PROYECTO	SAN MARTÍN SOLAR 252,4 MW
TIPO DOCUMENTO	Resumen ejecutivo
CÓDIGO	3754-02-EL-ST-011
VERSIÓN	02
TÍTULO	

RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO

San Martín Solar – 252,40 MW

SOLARPACK INGENIERÍA

MEDELLÍN, COLOMBIA

ENERO 2025

Título del Documento	:	RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO
Versión	:	02
Fecha	:	30/01/2025
Preparado por	:	Juliana Carolina Acosta Jácome
Aprobado por	:	Juan Esteban Ruiz
Nombre Archivo	:	3754-02-EL-ST-011
Patrocinador	:	

TABLA DE REVISIONES

REVISIÓN	FECHA	Modificación: [autor], página Nº, párrafo Nº, descripción
00	13/08/2024	JCA, Creación del documento
01	19/11/2024	JCA, Atención a comentarios COES
02	30/01/2025	JCA, Atención a comentarios COES

Elaborado por:	Consultado:	Consultado:	Aprobado por:
Firmado: JCA	Firmado: SVO	Firmado: AFA	Firmado: JER

El presente documento es propiedad exclusiva de Solarpack. Su difusión total o parcial al exterior de la empresa no puede efectuarse sin su consentimiento. Es responsabilidad de cada destinatario definir y asegurar la difusión interior de este documento

INDICE

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO 7
1.1 ANTECEDENTES 7
1.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO 7
1.3 PUNTO DE CONEXIÓN AL SEIN 8
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL SITIO 8
1.5 AÑO DE CONEXIÓN AL SEIN 9
1.6 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL 9
1.7 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN 10

2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL 10
2.1 COMPONENTES PRINCIPALES 10
2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 10
2.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT) 11
2.4 INVERSOR FOTOVOLTAICO 12
2.5 CONTROLADOR DE POTENCIA DE LA CENTRAL PCC [4] 14
2.6 TRANSFORMADOR [5] 14
2.7 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN 15

3 DESCRIPCIÓN DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS 16
3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO (SUBESTACIONES) 16
3.1.1 Descripción general del patio de llaves 16
3.1.2 Configuración de las subestaciones 16
3.1.3 Características eléctricas 16
3.1.4 Distancias mínimas de seguridad 17
3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS 17
3.2.1 Ampliación subestación San José 220 kV 17
3.2.2 Subestación San Martín 220 kV / 33 kV 17
3.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO 19
3.3.1 Características de los interruptores 19
3.3.2 Características de los seccionadores 20
3.3.3 Características de los transformadores de medida 20
3.3.4 Características de los descargadores de sobretensión 22
3.3.5 Características del transformador Zig-Zag con devanado cargable 23
3.3.6 Características del transformador de potencia 23
3.3.7 Características de los aisladores 24
3.3.8 Características de celdas de media tensión 24
3.4 DESCRIPCIÓN MANDO SINCRONIZADO 26
3.4.1 FUNCIONES PRINCIPALES 26
3.4.2 CARACTERÍSTICAS 26

3.4.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO ... 26
3.5 PRUEBAS SITE ACCEPTANCE TEST (SAT) ... 29
3.6 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO ... 29
3.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL, MANIOBRA Y SERVICIOS AUXILIARES ... 30
3.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES ... 31
3.8.1 SE San José – Ampliación SE San José ... 31
3.8.2 Ampliación SE San José – SE San Martín ... 31
3.9 SISTEMAS PORTADORES ... 31
3.9.1 Sistemas de fibras ópticas ... 31
3.10 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO (LÍNEAS DE TRANSMISIÓN) ... 31
3.10.1 Descripción general de las líneas de transmisión ... 32
3.10.2 Características generales de las líneas de transmisión ... 32
3.10.3 Distancias mínimas y de seguridad (Líneas de transmisión) ... 33
3.10.4 Cruce con líneas existentes ... 34

4 CONCLUSIONES ESTUDIOS ELÉCTRICOS ... 34
4.1 ESTADO ESTACIONARIO ... 34
4.1.1 REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA ... 34
4.1.2 FLUJO DE POTENCIA Y ESQUEMA DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN ... 34
4.1.3 SINCRONISMO Y ENERGIZACIÓN ... 38
4.1.4 CORTOCIRCUITO ... 39
4.2 MODOS DE OPERACIÓN DEL CONTROL PPC ... 40
4.2.1 Control de potencia activa ... 41
4.2.2 Control de potencia reactiva ... 42
4.3 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA ... 43
4.3.1 ANÁLISIS ANTE VARIACIONES DE FRECUENCIA ... 44
4.3.2 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA ESPECIAL DE CONTROL Y PROTECCIÓN ... 44
4.3.3 ANÁLISIS ANTE HUECOS DE TENSIÓN ... 45
4.3.4 ANÁLISIS DE TIEMPOS CRÍTICOS ... 45
4.3.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD PERMANTE ... 46
4.4 ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA ... 46
4.4.1 ANÁLISIS DE IMPEDANCIA ARMÓNICA Z(W) ... 46
4.4.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE TENSIÓN ... 47
4.5 SATURACIÓN DE CCTT ... 47
4.5.1 EN RÉGIMEN PERMANENTE ... 47
4.5.2 EN RÉGIMEN TRANSITORIO ... 47
4.6 ANÁLISIS DE TRV ... 47
4.6.1 TRV EN INTERRUPTORES DE LÍNEA ... 48
4.6.2 TRV ANTE CONDICIÓN DE OPOSICIÓN DE FASES ... 48
4.6.3 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITIVAS ... 48
4.7 ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS ... 48

5 CONCLUSIONES ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 49

6 REFERENCIAS 55

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del proyecto 8
Figura 2. Diagrama de conexión del mando sincronizado 27
Figura 3. Conexión del proyecto al SEIN. 32

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ubicación en coordenadas UTM WGS84 8
Tabla 2. Características del sitio SE San José 220 kV y SE San Martín 220 kV 8
Tabla 3. Características planta fotovoltaica 10
Tabla 4. Características equipamiento del centro de transformación 11
Tabla 5. Características eléctricas de las subestaciones 16
Tabla 6. Distancias mínimas y de seguridad 17
Tabla 7. Características de interruptores 19
Tabla 8. Características de seccionadores 20
Tabla 9. Características de los transformadores de corriente 20
Tabla 10. Características generales de los CCTT 21
Tabla 11. Características de los transformadores de tensión 22
Tabla 12. Características de descargadores de sobretensión 22
Tabla 13. Características transformador Zig-Zag 23
Tabla 14. Características del transformador de potencia 23
Tabla 15. Características de los aisladores de soporte 24
Tabla 16. Características del transformador de las celdas de media tensión 24
Tabla 17. Características generales de las líneas de transmisión 32
Tabla 18. Distancias de seguridad para las líneas en 220 kV 33

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 ANTECEDENTES

- Joya Solar, representada en este expediente como Solarpack, tiene por objeto el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas de aprovechamiento de la energía renovables.
- El Proyecto San Martin Solar presenta una conformidad de Estudio de Pre- Operatividad en enero del 2024, mediante comunicado COES/D/DP/-089-2024
- El Proyecto San Martin Solar fue aprobado ambientalmente por la Resolución Directoral N°0196-2021-MINEM/DGAE, el 30 de noviembre de 2021.
- La Concesión Definitiva de Generación del Proyecto San Martin Solar fue otorgada mediante la Resolución Ministerial N° 327-2022-MINEM/DM, del 25 de agosto de 2022, y posteriormente constituyó un Contrato de Concesión, registrado bajo el N°576-2022, y el cual se inscribió en la Partida N°15152034, del Registro de Propiedad Inmueble de la Oficina Registral de Lima. Mediante la Resolución Ministerial N°259-2024-MINEM/DM se aprobó la modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto “San Martín Solar”.
- La Concesión Definitiva de Transmisión del Proyecto San Martin Solar fue otorgada mediante la Resolución Ministerial N° 402-2022-MINEM/DM, del 14 de noviembre de 2022, la cual posteriormente constituyó un Contrato de Concesión, registrado bajo el N°585-2022, y el cual se inscribió en la Partida N°15226685, del Registro de Propiedad Inmueble de la Oficina Registral de Lima. Mediante la Resolución Ministerial N°265-2024-MINEM/DM se aprobó la modificación de la concesión definitiva de transmisión de energía eléctrica para el proyecto “San Martín Solar – S.E. San José)”.
- La servidumbre de generación eléctrica fue otorgada vía Resolución Ministerial No. 334-2023-MINEM/DM y publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 08 de setiembre de 2023.
- La servidumbre de Electroducto fue otorgada vía Resolución Ministerial No. nº 405-2023-MINEM/DM y publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 21 de octubre de 2023.

1.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La ampliación de la subestación San José y la nueva subestación San Martín, se encuentra ubicadas en el distrito de La Joya, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa, en el sur del Perú, a una altitud menor a 1500 m.s.n.m. (metros sobre el nivel del mar)

En la Figura 1, se muestra la ubicación de las subestaciones.

Figura 1. Ubicación del proyecto

Las subestaciones se ubican en las coordenadas mostradas en la Tabla 1.

Tabla 1. Ubicación en coordenadas UTM WGS84

Localización geográfica	S.E. San José	S.E. San Martín
Coordenadas UTM WGS84		
– Zona	19 k	19 k
– Este (m)	200 821	201 295
– Norte (m)	8 153 905	8 152 085

1.3 PUNTO DE CONEXIÓN AL SEIN

El proyecto solar fotovoltaico San Martín se interconectará al SEIN a través de la subestación existente San José de 500/220/33 kV que se encuentra ubicada en el distrito de La Joya, provincia de Arequipa, en el departamento de Arequipa. El proyecto contempla la ampliación de la barra de San José 220 kV, con equipos de seccionamiento de barra e implementar una (1) celda de línea para recibir la simple terna desde la nueva subestación San Martín a aproximadamente 2,13 km.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

Tabla 2. Características del sitio SE San José 220 kV y SE San Martín 220 kV

Parámetros	Unidad	S.E. San José 220 kV	S.E. San Martín 220 kV
Altura sobre el nivel del mar	m	< 1500	< 1500
Temperatura			

Parámetros	Unidad	S.E. San José 220 kV	S.E. San Martín 220 kV
Máxima promedio anual	°C	28	28
Media anual	°C	19	19
Media promedio anual	°C	11	11
Nivel ceráunico	Días / año	10	10
Velocidad de diseño del viento	km/h	94	94
Nivel de contaminación ambiental IEC 60815	-	Muy pesado (31 mm/kV)	Muy pesado (31 mm/kV)
Características sísmicas			
Aceleración horizontal máxima esperada, Aa	g	0,5	0,5
Aceleración vertical máxima esperada, Aa	g	0,3	0,3

1.5 AÑO DE CONEXIÓN AL SEIN

La empresa SolarPack estima una puesta en operación comercial de la Planta San Martín Solar, para el mes de mayo de 2025.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL

A modo de resumen, las condiciones iniciales de la planta fotovoltaica serán las siguientes:

- Estará compuesta por 24.720 módulos de 655 Wp, 404.580 módulos de 660 Wp y 25260 módulos de 665 Wp de potencia, agrupados en seguidores de un eje horizontal, conectados a 256 inversores fotovoltaicos tipo central (tecnología 1500 VCC).
- Considerando las condiciones climáticas del lugar, el diseño se realizará con ramas fotovoltaicas de 30 módulos (en adelante, strings). El número máximo de módulos por string se basará en la condición de que el voltaje del string esté en todo caso por debajo de 1500 VCC a la temperatura mínima histórica con una irradiancia mínima de 50 W/m2.
- La configuración de la planta se realizará mediante la formación de 32 “islas de potencia”. Cada “isla de potencia” estará asociada con varios seguidores e inversores fotovoltaicos dispuestos alrededor de cada Centro de Transformación (en adelante, CT). Este tipo de configuración facilita el desarrollo de la ingeniería constructiva, optimiza los costos y agiliza la construcción.
- La energía generada en la planta se evacuará en una red interna subterránea de media tensión (en adelante, MT) de 33 kV. Para ello la planta dispondrá de 32 transformadores elevadores de tensión. La red interna de MT enlazará con una subestación elevadora de tensión (en adelante, SE San Martin), perteneciente a la propia planta, que elevará la tensión.
- De dicha SE, saldrá la línea aérea de evacuación (en adelante, LEV), que evacuará en el punto de conexión San José 220 kV, perteneciente a la Sociedad Minera Cerro Verde.
- La central fotovoltaica cumplirá con los requisitos técnicos de conexión de las instalaciones de centrales de generación no convencional (CGNC) al SEIN de acuerdo a lo indicado en el capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20.
- La central fotovoltaica capturará las señales de Radiación Solar y Temperatura de las células para ser enviadas en tiempo real al COES, de acuerdo con lo exigido en numeral 9.2 del Capítulo 4 del Anexo 1, del PR-20.

- La central fotovoltaica contará con un sistema de Predicción de Potencia con medidores multifunción y cumpliendo con el numeral 9.3 del Capítulo 4 del Anexo 1, del PR-20, el Sistema entregará la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas. La información sobre las predicciones de potencia se debe transmitir al COES con al menos 24 horas de antelación. En casos de emergencia el COES podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.
- Las principales características de las plantas son:

Tabla 3. Características planta fotovoltaica

Características principales de la planta fotovoltaica	
Potencial Global del generador (STC)	300,01 MW_{CC}
Potencia Nominal	252,40 MW_{CA}
Tipo de seguidor	Seguidor de un eje horizontal
Tipo de modulo fotovoltaico	Silicio
Tipo de inversor	String (1500 Vcc)
Nivel de Media Tensión	33 kV
Punto de conexión	SE San José 220 kV

1.7 CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN

Se tiene previsto el ingreso a operación comercial de la central para el primer trimestre del año 2025, se adjunta un cronograma en el Anexo 1.

2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

2.1 COMPONENTES PRINCIPALES

A continuación, se relacionan los elementos principales que conforman el proyecto solar:

- Módulos fotovoltaicos
- Centro de transformación (CT)
- Inversor fotovoltaico
- Controlador de potencia de planta (PPC)
- Transformador
- Celdas de media tensión

2.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las características mecánicas del inversor son las siguientes, de acuerdo a lo indicado por el fabricante [1]

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

Los módulos estarán certificados de acuerdo con:

- IEC 61215 “Crystalline silicon terrestrial PV modules”
- IEC 61730 “Photovoltaic (PV) module safety qualification”. Para 1500 VDC
- IEC 61701 “Photovoltaic (PV) modules - Salt mist corrosion testing”
- IEC 62716 “Photovoltaic (PV) modules - Ammonia corrosion testing”

Cada string dará una corriente diferente que se agregará al resto de los strings hasta el inversor. La tensión de cada string será la misma y será fijada por el inversor de CC/CA en su búsqueda del punto de máxima potencia.

El módulo fotovoltaico conservará de forma clara e indeleble el modelo y el nombre o el logotipo del fabricante, así como una identificación individual o un número de serie rastreable hasta la fecha de fabricación.

2.3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT)

A continuación, se indica el alcance de las obras en las subestaciones. Cada CT contara con los equipos que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Características equipamiento del centro de transformación

Equipamiento CT	
Equipo de MT	Celda de protección del transformador, con seccionador combinado con interruptor automático e interruptor de puesta a tierra.
	Celda de línea, con seccionador e interruptor de puesta a tierra para la entrada/salida de las líneas

Equipamiento CT	
	correspondientes. Celda de remonte para la entrada/salida de las líneas correspondientes.
	Transformador
Equipos de BT	Transformador de servicios auxiliares.
	Cuadros de protecciones de BT
	Cuadros de comunicaciones.
	Cuadro de protección de servicios auxiliares.
	SAI.
	Grupo electrógeno.

2.4 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Los módulos fotovoltaicos producen corriente continua proporcional a la intensidad de radiación incidente. Es necesario transformar la corriente continua en corriente alterna de las mismas características que la red (voltaje y frecuencia), para que ambos sistemas puedan operar en paralelo. El dispositivo responsable de realizar esta función se llama inversor de CC/CA.

El inversor se caracteriza por ser tecnológicamente avanzado y por cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad para la interconexión a la red de BT, así como las directivas de la comunidad sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

El inversor funciona como una fuente de corriente y siempre puede extraer la potencia máxima que puede suministrar el generador fotovoltaico, al rastrear automáticamente el punto de potencia máxima para el cual presentará un rango de potencia de entrada variable.

