# ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SOLIMANA 257 MW

## RESUMEN EJECUTIVO

Responsable | José Chavesta Aquino
Técnico | CIP: 1533830

Informe Nro. EDP-ES-073-24
Revisión | C

Cliente:

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| C | Incluye comentarios del COES | 23/01/26 | LYS | JCHA | BRV |
| B | Emitido para revisión interna | 15/09/25 | LYS | JCHA | BRV |
| A | Emitido para revisión interna | 27/05/25 | LYS | JCHA | BRV |
| Rev. | Descripción | Fecha | Ejec. | Rev. | Apr. |

(01) 6949227
edpestudios@edpestudios.com

General Córdova 2006,
Oficina 301 - Lince

@edpestudios

edpestudios.com

# ÍNDICE

**1 INTRODUCCIÓN ..... 4**
1.1 OBJETIVO ..... 4
1.2 ANTECEDENTES ..... 4
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ..... 4
**2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO ..... 5**
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA ..... 5
2.2 UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ..... 6
2.3 CUADRO DE VÉRTICES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ..... 9
2.4 UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR ..... 10
**3 AÑO DE CONEXIÓN ..... 10**
**4 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ..... 10**
4.1 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO ..... 10
4.2 CONFIGURACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ..... 11
4.3 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ..... 11
4.3.1 Descripción del equipamiento principal para Ampliación de SE Ocoña ..... 11
4.3.2 Descripción del equipamiento principal para SE Solimana ..... 13
4.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ..... 15
4.5 SITEMA DE PROTECCIÓN ..... 15
4.5.1 Protección para la línea de transmisión 220kV ..... 15
4.5.2 Filosofía de la protección para los transformadores de potencia ..... 15
4.5.3 Filosofía de control y protección en 33kV ..... 17
4.5.4 Protección Diferencial de barras ..... 17
4.6 SITEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL ..... 17
4.7 SISTEMA SS.AA. ..... 20
4.7.1 Para SE Solimana ..... 20
4.7.2 Para Ampliación de SE Ocoña ..... 20
4.8 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA ..... 21
4.8.1 Capacidad de Generación ..... 22
4.8.2 Modos de Control indicados en el PR-20 ..... 22
**5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ELÉCTRICO ..... 23**
5.1 ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO ..... 23
5.1.1 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE BARRA OCOÑA 500 kV ..... 23
5.1.2 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA ..... 23
5.1.3 FLUJO DE POTENCIA ..... 23
5.1.4 CORTOCIRCUITO ..... 27
5.2 ESTUDIO DE ESTABILIDAD ..... 30
5.2.1 FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ..... 30

5.2.2 TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE FALLA ..... 31
5.2.3 INERCIA EQUIVALENTE DEL SEIN ..... 31
5.2.4 CONTINUIDAD DE OPERACIÓN ANTE HUECO DE TENSIÓN ..... 31
5.2.5 ESTABILIDAD ANTE NUBE ..... 31
5.2.6 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA ..... 31
5.3 ESTUDIO DE ARMÓNICOS ..... 31
5.3.1 TENSIÓN RMS ..... 31
5.3.2 ÍNDICE DE SEVERIDAD POR FLICKER ..... 31
5.3.3 ARMÓNICOS INDIVIDUALES DE TENSIÓN ..... 32
5.3.4 DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE TENSIÓN (THDv) ..... 32
5.3.5 ANÁLISIS DE IMPEDANCIA ARMÓNICA ..... 33
**6 CRONOGRAMA DEL PROYECTO ..... 34**
**7 ESQUEMA DE REDUCCIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN ..... 34**
**8 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO ..... 34**
**9 LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS ..... 34**

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°1.- Ubicación geográfica del proyecto. ..... 6
Figura N°2.- Ubicación de la ampliación de la subestación Ocoña. ..... 7
Figura N°3.- Ubicación de la nueva subestación Solimana 220/33kV ..... 8
Figura N°4.- Ubicación de la Central Solar Solimana ..... 10
Figura N°5.- Diagrama Unifilar del Sistema del Proyecto ..... 11

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del sistema eléctrico ..... 5
Tabla 2. Cuadro de coordenadas Ampliación SE Ocoña ..... 7
Tabla 3. Cuadro de coordenadas SE Solimana ..... 8
Tabla 4. Cuadro de coordenadas ..... 9
Tabla 5. Cuadro de coordenadas ..... 21
Tabla 6.. Elementos limitantes – Caso Base y Caso Adicional ..... 24
Tabla 7. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2027-2028 ..... 25
Tabla 8. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2029-2030 ..... 25
Tabla 9. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2027-2028 ..... 26
Tabla 10. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2029-2030 ..... 27
Tabla 11. Capacidad de ruptura de Interruptores. ..... 27
Tabla N°11. Resumen de resultados de las simulaciones Con Proyecto – Caso Base y Caso Adicional ..... 30
Tabla N°12. Resultados del THDv – Simulación Digsilent ..... 33

# ESTUDIO DE PREOPERATIVIDAD CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SOLIMANA 257 MW

## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente documento es describir el Resumen Ejecutivo del Estudio de Pre-Operatividad (EPO) para la conexión al SEIN de la Central Solar Fotovoltaica Solimana a través de la ampliación de la SE Ocoña (existente), la nueva SE Solimana de 33/220 kV y la LT 220 kV Solimana – Ocoña. La puesta de operación comercial del proyecto está prevista para el tercer trimestre del año 2027.

### 1.2 ANTECEDENTES

- En el Reglamento de Transmisión aprobado por el Decreto Supremo Nº 027 2007 EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 17 de mayo del 2007 y los artículos 37° y 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones modificados por Decreto Supremo N° 076-2009-EM, se establece que los titulares de las nuevas instalaciones que se conecten al sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), previamente deben elaborar y presentar al COES un estudio de Pre Operatividad y Operatividad.

- El proyecto CSF Solimana (inicialmente llamado CSF Coropuna) había previsto ingresar el año 2024, para lo cual ya contaba con la conformidad de su estudio de preoperatividad de parte del COES (documento COES/D/DP-244-2022). Puesto que, actualmente, se tiene previsto que el proyecto ingrese el año 2027, estamos nuevamente iniciando el proceso para la obtención de la conformidad al EPO.

- EDP Estudios S.A.C es el encardo de la elaboración del EPO para la conexión al SEIN de la CSF Solimana de 257 MW.

- Para la elaboración del presente estudio se ha tomado en cuenta los alcances indicados por el COES en el documento COES/D/DP-020-2025, los cuales están basados en el nuevo PR-20 que fue publicado en el diario oficial El Peruano el 8 de octubre de 2024.

### 1.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las subestaciones presentarán las siguientes características del sistema eléctrico:

Tabla 1. Características del sistema eléctrico

| | **500 kV** | **220 kV** | **33 kV** |
|---|---|---|---|
| a) Tensión del sistema (kV) | 500 | 220 | 33 |
| b) Tensión asignada (kV) | 550 | 245 | 36 |
| c) Frecuencia asignada (Hz) | 60 | 60 | 60 |
| d) Puesta a tierra del sistema. | Sólido | Sólido | Aislado |
| e) Número de fases. | 3 | 3 | 3 |
| f) Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo en el sitio de instalación (kV) | 1550 | 1050 | 170 |
| g) Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra en el sitio de instalación (kV) | 1175 | 750 | - |
| h) Tensión soportada asignada a frecuencia industrial en el sitio de instalación (kV) | 680 | 460 | 70 |
| i) Corriente de corta duración admisible asignada (kA) | 40 | 40 | 31.5 |
| j) Duración del corto circuito asignada (s) | 1 | 1 | 1 |
| k) Distancia mínima de fuga (mm/kV) | 31 | 31 | 31 |
| l) Designación de fases | R, S, T | R, S, T | R, S, T |

## 2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DEL PROYECTO

### 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto se encuentra ubicado, en el distrito de Ocoña y Mariano Nicolas Valcárcel, provincia de Camaná, región Arequipa.

Figura N°1.- Ubicación geográfica del proyecto.

## 2.2 UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

La ampliación de la subestación Ocoña se encuentra ubicada, en el distrito de Ocoña, provincia de Camaná, región Arequipa, aproximadamente a 450 m.s.n.m.

En la siguiente figura se muestra la ampliación de la subestación Ocoña.

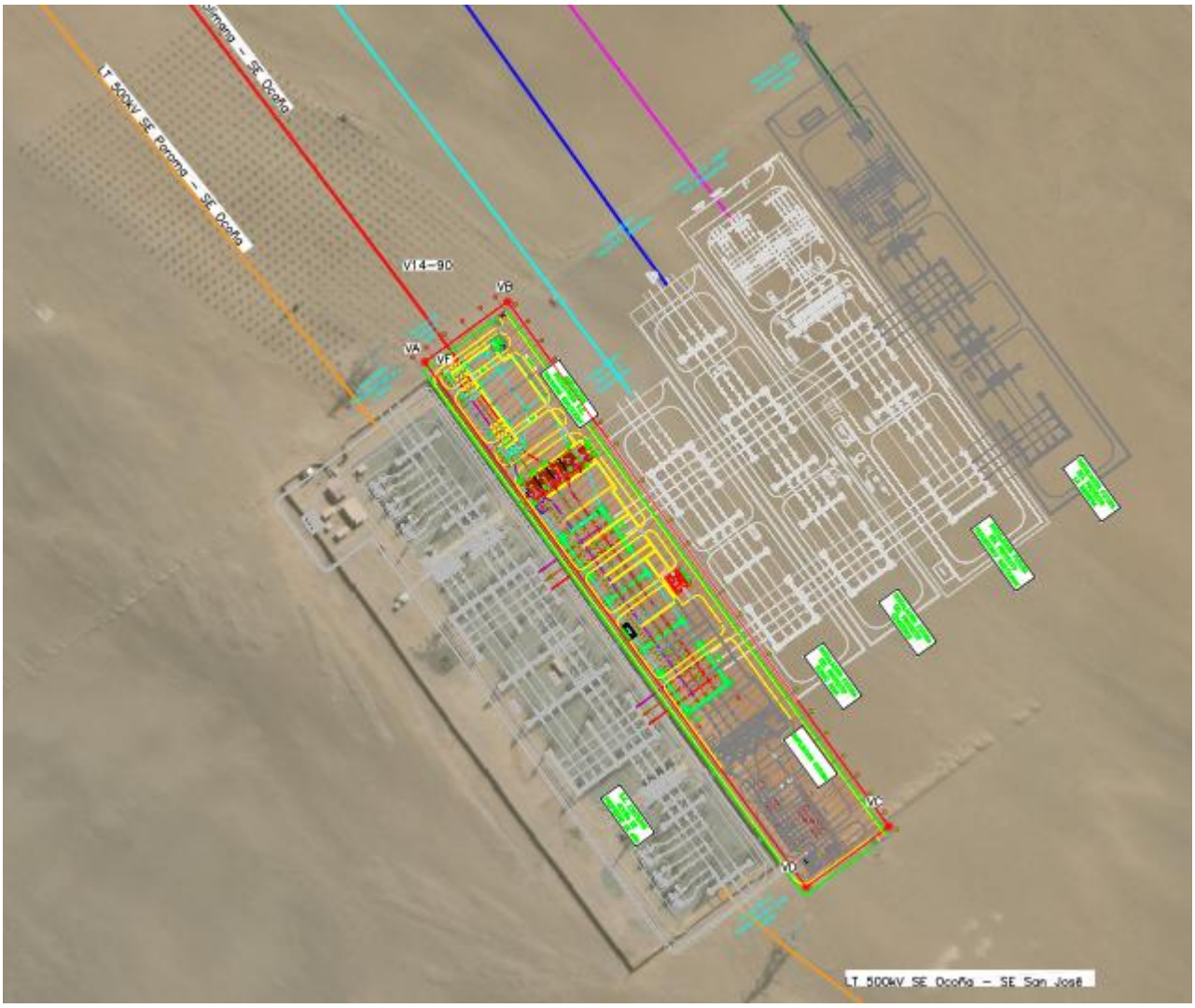


Figura N°2.- Ubicación de la ampliación de la subestación Ocoña.

