 kV, en el cual se ha verificado la confiabilidad, selectividad, velocidad y sensibilidad de las funciones de protección.

- De acuerdo con los resultados de las simulaciones en el presente estudio, se recomienda mantener los ajustes actuales de distancia y sobrecorriente de las líneas de transmisión L-2071 y L-2072 en ambos extremos y los ajustes actuales de sobrecorriente de los autotransformadores ATXF-001 y ATXF-002 de la S.E. San José. Por lo tanto, no es necesario modificar los ajustes coordinables de distancia y sobrecorriente de otras instalaciones más alejadas del proyecto de la S.E. Sunny.

- De acuerdo con los resultados de las simulaciones del estudio de coordinación de protecciones, ha sido necesario modificar ligeramente el ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra de los enlaces de barra A y B de la S.E. San José, esto debido principalmente a que fallas en la línea L-2070 o en la L-2073 no desconecte de forma descoordinada el enlace de barras por la función de sobrecorriente de tierra. También cabe mencionar que el ingreso del proyecto Sunny no modifica los ajustes de las protecciones de distancia y sobrecorriente de tierra de la línea L-2073 y tampoco de los transformadores de potencia TRP-220 y TRP-221 de la S.E. San Martín.

6.0 ANEXO 1

Diagrama Unifilar del Proyecto

Diagrama unifilar de la Ampliación de la SE San José

Diagrama Unifilar de la SE Sunny