En este proyecto se instalarán inversores trifásicos de tipo central de 1100 kVA (@ 40ºC) de potencia y tensión nominal de 630 V.

Las características técnicas más importantes de este inversor se especifican a continuación:

a) PARÁMETROS DE CALIDAD DEL INVERSOR [2]

- Rango admisible de temperatura ambiente: -35 ºC a 60ºC.
- Humedad relativa: 0-100% (sin condensación).
- Máxima tensión CC: 1500 VCC.
- Eficiencia máxima ≥ 99%.
- Distorsión Armónica total THD <3%
- Control dinámico de potencia activa y reactiva.
- Inversor de exterior: IP65.

Los inversores están diseñados para funcionar con una tensión de entrada dentro de un rango permitido y, por lo tanto, la instalación tiene un tamaño con una tensión de circuito abierto siempre por debajo de la tensión de entrada máxima del inversor.

a) MODOS DE CONTROL DEL INVERSOR [3]

- **FreqCtrl**: Este submodelo, es responsable del ajuste de la función de control de potencia activa P(f) y de la función P setpoint.
- **ReactCtrl:** Este submodelo es el encargado del ajuste de los reactivos, con diferentes posibilidades de métodos:
  - Q (U) function
  - PF Control
  - Q setpoint control
  - Control de Q externo

b) SOPORTE DE RED

Los inversores podrán trabajar de acuerdo con los requisitos establecidos en el código de red y el acuerdo de conexión:

- Reducción de potencia
- Huecos de tensión.
- Requisitos de frecuencia.
- Rampa de potencia en funcionamiento.

c) REQUISITOS DE CALIDAD DE RED

En todo momento se garantizará en bornas del Inversor FV el cumplimiento de los parámetros de calidad de red indicados en las siguientes normas:

- IEC 61727 - Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface.
- IEC 62109 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems.
- IEC 62103 - Electronic equipment for use in power installations.
- IEC 62116 - Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures.
- IEC 61683 - Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency.
- IEC 62093 - Balance-of-system components for photovoltaic systems - Design qualification natural environments.
- IEC 61000-5-2 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 5- Installation and mitigation guidelines - Section 2- Earthing and cabling.
- IEC 62446-1:2016 - Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing- documentation and maintenance.
- IEEE 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.
- IEEE 519, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.

2.5 CONTROLADOR DE POTENCIA DE LA CENTRAL PCC [4]

Habrá un PPC, que cumple con los requisitos establecidos en el Código de Red y busca cumplir las siguientes funciones en el POI (Punto de interconexión con el sistema, en este caso San Martín 220 kV) mediante los diferentes tipos de control que tiene el inversor:

- Reducción de potencia.
- Control de frecuencia.
- Control de potencia activa
- Control de potencia reactiva.
- Respuesta ante huecos de tensión.

2.6 TRANSFORMADOR [5]

Para adaptar el nivel de voltaje de la salida del inversor, de BT a MT, la planta fotovoltaica tendrá los transformadores necesarios, que cumplirán todos los estándares de calidad requeridos. En los devanados de baja tensión (en adelante, BT) de cada transformador se conectarán los inversores.

Los transformadores serán trifásicos, exteriores, con regulación de carga en el lado de MT, refrigerados con aceite. Los transformadores tendrán las siguientes características mínimas:

- Refrigeración: – ONAN
- Tensión nominal primario: – 33 kV
- Tensión nominal secundaria – 630 V
- Frecuencia: – 60 HZ
- Regulación: – ±2,5 ±2.
- Nivel de aislamiento (BT): – 3 kV
- Nivel de aislamiento (MT): – 70 kV.
- Impedancia de cortocircuito, indicadas con base en la menor potencia: – HV-MVA 9,02% / MV-LV 14,29% / LV-HV 8,74%
- Perdidas en vacío: – 3954 W
- Perdidas en carga: – 65349 W
- Aceite del transformador:
    - Como aislante eléctrico y como medio de refrigeración, debe cumplir con las siguientes características:
        - Baja viscosidad.

- Alta conductividad térmica.
- Baja temperatura de congelación.
- Alta temperatura de ignición.
- Pérdidas dieléctricas bajas.
- Alto voltaje de ruptura dieléctrica.
- Ausencia de compuestos corrosivos.
- Buena estabilidad química.
- Alta estabilidad a la oxidación.
- Ausencia de humedad y sólidos en suspensión.
- Mínima formación de lodos y lodos durante el servicio.

2.7 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de MT estarán en cada CT e incorporarán los elementos necesarios de maniobra y protección. Estos equipos son un sistema compacto, fabricado por celdas modulares, sellado en un tanque de acero inoxidable, en el que están dispuestas todas las partes activas y los elementos de interrupción.

Las celdas de MT tendrán las siguientes características mínimas:

- Aislamiento:	SF_{6-}
- Tensión nominal	33 kV
- Prueba de aislamiento de frecuencia industrial	70 kV rms
- BIL (onda 1,2/50µs):	170 kV pick
- Tensión aislamiento:	36 kV
- Intensidad nominal:	3150 / 630 A.
- Intensidad nominal de cortocircuito:	31,5 kVA
- Duración de la corriente de cortocircuito	1 s
- Relé de protección	50, 51, 50N, 51N, 59N (esta función se habilitará por solicitud del cliente en una nueva versión del ECAP)
- Transformador de intensidad (protección)	
- Protocolo Modbus TCP/IP, IEC-61850	

3 DESCRIPCIÓN DE SUBESTACIONES Y LÍNEAS

3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO (SUBESTACIONES)

3.1.1 Descripción general del patio de llaves

Las subestaciones son del tipo convencional en AIS, cuenta con niveles de conexión y distancias eléctricas conforme al nivel de aislamiento determinados según el nivel de tensión asignado de 220 kV, teniendo en cuenta la altura sobre el nivel del mar de las instalaciones.

El coeficiente de contaminación que se considera para las instalaciones es de 31 mm/kV, valor con lo cual se seleccionarán los equipos a ser instalados en la subestación.

El nivel sísmico en las nuevas instalaciones considera una aceleración horizontal a nivel de terreno de 0,5 g y 0,3 g vertical.

3.1.2 Configuración de las subestaciones

La ampliación subestación San José tendrá una configuración doble barra en el nivel 220 kV, tal como la subestación San José existente. La subestación San Martín tendrá una configuración de barra simple en el nivel de 220 kV.

3.1.3 Características eléctricas

El nivel de tensión asignado para las instalaciones es de 220 kV Y 33 kV. Los niveles de aislamiento para la altura de instalación de las obras se indican en la Tabla 6.

Tabla 5. Características eléctricas de las subestaciones

Descripción	Unidad	Ampliación S.E. San José 220 kV	S.E. San Martín 220 kV	S.E. San Martín 33 kV
Tensión nominal	kV	220	220	33
Tensión asignada	kV	245	245	36
Frecuencia asignada	Hz	60	60	60
Nivel básico de aislamiento asignado al impulso tipo rayo (LIWL)	kV	1050	1050	170
Nivel básico de aislamiento asignado a la onda de corta duración de frecuencia industrial (PFWL)	kV	460	460	70
Corriente asignada de cortocircuito	kA	40	40	31,5
Distancia de fuga mínima	mm/ kV	31	31	31
Puesta a tierra (sólido / a través de alta impedancia / aislado).	Tipo	Sólido	Sólido	Aislado

3.1.4 Distancias mínimas de seguridad

Se indican a continuación los valores de las distancias mínimas, de seguridad y de diseño, determinados para los niveles de tensión de la subestación asociada al proyecto.

Tabla 6. Distancias mínimas y de seguridad

Subestación y Tensión nominal (kV)	Tensión máxima de operación (kV)	LIWL (kV)	Distancias mínimas (mm)	
			Fase - Tierra	Fase - Fase
SE San José 220 kV	245	1050	2100	2100
SE San Martín 220 kV	245	1050	2100	2100

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

A continuación, se indica el alcance de las obras en las subestaciones.

3.2.1 Ampliación subestación San José 220 kV

Comprende la ampliación del patio de 220 kV en configuración doble barra, esta ampliación se realizará por dentro y fuera de cerco de la subestación existente e incluirá los siguientes equipamientos y alcances:

- Ampliación de barras existentes en 220 kV.
- Para las barras de la extensión se instalaron conductor Bluebonnet (tres conductores por fase), 3500 kcmil.
- 01 celda de línea en 220 kV hacia la SE San Martín 220 kV.
- 02 celdas con equipamiento para seccionamiento de barras (interruptor y seccionadores).
- Instalación de transformadores de tensión con devanado cargable (tres unidades) en la bahía de línea hacia la SE San Martín 220 kV para alimentación de servicios auxiliares de la celda de San Martin.
- Los servicios auxiliares de las celdas con equipamiento para seccionamiento de barra se alimentarán desde la subestación existente San José.
- Espacio para 01 celda de línea futura.
- Instalación de la malla de puesta a tierra en la ampliación (extensión de barras) dentro y fuera del patio de la SE San José 220 kV con cable de cobre desnudo tipo 4/0 AWG (120 mm2).
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, conexiones de puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles asociadas.

3.2.2 Subestación San Martín 220 kV / 33 kV

Patio 220 kV:

Comprende la construcción de la nueva subestación con una configuración simple barra en 220 kV e incluirá los siguientes equipamientos y alcances:

- 01 celda de línea en 220 kV hacia la ampliación de la subestación San José 220 kV.
- 02 celdas de transformación en 220 kV.
- 02 transformador de potencia trifásico 220 kV / 33 kV, 90 MVA (ONAN), 120 MVA (ONAF1), 150 MVA (ONAF2) con transformadores de corriente tipo buje.
- Instalación de 03 transformadores de tensión ubicados en la barra.
- Espacio para 01 celda de línea futura.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles asociadas.

Patio 33 kV:

Comprende la construcción de una sala de celdas de 33 kV, las celdas de media tensión a instalar tendrán una configuración simple barra (dos barras simples asociadas cada una a un transformador de potencia) e incluirá los siguientes equipamientos y alcances:

Barra "A" 33 kV

- 6 celdas de circuito:
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 1.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 2.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 3.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 4.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 5.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 7.
- 01 celda de llegada de transformador de potencia N°1.
- 01 celda de transformador zigzag con devanado cargable.
- Instalación de 01 transformador zigzag con devanado cargable.
- Espacio para 02 celdas de media tensión futuro.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, servicios auxiliares, obras civiles asociadas.

Barra "B" 33 kV

- 6 celdas de circuito:
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 6.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 8.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 9.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 10.
  - Instalación de 01 nueva celda de Circuito 11.

- Instalación de 01 nueva celda de Circuito 12.
- 01 celda de llegada de transformador de potencia N°2.
- 01 celda de transformador zigzag con devanado cargable.
- Instalación de 01 transformador zigzag con devanado cargable.
- Espacio para 02 celdas de media tensión futuro.
- Sistemas complementarios: Protección, control, medición, servicios auxiliares, obras civiles asociadas. Módulos fotovoltaicos

3.3 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO

El equipamiento que se instalará en la nueva subestación San Martín y en la ampliación de la subestación San José es de tipo convencional en AIS, seleccionado con niveles de aislamiento y un nivel de contaminación ambiental de acuerdo a lo indicado en la Tabla 2 con lo cual se tiene en cuenta las condiciones ambientales presentes en el sitio de la subestación.

3.3.1 Características de los interruptores

Los interruptores que se instalarán serán del tipo tanque muerto en la ampliación de la subestación San José y tipo tanque vivo en la subestación San Martín, con extinción del arco en SF6 y accionamiento uni-tripolar, con mando local y remoto. Los equipos tendrán las siguientes características generales:

Los equipos tendrán las siguientes características generales:

Tabla 7. Características de interruptores

Descripción	Unidad	Ampliación S.E. San José 220 kV	S.E. San Martín 220 kV
Tipo	-	Tanque muerto	Tanque vivo
Medio de extinción	-	SF6	SF6
Tensión máxima del equipo	kV	245	245
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	1050	1050
Corriente asignada en servicio continuo	A	2500 (1) 4000 (2)	2500
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA, simétrica	63	40
Duración del cortocircuito asignada	s	1	1
Secuencia de operación:			
Maniobra de transformador	-	-	CO-15s-CO
Maniobra de línea	-	O-0,3s-CO-3min-O	O-0,3s-CO-3min-O
Transformadores de corriente tipo buje	-	SI	NO
Dispositivo de mando sincronizado	-	NO	SI (3)

(1) Corriente asignada para interruptor ubicado en celda de línea de la ampliación de la subestación San José.

(2) Corriente asignada para interruptores ubicados en las bahías de seccionamiento de la ampliación barras 220 kV en la ampliación subestación San José.

(3) Aplica para interruptores asociados a las celdas de transformación de la subestación San Martín

3.3.2 Características de los seccionadores

Los seccionadores serán tripolares de tipo rotación central, con mando local y remoto y sus características generales son las siguientes:

Tabla 8. Características de seccionadores

Descripción	Unidad	Ampliación S.E. San José 220 kV	S.E. San Martín 220 kV
Tipo de ejecución	-	Exterior	Exterior
Tensión máxima del equipo	kV	245	245
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	1050	1050
Corriente asignada en servicio continuo	A	2500 (1) 4000 (2)	2500
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	40	40
Duración del cortocircuito asignada	s	1	1

(1) Corriente asignada para seccionadores ubicados en celda de línea de la ampliación de la subestación San José.

(2) Corriente asignada para seccionadores ubicados en las bahías de seccionamiento de la ampliación barras 220 kV en la ampliación subestación San José.

3.3.3 Características de los transformadores de medida

3.3.3.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tendrán las siguientes características generales y principales:

Tabla 9. Características de los transformadores de corriente

Descripción	Unidad	S.E. San José 220 kV (En bujes de Interruptores)	S.E. San Martín 220 kV
Tensión máxima del equipo	kV	245	245
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	1050	1050
Corriente de cortocircuito térmica (Ith)	kA	40	40
Corriente asignada en servicio continuo (medida)	A	2000 – 1000 (1) 4000 – 2000 (2)	1000 - 500
Corriente asignada en servicio continuo (protección)	A	2000 – 1000 (1) 4000 – 2000 (2)	1000 - 500
Corriente secundaria asignada	A	5	1
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	40	40

Descripción	Unidad	S.E. San José 220 kV (En bujes de Interruptores)	S.E. San Martín 220 kV
Duración del cortocircuito asignada	s	1	1
Características núcleos de medida:			
a) Clase de precisión	-	0,2S	0,2S
b) Carga de precisión	VA	20	20
c) Factor de seguridad	-	≤ 10	≤ 10
Características de núcleos de protección			
a) Carga de precisión	VA	100	20
b) Clase de precisión	-	5P	5P
c) Factor límite de precisión	-	20	20
Cantidad de núcleos			
a) Núcleo de medida	-	1 y 2	1
b) Núcleo de protección	-	3, 4 Y 4	2, 3 Y 4

(1) Corriente asignada al transformador de corriente en bujes del interruptor ubicado en celda de línea de la ampliación de la subestación San José.

(2) Corriente asignada al transformador de corriente en bujes de interruptores ubicados en las bahías de seccionamiento de la ampliación barras 220 kV en la ampliación subestación San José.

Tabla 10. Características generales de los CCTT

Bahía	Código CT	Ipr [A]	Isr [A]	Clase	ALF	Burden [VA]	Núcleo	Uso	Función de Interés	Relé
Bahía línea L-2073	CT-061(1)	1000-2000	5	5P	20	100	N3	Protección	87B	PCS-915SD BU
Seccionamiento Barra A	CT-043(1)	2000-4000	5	5P	20	100	N2	Protección	87B	
Seccionamiento Barra B	CT-045(1)	2000-4000	5	5P	20	100	N2	Protección	87B	
Seccionamiento Barra A	CT-044(1)	2000-4000	5	5P	20	100	N2	Protección	87B	ABB REB500BU
Seccionamiento Barra B	CT-046(1)	2000-4000	5	5P	20	100	N2	Protección	87B	
Bahía línea L-2071	TC-62(2)	100-2000	5	C800		200	N1	Protección	87B	
Bahía línea L-2072	TC-52(2)	100-2000	5	C800		200	N1	Protección	87B	
Bahía AT1	TC-1B(2)	1000-2000	5	C800		200	N1	Protección	87B	
Bahía AT2	TC-2B(2)	1000-2000	5	C800		200	N1	Protección	87B	
Bahía SVC	TC-3B(2)	100-1200	5	C800		200	N1	Protección	87B	
Bahía Acople	TC-4B(2)	100-2000	5	C800		200	N1	Protección	87B	

NOTA:
(1) La codificación utilizada es la presentada en el esquema unifilar de protecciones.
(2) La codificación utilizada es la presentada en el esquema unifilar de protecciones del COES.