Las coordenadas de la ampliación de la subestación Ocoña son las siguientes:

Tabla 2. Cuadro de coordenadas Ampliación SE Ocoña

| Ampliación SE Ocoña | | |
|---|---|---|
| **Vértice** | **Coordenadas UTM (WGS84) - 18K** | |
| | **Este (m)** | **Norte (m)** |
| A | 709 852.72 | 8 181 219.81 |
| B | 709 915.50 | 8 181 265.42 |
| C | 710 204.27 | 8 180 867.95 |
| D | 710 141.49 | 8 180 822.34 |

La nueva subestación Solimana 220/33kV estará ubicado en el distrito Mariano Nicolas Valcárcel, provincia de Camaná, región Arequipa, aproximadamente a 2000 m.s.n.m. La figura siguiente presenta la localización de esta subestación.

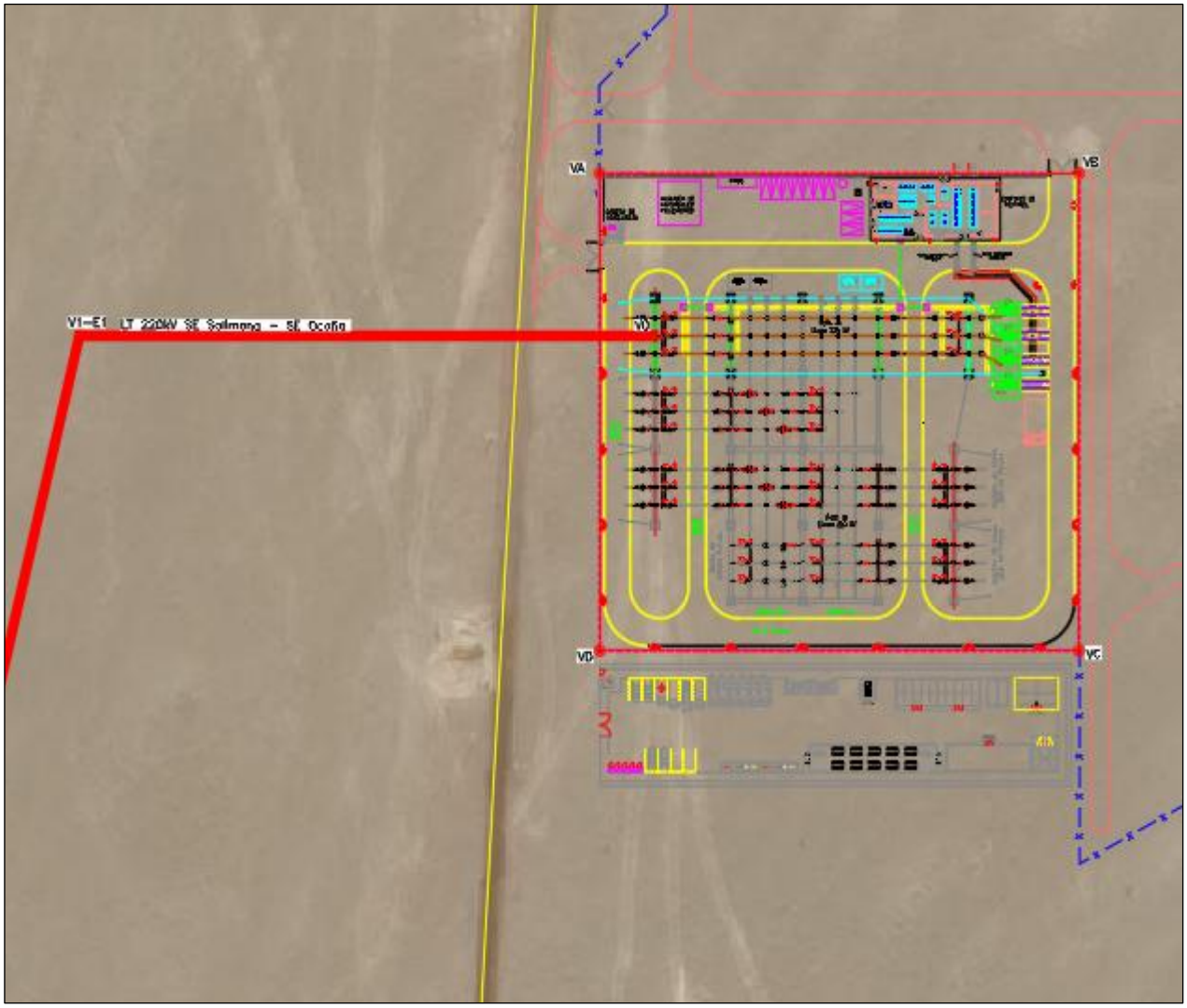


Figura N°3.- Ubicación de la nueva subestación Solimana 220/33kV

Las coordenadas de la nueva subestación Solimana 33/220kV son las siguientes:

Tabla 3. Cuadro de coordenadas SE Solimana

| SE Solimana | | |
|---|---|---|
| **Vértice** | **Coordenadas UTM (WGS84) - 18K** | |
| | **Este (m)** | **Norte (m)** |
| A | 707 930.66 | 8 210 395.08 |
| B | 708 044.46 | 8 210 395.08 |
| C | 708 044.46 | 8 210 287.98 |
| D | 707 930.66 | 8 210 287.98 |

## 2.3 CUADRO DE VÉRTICES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La integración del Proyecto Solar Fotovoltaico Solimana con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se llevará a cabo a través de una línea de transmisión de 31.48 km, con conductor ACAR 1200 MCM, sobre torres de acero en configuración simple terna (preparadas para doble terna). Esta línea se extenderá desde la Subestación Ocoña 220kV (ampliación) hasta la Subestación Solimana 220kV/33kV, y consta de 15 vértices, cuyas coordenadas se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 4. Cuadro de coordenadas

| Vértice | Coordenadas UTM - Zona 19K | | Distancias | |
|---|---|---|---|---|
| | Este | Norte | Vano (m) | Progresiva (m) |
| V-0 | 707943.81 | 8210358.63 | 136.73 | 0.00 |
| V-01 | 707807.09 | 8210358.63 | 6476.55 | 136.73 |
| V-02 | 706292.07 | 8204061.78 | 1239.32 | 6613.27 |
| V-03 | 706032.04 | 8202850.05 | 4450.06 | 7852.59 |
| V-04 | 706223.27 | 8198404.10 | 4219.18 | 12302.65 |
| V-05 | 708169.27 | 8194660.49 | 1671.18 | 16521.83 |
| V-06 | 708039.21 | 8192994.38 | 1760.10 | 18193.01 |
| V-07 | 707834.53 | 8191246.22 | 196.90 | 19953.11 |
| V-08 | 707704.67 | 8191098.21 | 866.07 | 20150.02 |
| V-09 | 707564.29 | 8190243.59 | 780.02 | 21016.09 |
| V-10 | 707521.31 | 8189464.76 | 3565.55 | 21796.10 |
| V-11 | 707835.46 | 8185913.08 | 3285.56 | 25361.65 |
| V-12 | 709856.66 | 8183322.78 | 1253.07 | 28647.21 |
| V-13 | 708930.41 | 8182478.84 | 1514.20 | 29900.27 |
| V-14 | 709877.00 | 8181297.00 | 62.37 | 31414.47 |
| V-F | 709908.12 | 8181242.94 | - | 31476.84 |

Longitud Total (km) = 31.48

## 2.4 UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR

El proyecto de la Central Solar Fotovoltaica Solimana está ubicado en el distrito de Ocoña, Provincia de Camaná Departamento de Arequipa, cerca de las pampas de Cuno Cuno.

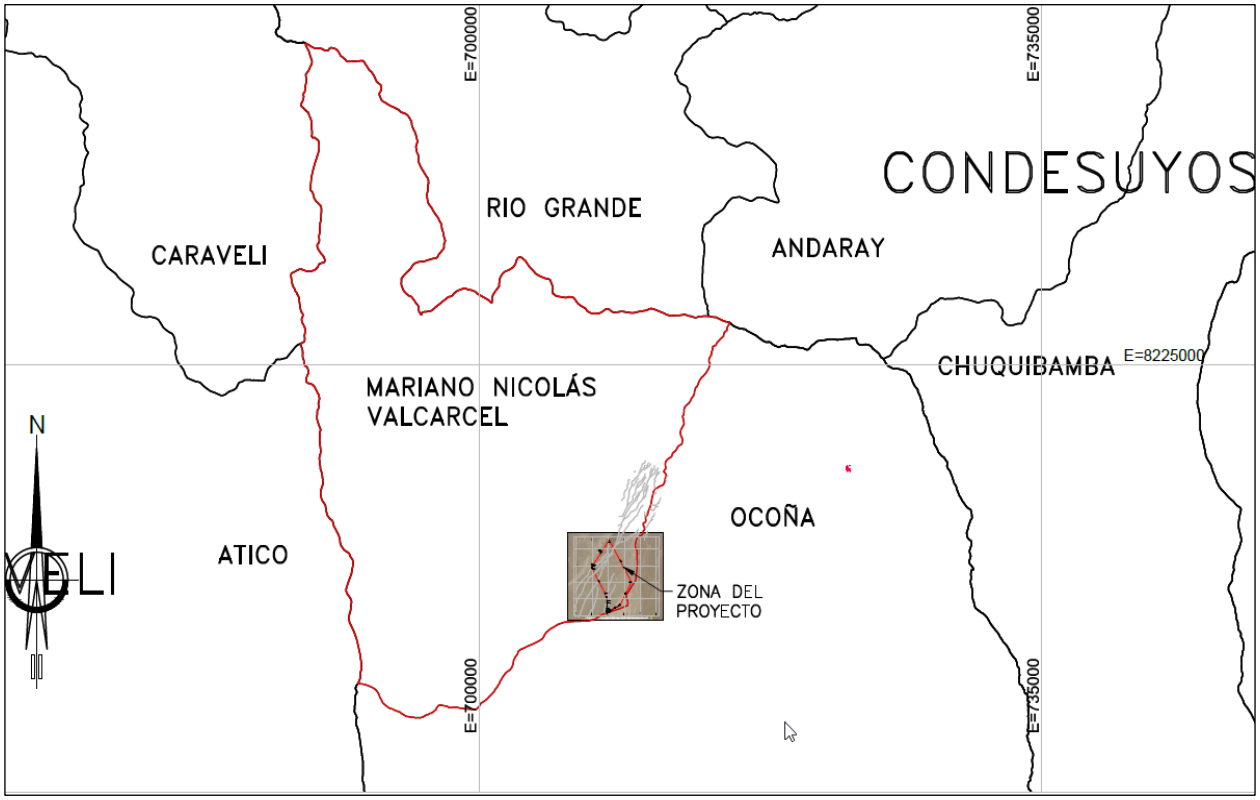


Figura N°4.- Ubicación de la Central Solar Solimana

## 3 AÑO DE CONEXIÓN

La puesta de operación comercial del proyecto está prevista para el año 2027.

## 4 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

### 4.1 CONFIGURACIÓN DEL PROYECTO

El diagrama unifilar del sistema del proyecto se muestra en la Figura N°5 y abarca lo siguiente:

- Subestación Solimana con transformador de potencia de 220/33/33kV-300/150/150MVA (ONAF); con tensión de transmisión en 220kV y tensión de generación en 33kV.
- Nueva LT 220kV Solimana – Ocoña 31.48km, preparado para doble terna, con torres de acero, con conductor 1200MCM tipo ACAR, doble cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos.
- Ampliación de la subestación Ocoña 500/220kV.

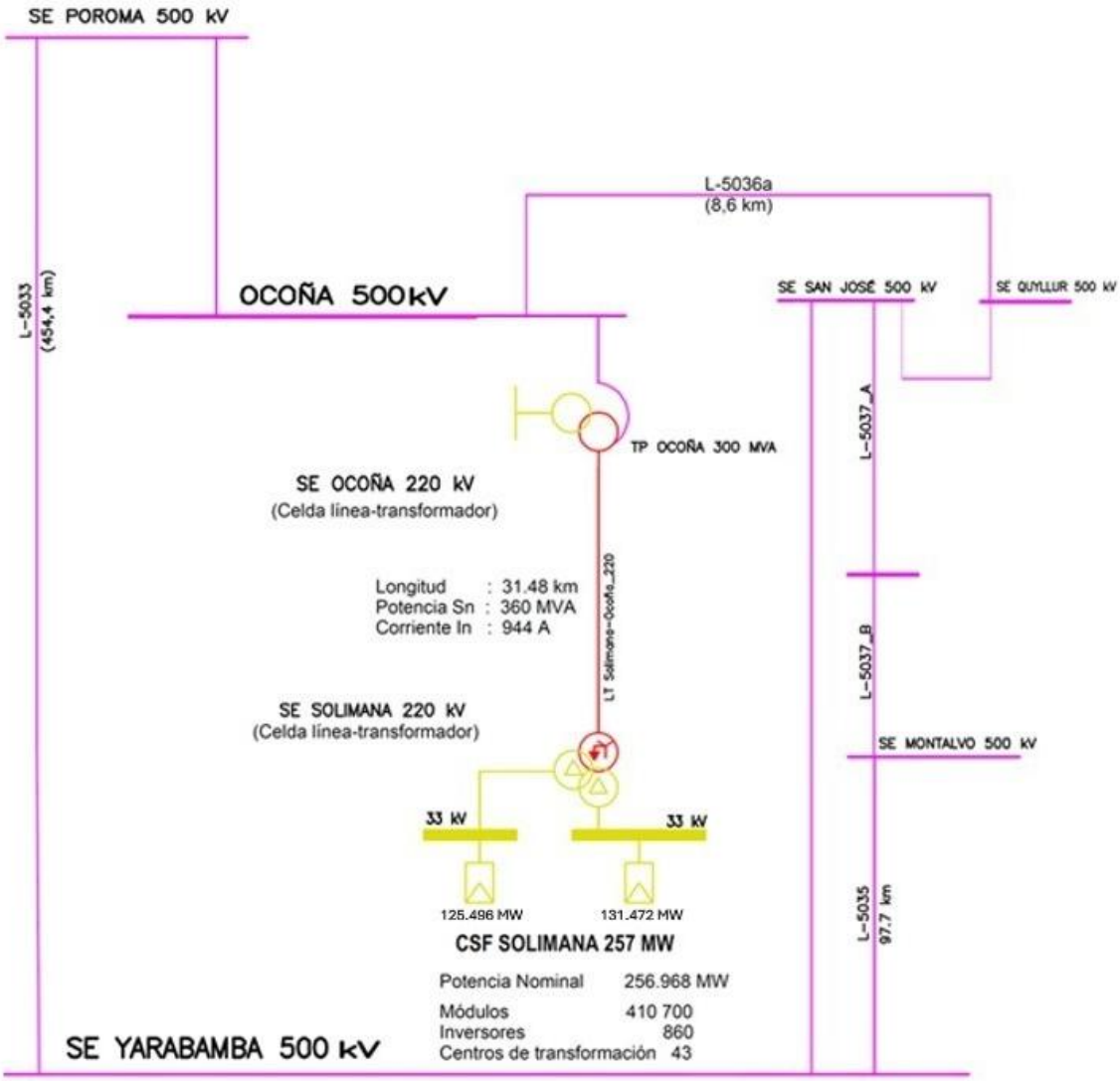


Figura N°5.- Diagrama Unifilar del Sistema del Proyecto

## 4.2 CONFIGURACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

- La Nueva subestación Solimana estará equipada con una bahía de línea-transformador en 220 kV y con equipamiento convencional, con niveles de conexión y distancias eléctricas conforme al nivel de aislamiento requerido para 220 kV y 33 kV. Tendrá espacio libre para ampliaciones futuras.
- La ampliación de la subestación Ocoña comprende la ampliación del patio de llaves 500 kV, el cual es del tipo de barras de interruptor y medio. En 220 kV estará equipada con una bahía de línea-transformador. Tendrá espacio libre para ampliaciones futuras.

## 4.3 EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

### 4.3.1 Descripción del equipamiento principal para Ampliación de SE Ocoña

A continuación, se indica la descripción del equipamiento principal que se utilizará en la subestación:

#### 4.3.1.1 Equipamiento en 500 kV

- Un banco de Auto transformadores de 500/220+/-10x1,0%/33 kV - 270/270/6 MVA ONAN; 300/300/7.5 MVA ONAF, conformado por 03 unidades monofásicas de 90-100/90-100/2-2.5 MVA ONAN-ONAF cada una, con grupo de conexión Yn0Yn0d1, más una unidad de reserva; con regulación bajo carga y con soporte para pararrayos en los tres niveles de tensión; y sistema de prevención/extinción de incendios.
- Dos (02) interruptores uni-tripolar SF6, tipo tanque vivo para maniobra de autotransformadores y líneas, con dispositivo de mando sincronizado para el cierre y la apertura, Um=550 kV, Ud=620 kV, Up=1550 kVp, 2500 A, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693, operación mono y tripolar, con mando sincronizado, con estructura soporte y gabinete de mando central.
- Cinco (05) seccionadores tripolares de barra de doble apertura, motorizado, capacidad de transferencia de barras, Um=550 kV, Ud=620 kV, Up=1550 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- Un (01) conjunto de tres (03) seccionadores de barra tipo Pantografo, de accionamiento tripolar, 550 kV, 1550 kV-BIL; 2500 A, 40 kA; de instalación horizontal; línea de fuga 31 mm/kV fase-fase. Con mando motorizado y manual. Tensión de mando y motor 125 Vdc, tensión de alimentación calefacción e iluminación interior 220 Vca. Aislador color marrón clase 6.
- Nueve (09) transformadores de corriente de porcelana Um=550 kV, Ud=620 kV, Up=1550 kVp, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Protección de devanados primarios y secundarios, cuatro (4) núcleos de protección de relación 2000-1000-500/1A, 5P20, 15VA y dos (2) núcleos de medida de relación 2000-1000-500/1A de 0,2SFS5, 15 VA, factor de sobrecorriente de 1.2.
- Tres (03) transformadores de tensión inductivo-porcelana, Um=550 kV, Ud=620 kV, Up= 1550 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Dos devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 30 VA.
- Nueve (09) pararrayos de óxido de Zinc, porcelana, tensión asignada Ur = 444 kV, tensión continua de operación Uc = 355 kV, corriente de descarga 20 kA, corriente asignada del dispositivo de alivio de presión 40 kA; 31mm/kV fase-fase de longitud de fuga, clase 5, con contador de descargas, base aislante y anillos anticorona y equipotencial. BIL 1550 kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693.
- Dieciocho (18) aisladores portabarras 550 kV, aislamiento externo 1550 kV BIL, longitud de fuga 31 mm/kV fase-fase.

#### 4.3.1.2 Equipamiento en 220 kV

- Un (01) interruptor uni-tripolar SF6, tipo tanque vivo para acople de barras y transformador; Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500 A, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sismica 0,5g según IEEE 693, operación mono y tripolar, con mando sincronizado, con estructura soporte y gabinete de mando central.
- Un (01) Seccionador de línea tripolar de doble apertura, motorizado con cuchilla de puesta a tierra tipo B, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV fase-fase; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de opera ción motorizado y manual.
- Un (01) Seccionador tripolar de barra de doble apertura, motorizado, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 2500A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV fase-fase; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- Tres (03) Transformador de corriente de porcelana Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Protección de devanados primarios y secundarios, tres (3) núcleos de protección de relación 2500-1250-626/1A, 5P20, 15VA y un (1) núcleo de medida de relación 2500-1250-625/1A de 0,2SFS5, 15 VA, factor de sobrecorriente de 1.2.
- Tres (03) transformadores de tensión capacitivo, porcelana, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up= 1050 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Dos devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 30 VA.
- Tres (03) transformadores de tensión inductivo, porcelana, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up= 1050 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Dos devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 30 VA.
- Seis (06) pararrayos de óxido de Zinc, porcelana, tensión asignada Ur = 192 kV, tensión continua de operación Uc = 154 kV, corriente de descarga 20 kA, corriente asignada del dispositivo de alivio de presión

40 kA; 31mm/kV fase-fase de longitud de fuga, clase 4, con contador de descargas, base aislante y anillos anticorona y equipotencial. BIL 1050 kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693.

#### 4.3.1.3 Equipamiento en 33 kV

- Tres (03) transformador de tensión inductivo, porcelana, 36 kV; 250 kVp BIL, 60 Hz, 31 mm/kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Dos devanados secundarios de 33kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 30 VA.
- Seis (06) pararrayos de óxido de Zinc, porcelana, tensión asignada Ur = 45 kV, tensión continua de operación Uc = 36 kV, corriente de descarga 10 kA, 31mm/kV de longitud de fuga, clase 2, con contador de descargas y bases aislante.
- Un (01) Transformador Zig Zag 33/(0.4-0.23)kV; 600kVA,Z0=188.5ohm, 3I0=400A,10s, 170 kV BIL; con devanado para SSAA, con transformadores de corriente 150/1A, 15VA, 5P20 en devanado 33 kV y en neutro 50/1A, 10VA, 5P10;31 mm/kV.
- Un (01) interruptor automático del tipo reconectador de 36 kV; 170 kVp BIL, 31.5 kA, 60 Hz, 31 mm/kV, incluyendo su tablero MK para uso exterior con su relé de protección.
- Seis (06) aisladores soporte de 250 kVp-BIL y una longitud de fuga unitaria de 31 mm/kV.

### 4.3.2 Descripción del equipamiento principal para SE Solimana

A continuación, se indica la descripción del equipamiento principal que se utilizará en la subestación:

#### 4.3.2.1 Equipamiento en 220 kV

- Un banco de transformadores de 220+/-16x0,625%/33/33 kV – 270/135/135 MVA ONAN; 300/150/150 MVA ONAF, conformado por 03 unidades monofásicas de 90-100/45-50/45-50 MVA ONAN-ONAF cada una, con grupo de conexión Yn0d5d5, más una unidad de reserva; con regulación bajo carga, con soporte para pararrayos en los tres niveles de tensión; y sistema de prevención/extinción de incendios.
- Un (01) Interruptor trifásico SF6, tipo tanque vivo para acople de barras y transformador; Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 3150 A, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693, operación mono y tripolar, con mando sincronizado, con estructura soporte y gabinete de mando central.
- Un (01) Seccionador de línea tripolar de doble apertura, motorizado con cuchilla de puesta a tierra tipo B, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 3150A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV fase-fase; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- Un (01) Seccionador tripolar de barra de doble apertura, motorizado, capacidad de transferencia de barras, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 3150A, 40 kA, 60 Hz, 31mm/kV fase-fase; aceleración sísmica de 0,5g según IEEE 693. Mecanismo de operación motorizado y manual.
- Tres (03) Transformador de corriente de porcelana Um=245 kV, Ud=460 kV, Up=1050 kVp, 40 kA, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Protección de devanados primarios y secundarios, tres (3) núcleos de protección de relación 2500-1250-625/1A, 5P20, 15VA y un (1) núcleo de medida de relación 2500-1250-625/1A de 0,2SFS5, 15 VA, factor de sobrecorriente de 1.2.
- Tres (03) Transformador de tensión capacitivo de porcelana, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up= 1050 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Tres devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-2x3P, 30 VA.
- Tres (03) Transformador de tensión inductivo de porcelana, Um=245 kV, Ud=460 kV, Up= 1050 kVp, 60 Hz, 31 mm/kV fase-fase, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693. Dos devanados secundarios de 220kV/V3 / 110V/V3, clase 0,2-3P, 30 VA.
- Seis (06) Pararrayos de óxido de Zinc, porcelana, tensión asignada Ur = 198 kV, tensión continua de operación Uc = 156 kV, corriente de descarga 20 kA, corriente asignada del dispositivo de alivio de presión 40 kA; 31mm/kV fase-fase de longitud de fuga, clase 4, con contador de descargas, base aislante y anillos anticorona y equipotencial. BIL 1050 kV, aceleración sísmica 0,5g según IEEE 693.
- Tres (03) aisladores soporte para montaje vertical 245kV, aislamiento externo 1050 kV BIL, longitud de fuga 31 mm/kV fase-fase.