3.3.3.2 Transformadores de tensión

En la ampliación de la subestación San José se tendrán transformadores de tensión capacitivos y transformadores de tensión inductivos cargables. En la subestación San Martín los transformadores de tensión serán del tipo capacitivo, inmersos en aceite; los transformadores de tensión tendrán las siguientes características principales:

Tabla 11. Características de los transformadores de tensión

Descripción	Unidad	Ampliación SE San José 220 kV		S.E. San Martín 220 kV
Tipo	-	capacitivo	Inductivo	capacitivo
Tensión máxima del equipo	kV	245	245	245
tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	1050	1050	1050
Numero de devanados secundarios		3	3	3
Tensión primaria para el sistema	kV	220√3	220√3	220√3
Tensión secundaria para el sistema	kV	0,110√3	0,110√3 220(1)	0,110√3
Relación de transformación asignada	-	2000	2000 1000/√3 (1)	2000
Clase de precisión	-	0,2 – 3P	0,2 – 3P	0,2 – 3P
Carga de precisión	VA	15	15	15
Potencia de devanado cargable	kVA	-	50(1)	-

(1) Aplica para devanado cargable de transformador de tensión inductivo.

3.3.4 Características de los descargadores de sobretensión

Los descargadores de sobretensión serán de ZnO, con contadores de descarga y las siguientes características principales:

Tabla 12. Características de descargadores de sobretensión

Descripción	Unidad	220 kV		33 kV
		Ampliación SE San José	SE San Martín	S.E. San Martín
Tensión asignada (Ur)	kV	198	198	36
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	1058	1058	209
Corriente de descarga asignada	kA	20	20	10
Corriente asignada del dispositivo de alivio de presión	kA	65	40	31,5
Clase de descarga de línea	-	4	4	3
Capacidad de absorción de energía	$kJ/kV_{(Ur)}$	10	10	7,8
Contador de descarga	-	SI	SI	SI(1)

(1) Aplica para los descargadores del secundario del transformador de tensión.

3.3.5 Características del transformador Zig-Zag con devanado cargable

El transformador Zigzag con devanado cargable, será inmerso en aceite, con transformadores de corriente tipo buje y con las siguientes características principales:

Tabla 13. Características transformador Zig-Zag

Descripción	Unidad	S.E. San Martín 33 kV
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	170
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	kA	70
Tipo de refrigeración	-	ONAN
Corriente asignada de falla de corta duración (10s)	A	200
Impedancia de secuencia cero	Ω	285,79
Potencia para alimentar los servicios auxiliares	kVA	125

3.3.6 Características del transformador de potencia

Se instalará dos transformadores de potencia trifásico, inmerso en aceite con transformadores de corriente tipo buje en la subestación San Martín. Las características principales son las siguientes:

Tabla 14. Características del transformador de potencia

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Tensión asignada		
a) Devanado de alta tensión	kV	220
b) Devanado de media tensión	kV	33
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)		
a) Devanado de alta tensión	kV	1050
b) Devanado de media tensión	kV	170
Tipo de refrigeración	-	ONAN/ONAF
Grupo de Conexión del transformador	-	YNd11
Conexión del neutro	-	Solido a tierra(1)
Potencia de transformación requerida	MVA	90/120/150 (ONAN/ONAF1/ONAF2)
Tipo de unidad	-	Trifásica
Cambiador de tomas bajo carga:		
a) localización	-	Alta tensión
b) pasos positivos	-	12
c) pasos negativos	-	12
d) porcentaje de pasos	%	1,25

(1) La conexión del neutro del transformador será sólidamente a tierra, sin embargo, en el futuro se evaluará para limitar el aporte de la corriente 3xI0 a la subestación San José 220 kV, el cual consistirá en la instalación de una resistencia de puesta a tierra a un plazo de un año desde la entrada en operación comercial de **CSF San Martin Solar o al superar una capacidad del 90% de la Malla de Puesta a Tierra de la Subestación San José (capacidad actual en amperes: 30 kA),** la implementación contará con **sustento técnico para mantener la seguridad y confiabilidad del SEIN, en caso contrario, que la resistencia en el neutro de 220 kV no tenga un sustento técnico favorable se analizará** otro método equivalente acordado por las partes afectadas que limite dicho aporte.

3.3.7 Características de los aisladores

Las cadenas de aisladores serán para 220 kV conformadas por 19 unidades de vidrio tipo U120BP, con el nivel de aislamiento definido teniendo en cuenta las características del sistema y la altura de instalación, y determinándose los esfuerzos electromecánicos según los datos de viento, sismo y cortocircuito del sitio.

Los aisladores de soporte serán de tipo poste y tendrán las siguientes características principales:

Tabla 15. Características de los aisladores de soporte

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Tensión máxima del equipo	kV	36
Tensión máxima de sostenimiento al impulso atmosférico (BIL)	kV	170
Resistencia al cantilever	-	C8

3.3.8 Características de celdas de media tensión

Tabla 16. Características del transformador de las celdas de media tensión

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Características eléctricas		
Tipo	-	GIS
Máxima tensión de operación	kV	36
Frecuencia	Hz	60
Tensión asignada de soportabilidad al impulso tipo rayo (Up)	kV	170
Tensión asignada de soportabilidad al frecuencia industrial (Ud)	kV	70
Tipo de instalación	-	interior
Interruptor		
Medio de extinción	-	Gas SF6
Máxima tensión de operación	kV	36
Corriente asignada en servicio continuo	A	3150(1) 1250(2)
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	31,5
Duración de cortocircuito asignada	S	1
Seccionador de tres posiciones		
Tipo de accionamiento	-	Tripolar
Corriente asignada en servicio continuo	A	3150(1) 1250(2)
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	31,5
Duración del cortocircuito asignada	S	1
Transformador de corriente (tipo 1)		
Corriente asignada en servicio continuo (medida)	A	3000 – 1500
Corriente asignada en servicio continuo (protección)	A	3000 – 1500
Corriente secundaria asignada	A	1
Corriente de cortocircuito térmica	kA	31,5
Características núcleos de medida		

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Cantidad	-	1
Clase de precisión	-	0,2S
Carga de precisión	VA	5
Características de núcleos de protección		
Cantidad	-	3
Clase de precisión	-	5P20
Carga de precisión	VA	15
Transformador de corriente (tipo 2)		
Corriente asignada en servicio continuo (medida)	A	600 - 300
Corriente asignada en servicio continuo (protección)	A	600 - 300
Corriente secundaria asignada	A	1
Corriente de cortocircuito térmica	kA	31,5
Características núcleos de medida		
Cantidad	-	1
Clase de precisión	-	0,2S
Carga de precisión	VA	5
Características de núcleos de protección		
Cantidad	-	1
Clase de precisión	-	5P20
Carga de precisión	VA	10
Transformador de corriente (tipo 3)		
Corriente asignada en servicio continuo (medida)	A	250
Corriente asignada en servicio continuo (protección)	A	250
Corriente secundaria asignada	A	1
Corriente de cortocircuito térmica	kA	31,5
Características núcleos de medida		
Cantidad	-	1
Clase de precisión	-	0,2S
Carga de precisión	VA	5
Características de núcleos de protección		
Cantidad	-	1
Clase de precisión	-	5P20
Carga de precisión	VA	10
Transformador de tensión		
Números de devanados secundarios	-	3
Tensión primaria para el sistema		33√3
Tensión secundaria para el sistema		110√3
Clase de precisión entre el 25 % y el 100 % de la carga de precisión:		
Entre el 5 % y el 80 % de la tensión asignada.		3P
Entre el 80 % y el 120 % de la tensión asignada.		0,2
Entre el 120 % y el 150 % de la tensión asignada.		3P
Carga de precisión		30
Descargador de sobretensión		
Tensión asignada	kV	36
Corriente de descarga asignada	kA	10

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Tensión de operación continua	Uc	28,8
Clase de descarga de línea	-	3

(1) Aplica para celdas de llega de transformadores de potencia.

(2) Aplica para celdas de circuitos y transformador Zig-Zig.

3.4 DESCRIPCIÓN MANDO SINCRONIZADO

En este capítulo, se realiza de manera detallada una descripción del funcionamiento y las características principales con las que cuenta el mando sincronizado seleccionado para el proyecto.

El UDF-506 está diseñado para controlar interruptores de potencia y completar la operación de apertura y cierre en la fase más favorable de la curva de corriente y voltaje, suprimiendo eficazmente los efectos transitorios electromagnéticos (Corriente inrush, sobretensiones, etc.) durante el proceso de conmutación, reduciendo el impacto en los equipos primarios y mejorando la estabilidad en el sistema de transmisión de energía.

Con la aplicación del UDF-506, se pueden controlar tanto las operaciones de energización como las de desenergización según la posición del punto de onda predeterminado evitando que se generen transitorios dañinos.

3.4.1 FUNCIONES PRINCIPALES

- Función de cierre segregado por fases
- Función de disparo segregado por fases
- Función de compensación
- Función de selección automática de voltaje de referencia
- Análisis y selección inteligentes de señales de retroalimentación
- Función de medición
- Función de monitoreo de diferencias de magnitudes y ángulos en AC en el lado de la carga, monitoreo de cantidad de operaciones del interruptor, monitoreo de tiempo de apertura y cierre.

3.4.2 CARACTERÍSTICAS

- Control del tiempo de operación <20 µs
- Operación confiable incluso cuando falla el control de conmutación o el dispositivo está en falla
- Fuerte capacidad de ruptura de arco
- Detección automática de condiciones de sincronismo
- Sincronización de tiempo: IRIG-B, PPS, PPM
- Almacenamiento cíclico de 1024 informes de autoverificación, 1024 informes de secuencias de eventos, 64 reportes de registros de fallas.

3.4.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

3.4.3.1 Descripción General

El interruptor automático (CB) tradicional recibe comandos de apertura o cierre desde el sistema secundario y ejecuta la acción inmediatamente. Debido a que el tiempo de recepción de los comandos es aleatorio, el tiempo de apertura o cierre también lo es. Esto provoca que el ángulo de fase de la

tensión del sistema sea aleatorio en el momento de operación, generando efectos transitorios electromagnéticos como sobretensiones y corrientes de irrupción, lo que afecta el aislamiento, reduce la vida útil del equipo e incluso puede causar fallos en la protección por relés.

La unidad de control de conmutación UDF-506 utiliza la tensión del bus VT en tiempo real como referencia para controlar la conmutación. También mide la tensión, la corriente y la posición del CB en el lado controlado para verificar si la operación de apertura o cierre se ha completado, registrando los tiempos de acción. Cuando el dispositivo recibe un comando de apertura o cierre, calcula la estrategia de control más adecuada basada en configuraciones preestablecidas, y ajusta los comandos de las fases A, B y C, para completar la operación del CB en una fase específica.

Además, admite señales de transductores (como tensión de control, temperatura ambiente, presión de gas SF6 y presión de aceite) para compensar la influencia de variables externas en los tiempos de operación del CB.

Fig. 3-1 UDF-506 switching control unit system connection diagram

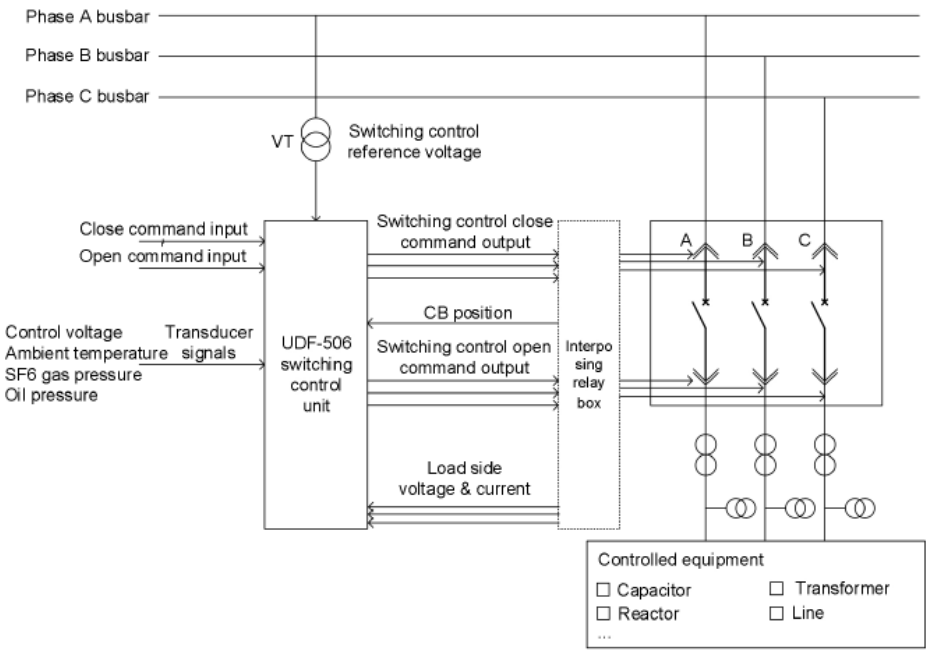


Figura 2. Diagrama de conexión del mando sincronizado

3.4.3.2 Selección de Tensión de Referencia

El dispositivo puede conectar hasta 3 tensiones de referencia (U1, U2, U3) y selecciona automáticamente una según configuraciones preestablecidas. Si todas las tensiones son inválidas, el dispositivo emite una señal de advertencia y ejecuta los comandos sin lógica de control.

3.4.3.3 Conversión Automática de Fases Objetivo

Las fases de cierre/apertura configuradas por el usuario están basadas en la tensión de fase "Ua". Si la referencia cambia a "Ub" o "Uc", el dispositivo ajusta automáticamente las fases objetivo para mantener la precisión del control.

3.4.3.4 Función de Control de Conmutación

El dispositivo permite habilitar o deshabilitar las funciones de control de apertura/cierre de forma flexible, operando en dos modos:
Modo Configurado: Calcula los tiempos de comando basándose en configuraciones predefinidas.
Modo Adaptativo: Corrige los tiempos de operación basándose en información de acciones previas del CB, ajustando dinámicamente los tiempos objetivo.
Además, admite la compensación de variables externas como temperatura ambiente, tensión de control, presión de gas SF6 y presión de aceite, mejorando la precisión de las operaciones.

3.4.3.5 Análisis Inteligente y Selección de Señales de Retroalimentación

Las señales de retroalimentación incluyen corriente, tensión y posición del CB, utilizadas para determinar la finalización de las operaciones de apertura/cierre. Este dispositivo puede detectar automáticamente y aprender estas señales, seleccionando la más adecuada entre las disponibles.
Si el dispositivo no detecta cambios en las señales de corriente o tensión, evalúa si la posición del CB cambió. Si no hay retroalimentación válida, emite señales de advertencia como "No feedback for opn_x" o "No feedback for cls_x" (donde "x" corresponde a las fases A, B o C).

3.4.3.6 Verificación de Sincronismo

El dispositivo incluye una función de verificación automática de sincronismo que determina si las condiciones del sistema permiten el cierre del CB. Esto incluye la ausencia de corriente, la detección de posiciones abiertas en las tres fases y la presencia de tensión en ambos lados del CB.
Cuando se cumplen estas condiciones, el dispositivo permite el cierre del CB directamente después de recibir un comando de cierre.

3.4.3.7 Monitoreo de las Características Mecánicas del CB

El UDF-506 supervisa el rendimiento mecánico del CB, como los tiempos de apertura y cierre, para identificar anomalías que puedan indicar desgaste o fallos inminentes en el mecanismo. Este monitoreo se basa en mediciones precisas de las señales de retroalimentación.

3.4.3.8 Compensación por Frecuencia de Control de Conmutación

El dispositivo es compatible con sistemas de frecuencia de 50 Hz o 60 Hz y utiliza un algoritmo de seguimiento de frecuencia para garantizar una respuesta precisa, incluso cuando hay desviaciones de hasta ±5 Hz. Esto permite que el control de apertura/cierre sea efectivo en sistemas con fluctuaciones de frecuencia.