#### 4.3.2.2 Equipamiento en 33 kV

- Dos (02) celdas de llegada de transformador de potencia tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31,5 kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 3000 A, 31,5 kA.
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 3000 A, 31,5 kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con tres núcleos secundarios: NI 4000-3000-3000/1 A, 15VA-cl 0.5; N2: 4000-3000/1A, 5P20-15VA y; N3: 4000-3000/1A, 5P20-15VA.
    - Tres (03) transformadores de tensión 33kV/V3 / 100V/V3, clase 0,5-3P, 50VA.
    - Pararrayos de óxido de Zinc, tensión asignada Ur = 36 kV, tensión continua de operación Uc = 28.8 kV, corriente de descarga 10 kA; 31mm/kV de longitud de fuga, clase3
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional."
- Dos (02) celda de acople tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31.5 kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 3000 A, 31,5 kA.
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 2500 A, 31,5kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con tres núcleos secundarios: NI 4000-3000/1 A, 15VA-cl 0.5; N2: 4000-3000/1A, 5P20-15VA y; N3: 4000-3000/1A, 5P20-15VA.
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional."
- Dos (02) celdas de medición de tensión tipo GIS, de 36 kV, 3000 A, 170 kVp BIL, 31,5kA, conformado por:
    - Tres (03) transformadores de tensión 33kV/V3 / 100V/V3, clase 0,5-3P, 50VA, con dispositivo de protección y indicación de tensión.
- Dieciséis (16) celdas de salida línea tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31,5 kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,5 kA.
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,5 kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con dos núcleos secundarios: NI 400-600/1 A, 15VA-cl 0.5 y; N2: 400-600/1A, 5P20-15VA.
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional."
- Dos (02) celdas de salida al transformador de SSAA, tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31,5 kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,5 kA.
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,5 kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con dos núcleos secundarios: NI 100-200/1 A, 15VA-cl 0.5 y; N2: 100-200/1A, 5P20-15VA.
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional."
- Dos (02) celdas para conexión a transformador zigzag, tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31,5kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,5 kA.
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630A, 31,5 kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con dos núcleos secundarios: N1 400-600/1 A, 15VA-cl 0.5s y ; N2: 200-400-600/1A, 5P20-10VA.
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional.
- Dos (02) celdas para conexión de Banco de Condensadores, tipo GIS interior 3000A, 36 kV, 170 kVp BIL, 31,5 kA, 60 Hz, equipado con:
    - Un (01) interruptor 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630 A, 31,540 kA .
    - Cuchilla de puesta a tierra 36 kV / 70 kV / 170 kV, 630A, 31,5 kA
    - Tres (03) transformadores de corriente 36 kV / 70 kV / 170 kV, 31,5 kA, con dos núcleos secundarios: N1 400-600/1 A, 15VA-cl 0.5; y N2: 400-600/1A, 5P20-15VA.
    - Un cubículo de BT con relé de protección multifunción y medidor multifuncional.
- Seis (06) pararrayos de óxido de Zinc, tensión asignada Ur = 36 kV, tensión continua de operación Uc = 28.8 kV, corriente de descarga 10 kA; 31mm/kV de longitud de fuga, clase 3, con contador de descargas.
- Dos (02) transformadores Zig-Zag 36kV, 600 kVA, 3I0=400A, 10s, Zo=178.5ohm, 31mm/kV; 170 kVp BIL

- Dos (02) transformadores de Servicios Auxiliares 33/(0.4-0.23) kV; 250 kVA; 31mm/kV 170 kVp BIL.
- Dos bancos de condensadores de 6,50 MVAR de conmutación automática de 2 pasos de 3,25 MVAR; 36 kV-170 kV-BIL; 31,5 kA.

## 4.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los datos principales de la línea de transmisión son las siguientes:

| | | |
|---|---|---|
| - Tensión nominal | : | 220 kV |
| - Frecuencia nominal | : | 60 Hz |
| - Máxima tensión entre fases | : | 245 kV |
| - Número de circuitos | : | 1 terna. |
| - Potencia de Diseño | : | 360 MVA por circuito |
| - Conductor | : | ACAR 1200 MCM, 608 mm² |
| - N° conductor/fase | : | 1 conductor por fase |
| - Aisladores | : | Poliméricos |
| - Cable de guarda | : | Dos del tipo OPGW 107 mm² de 48 hilos c/u |
| - Número de ternas | : | 1, preparado para doble terna |
| - Estructuras | : | Torre de Celosía |
| - Altitud máxima | : | 2000 msnm |
| - Longitud de la LT | : | 31.48km |

## 4.5 SITEMA DE PROTECCIÓN

### 4.5.1 Protección para la línea de transmisión 220kV

El sistema de protección de las líneas de transmisión 220 kV está compuesto por equipos digitales de última generación para la protección principal y respaldo más controlador de bahía, este equipo reporta a su Gateway local en la subestación bajo protocolo IEC61850 por la red de control.
Las protecciones de la línea de transmisión estarán compuestas por las siguientes funciones de protección:

**Ampliación de la SE Ocoña 220kV**

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21, multifunción y PMU (Unidad de medición Fasorial).
- (01) equipo IED controlador de bahía (UCB).
- (01) relé de mando sincronizado (este mismo relé de mando sincronizado es para la energización del transformador de potencia).

**SE Solimana 220kV**

- (02) equipos IED para protección principal y respaldo, con función principal de diferencial de línea 87L y funciones complementarias de distancia 21 y multifunción.
- El IED de protección de respaldo tendrá funciones de controlador de bahía.
- (01) relé de mando sincronizado (este mismo relé de mando sincronizado es para la energización del transformador de potencia).

### 4.5.2 Filosofía de la protección para los transformadores de potencia

Para el sistema de protección de los transformadores de potencia se define equipos digitales de última generación para la protección principal y para la protección de respaldo.
Todos los equipos de protección deberán tener las funciones de comunicación (puertos y protocolos) para ser integrados con el Gateway local de la subestación bajo el protocolo IEC61850 por puertos de fibra óptica multimodo.
Las protecciones de los transformadores de potencia estarán compuestas por las siguientes funciones de protección:

**Ampliación de la SE Ocoña**

- Protección principal:
  - Protección diferencial de transformador de 3 devanados 87T.
  - El equipo de protección principal tendrá como mínimo las siguientes funciones:
    - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 49, 27, 59, 50BF, 86 y PMU (Unidad de medición Fasorial).
    - Funciones de alarmas con leds incorporados en el mismo equipo, con un mínimo de 36 señales
    - Funciones de comunicación. Contará con el protocolo de comunicación IEC 61850, IEC 104 y DNP3.0.
    - Asimismo, contará con un mínimo de dos puertos de comunicación traseros (de preferencia en FO) para comunicarse con los equipos de comunicaciones de modo de llevar las señales hacia un centro de control remoto.
    - Adicionalmente tendrá un puerto de comunicación frontal serial RS232.
- Protección de Respaldo:
  - Protección diferencial de transformador de 3 devanados 87 T.
  - El equipo de protección de respaldo tendrá como mínimo las siguientes funciones:
    - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 49, 27, 59, 50BF, 86 y PMU (Unidad de medición Fasorial).
    - Función de controlador de Bahía con mínimo de 06 equipos.
    - Protocolo de comunicación 61850 y DNP3
- (02) Relés de disparo y bloqueo función 86T.
- Protecciones propias del Transformador
  - Relés 23, 26, 49, 63, 71.
- (01) equipo IED controlador de bahía (UCB) en 500 kV y Barra A.
- (01) equipo IED controlador de bahía (UCB) en 500 kV y Barra B.
- (01) equipo IED controlador de bahía (UCB) en 220 kV.
- (01) equipo IED controlador de bahía (UCB) en 33 kV.
- (02) relés de mando sincronizado.

**SE Solimana**

- Protección principal:
  - Protección diferencial de transformador de 3 devanados 87T.
  - El equipo de protección principal tendrá como mínimo las siguientes funciones:
    - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 49, 27, 59, 50BF, 86.
    - Funciones de alarmas con leds incorporados en el mismo equipo, con un mínimo de 36 señales
    - Funciones de comunicación. Contará con el protocolo de comunicación IEC 61850, IEC 104 y DNP3.0.
    - Asimismo, contará con un mínimo de dos puertos de comunicación traseros (de preferencia en FO) para comunicarse con los equipos de comunicaciones de modo de llevar las señales hacia un centro de control remoto.
    - Adicionalmente tendrá un puerto de comunicación frontal serial RS232.
- Protección de Respaldo:
  - El equipo de protección de respaldo tendrá como mínimo las siguientes funciones:
    - Funciones de protección 87T, 50/51, 50N/ 51N, 49, 27, 59, 50BF, 86.
    - Función de controlador de Bahía con mínimo de 06 equipos.
    - Protocolo de comunicación 61850 y DNP3
- (02) Relés de disparo y bloqueo función 86T.
- Protecciones propias del Transformador
  - Relés 23, 26, 49, 63, 71.

### 4.5.3 Filosofía de control y protección en 33kV

Para el control, mando local y protección del nivel de tensión 33 kV se define equipos digitales de última generación para cada celda.
El equipo tendrá como mínimo las siguientes funciones:

- Protección de falla de interruptor, función 50/51, 50N/ 51N, 49, 32, 81, 50 BF, 67N, 79, 51V, 86, 60.
- Protección contra falsos sincronismos, función 25.
- Función de controlador de Bahía con mínimo de 06 equipos.
- Protocolo de comunicación 61850, IEC103, IEC101, Profibus, Modbus y DNP3
- Asimismo, contará con un mínimo de dos puertos de comunicación traseros (de preferencia en FO) para comunicarse con los equipos de comunicaciones de modo de llevar las señales hacia un centro de control remoto.
- Adicionalmente tendrá un puerto de comunicación frontal

### 4.5.4 Protección Diferencial de barras

**Ampliación de la SE Ocoña 500 kV**

La protección diferencial de barra de la Subestación Ocoña es del tipo distribuida con una unidad central en el centro de control existente. El proyecto contempla la instalación de dos (02) unidades de bahía 87B. Estas unidades serán conectadas mediante fibra óptica a la Unidad Central de la protección diferencial de barra existente.

Asimismo, se precisa que en caso no haya slots disponibles en Unidad Central, se procederá con su adecuación o su reemplazó considerando el modelo y marca del existente, como parte del alcance del proyecto.

## 4.6 SITEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

**Ampliación SE Ocoña 220 kV:**

Los niveles jerárquicos del sistema de control de la Ampliación SE Ocoña son de acuerdo con lo siguiente:

- Nivel 0: Localmente en botoneras de equipos, en el patio de llaves
- Nivel 1:
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE Solimana (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches Capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Registrador de Fallas, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
- Nivel 2:
  - Tablero de Telecomunicaciones, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los 02 Switch del tablero TPCM y tambien con los Switches capa 2 existentes AA5TJ1 (Principal) y AA5TJ2 (Respaldo) que a su vez se comunicarán con la RTU existente de la SE Montalvo.
  - Tablero de Telecomunicaciones, equipado con 01 Switch capa 2 (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con el tablero de automatización SAS.
  - Tablero de Automatización SAS, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), 02 Servidores Scada e ICCP (principal y respaldo), 01 RTU y 01 GPS, las cuales tienen la capacidad de integrarse entre ellos, con los Switches de la capa 1, con los IED´s y además con los Switches de la capa 2 del tablero de Automatización SAS ubicado en el edificio de control de la Ampliación SE Ocoña 500 kV.
- Nivel 3: Centro de Control Solimana.

**Ampliación SE Ocoña 500 kV:**

Los niveles jerárquicos del sistema de control de la Ampliación SE Ocoña 500 kV son de acuerdo con lo siguiente:

- Nivel 0: Localmente en botoneras de equipos, en el patio de llaves, celdas y tableros.
- Nivel 1:

  - Tablero de Control, Protección y Medición del autotransformador 500/220 kV (TPCMT), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de medición y Registrador de Fallas, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Regulación Automática de tensión, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de SS.AA. equipado con 01 Switch (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
- Nivel 2:
  - Tablero de Automatización SAS, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), 02 Servidores Scada e ICCP (principal y respaldo), 01 RTU y 01 GPS, las cuales tienen la capacidad de integrarse entre ellos, con los Switches de la capa 1, con los IED´s y además con los Switches de la capa 2 del tablero de Automatización SAS ubicado en la caseta de control de la Ampliación SE Ocoña 220 kV. Asimismo, está equipado con 02 firewalls, uno para la transmisión de información hacia el Centro de Control Solimana y otro para la transmisión de información hacia el Centro de control ATS-Atlantica (Titular de la SE Ocoña existente).
- Nivel 3: Centro de Control Solimana

En el plano "CSF-SOLI-SE-OCO-AR-001 Arquitectura SAS Ocoña" se aprecia el detalle de la arquitectura SAS de la Ampliación SE Ocoña.

**SE Solimana:**

Los niveles jerárquicos del sistema de control de la SE Solimana son de acuerdo con lo siguiente:
- Nivel 0: Localmente en botoneras de equipos, en el patio de llaves, celdas y tableros.
- Nivel 1:
  - Tablero de Control, Protección y Medición del transformador de Potencia (TPCMT), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de Control, Protección y Medición de Línea hacia SE Ocoña (TPCM), equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Registrador de Fallas, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero Regulación Automática de tensión, equipado con 02 Switches (principal y respaldo), las cuales tienen la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
  - Tablero de SS.AA. equipado con 01 Switch (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con los IED´s y tambien con los 02 Switches capa 2 del tablero de Automatización SAS.
- Nivel 2:
  - Tablero de Telecomunicaciones, equipado con 01 Switch capa 2 (principal), el cual tiene la capacidad de integrarse con el tablero de automatización SAS.
  - Tablero de Automatización SAS, equipado con 02 Switches capa 2 (principal y respaldo), 02 Servidores Scada e ICCP (principal y respaldo), 01 RTU y 01 GPS, las cuales tienen la capacidad de integrarse entre ellos, con los Switches de la capa 1 y con los IED´s.
- Nivel 3: Centro de Control Solimana

La SE Solimana, contara con su propio RTU para colectar las señales de las respectivas bahías que conforman la subestación. Esta RTU tendrá HMI y será el nivel de control 2 de la subestación y controlará todas las bahías en forma automática y a su vez se comunicará con el Sistema Scada de la Central Solar y con la RTU existente de la SE Ocoña.

En el plano "CSF-SOLI-SE-SOLI-AR-001 Arquitectura SAS Solimana" se aprecia el detalle de la arquitectura SAS de la SE Solimana.

La central solar Solimana y las instalaciones en alta tensión para su conexión al SEIN, contaran con un centro de control nivel 3 acorde a la norma de intercambio de información en tiempo real para la operación del SEIN, y contara con un sistema de telecomunicaciones con el objetivo de enviar en tiempo real al COES la información que señala la NTCOTR. El centro de control nivel 3 se ubicará físicamente en las oficinas de Celepsa en Lima.

Entre todas las señales que se enviará al COES se cumplirá con envió de las señales de radiación solar y de temperatura de las células de cada conjunto de paneles solares.

El control centralizado de la central solar dispondrá de un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días y además la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas. Esta información se transmitirá al COES con al menos 24 horas de antelación.

Ambas subestaciones contaran con un sistema Scada local nivel 2, con las propiedades para integrarse en la SE Solimana, con el sistema Scada de la central y en la SE Ocoña, con el sistema Scada existente en esta subestación.

La SE Solimana, contara con su propio RTU para colectar las señales de las respectivas bahías que conforman la subestación. Esta RTU tendrá HMI y será el nivel de control 2 de la subestación y controlara todas las bahías en forma automática y a su vez se integrarán al Scada de la central que sería el nivel 3 de control jerárquico para el proyecto.

En la SE Ocoña se implementará un sistema Scada local con una RTU – HMI nivel 2 que se comunicará con la RTU de la SE Solimana y con la RTU existente de la SE Ocoña.

La RTU de las dos subestaciones contaran con un HMI de alta resolución y con puertos y protocolos de comunicación IEC 61850 para la integración con los sistemas Scada superiores.
Asimismo, tendrá facilidades técnicas en hardware y software para transmitir información al sistema Scada de los propietarios de las subestaciones de los extremos de la línea de transmisión. Se realizarán los respectivos convenios con el propietario de la SE Ocoña para el cumplimiento de envío de datos al COES en tiempo real.

Los sistemas de automatización o SAS (Substation Automation System), tanto de la central como de las dos subestaciones estará basado en la normativa IEC 61850. Por lo tanto, las subestaciones serán concebidas para operar normalmente como subestaciones totalmente telecomandadas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de control.

## 4.7 SITEMA DE TELECOMUNICACIONES

El sistema de telecomunicaciones a implementar cumple con lo establecido en el DS No 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial No 486-2011-MTC/03.

Los sistemas de telecomunicaciones entre la nueva subestación Solimana y la SE Ocoña será por medio de dos cables de tipo OPGW instalados en la LT 220 kV entre estas dos subestaciones. Se deja establecido el cumplimiento de permitir que el número de hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial No 468-2011-MTC/03, puedan ser accedidos con facilidad por los organismos pertinentes del estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

Este sistema de telecomunicaciones será conformado por dos enlaces con cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por cables de fibra óptica monomodo de 48 hilos cumpliendo con la recomendación ITU-T G.652.D (International Telecomunication Union) y serán utilizados para los servicios de protección diferencial de línea, tele protección, voz y datos.

Los cables OPGW deberán cumplir con las prestaciones de corriente de cortocircuito máximo de falla a tierra tomado del estudio de cortocircuito máximo del proyecto, así como considerando el tiempo de actuación de las protecciones diferencial de línea principal y respaldo a implementarse.

En forma complementaria se contratarán los servicios de la telefonía móvil comercial.

Asimismo, se precisa que los SAS de Solimana disponen de una arquitectura robusta con enlaces principales y de respaldo, firewalls independientes y servidores en configuración redundante, lo que garantiza la transmisión de información hacia los Centros de Control del COES, conforme a lo establecido por la NTCOTR y también cumpliendo con lo señalado en la Norma técnica para el intercambio de información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR).

El medio principal de envío de datos al COES será mediante un contrato privado con el sistema de telecomunicaciones a un proveedor especializado como Internexa y el medio de respaldo será con un convenio privado con la empresa titular en SE Ocoña ATN. Ambos contratos y/o convenios serán establecidos en la siguiente etapa del estudio.

Se considera un firewall físico independiente para cada conexión con el COES

## 4.8 SISTEMA SS.AA.

### 4.8.1 Para SE Solimana

- El servicio auxiliar en corriente alterna será en 380/220 Vac. Se ha previsto que sea alimentada desde las celdas de 33 kV de la subestación a través de transformadores de servicios auxiliares de 250 kVA de 33/0,40-0,23 Vac.
- Los servicios auxiliares en corriente continua serán de 125 Vdc para alimentar a los motores de accionamiento de los equipos, equipos de protección, sistema de iluminación de emergencia, equipos de comunicaciones, etc.

Los niveles de tensión de la subestación son los siguientes:

- Corriente continua para control, protección, motores, iluminación emergencia: 125 Vdc
- Corriente alterna, para iluminación, tomacorrientes, calefacción, etc.: 380/220 Vca

Para garantizar un suministro de tensión y energía constante para el control y la operación de la subestación, se implementará la corriente continua obtenida del cargador rectificador y un banco de baterías. El cargador rectificador será de 380Vac/125Vdc – 170 A (dos unidades).

El banco de baterías será de 125 Vdc, 600 Ah, con 8 horas de autonomía, tipo NiCd (dos unidades).

Asimismo, se ha previsto la utilización de un grupo térmico de 150 kW de capacidad de potencia, y será utilizado solo para casos de emergencia, cuando no se cuente con alimentación en AC y cuando las baterías se encuentren sin carga.

En forma paralela y para mayor confiabilidad se ha previsto la conexión a la red pública existente en coordinación con la distribuidora de la zona en el sentido que al costado de la planta pasa la red de distribución de media tensión

### 4.8.2 Para Ampliación de SE Ocoña

- El servicio auxiliar en corriente alterna será en 380/220 Vac. Se ha previsto que sea alimentada desde el terciario del autotransformador de potencia, en el devanado de 33 kV, a través del transformador zigzag que contará con un devanado para servicios auxiliares de 250 kVA de 33/0,40-0,23 Vac.
- Se realizará un convenio de conexión con el propietario de la subestación para que se cuente con una alimentación alterna para contingencia.

- Los servicios auxiliares en corriente continua serán de 125 Vdc para alimentar a los motores de accionamiento de los equipos, equipos de protección, sistema de iluminación de emergencia, equipos de comunicaciones, etc.

  Los Niveles de tensión de la subestación son los siguientes:
- Corriente continua para control, protección, motores, iluminación emergencia: 125 Vdc
- Corriente alterna, para iluminación, tomacorrientes, calefacción, etc: 380/220 Vca

Para garantizar un suministro de tensión y energía constante para el control y la operación de la subestación, se implementará la corriente continua obtenida del cargador rectificador y un banco de baterías. El cargador rectificador será de 380Vac/125Vdc – 150 A (dos unidades).

El banco de baterías será de 125 Vdc, 350 Ah, con 8 horas de autonomía, tipo NiCd (dos unidades).

Asimismo, se ha previsto la utilización de un grupo térmico de la misma capacidad de potencia que el transformador de servicios auxiliares, y será utilizado solo para casos de emergencia, cuando no se cuente con alimentación en AC y cuando las baterías se encuentren sin carga.
En forma paralela y para mayor confiabilidad se ha previsto la conexión a la red pública existente en coordinación con la distribuidora de la zona en el sentido que al costado de la planta pasa la red de distribución de media tensión.

## 4.9 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

La central solar fotovoltaica Solimana estará formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre estructuras de seguimiento solar con eje norte-sur (seguimiento este-oeste). Los módulos fotovoltaicos captarán la radiación solar y la convierten en energía eléctrica, luego será transmitida en forma de corriente continua hacia los inversores, los cuales la convertirán en corriente alterna en 0.8 kV.