3.4.3.9 Anomalías en el Cálculo de Tiempos de Apertura/Cierre del CB

El UDF-506 detecta anomalías en el cálculo de los tiempos de salida para los comandos de apertura/cierre del CB. Si los tiempos calculados no coinciden con los valores esperados, el dispositivo emite advertencias y ajusta automáticamente los tiempos para la próxima operación.

3.4.3.10 Anomalías en los Tiempos de Apertura/Cierre del CB

El dispositivo monitorea continuamente los tiempos reales de apertura y cierre del CB. Si el tiempo de operación está fuera de los rangos configurados, se genera una señal de advertencia. Esto ayuda a identificar problemas mecánicos o eléctricos en el CB.

3.4.3.11 Ausencia de Señales Válidas de Retroalimentación en Fases A/B/C

Cuando el dispositivo no detecta retroalimentación válida en ninguna de las fases (A, B o C) después de un comando de apertura o cierre, genera una señal de advertencia y utiliza valores predeterminados para evitar interrupciones en la operación.

3.4.3.12 Medición y Entradas Binarias

El dispositivo mide señales analógicas y monitorea entradas binarias para determinar estados operativos. Estas entradas binarias se utilizan principalmente para comandos de control externo o para activar funciones de protección.

3.5 PRUEBAS SITE ACCEPTANCE TEST (SAT)

Se realizarán las pruebas *Site Acceptance Test (*SAT) de todos los módulos de control del PPC para comprobar la correcta instalación, parametrización y ajuste del controlador, el protocolo de pruebas es parte del expediente de la Integración al SEIN, sin embargo, para conocimiento previo del COES se adjunta, en la ruta: 08 Protocolo de Pruebas en Fábrica de Equipos\8.6 Central, documento PROCEDIMIENTO_PRUEBAS_SAT_PPC.
Tal como se mencionó en el párrafo anterior, se pretende comprobar todos los módulos de operación del PPC, sin embargo, en caso de que el COES en las pruebas de puesta en servicio determine no validar el modo control de tensión VRS, esta modulo quedará bloqueado y no será posible su utilización.

3.6 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

El cálculo de la corriente de diseño se ha efectuado empleando el método recomendado por la norma IEEE Std. 80 realizando estudios de distribución de corriente y determinando la condición de falla que produce la mayor circulación de corriente por la malla.

Para el diseño de la malla se considera una retícula principal enterrada a una profundidad de 0,6 m de la cual salen las conexiones a equipos y estructuras metálicas.

Para la ampliación de la malla existente en la subestación San José 220 kV, esta se conecta en 4 puntos a la red de tierra existente.

El calibre usado para el conductor de la malla de puesta a tierra de la subestación San Martín y San José es de 107 mm2 (4/0 AWG). incluyen también varillas de cobre de 2,4 m y diámetro de 16 mm necesarias para puesta a tierra de los cables de guarda y pararrayos.

El apantallamiento de las ampliaciones e instalaciones proyectadas de los patios de llaves se efectúan

mediante el método de la norma IEEE Std. 998 “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”, instalando cables de guarda entre las diferentes columnas que conforman los pórticos nuevos y existentes, para lo cual se disponen en ellos los castilletes requeridos.

Los cables de guarda se conectan a la malla de tierra de la subestación. En el patio se conectan todas las estructuras metálicas de equipos, las estructuras de soporte de barras y demás elementos metálicos.

De la evaluación de las tensiones de toque y paso, no se presentan potenciales peligrosos para el personal en la zona de los patios de llaves, de acuerdo a lo indicado en la norma IEEE Std. 80. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.

3.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL, MANIOBRA Y SERVICIOS AUXILIARES

El Nivel 1 de control está conformado por relés de protección con funciones de control, medidores de energía y registradores de fallas, todos integrados al sistema de control y supervisión de cada subestación bajo una topología doble anillo PRP. El Nivel 2 de control está constituido por un sistema central de supervisión general de la subestación, equipado, en la subestación San Martín, con dos servidores redundantes Hot-Stand by, del otro lado, el sistema nivel 2 en la Ampliación de la subestación San José 220kV, está constituido por dos RTU’s redundantes Hot-Stand by, que permitirán la supervisión y control de la subestación, así como el intercambio de señales con el Scada existente de la subestación San José 220 kV. El Nivel 3 de control es nuevo y se encuentra ubicado en la subestación San Martín, al cual los nuevos niveles 2 implementados en el proyecto deberán integrarse en protocolo IEC 60870-5-104. A través del enlace de fibra óptica entre las subestaciones San José 220 kV y la Ampliación de la subestación San José 220 kV, se realizará el intercambio de señales entre ambos sistemas. La data del sistema de automatización de la ampliación de la subestación San José, será enviada al centro de control ubicado en la subestación San Martín a través del nuevo enlace de fibra óptica entre estas subestaciones implementado como alcance del proyecto.

Las protecciones instaladas y coordinadas para el Proyecto se encuentran descritas en el Anexo 2.

El sistema de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna, será 380-220 Vca, trifásico, cuatro hilos.

El sistema de distribución de servicios auxiliares en corriente continua será en 125 Vcc, dos hilos. Estará conformado por dos cargadores rectificadores 380 Vca / 125 Vcc, estos serán independientes y redundantes y estarán alimentados cada uno desde un circuito proveniente del gabinete de distribución y transferencia automática. Cada uno de estos cargadores rectificadores alimentará al banco de baterías y a las cargas en continua, a través de un gabinete de distribución 125 Vcc. El banco de baterías contará con una autonomía no menor a 5 horas.

3.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

3.8.1 SE San José – Ampliación SE San José

Para el sistema de comunicaciones entre las subestaciones San José 220 kV – Ampliación San José 220 kV, se prevé la implementación del siguiente enlace:

- Un sistema de comunicaciones por fibras ópticas (multimodo), tipo ADSS como medio principal sobre la ampliación de las barras 220 kV.

A través de esta infraestructura, se realizará el intercambio de señales entre el nuevo sistema de automatización a implementarse para la Ampliación de la SE San José y el sistema de automatización existente de la SE San José.

Además, a través de este medio, se realizará la integración de las nuevas unidades de bahía diferenciales de barra asociadas a la ampliación de barras 220 kV a la unidad central diferenciales de barras 220 kV existente de la SE San José.

3.8.2 Ampliación SE San José – SE San Martín

Para el sistema de telecomunicaciones entre las subestaciones Ampliación SE San José 220 kV – SE San Martín 220 kV, se prevé la implementación del siguiente enlace:

- Un sistema de comunicaciones por fibras ópticas, tipo OPGW como medio principal sobre la terna de la Línea de Transmisión 220kV.

A través de esta infraestructura, se soportarán los servicios de protección, voz y datos, tanto a nivel operativo como administrativo que se requieren para comunicar las subestaciones y su comunicación con los centros de control.

Para la transmisión de las señales digitales a través de la fibra óptica, se implementará dos (01) multiplexor digital con tecnología SDH, del tipo STM-1, con el fin de transportar los servicios de voz, datos y protección. Este multiplexor contará con un valor agregado por tener una disposición modular la cual permite añadir interfaces para su crecimiento a futuro.

3.9 SISTEMAS PORTADORES

3.9.1 Sistemas de fibras ópticas

Como medio de transporte se instalará un cable OPGW y un cable ADSS, entre las subestaciones asociadas al proyecto, fabricado de acuerdo con la norma IEEE 1138, equipado con veinticuatro (24) fibras ópticas, para realizar la conexión con el equipo multiplexor de tecnología SDH, equipado con los módulos necesarios para atender los servicios requeridos entre las subestaciones mencionadas, tales como voz, datos y protección.

3.10 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO (LÍNEAS DE TRANSMISIÓN)

3.10.1 Descripción general de las líneas de transmisión

El proyecto comprende el diseño de la línea de transmisión 220 kV CSF San Martín Solar - San José, de 2,13 km de longitud aproximadamente, que formará parte del Sistema de Transmisión Local (STL) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del área operativa sur del Perú.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del proyecto indicando la línea de transmisión que forma parte del alcance del presente documento:

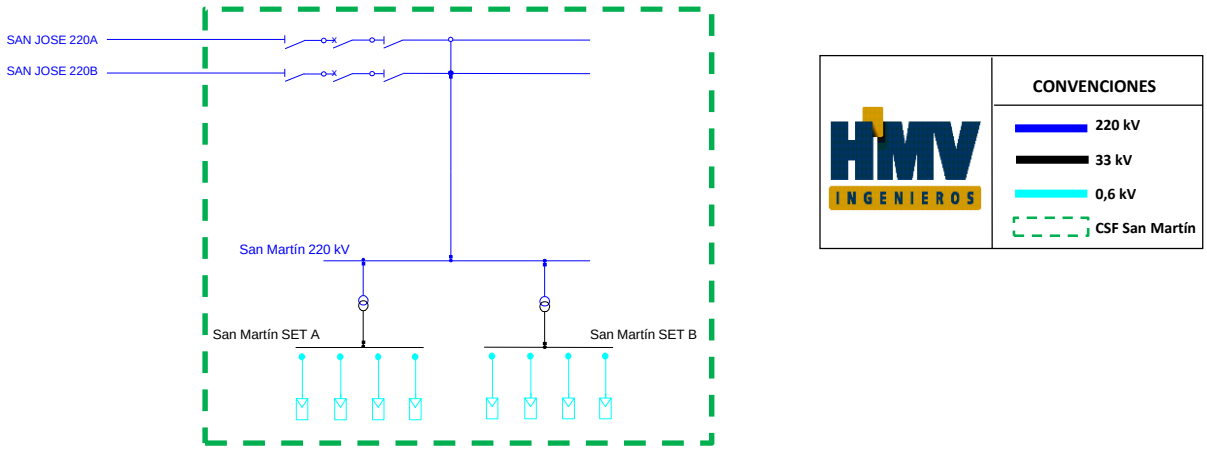


Figura 3. Conexión del proyecto al SEIN.

3.10.2 Características generales de las líneas de transmisión

En la siguiente tabla se muestran las características que tienen las líneas que forman parte de este proyecto:

Tabla 17. Características generales de las líneas de transmisión

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
Tensión nominal	kV	220
Tensión máxima de operación	kV	245
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	kVp	1050
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	kVp	460
Frecuencia	Hz	60
Número de ternas	-	1
Número de conductores por fase	-	1
Sistema	-	Trifásico
Capacidad de transmisión – Condición estable	MVA	358
Longitud total de línea	km	2,13
Altura de instalación	Msnm	<1500
Conductor	-	ACAR 1200 kcmil
Cable de guarda	-	1 OPGW 104 mm^2 (24 hilos)
Estructuras	-	Torres metálicas de celosía autosoportadas Estructuras tipo pórtico
Aisladores	-	Vidrio tipo Fog

Descripción	Unidad	S.E. San Martín
		(17 aisladores para cadenas de suspensión y 18 aisladores para cadenas de retención)
Línea de fuga unitaria	Mm/kV	Aproximadamente 34,5

3.10.3 Distancias mínimas y de seguridad (Líneas de transmisión)

Las distancias mínimas de seguridad que regirán para la localización de las estructuras sobre el perfil del terreno serán las establecidas en la Tabla 232-1 del CNE Suministro 2 011, corregidas por nivel de tensión y altitud, las cuales se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 18. Distancias de seguridad para las líneas en 220 kV

Tensión máxima de operación (kV)	245	Altitud (msnm)		1500	DMS seleccionada
Naturaleza de la superficie que se encuentra debajo de los alambres, conductores o cables	Conductores de suministro expuestos de más de 750 V a 23 kV	Tabla 232-1	Tabla 232-1ª	Tabla 232-4 Regla 232.D.3.a	
Cuando los alambres, conductores o cables cruzan o sobresalen	DMS (m)				
5.a.Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	5,0	7,33	7	5,44	7,33
5.b. Calles y caminos en zonas rurales	6,5	8,83	8,5	6,94	8,83
Cuando los alambres o cables recorren a lo largo y dentro de los límites de las carreteras u otras fajas de servidumbre de caminos pero que no sobresalen del camino					
9.c. Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo	5,0	7,33	7	5,44	7,33
10.a. Calles y caminos en zonas rurales	6,0	8,33	8,5	6,94	8,5.
1 0.b. Caminos no carrozables en zonas rurales	5,0	7,33	N/E	5,44	7,33

La distancia mínima en el cruce de líneas se calculó a partir de las Tabla 233-1 del CNE Suministro 2 011, realizando la corrección por nivel de tensión y altitud.

3.10.4 Cruce con líneas existentes

La L.T 220 kV CSF San Martín Solar cruza con las líneas de transmisión existentes en 500 kV siguientes:

- Línea de transmisión 500 kV San José – Montalvo (L-5037), existente.
- Línea de transmisión 500 kV Puerto Bravo – San José (L-5038), existente.

4 CONCLUSIONES ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Para los análisis de estudios eléctricos se ha implementado la metodología COES, donde se define la evaluación de manera comparativa de los resultados obtenidos en el Caso 0 (Sin Proyecto), que para algunas condiciones cuenta con una reducción de generación sobre los generadores asociados al Esquema de Marcona para lograr llevar la línea L-2211 a operar dentro de los límites permitidos para operación normal. Y Caso 1 (Con Proyecto) en operación normal y contingencia, con la intención de identificar las problemáticas, antes y después de la conexión del Proyecto.

4.1 ESTADO ESTACIONARIO

4.1.1 REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA

Se ha analizado la necesidad de compensación reactiva en las redes de media tensión de la Central Solar San Martín, evaluando el factor de potencia medido en la línea de conexión del Proyecto, en el extremo de su punto de conexión al SEIN (Subestación San José 220 kV).

Este análisis se realiza teniendo como referencia, el requerimiento de factor de potencia definido por el COES y la curva de capacidad de los inversores de la central solar.

Se observó que para la implementación de la Central Solar San Martín, no es necesario agregar compensación adicional, ya que la topología de la red de media tensión, así como los ajustes de potencia activa de los inversores, permiten un margen de inyección/absorción de reactivos hacia la red, logrando así cumplir con los requerimientos necesarios por la normatividad vigente que aseguran una correcta operación del parque.

4.1.2 FLUJO DE POTENCIA Y ESQUEMA DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN

Durante este análisis se ha observado que la transmisión del SEIN, se da sentido Centro – Sur, ya que desde el Sur se ve la necesidad de importar potencia del Centro para atender las demandas de la zona. Este comportamiento, asociado a la alta cantidad de generación no convencional en la zona Centro del país, ha permitido identificar que la línea L-2211 Derivación - Ica 220 kV, presenta problemas de cargabilidad desde los escenarios Sin Proyecto, por lo que se realizan reducciones de generación proporcionales, sobre los generadores integrados en el Esquema de Reducción de Generación de Marcona, que es existente.

Sobre la transmisión en la zona de influencia en operación normal con el ingreso del Proyecto, generalmente se observa en los escenarios de demanda mínima, media y máxima que todos los elementos cuentan con una cargabilidad inferior a su máxima capacidad de transporte, a excepción de la línea L-2211, la cual presenta sobrecarga para los escenarios de demanda media. Esto se debe a que la línea en cuestión debe transportar un alto flujo de potencia para evacuar la potencia inyectada en las subestaciones Derivación 220 kV y Poroma 500/220 kV, la cual es mayor en los escenarios de demanda media por el despacho de las centrales de tecnología solar. Esta condición se cumple para Caso Base y para las Sensibilidades 1, 2, 3, 6y 7, para la Sensibilidad 4 no se cumple dado que en dicha Sensibilidad se evalúa una condición topológica que hace que un mayor porcentaje del flujo de potencia inyectado en las subestaciones Derivación 220 kV y Poroma 220/500 kV sea evacuado por otros enlaces diferentes a la línea L-2211.

Cabe resaltar que en los escenarios de demanda media, la cargabilidad de los enlaces a nivel de 500 kV evidencia una disminución con respecto a los escenarios de demanda mínima y máxima para todos los casos de análisis, lo cual se debe a la consideración de los proyectos de generación de tecnología solar, como el proyecto San Martin, que ayudan a abastecer las demandas de la zona Sur sin requerir importar mucha potencia del Centro del SEIN. Esta condición también se aprecia en las Sensibilidades 1 y 2, donde la consideración de proyectos de generación conectados en el anillo de 500 kV, como NEPI y Puerto Bravo, hace que el comportamiento de los flujos de potencia que normalmente se da en sentido Centro – Sur, se invierta. Además, las sensibilidades 1 y 2 evidencian menores valores de cargabilidad en la mayoría de los transformadores, comparado con Caso Base y las demás sensibilidades.