La tensión de salida de los inversores será elevada por transformadores de potencia (instalados en centros de transformación) a 33 kV para su transmisión en media tensión, conectándose al sistema de barra partida de la subestación Solimana mediante la implementación de 16 alimentadores en 33 kV. De las celdas, se lleva la energía al banco de transformadores de la subestación Solimana y a los demás equipos del sistema de transmisión descrito anteriormente para su inyección a la subestación Ocoña.

A continuación, se muestra las principales características del parque fotovoltaico:

Tabla 5. Características del parque fotovoltaico

| Descripción | Característica | |
|---|---|---|
| Módulo fotovoltaico | Potencia pico: | 700 Wp |
| | Cantidad: | 410,700 und |
| | Potencia total: | 287.49 MWp |
| Inversores tipo string | Potencia aparente (25 °C): | 330 kVA |
| | Cantidad de inversores: | 860 und |
| | Potencia aparente total (25 °C): | 283.8 MVA |
| | Potencia total (fdp = 0.9055): | 256.968 MW |
| | Voltaje de salida: | 0.8 kV AC |

| | | |
|---|---|---|
| Centros de transformación | Potencia aparente (25 °C): | 7260 kVA |
| | Cantidad | 43 und |
| | Voltaje de entrada: | 0.8 kV AC |
| | Voltaje de salida: | 33 kV AC |

### 4.9.1 Capacidad de Generación

Según las características de placas, la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos es de 287.49 MWp (410700 módulos de 700Wp) y la potencia nominal de los inversores es de 283.8 MVA (860 inversores de 330 kVA). No obstante**, la potencia nominal de la central es de 256.968 MW** donde cada inversor entrega 298.8 kW.

### 4.9.2 Modos de Control indicados en el PR-20

La central solar tendrá implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres modos de control indicados en el Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20:

- Modo control de tensión
- Modo control de potencia reactiva
- Modo control de factor de potencia

Para ello se implementará un Power Plant Controler (PPC) con el cual se podrá tener estos 3 modos de control en el lado de alta del transformador elevador (TP Solimana 220/33/33 kV).

Además, el COES podrá establecer el modo de control y la consigna, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera.

# 5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO ELÉCTRICO

## 5.1 ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO

### 5.1.1 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE BARRA OCOÑA 500 kV

**Capacidad por Flujo de Potencia**

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.6.16 Cap. 5 del Anexo 1 del PR-20, las corrientes circulantes por los conductores de barras no deberán superar el 90 % de su capacidad nominal.

Sobre los casos de verificación de capacidad de barras en operación normal, considerando cuatro condiciones de evaluación, se identificó el escenario más crítico en el que toda la generación se conecta a una barra y se evacúa por la otra. En este escenario se encontró que **el nivel de carga en la barra en caso base y caso adicional es 11.58% y 11.77% respectivamente y el nivel de carga del tramo que conecta ambas barras es 11.58% y 11.77% respectivamente.**

Además, considerando el escenario más crítico, en el que toda la generación se conecta a una barra y se evacúa por la otra y considerando que todas las centrales proyectadas a conectarse en Ocoña 500kV (CSF Solimana, CSF Sumac Nina I, CH OCO, CSF Ocoña y CE Pescadores) operan a capacidad nominal, **los niveles de carga de la barra en el caso base y el caso adicional son del 27.97 % y 35.84 % respectivamente manteniéndose por debajo del límite permitido en el PR-20 (90%).** También, para este caso crítico, se halló que el **nivel de carga del diámetro existente, basado en la capacidad el interruptor de potencia, en el caso base y el caso adicional son de 69.0% y 88.3% respectivamente**.

**Capacidad por Cortocircuito**

Respecto a la capacidad de cortocircuito, siendo que la capacidad de los equipos es inferior al de la barra, la capacidad está limitada por la capacidad de los equipos que es 40 kA. Entonces, considerando los resultados de cortocircuito, tenemos que en el caso base y el caso adicional el **nivel de carga máximo alcanzado es 38%.**

### 5.1.2 VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

- La verificación de la capacidad de potencia reactiva tiene como premisa que todo el equipamiento eléctrico de la central solar fotovoltaica tenga una cargabilidad menor al 100%.

- De acuerdo con las simulaciones, se concluye que se requiere 13 MVAr de potencia reactiva capacitiva. Para obtener esta potencia, se contará con 2 bancos capacitores de 6.5 MVAr, además, cada banco tendrá 2 pasos (3.25 MVAr por paso).

- Se verifica que el cambio de pasos de los bancos capacitores no provoca cambios superiores al 2.5% de la tensión nominal en el punto de conexión al SEIN (Ocoña 500 kV).

- Cabe mencionar que la potencia reactiva capacitiva requerida (13 MVAr) está sujeta al valor de impedancia de cortocircuito del transformador elevador Solimana considerado en este estudio (Zcc=13.25%).

- Estos requerimientos serán verificados en el estudio de operatividad de la CSF Solimana 257 MW.

### 5.1.3 FLUJO DE POTENCIA

De acuerdo con el informe de alcances COES/D/DP-020-2025, se realizó la reducción de generación descrita en el numeral 9.3.3.2 del documento EDP-ES-076-24 “Estudio de Estado Estacionario” y se identificó los elementos limitantes los cuales presentan una cargabilidad cercana al 100%.

Tabla 6.. Elementos limitantes – Caso Base y Caso Adicional

| Código | Nombre de Línea | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Est-Med | Ave-Med | Est-Med | Ave-Med |
| L-2211 | LT Derivación – Ica 220kV | ✓ | ✓ | | |
| - | LT Derivación – Mayorazgo 220kV | | | ✓ | ✓ |
| - | LT Mayorazgo – Ica 220kV | | | ✓ | ✓ |
| L-5032 A | LT Chilca CTM – Bicentenario 500kV | | | ✓ | ✓ |
| L-5032 B | LT Bicentenario – Poroma 500kV | | | ✓ | ✓ |

A continuación, se muestran las conclusiones de los resultados de flujo de potencia.

#### 5.1.3.1 CASO BASE

##### 5.1.3.1.1 AÑO 2027 - 2028

**Operación Normal**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia y líneas de transmisión se mantienen dentro de los límites de operación permitidos.

- El nivel de carga de los transformadores de potencia proyectados en SE Solimana y SE Ocoña son de 86% y 88% respectivamente.

- El nivel de carga de la línea de transmisión LT Solimana – Ocoña 220 kV es de 71%.

**Operación en Contingencia**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia se mantienen dentro de los límites de operación permitidos en contingencias.

- Se identificaron líneas de transmisión que superan el límite permitido (<120%), las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 7. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2027-2028

| Nro | CONTINGENCIA | EFECTO | MITIGACIÓN |
|---|---|---|---|
| C02 | LT CHILCA CTM - POROMA 500kV (L-5032) | C LT Derivación - Ica (L-2211) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C08 | LT YARABAMBA - MONTALVO 500kV (L-5035) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C18 | TP YARABAMBA 500/220 kV (AT 104-523) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |

- Para mitigar la sobrecarga en las líneas identificadas en la tabla anterior, se implementará un Esquema de Reducción Automático de Generación (ERAG) el cual reduce la generación hasta que el nivel de carga de estas líneas no sobrepase el límite permitido. Este esquema se muestra en el Anexo 1.

#### 5.1.3.1.2 AÑO 2029 - 2030

**Operación Normal**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia y líneas de transmisión se mantienen dentro de los límites de operación permitidos.

- El nivel de carga de los transformadores de potencia proyectados en SE Solimana y SE Ocoña son de 86% y 88% respectivamente.

- El nivel de carga de la línea de transmisión LT Solimana – Ocoña 220 kV es de 71%.

**Operación en Contingencia**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia se mantienen dentro de los límites de operación permitidos en contingencias.

- Se identificaron líneas de transmisión que superan el límite permitido (<120%), las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 8. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2029-2030

| Nro | CONTINGENCIA | EFECTO | MITIGACIÓN |
|---|---|---|---|
| C02b | LT BICENTENARIO - CHILCA CTM 500kV (L-5032 B) | C LT Derivación - Mayorazgo<br>C LT Mayorazgo - Ica | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C18 | TP YARABAMBA 500/220 kV (AT 104-523) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |

- Para mitigar la sobrecarga en las líneas identificadas en la tabla anterior, se implementará un Esquema de Reducción Automático de Generación (ERAG) el cual reduce la generación hasta que el nivel de carga de estas líneas no sobrepase el límite permitido. Este esquema se muestra en el Anexo 1.

### 5.1.3.2 CASO ADICIONAL

#### 5.1.3.2.1 AÑO 2027 - 2028

**Operación Normal**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia y líneas de transmisión se mantienen dentro de los límites de operación permitidos.

- El nivel de carga de los transformadores de potencia proyectados en SE Solimana y SE Ocoña son de 86% y 88% respectivamente.

- El nivel de carga de la línea de transmisión LT Solimana – Ocoña 220 kV es de 71%.

**Operación en Contingencia**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia se mantienen dentro de los límites de operación permitidos en contingencias.

- Se identificaron líneas de transmisión que superan el límite permitido (<120%), las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2027-2028

| Nro | CONTINGENCIA | EFECTO | MITIGACIÓN |
|---|---|---|---|
| C02 | LT CHILCA CTM - POROMA 500kV (L-5032) | C LT Derivación - Ica (L-2211) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C08 | LT YARABAMBA - MONTALVO 500kV (L-5035) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C18 | TP YARABAMBA 500/220 kV (AT 104-523) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |

- Para mitigar la sobrecarga en las líneas identificadas en la tabla anterior, se implementará un Esquema de Reducción Automático de Generación (ERAG) el cual reduce la generación hasta que el nivel de carga de estas líneas no sobrepase el límite permitido. Este esquema se muestra en el Anexo 1.

#### 5.1.3.2.2 AÑO 2029 - 2030

**Operación Normal**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia y líneas de transmisión se mantienen dentro de los límites de operación permitidos.

- El nivel de carga de los transformadores de potencia proyectados en SE Solimana y SE Ocoña son de 86% y 88% respectivamente.

- El nivel de carga de la línea de transmisión LT Solimana – Ocoña 220 kV es de 71%.

**Operación en Contingencia**

- Los niveles de tensión en barras y los niveles de carga en transformadores de potencia se mantienen dentro de los límites de operación permitidos en contingencias.

- Se identificaron líneas de transmisión que superan el límite permitido (<120%), las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 10. Resumen de contingencias con transgresiones – Caso Base 2029-2030

| Nro | CONTINGENCIA | EFECTO | MITIGACIÓN |
|---|---|---|---|
| C02b | LT BICENTENARIO - CHILCA CTM 500kV (L-5032 B) | C LT Derivación - Mayorazgo<br>C LT Mayorazgo - Ica | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |
| C18 | TP YARABAMBA 500/220 kV (AT 104-523) | C LT Socabaya - Moquegua (L-2025//L-2026) | Implementación de un Esquema de Reducción Automática de Generación (ERAG) |

- Para mitigar la sobrecarga en las líneas identificadas en la tabla anterior, se implementará un Esquema de Reducción Automático de Generación (ERAG) el cual reduce la generación hasta que el nivel de carga de estas líneas no sobrepase el límite permitido. Este esquema se muestra en el Anexo 1.

### 5.1.4 CORTOCIRCUITO

De los resultados se concluye que el ingreso del proyecto no incrementa significativamente los niveles de cortocircuito en la zona de influencia.

Tabla 11. Capacidad de ruptura de Interruptores.

| Subestación | Barra [kV] | Capacidad de Interruptores [kA] |
|---|---|---|
| Ocoña | 500 | 40 |
| | 220 | 40 |
| | 33 | 16 |
| Solimana | 220 | 40 |
| | 33 A | 31.5 |
| | 33 B | 31.5 |

#### 5.1.4.1 CASO BASE

##### 5.1.4.1.1 Año 2027 - 2030

**En Subestación Solimana**

- Los valores de corriente de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos.