Los resultados indican que, para Caso Base y las Sensibilidades 1, 2, 3,4, 6 y 7, en la zona de influencia del proyecto durante todo el horizonte de análisis los perfiles de tensión en subestaciones no superan los límites de ±2,5 % respecto a la tensión de operación o nominal, según corresponda.

Se ha podido observar que si bien el flujo de potencia a través de los enlaces a 500 kV y de 220 kV directamente asociados a los acoples de las compensaciones evaluadas en la Sensibilidad 5, sí presentan cambios en magnitud, el comportamiento del sistema permanece en todo momento constante a lo evidenciado en los análisis previos (Caso Base y Sensibilidades 1, 2, 3 y 4). La principal afectación se ve sobre las tensiones de las subestaciones que conectan con el anillo de 500 kV en el Centro - Sur del país, condición que es independiente al ingreso de la Central Solar San Martín.

De lo anterior, se resalta que la subestación Ocoña presenta un perfil de tensión elevado para todos los casos de esta Sensibilidad, llegando a sobrepasar el límite permitido para todos los casos analizados, exceptuando el caso de Bypass Cotaruse para Caso Base, Sensibilidad 2, Sensibilidad 3 y Sensibilidad 4.

Para condiciones de operación en contingencia N-1 en lo que respecta a Caso base y las sensibilidades 1, 2, 3, 4 y 6, se ha identificado que la desconexión de los enlaces que componen el anillo Centro – Sur a nivel de 500 kV Poroma – Yarabamba, impacta relevantemente la distribución de flujo de potencia a través de las líneas que quedan en servicio, por la necesidad de abastecer las demandas de la zona, especialmente en los escenarios de demanda mínima y máxima. Esto no ocurre

en las Sensibilidades 1 y 2 debido a la consideración de los proyectos CT NEPI y CT Puerto Bravo, que como se mencionó anteriormente, ayudan a disminuir la cargabilidad de los enlaces a nivel de 500 kV. Por las mismas razones, los análisis de las Sensibilidades 1 y 2 no evidencian problemáticas en los enlaces Derivación - Cahuachi - Marcona 220 kV ni en el transformador de Poroma, lo cual indica que es beneficioso incluir proyectos de generación en la zona Sur, como la central solar fotovoltaica San Martin. De manera similar, la problemática identificada por la desconexión del enlace Poroma – Yarabamba 500 kV, disminuye su gravedad en la Sensibilidad 3, ya que se disminuye la cantidad de potencia que debe importar el Sur al Centro del país.

La Sensibilidad 4 no evidencia problemáticas en los enlaces Derivación - Cahuachi - Marcona 220 kV ni en la línea L-2211 Derivación - Ica 220 kV, a pesar de presentar resultados muy parecidos a los obtenidos para Caso Base en los demás elementos.

Cabe mencionar que las sobrecargas encontradas en los autotransformadores de Chilca CTM, se deben a la necesidad de importar potencia desde el Centro del SEIN a la zona de interés, por lo cual la reducción de generación en la zona agrava las problemáticas en estos elementos.

Por otro lado, el SVC Socabaya presenta problemáticas ante la desconexión de uno de los enlaces de 500 kV del enlace Centro – Sur debido a que estas contingencias representan una perdida en el soporte de tensión de la zona. Sin embargo, estas problemáticas pueden mitigarse variando las condiciones operativas de las compensaciones de la zona.

También el SVC Socabaya resulta ser un elemento crítico en la Sensibilidad 7, dado que la consideración del SVC San José fuera de servicio, afecta el perfil de tensión de las subestaciones de la zona, lo cual obliga al SVC Socabaya a aportar más reactivos, ocasionando su sobrecarga y múltiples problemáticas de tensión en subestaciones, lo que a su vez genera más problemáticas de cargabilidad en elementos de transmisión que deben transportar un mayor flujo de potencia reactiva. Esto demuestra la importancia del SVC San José como soporte de tensión y que la integración del Proyecto San Martín resulta beneficiosa dado que también da soporte de tensión y soluciona las problemáticas de tensión que en esta sensibilidad solo se presentan para el caso Sin Proyecto.

En cuanto a la contingencia 9, correspondiente a la falla del autotransformador Poroma (AUT-5371), se concluye que es una contingencia crítica para el sistema, que no logra convergencia en ninguno de los casos analizados para todo el horizonte de análisis, esto se debe a que el elemento que sale de operación ante la ocurrencia de dicha contingencia es de gran importancia para la evacuación de la alta potencia inyectada por parte de centrales de generación no convencional en la zona, y los elementos de transmisión restantes no cuentan con capacidad suficiente para asumir el transporte de dicha potencia. Se resalta la necesidad del refuerzo adicional de transmisión en Poroma.

Respecto a los resultados obtenidos para la Sensibilidad 5 en condiciones de operación en contingencia N-1, se observa que todas las líneas, incluyendo la línea línea L-2211 Derivación - Ica 220 kV, presentan valores de cargabilidad inferiores al límite permitido para condiciones de contingencia. De la misma manera, los transformadores no presentan problemáticas de cargabilidad, a excepción del transformador de Poroma 500/220/33 kV, el cual presenta sobrecarga únicamente en el

caso Bypass Cotaruse y COYA, para la sensibilidad 4; esto se debe a que desde operación normal, el transformador mencionado presentaba valores cercanos al 100% de su capacidad.

Por último, para todos los casos analizados (caso base y todas las sensibilidades), se identificaron problemas de tensión en las subestaciones Moquegua y Montalvo 220 kV en los escenarios de demanda media para el caso Sin Proyecto, ante la ocurrencia de la contingencia del Autotransformador Montalvo T1 (AUT-5671). Esto se debe a que dicha contingencia dificulta la evacuación de la potencia inyectada en Montalvo 220 kV hacia el Centro del SEIN, lo cual eleva el perfil de tensión de las subestaciones mencionadas. .Para el caso Con Proyecto no se evidencia esta problemática debido a que el ingreso del proyecto genera pequeños cambios en la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva, lo cual indica que el ingreso del proyecto es beneficioso y afecta positivamente el perfil de tensión de las subestaciones mencionadas

Se han identificado múltiples problemáticas de cargabilidad ante la operación de contingencia, que se observan desde los casos Sin Proyecto y no experimentan un empeoramiento con la conexión del proyecto, así que son limitantes propias del sistema y de la necesidad de atender oportunamente la demanda del Sur desde el Centro del SEIN, donde incluso la entrada en operación del Proyecto, mejora la respuesta del sistema frente a diferentes contingencias.

Por la problemática identificada sobre la línea L-2211, se evalúa la posibilidad que la CS San Martín, se incorpore al Esquema de Reducción de Generación de Marcona. Sin embargo, se ha identificado que resulta más beneficioso realizar la reducción de generación en el esquema de Marcona que en la CSF San Martín, dado que con reducciones de las centrales del esquema de Marcona, especialmente de las centrales Expansión Punta Lomitas y Punta Lomitas, de entre 20 MW y 40 MW, según sea el escenario operativo analizado, es posible llevar la cargabilidad de la línea L-2211 a un valor por debajo del límite permitido, mientras que para lograr el mismo resultado con la reducción de generación de la CSF San Martin, se deben realizar reducciones mayores al 50% del despacho nominal del parque, con valores entre 170 MW y 237 MW, sin mencionar el hecho de que para algunos casos, la reducción del 100% del Proyecto San Martín, resulta insuficiente para solucionar la problemática en cuestión.

Lo anterior se reafirma con los resultados obtenidos del índice de participación del Proyecto San Martin sobre la cargabilidad de la línea L-2211, que evidencian valores considerablemente pequeños para todos los escenarios operativos analizados.

Continuando con la conclusiones del esquema de reducción de generación, se ha evidenciado que las problemáticas se presentan en mayor medida para los casos de demanda mínima y máxima, por lo cual no se solucionan con la reducción de la CS San Martín, es decir, no tiene beneficios la inclusión de la CS San Martin en dicho esquema, se sugiere que los problemas identificados se solucionen mediante el Esquema de Reducción. No obstante, la utilización del esquema de reducción de Marcona ayuda a solucionar varias problemáticas, pero no es suficiente para mitigar las que se presentan en las líneas a nivel de 500 kV ni en los autotransformadores de Chilca CTM, que son limitantes propias del sistema e incluso presentan mejoría con el ingreso del Proyecto.

Es por esto, que se sugiere al COES evaluar la necesidad repotenciar el sistema de transmisión y de generar un nuevo esquema de reducción que ante contingencias permita mitigar las problemáticas identificadas en el presente estudio a nivel SEIN. Es de resaltar que el Proyecto, se encuentra preparado para integrarse a la operación de un esquema de reducción de generación que pueda ser un futuro proyecto en la zona.

4.1.3 SINCRONISMO Y ENERGIZACIÓN

se ha evaluado para diferentes escenarios hidrológicos y de demanda, el impacto que tiene en el SEIN, la energización de la línea L-2073 que interconecta la central de generación fotovoltaica San Martín con el sistema interconectado, y subestaciones asociadas para dos posibles secuencias de conexión del enlace.

Además, se verifica la secuencia de energización de manera particular para los elementos de la red L-2071, L-5036, L-5037 y TR3 SanJose1, pues estos tendrán la particularidad de conectarse entre dos subestaciones que ya se encuentran energizadas, y es por esto que a este procedimiento lo llamaremos “Sincronización”.

Las dos posibles secuencias de energización o sincronismo para cada elemento se producen a partir de los dos puntos de conexión al SEIN.

De manera general, ambas secuencias de energización para todos los elementos presentan resultados que no superan los límites de diferencia angular y de tensión definidos, exceptuando los casos de demanda mínima y máxima para el periodo 2025 Estiaje, en la sincronización de la línea L-5036 para ambas secuencias, que presentan superaciones en la diferencia angular.

Esto evidencia que en todo el horizonte de análisis, es posible realizar la sincronización de los elementos analizados, y conectarse al SEIN sin afectar los ajustes vigentes. Se resalta también, que los cambios operativos propuestos en las sensibilidades, no tienen influencia sobre la conexión del Proyecto.

Finalmente, en la siguiente tabla, se presenta, a modo de resumen, las recomendaciones para la correcta conexión de los elementos analizados al SEIN, de acuerdo con las indicaciones de secuencias descritas en este documento, y según el estado operativo del sistema evaluado.

ESCENARIO OPERATIVO	MÉTODO DE ENERGIZACIÓN	2025 ESTIAJE			2026 AVENIDA		
		MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
L-2073	Energización	✓	✓	✓	✓	✓	✓
L-2071	Secuencia 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Secuencia 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
L-5036	Secuencia 1	x	✓	x	✓	✓	✓
	Secuencia 2	x	✓	x	✓	✓	✓
L-5037	Secuencia 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Secuencia 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TR3 SanJose1	Secuencia 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Secuencia 2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
✓: Secuencia de energización dentro de los límites permitidos.							

x: Secuencia de energización por fuera de los límites permitidos.

En general, al evaluar las posibles condiciones críticas de restablecimiento del enlace del Proyecto, se encuentra, al menos, una alternativa que no transgrede los límites que cuidan la correcta operación del SEIN.

4.1.4 CORTOCIRCUITO

Se ha realizado un análisis de cortocircuito operativo y de máxima generación en el área de influencia del proyecto, evaluando que las corrientes de cortocircuito ante fallas monofásicas, bifásicas a tierra y trifásicas no superen las capacidades de interrupción de los equipos asociados a las subestaciones que se encuentran cercanas al Proyecto San Martín.

Durante todo el horizonte de análisis, bajo ningún caso se presentan corrientes de cortocircuito subtransitorias, que superen los límites de capacidad de interrupción, las subestaciones cercanas al proyecto cuentan con la suficiente capacidad en sus equipos de maniobra para el ingreso de nuevas centrales de generación y/o proyectos de expansión, como lo es la Central Solar Fotovoltaica San Martín.

La subestación que presenta las mayores corrientes de cortocircuito en la zona de influencia del Proyecto es Chilca CTM 500/220 kV, esto se debe a que son nodos principales para la generación, transmisión y evacuación de la generación Centro - Sur. Con el ingreso del Proyecto, se observa un incremento leve que no supera en ningún momento las capacidades de ruptura de dichas subestaciones.

Se ha realizado la verificación de las corrientes de cortocircuito para las subestaciones asociadas al Proyecto a nivel de 220 kV y 33 kV. Los resultados indican que estas corrientes se encuentran dentro de los límites de capacidad de ruptura, concluyendo así, que la implementación del Proyecto no genera inconvenientes en los componentes asociados a dichas subestaciones. En general, la puesta en servicio de la Central Solar Fotovoltaica San Martín no representa un impacto negativo para los elementos de la zona de influencia del Proyecto. Se recomienda tomar como referencia las corrientes identificadas en este análisis para el dimensionamiento de nuevos equipos que quieran ser incluidos en el sistema.

Respecto al análisis de la corriente 3xI0, se evidencia que en ninguno de los escenarios se supera la corriente de diseño de la malla de puesta a tierra de la subestación San José 220 kV. Lo anterior se presenta para el caso Con y Sin Proyecto; por lo tanto, se considera que la puesta en servicio de la Planta Fotovoltaica San Martín no provoca el aumento de la corriente de diseño asignada.

Se resalta, que dentro de todo el horizonte de análisis, el mayor aporte a la corriente 3xI0 en la subestación San José 220 kV, no supera en ningún momento los 3,77 kA.

De manera general, se brinda un resumen sobre las diferencias entre los escenarios evaluados en Caso Base y las Sensibilidades:

- Los escenarios de generación máxima mantienen los mismos resultados para Caso Base, Sensibilidad 1, 2 y 3 ya que no se presentan cambios topológicos en el SEIN. La Sensibilidad 4, presenta una leve disminución bajo los escenarios de generación máxima, ya que disminuye mínimamente el enmallamiento del sistema al desacoplar la subestación Derivación 220 kV.
- El cortocircuito para las Sensibilidades 1 y 2, aumenta respecto al Caso Base, por la operación de las máquinas síncronas que componen las centrales térmicas NEPI y Puerto Bravo respectivamente.
- La Sensibilidad 3, presenta una disminución de los valores, respecto al Caso Base, ya que disminuye la demanda que requiere ser atendida, por lo que se reducen los generadores que aportan a las fallas.
- La Sensibilidad 4, impacta directamente en el nivel de cortocircuito de las subestaciones Derivación, Cahuachi, Marcona y Poroma 220 kV, debido a la reconfiguración de la red, la cual representa un cambio en la impedancia del sistema e influye directamente en el nivel de cortocircuito obtenido.
- La condición más exigente a nivel de corto, evaluada en la Sensibilidad 5, es considerar el desacople simultáneo del bypass de las compensaciones serie de las líneas Chilca – Poroma 500 kV y Poroma – Ocoña 500 kV y del bypass de los bancos de capacitores serie de las líneas 220 kV Campo Armiño – Cotaruse en Cotaruse 220 kV.

Finalmente, los valores propuestos por la ingeniería del Proyecto son adecuados y brindan un margen de capacidad ajustado para las subestaciones de San Martín, y se permite concluir que, la puesta en servicio de la Central Solar Fotovoltaica San Martín 252,40 MW no representa un impacto negativo para las subestaciones de la zona de influencia del Proyecto.

4.2 MODOS DE OPERACIÓN DEL CONTROL PPC

A continuación, se describirán los modos de operación del Power Plant Controller (PPC), con el objetivo de entender cómo este controlador contribuye al manejo eficiente de la centrar solar fotovoltaica San Martin y por ende a red eléctrica. Se explicarán brevemente los modos operativos generales del PPC y en el informe [6] se realiza una explicación más detallada sobre su funcionamiento.

El PPC tiene como propósito optimizar el comportamiento de diversos parámetros, como la tensión y la potencia reactiva, asegurando la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, para esto cuenta con dos modos de control principales, de potencia activa y de potencia reactiva, cada uno se divide en los modos de control que se especifican a continuación:

- **Control de Potencia Activa**
  - **Limitador de velocidad de rampa y reducción:** Este control se encarga de determinar la referencia de potencia activa en el POI en función del límite de reducción del TSO (Operador del Sistema de Transmisión). El modelo PPC podrá controlar la tasa de cambio de la potencia cuando se reciba un recorte de la potencia de salida (ya sea para un aumento o una disminución).
  - **Respuesta primaria en frecuencia** El modelo PPC de Ingelectus proporciona una respuesta de frecuencia primaria de potencia real inmediata, proporcional a las desviaciones de frecuencia programada, similar a la respuesta del regulador. La respuesta

en frecuencia del modelo PPC no está limitada ni acoplada al control de la tasa de rampa (reducción TSO o tasa de rampa).

- **Control de Potencia Reactiva**
  - **Modo 1 - Referencia de tensión**: Este control garantiza la referencia de tensión deseada en el POI.
  - **Modo 2 – Referencia de Factor de potencia:** Para garantizar el factor de potencia en el POI, el modelo PPC calcula la consigna de potencia reactiva basándose en el valor de la consigna de factor de potencia.
  - **Modo 3 - Referencia de potencia reactiva:** Este control garantiza la referencia de potencia reactiva deseada en el POI.

El PPC puede operar en diferentes modos según las necesidades específicas del sistema eléctrico. A continuación se describe de manera general cada uno de los modos operativos. Para una explicación más exhaustiva, se recomienda consultar la guía del control [7] y el informe de pruebas de verificación del PPC adicional que presenta un análisis completo de los diversos modos, sus respectivas aplicaciones y los diferentes resultados obtenidos [6].

4.2.1 Control de potencia activa

4.2.1.1 Limitador de velocidad de rampa y reducción

Uno de los modos de operación más importantes es el manejo de las rampas de reducción ante eventos que provoquen cambios en la fuente de generación. Este control es fundamental para evitar fluctuaciones abruptas en la potencia y garantizar la estabilidad del sistema.

En este contexto, el PPC asegura que se cumplan los tiempos de rampa establecidos en el código de red. Las rampas son configurables a través del sistema SCADA y están definidas de la siguiente manera:

- Bajada de potencia: 10-100% de la Potencia Nominal (Pn) por minuto.
- Subida de potencia: <10% de la Potencia Nominal (Pn) por minuto.

Cuando se presenta una reducción rápida en la fuente de generación primaria, como puede ocurrir con una caída de la generación solar, el PPC no intervendrá directamente para mitigar ese efecto, por lo que, en este tipo de situaciones, la rampa de reducción será igual a la reducción propia del recurso primario.

Por otro lado, en situaciones que impliquen un aumento de potencia, como un aumento de setpoint o la recuperación tras un evento de tensión, el PPC siempre cumplirá con la rampa de subida de potencia, independientemente de la causa. Esto garantiza que la red pueda adaptarse de forma controlada a los cambios de potencia, evitando problemas de inestabilidad o sobrecarga.

4.2.1.2 Respuesta primaria en frecuencia

El ajuste del control de frecuencia del PPC es capaz de proporcionar una respuesta de la potencia activa de la instalación ante un desvío de la frecuencia con respecto a la frecuencia de operación del

sistema (60 Hz). El aporte de potencia activa se lleva a cabo incrementando o disminuyendo su valor según una curva que sigue los siguientes parámetros (extraídos del código de red):

- Banda muerta: ±18 mHz
- Estatismo: Configurable entre el 3% y el 7%

4.2.2 Control de potencia reactiva

4.2.2.1 Potencia reactiva

El control de potencia reactiva del PPC ajusta la potencia reactiva de los inversores (compensando las pérdidas que haya en toda la planta) para cumplir con una referencia de potencia reactiva en el POI.

4.2.2.2 Factor de potencia

El control del factor de potencia puede asegurar la estabilidad de la red eléctrica, especialmente en sistemas interconectados con varios controles asociados. Es por esto que para la CSF San Martin, se recomienda este modo de control.

Garantizar que las barras de San José 220 kV y San Martín 220 kV, cuenten con niveles de tensión lo más cercanos posible es un objetivo prioritario para lograr la calidad del servicio y evitar posibles fluctuaciones que puedan afectar el funcionamiento de la red. Para lograr este objetivo, se recomienda que el PPC opere de manera que se mantenga un factor de potencia en un rango entre 0.92 y 0.94 (inductivo), lo cual implica que el sistema está diseñado para absorber potencia reactiva, esto considerando una operación normal de la red eléctrica. Esta absorción permite equilibrar la carga reactiva de la red, reduciendo las diferencias de tensión entre las distintas barras y mejorando la eficiencia del sistema en general.

No obstante, es el COES como operador de la red, quien finalmente se encargue de dar la consigna del factor de potencia necesaria para cumplir con las necesidades del sistema.

4.2.2.3 Control de tensión

El control de tensión VRS, realiza movimientos en la potencia reactiva de la instalación para alcanzar una consigna de tensión fija en el POI. Si bien el PPC puede operar en modo de control de tensión, debe operar en conjunto con el SVC, que tiene la capacidad de ajustar dinámicamente las variaciones rápidas de tensión. Cuando ambos sistemas operan de manera conjunta, el PPC asegura que la variación de potencia reactiva se realice de forma controlada y progresiva, mientras que el SVC actúa rápidamente ante eventos transitorios, estabilizando las fluctuaciones en tiempo real. Esto permite que las tensiones en la red se mantengan dentro de los límites seguros, evitando oscilaciones y asegurando la calidad del servicio eléctrico.

Esta verificación en conjunto, se realizó en el Hardware in the Loop (HIL) propio de Ingelectus [6], en donde se emula en tiempo real el comportamiento eléctrico, replicando fielmente las condiciones bajo las cuales operará el PPC de San Martín. Los resultados obtenidos, que se detallan en el documento,

demuestran que el PPC ha sido ajustado adecuadamente y que su comportamiento global, en combinación con el SVC, es satisfactorio. El control de tensión conjunto de ambos sistemas es estable y cumple con los requisitos establecidos por el COES.

Para que los dos controles de tensión operando en el mismo punto puedan coexistir, es importante seguir las siguientes premisas:

- La consigna de tensión del PPC debe ser siempre igual a la consigna de tensión del SVC
- PPC debe poseer la misma medida de tensión que el SVC
- El control de tensión del PPC será más lento que el del SVC

Teniendo en cuenta las premisas anteriores ambos controles pueden coexistir y garantizar la correcta operación del sistema.

4.3 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

En general, en los casos y eventos simulados se muestra una marcada tendencia a conservar el sincronismo del sistema, un amortiguamiento adecuado de las variables estudiadas y la recuperación de la frecuencia y la tensión, una vez despejadas las perturbaciones bajo los criterios de seguridad y calidad definidas en el PR 20.

Para todos los análisis, se resalta que la generación conectada en la zona es principalmente de fuentes renovables. Desde el caso sin Proyecto, existe la necesidad de desplazar la generación convencional de la zona. Al incluir el Proyecto en el sistema, no se observa una diferencia significativa en la estabilidad del sistema ni una disminución marcada de la misma.

En ninguno de los eventos evaluados en el Caso Base y las diferentes Sensibilidades se registra la pérdida de estabilidad del sistema.

Los eventos de mayor impacto en el SEIN corresponden a las fallas trifásicas con salida definitiva de elementos a nivel de 500 kV. En estos casos se observa que los circuitos fallados mantienen el perfil de tensión de la zona por lo cual se evidencian tensiones cercanas al límite inferior de operación. Adicionalmente, se observan sobrecargas desde los escenarios sin proyecto por encima de los límites permitidos ante la ocurrencia de fallas trifásicas con salida definitiva de autotransformadores y líneas de transmisión a nivel de 500 kV.

En concordancia con el estudio de estado estacionario se ha identificado que la línea L-2211 Derivación - Ica 220 kV, presenta problemas de cargabilidad desde los escenarios Sin Proyecto para los casos evaluados a excepción de la Sensibilidad 4, en donde la operación desacoplada de la subestación Derivación 220 kV permite mitigar esta sobrecarga.

Se encuentran más elementos recurrentes que presentan problemáticas de cargabilidad durante la mayoría de los eventos analizados, los cuales son: Las líneas L-2057, L-2025, L-2026 y los autotransformadores AUT-5371, AT72-52_2, AT72-523 y AUT-5671.

Los eventos que impactan a la salida del transformador **Poroma 500/220 kV (05-06)** no presentan convergencia en los análisis de estabilidad, ya que través de este transformador, se evacua hacia el anillo de 500 kV y al centro del SEIN, un gran porcentaje de generación no convencional inyectada en las subestaciones cercanas a la subestación Poroma 220 kV, por consiguiente, la potencia inyectada

busca otros caminos de evacuación, los cuales no cuentan con la capacidad de transporte suficiente para ello ocasionando la tendencia a la inestabilidad o no convergencia de los eventos. Este resultado es esperado y coherente con lo encontrado en el estudio de estado estacionario.

Durante el régimen transitorio de las perturbaciones evaluadas, se han identificado problemas de frecuencia en la red. Sin embargo, es importante destacar que estos problemas no están relacionados con el proyecto en cuestión, ya que se han observado desde los casos sin proyecto.

Se destaca que los resultados de las Sensibilidades 3 y 4 presentan un comportamiento similar a los del Caso Base. Esto debido a que los cambios operativos que representan dichas sensibilidades no modifican drásticamente el sistema.

Se destaca que los resultados de la Sensibilidad 1 y 2 presentan un comportamiento distinto a los del Caso Base en cuanto a las variables de cargabilidad de los elementos monitoreados. Esto se debe a la redistribución del flujo de potencia, en donde se evidencia que disminuye la importación de potencia para los centros de consumo del sur del país.

Los análisis de la Sensibilidad 5, evidencian que el ingreso del Proyecto bajo estas condiciones presenta gran similitud con los resultados de Caso Base y cada una de las sensibilidades, para los respectivos casos analizados. Esto debido a que los cambios operativos realizados no representan un cambio significativo en el sistema de acuerdo con los flujos de potencia entre las zonas centro y sur del país, zona de influencia del proyecto.

Los resultados de la Sensibilidad 6 presentan un comportamiento similar a los del Caso Base, Mejorando los resultados ante ciertos eventos que impactan en la subestación Socabaya, ya que la topología del sistema en esta Sensibilidad con el acople L-2074 permite un camino alternativo para alimentar la demanda asociada a Socabaya desde San José.

Los resultados de la Sensibilidad 7 presentan un comportamiento similar a los del Caso Base, encontrando que la diferencia operativa entre escenarios radica en que cuando el SVC consume reactivos, dicho consumo es compensado mediante la maniobra del reactor de barras en la subestación Yarabamba 500 kV. Por otro lado, cuando el SVC inyecta reactivos, estos son suplidos por el despacho de potencia reactiva de los generadores de la zona incluido la CSF San Martín, junto con las capacitancias de las líneas de transmisión. Se pueden evidenciar diferencias leves en la forma de la respuesta de la frecuencia eléctrica y/o tensión en subestaciones debido al aporte del control dinámico del SVC San José, que no está presente para esta sensibilidad.

Los casos que presentan problemáticas de cargabilidad en elementos de transmisión o de tensión en subestaciones muestran una respuesta coherente con los resultados obtenidos en cada uno de los análisis de Estado Estacionario.

4.3.1 ANÁLISIS ANTE VARIACIONES DE FRECUENCIA

Los análisis ante variaciones de frecuencia en el sistema indican que el comportamiento de los controles del Proyecto durante eventos de rechazo de generación o carga no activan ninguna de las etapas del ERACMF. Se destaca que el evento más crítico es el rechazo de generación debido a la respuesta de la frecuencia, sin embargo, esta llega a estabilizarse dentro de los rangos permitidos.

Este comportamiento se ve influenciado por el modo de respuesta a la frecuencia del control dinámico del PPC de la CSF San Martín, el cual permite que la central contribuya activamente a la regulación de frecuencia del SEIN. En los escenarios simulados, se evidencia que la presencia de la central ayuda a mitigar las variaciones de frecuencia, estabilizando el sistema de manera más eficiente en comparación con el caso sin proyecto, donde las desviaciones son más críticas.

Lo anterior ocurre en los escenarios analizados para Caso Base y cada una de las siete sensibilidades.

4.3.2 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA ESPECIAL DE CONTROL Y PROTECCIÓN

En general se evidencia un comportamiento similar entre el Caso Base y cada una de las siete sensibilidades, en donde la reducción de generación del Esquema de Marcona no activa ninguna de las etapas del ERACMF, evidenciando que el Proyecto, que no impacta significativa sobre las problemáticas que mitiga el Esquema, no afecta tampoco su correcta operación. Adicionalmente, el tiempo de respuesta del esquema de reducción de Marcona no genera problemas para la estabilidad del sistema, evidenciando que la cargabilidad del elemento problema opera dentro de los límites permitidos tendiendo estabilizarse en un corto periodo de tiempo.

Para el caso de la reducción de generación del Esquema de San Martín se evidencia que para la operación normal el efecto de la reducción en la CSF San Martín es mínimo ante las problemáticas encontradas por la cantidad de potencia a reducir en comparación con el esquema de reducción de Marcona, es decir, se requeriría reducir 200 MW en San Martin Solar, en vez de 39,44 MW en la Zona de Marcona. Lo anterior, se resalta en la operación ante contingencia donde la reducción de la totalidad de la central no impacta en la cargabilidad del elemento problema, donde este sigue operando por fuera de los límites permitidos.

4.3.3 ANÁLISIS ANTE HUECOS DE TENSIÓN

Los análisis ante huecos de tensión para el Caso Base y cada una de las siete sensibilidades, evidencian que los controles de la CSF San Martín no actúan los sistemas de protección de los inversores ante la presencia de huecos de tensión mediante diferentes tipos de fallas y caídas de tensión, adicionalmente se observa que una vez despejada la falla se llega a la estabilidad en un corto tiempo y la CSF vuelve a despachar la potencia pre-falla, por lo que los controles de los inversores y el PPC del parque tienen respuestas favorables ante eventos de perturbación en el sistema

4.3.4 ANÁLISIS DE TIEMPOS CRÍTICOS

Los tiempos críticos máximos de despeje de falla trifásica en la subestación evaluada cumplen con los indicadores de desempeño establecidos por el COES. En todos los casos, los tiempos críticos son valores mayores que el tiempo máximo de despeje de falla de 100 ms, que es el tiempo requerido para que las protecciones principales actúen y desconecten el elemento fallado. El Ángel I G1, en todos los escenarios exceptuando la Sensibilidad 1 en donde la máquina que pierde sincronismo es NEPI TG41 y Sensibilidad 2 en donde la máquina que pierde sincronismo es Puerto Bravo TG1.

Se destaca que la operación de la CT. Puerto Bravo TG1, aunque no afecta el tiempo mínimo de las protecciones, disminuye el tiempo crítico de la zona, respecto a las demás condiciones evaluadas.

4.3.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD PERMANTE

Mediante el análisis de estabilidad permanente o estabilidad de pequeña señal y haciendo uso del módulo respectivo del DigSILENT, se identificaron los modos de oscilación (valores propios) del SEIN con una frecuencia de oscilación entre 0,2 Hz y 2 Hz, para el Caso Base y las diferentes Sensibilidades.

En general el sistema goza de alta tendencia hacia la estabilidad ante perturbaciones de pequeña señal, presentando siempre valores propios con parte real negativa en todos los escenarios analizados.

Se identificaron modos de oscilación de índole local con factor de amortiguamiento (ζ) menor al 5%, los cuales están asociados a los generadores Cerro Águila, San Gabán, Machupicchu Aricota 1 y 2, PE Talara (Frame WTG), PE Cupisnique (Frame WTG EQ), Runal II y III. Estos modos se presentan desde el caso sin proyecto y no presentan cambios significativos con la entrada de la CSF San Martín y/o sus controles.

4.4 ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA

Se contemplan las mediciones realizadas en el SEIN y un aporte teórico de la CSF San Martín Solar al 30% y 100% de su capacidad de generación/inyección, con el fin de determinar la distorsión armónica total de tensión (THD) y la distorsión individual de tensión (HD) para la subestación San José 220 kV. Las distorsiones calculadas se verifican con los límites establecidos por la normatividad peruana NTCSE.

En ningún momento, se superan los límites armónicos de tensión establecidos por la normatividad NTCSE. Además, se observa que en el caso con Proyecto la distorsión armónica en la subestación San José 220 kV presenta un mejor desempeño específicamente en el armónico de tercer orden en comparación con el caso sin Proyecto.