- Los niveles de corriente de cortocircuito máximo alcanzado en fase (A, B y C) en 220 kV y 33 kV es 5.95 kA y 20.45 kA respectivamente los cuales representan un nivel de carga en los interruptores de 15% y 65% respectivamente.

- Los máximos niveles de corriente homopolar 3Io para los niveles de tensión de 220 kV y 33 kV es 8.36kA y 0.24kA respectivamente.

**En Subestación Ocoña**

- Los valores de corriente de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos.

- Los niveles de corriente de cortocircuito máximo alcanzado en fase (A, B y C) en 500 kV, 220 kV y 33 kV es 15.29 kA, 8.09 kA y 21.92 kA respectivamente los cuales representan un nivel de carga en los interruptores de 38%, 20% y 70% respectivamente.

- Los máximos niveles de corriente homopolar 3Io para sus niveles de tensión 500kV, 220kV y 33kV es 14.00kA, 9.23kA y 0.43kA respectivamente

#### 5.1.4.2 CASO ADICIONAL

##### 5.1.4.2.1 Año 2027 - 2030

**En Subestación Solimana**

- Los valores de corriente de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos.

- Los niveles de corriente de cortocircuito máximo alcanzado en fase (A, B y C) en 220 kV y 33 kV es 6.19 kA y 20.44 kA respectivamente los cuales representan un nivel de carga en los interruptores de 16% y 65% respectivamente.

- Los máximos niveles de corriente homopolar 3Io para los niveles de tensión de 220 kV y 33 kV es 8.50kA y 0.24kA respectivamente.

**En Subestación Ocoña**

- Los valores de corriente de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos.

- Los niveles de corriente de cortocircuito máximo alcanzado en fase (A, B y C) en 500 kV, 220 kV y 33 kV es 15.30 kA, 8.18 kA y 21.87 kA respectivamente los cuales representan un nivel de carga en los interruptores de 38%, 21% y 69% respectivamente.

- Los máximos niveles de corriente homopolar 3Io para sus niveles de tensión 500kV, 220kV y 33kV es 16.65kA, 9.55kA y 0.44kA respectivamente

## 5.2 ESTUDIO DE ESTABILIDAD

### 5.2.1 FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En líneas generales, los resultados obtenidos muestran una buen desempeño y amortiguamiento de las oscilaciones luego de efectuarse los eventos de falla trifásica y evento de recierre exitoso, es decir, las perturbaciones de falla para los eventos establecidos generan oscilaciones amortiguadas.

Tabla N°12. Resumen de resultados de las simulaciones Con Proyecto – Caso Base y Caso Adicional

| CONTINGENCIAS | | | | Falla Trifásica F3ph | | | | Falla Monofásica con Recierre F1ph-RE | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Nro. | LÍNEAS Y EQUIPOS | TENSIÓN [kV] | CÓDIGO | Estiaje 2027 | Avenida 2028 | Estiaje 2029 | Avenida 2030 | Estiaje 2027 | Avenida 2028 | Estiaje 2029 | Avenida 2030 |
| 01 | LT Colcabamba – Poroma 500kV | 500 | L-5031 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 02 | LT Chilca CTM – Poroma 500kV | 500 | L-5032 | ✓ | ✓ | N.A. | N.A. | ✓ | ✓ | N.A. | N.A. |
| 02a | LT Chilca CTM – Bicentenario 500kV | 500 | L-5032 A | N.A. | N.A. | ✓ | ✓ | N.A. | N.A. | ✓ | ✓ |
| 02b | LT Bicentenario - Poroma 500kV | 500 | L-5032 B | N.A. | N.A. | E | E | N.A. | N.A. | ✓ | ✓ |
| 03 | LT Poroma – Yarabamba 500kV | 500 | L-5033 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 04 | LT Poroma – Ocoña 500kV | 500 | L-5034 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 05 | LT Yarabamba – Montalvo 500kV | 500 | L-5035 | E | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 06 | LT Ocoña – Quyllur 500kV | 500 | L-5036 A | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 07 | LT Quyllur – San José 500kV | 500 | L-5036 B | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 08 | LT San José - Tambo 500kV | 500 | L-5037_A | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 09 | LT Tambo - Montalvo 500kV | 500 | L-5037_B | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| 10 | LT San José – Yarabamba 500kV | 500 | - | N.A. | ✓ | ✓ | ✓ | N.A. | ✓ | ✓ | ✓ |
| 11 | TP Montalvo 500/220 kV T1 | 500/220 | AUT-5671 T1 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | N.A. | N.A. | N.A. | N.A. |
| 12 | TP Yarabamba 500/220 kV | 500/220 | AT 104-523 | E | ✓ | E | E | N.A. | N.A. | N.A. | N.A. |

Nota:
✓ Operación estable con niveles de tensión y carga dentro de los límites permitidos.
C Sobrecarga mayor al límite permitido.
C Nivel de carga cercano al límite permitido.
V Nivel de tensión mayor al límite permitido.
V Nivel de tensión menor al límite permitido.
S Pérdida de sincronismo de grupo síncrono.
E Actuación del Esquema de Reducción Automático de Generación ERAG.
N.A. No aplica

De los resultados obtenidos, tras las perturbaciones simuladas, se pueden ver que los ángulos de los rotores de los generadores regresan a un valor de equilibrio

Asimismo, los niveles de tensión en barras dentro del rango de operación en contingencia (+7,5% / -10% Vn).

Los niveles de carga de los transformadores de potencia y líneas de transmisión se mantienen dentro de sus límites permitidos (100% en transformadores y 120% en líneas).

Después de realizado la reducción de generación correspondiente en las contingencias C02b y C12, se observó que dado la magnitud de potencia reducida el desbalance generación – demanda y la posterior disminución de la frecuencia conlleva finalmente a la activación del esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia. Cabe mencionar que este resultado está sujeto al ingreso de los proyectos RER, por ello, estos resultados deben ser verificados en el Estudio de Operatividad en donde se considerará una cantidad de proyectos RER más realista.

### 5.2.2 TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE FALLA

Se verifica el cumplimiento del requerimiento de los tiempos críticos de despeje de falla. Los resultados muestran que los tiempos críticos de despeje de falla cumplen con los criterios establecidos por el COES. Para el sistema de transmisión en 220 kV y 500 kV analizados, el tiempo crítico de despeje de falla es mayor a 100 ms.

### 5.2.3 INERCIA EQUIVALENTE DEL SEIN

Los valores calculados de la constante de inercia equivalente ($H_{\text{equivalente}}$) muestran que la inercia del SEIN no presenta cambios significativos con el ingreso del proyecto en el Caso Base y el Caso Adicional, lo que indica que se mantienen adecuados en los escenarios evaluados. Asimismo, la menor inercia equivalente del SEIN se registra en el año 2030 en avenida Con Proyecto donde la inercia equivalente es 3.473 s.

### 5.2.4 CONTINUIDAD DE OPERACIÓN ANTE HUECO DE TENSIÓN

Se verificó que la CSF Solimana tiene un buen desempeño ante los huecos de tensión ocasionados por fallas críticas (Falla en la barra Ocoña 220kV y Ocoña 500kV) verificándose que la CSF Solimana permanece operando durante y luego de la falla.

### 5.2.5 ESTABILIDAD ANTE NUBE

Se analizó el efecto de las nubes en la frecuencia del sistema. Para ello, bajo el caso donde todas las centrales solares conectadas a la SE Ocoña operen a capacidad nominal, se contempló una reducción de generación en estas centrales solares (incluyendo la CSF Solimana) del 50% de su capacidad encontrándose que la frecuencia no llega a activar el ERAC manteniéndose la estabilidad del sistema.

### 5.2.6 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Mediante simulaciones transitorias se ha confirmado que, en el caso de una desconexión inesperada de la unidad G1 de la CH Chaglla, no se activa el ERACMF, tanto en el CASO BASE como en el CASO ADICIONAL. Lo mismo ocurre ante la desconexión de la línea proyectada LT Solimana – Ocoña 220 kV.

Así, la leve reducción de la inercia equivalente del SEIN, atribuida a la incorporación del Proyecto CSF Solimana 257 MW, no genera un impacto significativo en el comportamiento de la frecuencia del sistema.

En resumen, se concluye que, ante las fallas simuladas en el sistema de transmisión, el SEIN mantendrá un desempeño estable, conservando el sincronismo y la estabilidad operativa, sin afectar negativamente al SEIN.

## 5.3 ESTUDIO DE ARMÓNICOS

### 5.3.1 TENSIÓN RMS

Los niveles de tensión RMS, considerando un voltaje de operación de 500 KV en la S.E. OCOÑA, se mantuvieron consistentemente dentro de los márgenes de tolerancia establecidos por la NTCSE, sin registrar desviaciones que superaran el ±5%. Este comportamiento estable y dentro de los límites normativos asegura que el suministro de energía eléctrica en la línea de transmisión L-5034 cumple con los requisitos técnicos y regulatorios, garantizando la confiabilidad y eficiencia del sistema.

### 5.3.2 ÍNDICE DE SEVERIDAD POR FLICKER

Los registros de flicker en la L-5034 perteneciente a la S.E. OCOÑA 500 KV muestran que, en su mayoría, los valores obtenidos se encuentran dentro de los límites de tolerancia establecidos por la NTCSE (Pst≤1). Sin embargo, se tienen 5 intervalos fuera de rango, lo que representa solo el 0.50% del total de los registros evaluados. Este pequeño porcentaje de desviaciones no compromete significativamente la calidad del producto, lo que indica que las fluctuaciones de tensión, que podrían causar variaciones de luz perceptibles para los usuarios, son mínimas. En consecuencia, se considera que la calidad de producto en cuanto a flicker es adecuada y cumple con los estándares establecidos

### 5.3.3 ARMÓNICOS INDIVIDUALES DE TENSIÓN

Se verificó que todos los registros de armónicos individuales de tensión en la L-5034 pertenecientes a la S.E. OCOÑA 500 KV se encuentran dentro de los márgenes de tolerancia establecidos por la NTCSE para niveles de Alta y Muy Alta Tensión. Este cumplimiento garantiza que las distorsiones armónicas en el sistema son mínimas, lo que asegura una excelente calidad del producto y demuestra el cumplimiento con las normativas nacionales vigentes, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico

### 5.3.4 DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE TENSIÓN (THDv)

Las mediciones realizadas para evaluar el THDv en la L-5034 de la S.E. OCOÑA 500 KV mostraron que todos los valores se mantuvieron dentro de los límites de tolerancia establecidos por la NTCSE, que especifica un máximo del 3.0% para niveles de Alta y Muy Alta Tensión. Este resultado indica que las distorsiones armónicas totales de la tensión son mínimas y no representan un impacto negativo significativo en la calidad del producto. En consecuencia, este parámetro cumple plenamente con los requisitos normativos establecidos y se considera de buena calidad de producto.

El ingreso del proyecto genera un aumento del valor del THDv de la SE Ocoña 500 kV, pero no sobrepasa los límites de tolerancia establecida por la NTCSE; no obstante, la distorsión armónica será evaluada nuevamente en un eventual estudio de operatividad.