Con el ingreso del Proyecto se aumentan levemente algunas componentes armónicas de tensión, así como otras mejoran su comportamiento, sin embargo en ningún caso se ven superados los límites, lo que permite concluir que no es necesario incluir bancos de compensación en el Proyecto San Martín Solar.

Para todos los casos analizados en Caso Base y Sensibilidad, se observa que la distorsión armónica de corriente en las líneas L-2072 San José – San Luis MCV y L-2073 San José – San Martín 220 kV se mantiene dentro de los límites establecidos por la norma IEEE 519.

Así mismo se realizarán mediciones de armónicos en el momento de la energización y después de la puesta en servicio para verificar el cumplimiento de la normativa, está mediciones se realizarán en el punto de conexión, es decir, la barra de 220 kV de la SE San José.

4.4.1 ANÁLISIS DE IMPEDANCIA ARMÓNICA Z(W)

En el análisis de impedancia armónica, se observa que los polos resultantes del barrido de frecuencias no coinciden con los armónicos característicos, ni aquellos que han presentado magnitudes altas de distorsión. Además, el comportamiento del ángulo de la impedancia no se alinea con ninguno de los

polos cuando se produce un cruce por cero, lo que indica que las probabilidades de que se presente resonancia son muy bajas. Lo anterior permite concluir que la inclusión del proyecto no genera impactos negativos sobre el comportamiento actual del SEIN.

4.4.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE TENSIÓN

El Proyecto CSF San Martín Solar no provocaría cambios bruscos de tensión, tanto con como sin la operación del SVC conectado a la subestación San José 220 kV. Para los demás tiempos definidos por el PR-20, se realizarán las respectivas mediciones y verificaciones, una vez la central se encuentre en servicio. En ese momento será posible analizar e implementar, de ser necesario, las medidas que mitiguen o solucionen una condición crítica donde se superen los límites definidos.

Finalmente, y en concordancia con mantener la calidad de tensión en las redes del SEIN, Joya Solar (SOLARPACK) se compromete a analizar de acuerdo a las tolerancias dispuestas en la Norma Técnica de Calidad del Sistema Eléctrico (NTCSE) las condiciones de parpadeo (flicker) y fluctuaciones de tensión que puedan presentarse en el sistema por el ingreso del Proyecto.

4.5 SATURACIÓN DE CCTT

Se ha realizado un análisis de la saturación de los transformadores de corriente existentes y nuevos a instalar en la subestación San José 220 kV, evaluando su comportamiento ante falla en régimen permanente y régimen transitorio.

4.5.1 EN RÉGIMEN PERMANENTE

De los resultados en régimen permanente, se evidencia que en los CCTT existentes y nuevos a instalar en la subestación San José 220 kV, no se presenta una condición de saturación ante falla en los núcleos de protección teniendo en cuenta las relaciones de transformación seleccionadas para su operación.

4.5.2 EN RÉGIMEN TRANSITORIO

De los resultados en régimen transitorio ante falla en los núcleos de protección, considerando el ciclo C.O para todos los elementos y el ciclo C.O.C.O para los elementos con recierre habilitado, se evidencia que en los CCTT existentes y nuevos a instalar en la subestación San José 220 kV, no se presenta una condición de saturación en las relaciones de transformación seleccionadas para su operación.

4.6 ANÁLISIS DE TRV

se ha realizado un análisis de la Tensión Transitoria de Recuperación (TTR o TRV) que se puede presentar en los interruptores de la subestación San José 220 kV pertenecientes a la línea San Martín – San José 220 kV, y al seccionamiento de barras entre la parte existente y la ampliación de la

subestación. A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes, para cada uno de los análisis realizados:

4.6.1 TRV EN INTERRUPTORES DE LÍNEA

Para los interruptores de la subestación San José 220 kV asociados a la línea San Martín – San José 220 kV, y al seccionamiento de barras entre la parte existente y la ampliación de la subestación, se puede concluir que ante ningún tipo de falla (terminal y kilométrica) se excede su característica TRV, ni en valores máximos, ni en tasa de crecimiento.

4.6.2 TRV ANTE CONDICIÓN DE OPOSICIÓN DE FASES

Para los interruptores de la subestación San José 220 kV asociados a la línea San Martín – San José 220 kV, y al seccionamiento de barras entre la parte existente y la ampliación de la subestación, se puede concluir que en oposición de fases no se excede su característica TRV, ni en valores pico, ni en tasa de crecimiento.

4.6.3 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITIVAS

Para los interruptores de la subestación San José 220 kV asociados a la línea San Martín – San José 220 kV, y al seccionamiento de barras entre la parte existente y la ampliación de la subestación, las tensiones máximas en bornes de los interruptores y las corrientes a través de estos no sobrepasan los valores, establecidos en la norma IEC 62271-100 (tensión inferior a 2,2 p.u. con base en la tensión fase–tierra y corriente inferiores a 125 A r.m.s para U_r 245 kV), para apertura de corrientes capacitivas.

4.7 ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Se ha realizado un análisis de transitorios electromagnéticos (EMT) ante la energización de uno de los transformadores de San Martín 220/33 kV.

Los resultados obtenidos, indican que es indispensable la utilización del mando sincronizado, de modo, que se mitigue los efectos de la energización de transformador sobre la red adyacente. Con mando sincronizado se garantiza que las tensiones no caigan por debajo de 0,9 p.u. en ninguna de las subestaciones de la zona: San Martin 220 kV, San José 220 kV, San Luis 220 kV y Sulfuros 220 kV durante la energización del transformador.

La configuración del mando sincronizado debe tener en cuenta las recomendaciones del fabricante.

Para el caso sin mando sincronizado se observa que los filtros de armónicos del complejo minero Cerro Verde perciben el transitorio durante la energización del transformador de San Martín, sin embrago, las corrientes no se incrementan por encima del 120% de su corriente en operación normal como para producir su desconexión por acción de las protecciones.

En el filtro 6 de la subestación Sulfuros (sintonizado cerca del armónico 2°) se observa un incremento importante de la corriente sin mando sincronizado, el cual, es mitigado con el uso mando sincronizado. Sin embargo, el incremento de la corriente podría producir el disparo indeseado de este filtro.

Por lo indicado anteriormente y para evitar desconexiones indeseadas del filtro 6 de la subestación Sulfuros sería recomendable que, cuando se realice la energización de los transformadores de la subestación San Martín, la subestación Sulfuros no esté alimentada desde la subestación San José sino desde la subestación Socabaya, la cual se considera como su condición normal de operación.

De igual forma, Joya Solar solicitará para la energización de los transformadores en los Planes Mensuales y/o Semanales mantener la subestación Sulfuros alimentada desde la subestación Socabaya y coordinará reuniones con el equipo técnico junto a COES, Cerro Verde y el vendor para coordinar la etapa de la energización.

5 CONCLUSIONES ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

A continuación se presenta de manera general los aspectos y conclusiones derivadas del desarrollo del estudio de coordinación y ajuste de protecciones para el proyecto de la planta solar fotovoltaica de San Martín.

Para la revisión del estudio se deben considerar los siguientes documentos:

1. Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones. Proyecto San Martín Solar, archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA”.
2. Anexo 1: Diagramas Unifilares de Control y Protección del proyecto, dato de placa transformador de potencia TRP-220 y TRP-221 220/33 kV Subestación San Martín, información que contiene matriz de disparo del proyecto y reporte de pruebas transformador ZigZag.
3. Anexo 2: Ajustes Actuales función sobrecorriente y distancia - Zona de influencia.
4. Anexo 3: Resultados verificación función distancia y sobrecorriente.
5. Anexo 4: Base de datos para Power Factory, en el archivo “3837002001.pfd”.
6. Anexo 5: Ajustes recomendados detallados – Dispositivos de protección del proyecto.
7. Anexo 6: Memorias de Cálculo COES para las protecciones del proyecto.
8. Anexo 7: Manuales técnicos de los relés del proyecto.
9. Anexo 8: Artículos técnicos de referencia.
10. Anexo 9: Modelación de relés de la Base de datos.

El Estudio de Coordinación de Protecciones de este proyecto comprende este informe y todos los documentos anexos que lo componen, presentados en el numeral 1 del archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA. Entre estos se destacan los resultados de la verificación para la función distancia y función sobrecorriente del proyecto (Anexo 3), las memorias de cálculo COES (Anexo 6), Manuales técnicos de los relés del proyecto (Anexo 7), Artículos técnicos de referencia para la definición de la filosofía de protección (Anexo 8) y un documento en el que se presenta la modelación de los relés del proyecto en la base de datos del software de simulación DIgSILENT (Anexo 9).

Para la definición de los ajustes recomendados se consideraron escenarios de operación regular de la red (Caso Base, Casos adicionales 1 y 2). Para verificación de la operación coordinada de las protecciones del proyecto, se consideran todos los casos de operación presentados en el archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA.

El cálculo del SIR para los extremos de la línea del proyecto tiene como resultado valores que categorizan la línea como “corta” eléctricamente, lo que quiere decir que ambos extremos son “débiles” ante eventos de falla (el de la subestación San Martín mucho más que el de la subestación San José), sufriendo caídas de tensión considerable ante este tipo de eventos.

Las funciones que componen el esquema de teleprotección (Sobrealcance permisivo POTT), al igual que la Zona 1 de protección de la función distancia (21/21N), solo se habilitan cuando no está activa la función diferencial de línea (87L), teniendo en cuenta que esta función es totalmente selectiva para fallas internas en la línea y no sería necesario redundar en el esquema durante su disponibilidad, además, se evita cualquier riesgo de tener disparos instantáneos (o poco temporizados) por fallas externas a la línea.

La compensación serie de las líneas de la subestación San José 500 kV pueden generar cambios en las señales medidas por el esquema de protección de la línea del proyecto (L-2073) cuando se tienen fallas en estas durante un pequeño margen de tiempo (mientras operan los elementos de protección de la compensación, que generalmente son casi instantáneos). Lo anterior pondría en riesgo la selectividad y estabilidad del esquema si se tuviera habilitadas funciones instantáneas que no son totalmente selectivas y pudieran detectar fallas en dichos puntos (función distancia y sobrecorriente), sin embargo, la operación de estas son temporizada y la única función instantánea del esquema es la diferencial de línea, la cual según lo reportado en el numeral 12.5 del archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA para ese tipo de eventos, no tendría operación.

Para las funciones de distancia de los extremos de línea, se tiene buen desempeño de la función en el extremo de línea de la subestación San José, ya que no es un extremo tan débil y tiene aportes de red que le permiten tener un buen alcance de cobertura ante fallas trifásicas y monofásicas que ve en dirección “Forward”. El alcance de fallas que el extremo ve en reversa depende de los aportes de la Central Solar, por lo que hay restricción en cobertura de fallas externas a la línea, por el bajo aporte de la Central para fallas en el sistema.

El extremo de la subestación San Martin tiene un desempeño aceptable para fallas trifásicas y monofásicas en el sistema, con un alcance de cobertura limitado a fallas francas y de baja impedancia por el bajo aporte de la Central Solar ante fallas en la red.

Aunque la línea es corta eléctricamente, también hay que tener en cuenta de que lo es físicamente, por lo tanto, hay restricciones que son esperadas en cuanto a la cobertura en zonas de sobrealcance para fallas en elementos adyacentes, que para el caso del proyecto, son transformadores de alta impedancia y líneas de gran longitud respecto a la suya.

Para el esquema de protección por sobrecorriente de la línea (67N) se habilitan para operación los dos extremos de línea, los cuales operan de manera coordinada y selectiva con las protecciones principales de la línea (87L) y con las protecciones principales de los elementos asociados a las subestaciones de ambos extremos, garantizando operación coordinada entre estos.

No se detecta operación descoordinada de las protecciones del proyecto respecto a las protecciones de los elementos de red adyacentes para fallas externas a la Central Solar y línea de conexión. Ante

estos casos, hay operación temporizada de las protecciones del proyecto (mayores a 400 ms) mientras que las protecciones principales de los elementos adyacentes operan de manera instantánea, mediante funciones diferenciales de cada equipo (Barras, transformadores y líneas).

No se detecta operación descoordinada de las protecciones del proyecto respecto a las protecciones de los elementos de red adyacentes para fallas internas en la Central Solar y línea de conexión. Ante estos casos, hay operación rápida en las protecciones del proyecto (instantáneas en la línea), garantizando operación selectiva y coordinada de las protecciones del proyecto respecto a las protecciones de los elementos adyacentes.

Se observa operación coordinada de las protecciones del proyecto y su zona de influencia para las configuraciones topológicas asociadas a los escenarios operativos de Caso Base y las Sensibilidades 1, 2 y 3, descritas en el archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA.

Cuando se simulan fallas a tierra en la subestación San José 500 kV hay arranque de las funciones de sobrecorriente de tierra de las protecciones del proyecto, sin embargo, estas registran tiempos de operación mayores a 450 ms, habiendo un margen de coordinación bastante amplio con las protecciones principales de la red de 500 kV, de las cuales se esperan tiempos de operación menores a 100 ms, teniendo en cuenta que los tiempos de despeje de falla requeridos por el COES para este nivel de tensión son iguales o menores a 80 ms; y que los esquemas de estas protecciones cuentan con funciones de rápida operación (diferenciales, esquemas de teleprotección, entre otros).

De acuerdo con el análisis realizado durante la verificación de la coordinación y adecuada operación de las protecciones del proyecto respecto a las protecciones existentes en la zona de influencia, no se recomiendan reajustes en estos dispositivos, ya que no se detectan conflictos entre sus ajustes actuales con el ingreso del proyecto. Si bien hay fallas en las que se tengan márgenes de coordinación estrechos entre algunas funciones (como el caso que se menciona en el numeral 12.2 del archivo “P1PE0008-SMT-SUS-PH2-D-PRO-041.01-CA), se debe tener en cuenta que la coordinación de las protecciones se hace teniendo en cuenta la operación de los elementos con la función que más rápido opere en cada una de ella (sea función principal o de respaldo), para lo cual no se detectan márgenes de coordinación irregulares.

Para la condición operativa asociada a la Sensibilidad 3 (cierre de la línea L-2074) se siguen teniendo márgenes de coordinación adecuados entre los tiempos de operación de las protecciones del proyecto y las protecciones de la zona de influencia, conservando la operación coordinada y selectiva de estas. Solo se detectó un traslape de Zona 2 preexistente (no es consecuencia de la entrada en operación del proyecto), para las protecciones que protegen en dirección hacia San Martín, entre la función de distancia del extremo de la subestación Cerro Verde de la línea L-2074 respecto al extremo de la subestación San Luis de la línea L-2072 hacia San José. Tanto para la condición de falla monofásica y trifásica se considera la operación de la función diferencial de línea y de los esquemas de teleprotección en tiempos menores a la operación de la zona 2.

La Central Solar en el nivel de 33 kV se protege mediante funciones de sobrecorriente, las cuales operan de manera coordinada y selectiva entre ellas para fallas trifásicas y monofásicas francas y con

impedancia. La función de sobretensión residual se habilita en los relés de las Barras A y B de la subestación San Martín 33 kV como respaldo a la operación de las funciones de sobrecorriente para garantizar despeje de fallas desbalanceadas en este nivel de tensión, teniendo en cuenta que la única fuente de corriente 3I0 de este nivel de tensión para este tipo de fallas es el transformador Zig-Zag de cada barra.

El ajuste de las protecciones asociadas a las unidades de generación sigue indicaciones realizadas por la ingeniería desarrollada para la Central Solar San Martín, en la cual se definen tiempos de operación y arranques de corriente que debe garantizar la función de sobrecorriente de fases.

Luego de realizar las validaciones necesarias, se encontró que no es necesario adicionar elementos al esquema de sobretensiones del área sur, que se encuentra presente en inmediaciones del área de influencia del proyecto.

Se ajustó el arranque del elemento de sobrecorriente instantáneo de la función de protección Cierre en Falla del extremo San José con un criterio del 50% del valor obtenido al realizar una falla trifásica franca en la barra de la subestación local y restarle el aporte de corriente de cortocircuito a través de la línea San José – San Martín 220 kV. Por otra parte, para el ajuste recomendado del extremo San Martín, se consideró un criterio del 120% de la corriente de la línea mencionada, ante un flujo de corriente en operación normal en el escenario FC26AM1, que corresponde al caso de máxima corriente. Lo anterior debido a que, al considerar el criterio establecido por el COES para el extremo San Martín 220 kV, se observó que la corriente resultante es inferior a la corriente esperada en condiciones de operación normal. Por último, es importante mencionar que, la función SOTF se habilita con la indicación del cambio de la posición de cerrado del interruptor y opera por medio del disparo del elemento de sobrecorriente instantáneo o por el arranque de zona 2 de la función distancia.

La función de protección de Oscilación de Potencia del relé NR PCS-931S, bloquea la función de protección distancia y la habilita únicamente ante condiciones de falla en el sistema, por medio de la operación de alguno de los bloques FD PSBR, UF PSBR y SF PSBR. Estos dos últimos, utilizan lógicas internas del relé para detectar fallas asimétricas y simétricas durante una oscilación de potencia. Para el caso del bloque FD PSBR, se ajusta un umbral de arranque por debajo del cual se considera una oscilación de potencia. Para el ajuste de este parámetro en el relé de San José, se consideró el 120% de la corriente nominal de la línea. Sin embargo, como la subestación San Martín se considera un extremo débil y los aportes de cortocircuito ante fallas en el sistema son muy bajos, se ajustó el arranque al 103% de la corriente nominal de la línea, asegurando el desbloqueo de la función distancia ante fallas cercanas a la subestación San Martín.

Dado que el esquema de recierre automático no se habilitó para los dispositivos de protección de la línea del proyecto, cualquier falla, ya sea monofásica o trifásica, resultará en un disparo definitivo, garantizando así la protección efectiva y segura del sistema.

Se habilitó el esquema de protección Weak Infeed para asegurar la aceleración del disparo del esquema POTT, teniendo en cuenta que el extremo de San Martín es una fuente débil. Además se habilitó el esquema de bloqueo de la función 67NCD, garantizando la no operación de las funciones de

protección ante fallas externas a la línea protegida. Asimismo, se presentó en el capítulo correspondiente a cada esquema de protección, la lógica a ser implementada.

Se recomendaron ajustes para la función 50BF asociada a las protecciones de las líneas de media tensión a nivel de 33 kV, al devanado de 33 kV de los transformadores de potencia TRP-220 y TRP-221 y a los transformadores Zig-Zag NEC/NER y NEC/NER(1). Se sugirió un ajuste para el umbral de arranque del 150% de la corriente nominal de cada elemento protegido, con una temporización de 150 ms para la etapa 1 y 250 ms para la etapa 2. Este ajuste es válido para el arranque de fases, ya que, la protección SIEMENS 7SR51 no cuenta con una configuración disponible para detectar fallas a tierra. Por lo tanto, se emitirán señales de falla interruptor cuando cualquiera de las tres corrientes de fase supere el ajuste establecido. Además, cuando el flujo de corriente es demasiado bajo para que la protección 50BF opere, se utiliza la entrada 50BF Mech Trip, para detectar la posición del interruptor en condiciones de falla.

Se sugirieron ajustes para determinar las características LVRT y HVRT que evitan que los generadores se desconecten inmediatamente del sistema durante perturbaciones de tensión, ayudando a mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Además, se presentaron las simulaciones que evidencian el comportamiento de las tensiones en el punto de conexión y en los inversores, mostrando que con los ajustes recomendados para las características LVRT y HVRT no se presenta desconexión de los generadores.

Se recomendaron ajustes para la función de frecuencia, tanto para el punto de conexión como para los inversores, siguiendo lo sugerido en la resolución N° 083-2021-OS/CD y conservando un margen de operación de 300 ms entre la protección de los inversores y la ubicada en el punto de conexión.

Se validó la función diferencial de barra existente en la subestación San José 220 kV, correspondiente al relé ABB REB 500, dónde se encuentra que los ajustes actuales continúan siendo válidos ante la entrada del proyecto parque solar San Martín.

La función diferencial de línea (87L) de la nueva línea del proyecto y la función diferencial de barras (87B) tanto para la subestación San Martín 220 kV, como para las nuevas bahías de la subestación San José 220 kV, presentaron una correcta operación ante fallas internas a cada uno de los elementos mencionados, y mantuvieron su estabilidad ante fallas externas.

Para la función diferencial de transformador (87T) de los nuevos transformadores de la subestación San Martín TRP-220 y TRP-221, no se garantiza la correcta operación ante fallas monofásicas francas ni de alta impedancia internas en bornes del devanado de baja tensión, para fallas trifásicas internas en el devanado de baja tensión, sólo se detectan fallas de baja impedancia de hasta 9 Ohm. Esto debido a la configuración YNd de los transformadores y el diseño del transformador Zig-Zag que se encuentra conectado en la barra de 33 kV, sin embargo, para este tipo de falla habría operación de otras funciones del esquema de protección de la subestación San Martin 33 kV, como por ejemplo, la función de sobrecorriente residual (temporizada en 50 ms) y sobretensión residual (temporizada a 640 ms).

Para las fallas de alta impedancia en bornes de lado de alta tensión del transformador la protección opera correctamente. Para las fallas francas externas tanto en el devanado de alta tensión como en el de baja tensión la protección se mantiene estable, es decir, no opera.

El acople asociado a la ampliación de las barras A y B de la subestación San José 220 kV actúa en tiempos simultáneos a la operación de las protecciones del extremo de la subestación San José de la línea L-2073, ya que la apertura de ambas tiene un efecto equivalente (a la extensión de barras solo se conecta la subestación San Martin). Para fallas hacia las barras existentes de la subestación San José 220 kV, el acople opera de manera temporizada respecto a las protecciones propias de los elementos que allí se conectan (solo opera para fallas a tierra, ya que para fallas aisladas no hay arranque de la función porque la corriente registrada no supera el umbral definido para la sobrecorriente de fases). El ajuste descrito permite que el acople opere como respaldo a la operación de las protecciones de la subestación San Martin para fallas en esta.

6 REFERENCIAS

[1]. VERTEX, Documento “63. P1PE0008-SMT-PSP-PH2-I-GEN-001.00-DS_00.pdf”
[2]. Sungrown Documento “DS_20220523_SG1100UD_Datasheet_V10_EN.pdf”
[3]. Sungrown Documento “P1PE0008-SMT-PSP-SUP-D-INV-002.00-TS_00.pdf”
[4]. Ingelectus Documento “INGPPC_DIGSILENT_user_guide_v2.10.pdf”
[5]. OCA Global Documento “31. IR001_SOLARPACK-SAN MARTIN_OCA_SUNGROW_03.06.2024.pdf”
[6]. INGELECTUS “Pruebas funcionamiento PPC San Martín con la integración del SVC en un sistema Hardware in the Loop (2)”
[7]. INGELECTUS, “INGPPC_DIGSILENT_user_guide_v2.10. Marzo 2022”

ANEXOS

INDICE ANEXOS

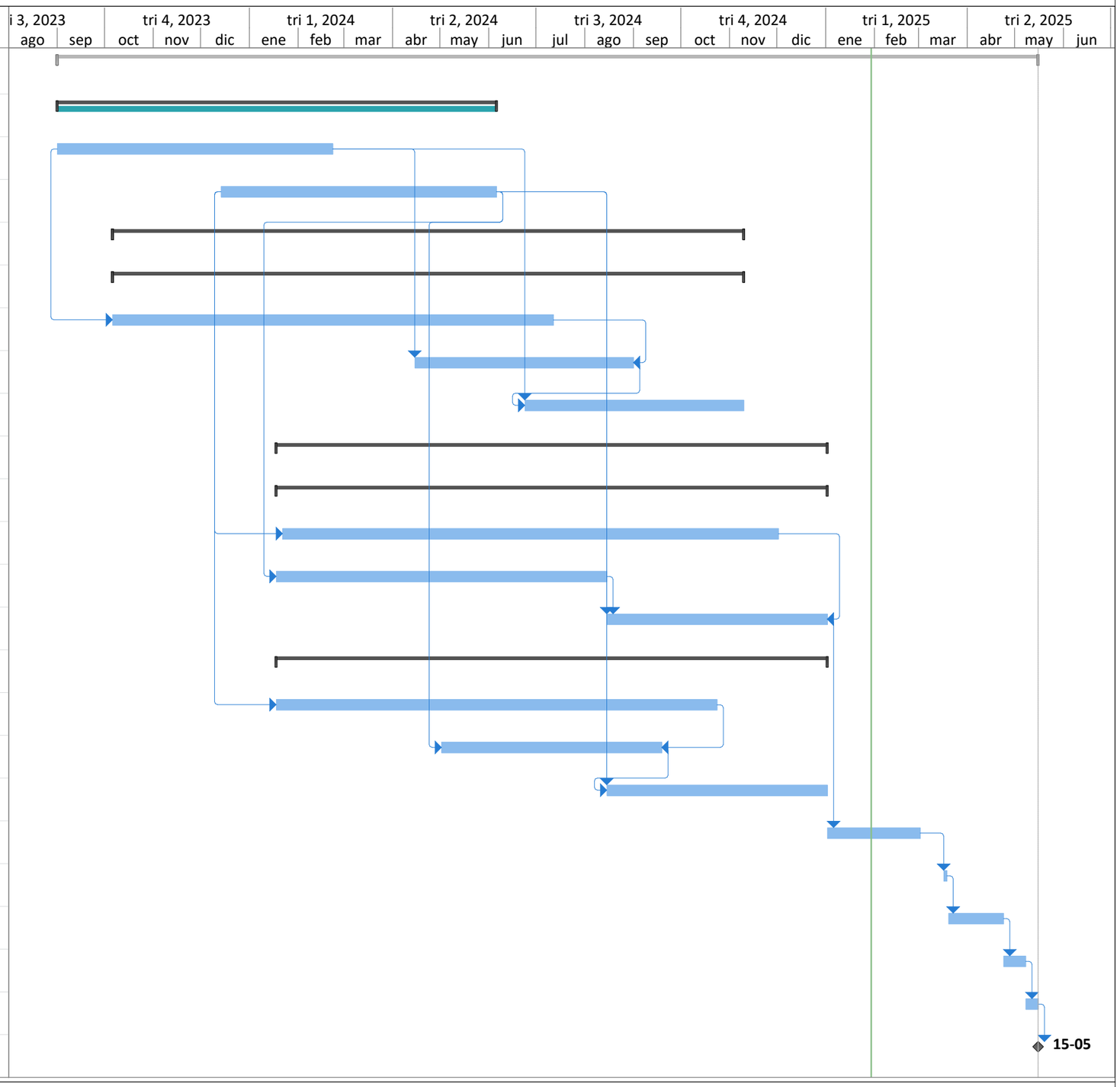
ANEXO 1: Cronograma

ANEXO 2: Lista de las Protecciones Coordinables de los Relés de Protección

Solarpack Ingeniería S.L.U.
C/ Astronomía nº1, Torre 1, 9º - mod. 5. 41015 Sevilla. Spain.
Teléfono: +34 954 975 495
www.solarpack.es

CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	**SAN MARTÍN SOLAR 252,4 MW**	**17,8 meses**	**vie 01-09-23**	**jue 15-05-25**
1	**INGENIERÍA DE DETALLE**	**7,97 meses**	**vie 01-09-23**	**mié 05-06-24**
2	Líneas de transmisión	5 meses	vie 01-09-23	jue 22-02-24
3	Subestaciones	5 meses	jue 14-12-23	mié 05-06-24
4	**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**	**11,47 meses**	**vie 06-10-23**	**sáb 09-11-24**
5	**LT 220 kV San Martin - San José**	**11,47 meses**	**vie 06-10-23**	**sáb 09-11-24**
6	Suministros y Transporte	8 meses	vie 06-10-23	jue 11-07-24
7	Obras civiles	4 meses	lun 15-04-24	sáb 31-08-24
8	Montaje electromecánico	4 meses	lun 24-06-24	sáb 09-11-24
9	**SUBESTACIONES**	**10 meses**	**jue 18-01-24**	**mié 01-01-25**
10	**Subestación San Martin 220 kV**	**10 meses**	**jue 18-01-24**	**mié 01-01-25**
11	Suministros y Transporte	9 meses	lun 22-01-24	dom 01-12-24
12	Obras civiles	6 meses	jue 18-01-24	mié 14-08-24
13	Montaje electromecánico	4 meses	jue 15-08-24	mié 01-01-25
14	**Ampliación Subestación San Jose 220 kV**	**10 meses**	**jue 18-01-24**	**mié 01-01-25**
15	Suministros y Transporte	8 meses	jue 18-01-24	mié 23-10-24
16	Obras civiles	4 meses	jue 02-05-24	mié 18-09-24
17	Montaje electromecánico	4 meses	jue 15-08-24	mié 01-01-25
18	**Comisionamiento Proyecto C.S.F. San Martin**	1,7 meses	jue 02-01-25	sáb 01-03-25
19	**Energización Proyecto C.S.F. San Martin**	2 días	lun 17-03-25	mar 18-03-25
20	Ejecución de Pruebas de Puesta en Servicio	30 días	jue 20-03-25	mié 23-04-25
21	Informe de Prueba	12 días	jue 24-04-25	mié 07-05-25
22	Solicitud de Inicio de Operación Comercial	7 días	jue 08-05-25	jue 15-05-25
23	Entrada en Operación Comercial	0 meses	jue 15-05-25	jue 15-05-25



Proyecto: San Martín Solar 252,4 MW
Documento: 3754-01-EL-SD-0001-01
Fecha: jue 30-01-25

Tarea	Tareas externas	Tarea manual	Sólo fin
División	Hito externo	Sólo duración	Fecha límite
Hito	Tarea inactiva	Informe de resumen manual	Progreso
Resumen	Hito inactivo	Resumen manual	Progreso manual
Resumen del proyecto	Resumen inactivo	Sólo el comienzo	

LISTA DE LAS PROTECCIONES COORDINABLES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

Zona	Instalación	Celda	Tensión	Sistema	Marca del relé	Modelo del relé	RTC	RTT	Tipo	Protección Coordinable
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Principal	SIEMENS	7SR51	100/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Principal	SIEMENS	7SR51	3000/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Principal	SIEMENS	7SR51	3000/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N

Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Carga	33	Principal	SIEMENS	7SR51	600/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Principal	SIEMENS	7SR51	100/1	-	Proyectado	50/51/50N/59N
Sur	Subestación San Martín	Línea	220	Principal	NR	PCS-931S	1000/1	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	21P/21N/67N/27 (LVRT)/59 (HVRT)
Sur	Subestación San Martín	Línea	220	Secundario	NR	PCS-931S	1000/1	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	21P/21N/67N/27 (LVRT)/59 (HVRT)
Sur	Subestación San Martín	Transformación	220	Principal	NR	PCS-978S	500/1	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	50/51/50N/51N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	220	Secundario	NR	PCS-978S	500/1	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	50/51/50N/51N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Principal	NR	PCS-978S	3000/1	33/√3 / 33/√3 kV	Proyectado	50/51/50N/51N
Sur	Subestación San Martín	Transformación	33	Secundario	NR	PCS-978S	3000/1	33/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	50/51/50N/51N
Sur	Subestación San Martín	Barra	220	Principal	NR	PCS-915SD-BU	500-1000/1	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	
Sur	Subestación San José	Línea	220	Principal	NR	PCS-931S	1000/5	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	21P/21N/67N/27 (LVRT)/59 (HVRT)
Sur	Subestación San José	Línea	220	Secundario	NR	PCS-931S	1000/5	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	21P/21N/67N/27 (LVRT)/59 (HVRT)
Sur	Subestación San José	Barra	220	Principal	NR	PCS-915SD-BU	2000/5	220/√3 / 0,11/√3 kV	Proyectado	
Sur	Subestación San José	Barra	220	Principal	NR	PCS-915SD-BU	2000/5	-	Proyectado	51/51N

Zona : Norte, Centro o Sur.

Instalación : Subestación, central, etc.

Celda : Línea, Transformación, acople, etc.

Tensión : Tensión en kV; en el caso de la celda de transformación incluir la relación de transformación.

Sistema : Principal, secundario o de respaldo.

Marca del relé : Nombre del fabricante del relé.

Modelo del relé : Código asociado al relé según la marca y funciones de protección.

RTC : Relación de transformación de corriente considerado en el ajuste de los relés.

RTT : Relación de transformación de tensión considerado en el ajuste de los relés.

Tipo : Proyectado o existente.

Protección : Descripción de la función incluyendo el código ANSI/IEEE. Ver definición 6.13 y 6.14 del PR-20

Coordinable