En el siguiente cuadro se muestra un resumen de los resultados:

Tabla N°13. Resultados del THDv – Simulación Digsilent

| Caso | Equipo | Descripción | THDv (%) | | Tolerancia NTCSE (%) | Evaluación |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Despacho al 100% | Despacho al 50% | | |
| Sin Proyecto | | | 0.979 | 0.979 | 3 | Cumple |
| Caso 1 | BC_1<br>BC_2 | Paso 0 de 4<br>Paso 0 de 4 | 1.121 | 1.017 | 3 | Cumple |
| Caso 2 | BC_1<br>BC_2 | Paso 1 de 4<br>Paso 0 de 4 | 1.045 | 1.031 | 3 | Cumple |
| Caso 3 | BC_1<br>BC_2 | Paso 2 de 4<br>Paso 0 de 4 | 1.083 | 1.066 | 3 | Cumple |
| Caso 4 | BC_1<br>BC_2 | Paso 2 de 4<br>Paso 1 de 4 | 1.153 | 1.111 | 3 | Cumple |
| Caso 5 | BC_1<br>BC_2 | Paso 2 de 4<br>Paso 2 de 4 | 1.237 | 1.192 | 3 | Cumple |

### 5.3.5 ANÁLISIS DE IMPEDANCIA ARMÓNICA

De acuerdo con las simulaciones realizadas con apoyo del software Digsilent, se verifica que los bancos de capacitores BC_1 y BC_2 presentan una mínima probabilidad de resonancia en la barra Ocoña 500 kV, por lo que no sería necesario la implementación de filtros de armónicos. De igual manera este resultado se verificará en el estudio de operatividad ya que en esa etapa se tendrá la información real de los valores de impedancia de los elementos del proyecto.

## 6 CRONOGRAMA DEL PROYECTO

A continuación, se muestra el cronograma del proyecto.

| Requisito | 2024 | | | | 2025 | | | | 2026 | | | | 2027 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TRIMESTRE | | | | TRIMESTRE | | | | TRIMESTRE | | | | TRIMESTRE | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Estudio de Pre Operatividad | | | | | | | X | | | | | | | | | |
| Estudio de Impacto Ambiental | | | | | | | X | | | | | | | | | |
| Concesión Definitiva | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| Acuerdo de conexión eléctrica | | | | X | | | | | | | | | | | | |
| Posesión legítima del terreno | | | | x | | | | | | | | | | | | |
| Contratos de adquisición de equipos y construcción | | | | | | | X | | | | | | | | | |
| Inicio de construcción | | | | | | | | | | X | | | | | | |
| Nivel de construcción desde 25% | | | | | | | | | | | X | | | | | |
| Nivel de construcción desde 50% | | | | | | | | | | | | X | | | | |
| Nivel de construcción 100% | | | | | | | | | | | | | X | | | |
| Etapa de pruebas | | | | | | | | | | | | | | X | | |
| Puesta en Operación Comercial | | | | | | | | | | | | | | | x | |

## 7 ESQUEMA DE REDUCCIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN

El esquema de reducción automática de generación se encuentra ilustrado en el Anexo 1.

## 8 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Los diagramas unifilares del sistema eléctrico se encuentran en el Anexo 2.

## 9 LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS

La lista de equipamiento y características técnicas aprobadas se encuentra en el Anexo 3.

**ANEXO 3**

**LISTA DE EQUIPAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APROBADAS**

**1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

**1.1 Línea de Transmisión 220kV Solimana - Ocoña**

| | | |
|---|---|---|
| 1.0 | Longitud | 31.48 km |
| 2.0 | Número de ternas | 1 terna, preparado para doble terna |
| 3.0 | Tensión nominal | 220 kV |
| 4.0 | Tensión máxima del equipo | 245 kV |
| 5.0 | Potencia de diseño | 360 MVA |
| 6.0 | Conductores por fase (tipo y sección) | 1 c/fase (ACAR 1200 MCM) |
| 7.0 | Longitud mínima de la cadena de aisladores (distancia de arco seco) | 2.51 m |
| 8.0 | Cable de guarda y/o de comunicación | Doble cable OPGW con fibra óptica de 48 hilos |
| 9.0 | Silueta de la estructura de suspensión | CSF-SOLI-LI-PL-002- Silueta de Estructuras |

**2. SUBESTACIONES**

**2.1 Ampliación de la Subestación Ocoña 500/220kV**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 1.0 | Tensión nominal del equipamiento | 500 kV | 220 kV |
| 2.0 | Tecnología | AIS (Air Insulated Substation) | AIS (Air Insulated Substation) |
| 3.0 | Tensión máxima del equipo | 550 kV | 245 kV |
| 4.0 | Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico | 1550 kVp | 1050 kVp |
| 5.0 | Tensión de sostenimiento al impulso de maniobra | 1175 kVp | - |
| 6.0 | Corriente nominal | Celda de Transformador:<br>Interruptor: 2500 A<br>Seccionador: 2500 A<br>Transf. corriente: 2000-1000-500/1/1/1/1/1/1 A | Celda de Línea - Transformador:<br>Interruptor: 2500 A<br>Seccionador: 2500 A<br>Transf. corriente: 2500-1250-625/1/1/1/1 A |
| 7.0 | Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico | 40 kA | 40 kA |
| 8.0 | Configuración de barras | Interruptor y medio | Línea - transformador |
| 9.0 | Número de Celdas | | |
| 9.1 | De Transformador | 2/3 diámetro | - |
| 9.2 | De Línea | - | - |
| 9.3 | De Línea-transformador | - | 01 |
| 10.0 | Autotransformador de Potencia | | |
| 10.1 | Tipo de Unidades | Unidades monofásicas | |
| 10.2 | Número de Unidades | 03 | |
| 10.3 | Potencia Nominal | 270-300/270-300/6-7.5 MVA (ONAN/ONAF) | |
| 10.4 | Relación de Transformación | 500/220+-10x1%/33 kV | |
| 10.5 | Transformador de corriente en los bushings | - 500 kV:2000-1000-500/1/1/1/1 A<br>- 220 kV: 2500-1250-625/1/1/1/1 A<br>- 33 kV: 500-250/1/1/1 A | |
| 10.6 | Grupo de Conexión | Yn0Yn0d1 | |
| 10.7 | Tipo de Regulación de tomas | Bajo carga | |
| 10.8 | Mando Sincronizado | Si | |
| 11.0 | Sistema de Protección y Medición | Plano CSF-SOLI-SE-OCO-DU-003 Protección y Medición SE Ocoña | |

| | | |
|---|---|---|
| 12.0 | Sistema de Comunicación y teleprotección | CSF-SOLI-SE-TEL-001 Esquema de Telecomunicaciones<br>CSF-SOLI-SE-TEL-002 Esquema de Teleprotección |
| 13.0 | Arquitectura de automatización y control | CSF-CORO-SE-OCO-AR-001_ Arquitectura SAS SE Ocoña |

**2.2 Subestación Solimana 220kV**

| | | |
|---|---|---|
| 1.0 | Tensión nominal del equipamiento | 220 kV |
| 2.0 | Tecnología | AIS (Air Insulated Substation) |
| 3.0 | Tensión máxima del equipo | 245 kV |
| 4.0 | Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico | 1050 kVp-BIL |
| 5.0 | Corriente nominal | Celda de Línea - Transformador:<br>Interruptor: 2500 A<br>Seccionador: 2500 A<br>Transf. de corriente: 2500-1250-625/1/1/1/1 A |
| 6.0 | Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico | 40kA |
| 7.0 | Configuración de barras | Línea - transformador |
| 8.0 | Número de Celdas | 01 |
| 8.1 | De Línea - Transformador | 01 |
| 9.0 | Transformador de potencia | Banco de Transformadores |
| 9.1 | Tipo de Unidades | Unidades monofásicas |
| 9.2 | Número de Unidades | 03 unidades + 01 unidad de reserva |
| 9.3 | Potencial Nominal | 270-300/135-150/135-150 MVA (ONAN/ONAF) |
| 9.4 | Relación de transformación | 220±16x0.625%/33/33 kV |
| 9.5 | Transformador de corriente en los bushings | - 220 kV: 2500-1250-625/1/1/1/1 A<br>- 33 kV: 3000-1500/1/1/1/1 A<br>- 33 kV: 3000-1500/1/1/1/1 A |
| 9.6 | Grupo de Conexión | Yn0d5d5 |
| 9.7 | Tipo de Regulación de tomas | Automático Bajo carga |
| 9.8 | Mando Sincronizado | Si |
| 10.0 | Diagrama unifilar del equipamiento de protección, de medición, de control y mando | Plano CSF-SOLI-SE-SOLI-DU-002 Protección y Medición SE Solimana |
| 11.0 | Esquema de comunicaciones y teleprotección | - CSF-SOLI-SE-TEL-001 Esquema de Telecomunicaciones<br>- CSF-SOLI-SE-TEL-002 Esquema de Teleprotección |
| 12.0 | Arquitectura de automatización y control | CSF-SOLI-SE-SOLI-AR-001-SAS Solimana |

**3. CENTRAL DE GENERACIÓN**

**3.1 Central Solar Fotovoltaica Solimana**

| | | |
|---|---|---|
| 1.0 | Características técnicas de la Central | |
| 1.1 | Potencia Nominal | 257 MW |

| | | |
|---|---|---|
| | | (Ver **Nota 1**) |
| 1.2 | Tecnología del inversor | A ser evaluados cuando se confirme el fabricante y modelo del inversor a fin de cumplir con los requisitos técnicos del cap. 4 Anexo 1 del PR-20 |
| 1.3 | Equipo de compensación reactiva | 13 MVAr<br>Sí<br>(Ver **Nota 2**) |
| 1.4 | Esquema de Control y protección para reducción de generación | Ver Documento ERAG_CSF_SOLIMANA_257MW<br>(Ver **Nota 3**) |

**Nota 1:** La potencia que se aprueba no podrá incrementarse en otras etapas de gestión del presente proyecto.

**Nota 2**: Las características técnicas de los equipos de compensación reactiva, considerados para el cumplimiento del factor de potencia (requisito del Cap. 4, Anexo 1 del PR-20) en el punto de conexión, deberán ser verificados cuando se confirme el fabricante y modelo de los inversores y su respectiva curva de capabilidad. Las características que resulten serán sustentadas en el Estudio de Operatividad.

**Nota 3:** El proyecto incluirá el equipamiento y medios de comunicación necesarios para implementar un Esquema de Control y Protección que reducirá automáticamente la generación de la C.S.F. Solimana (en el orden de milisegundos, inclusive), ante la sobrecarga y/o transgresiones de tensión (en operación normal o contingencia) de los siguientes equipos:

- LT 220 kV Socabaya – Moquegua (L-2025/L-2026)
- LT 220 kV Derivación – Ica (L-2211, hasta el 2028)
- LT 220 kV Derivación – Mayorazgo (desde el 2029)
- LT 220 kV Mayorazgo – Ica T1 (desde el 2029)

El Esquema de Control y Protección de la C.S.F. Solimana tendrá la capacidad de operar tanto de manera independiente como conectado al Esquema Centralizado de Control y Protección de las centrales de generación de la zona Marcona (ECCRAG/ECCDAG MARCONA). El ECCRAG/ECCDAG MARCONA permitirá la coordinación entre esquemas de los proyectos y operará monitoreando los equipos de transmisión indicados, así como otros equipos requeridos por los demás proyectos de generación de la zona de MARCONA.

El ECCRAG/ECCDAG MARCONA tendrá como objetivo coordinar automáticamente en tiempo real la reducción o desconexión de generación necesaria para controlar las sobrecargas antes indicadas. La Integración entre el ECCRAG/ECDAG MARCONA y los Esquemas de Control y Protección de los proyectos de generación permitirá el intercambio de información y comandos, principalmente para que estos últimos reciban consignas externas de regulación de potencia activa como rampas, bloqueo y/o consigna de potencia específica.

Asimismo, el esquema de Control y Protección de la C.S.F. Solimana deberá actuar lo suficientemente rápido (en el orden de milisegundos, inclusive), para evitar la desconexión de estos equipos por la actuación de sus protecciones, en casos de contingencias, y para mitigar la aparición de oscilaciones no amortiguadas. De otro lado, la lógica de control de generación del esquema deberá ser tal que la actuación ante contingencias no provoque la activación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF).