SISENER INGENIEROS S.A.

Green Power

ESTUDIO DE OPERATIVIDAD PARA LA CONEXIÓN AL SEIN DEL PROYECTO:

“CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO CLEMESÍ” 114.93 MW

PARTE 1

RESUMEN EJECUTIVO

Documento: Resumen Ejecutivo

Revisión 03

Marzo, 2023

CONTROL DE REVISIONES

Rev.	Fecha	Elaborado	Comprobado	Aprobado	Motivo Revisión
00	18/10/22	J.F.J.	R.B.S.	O.P.C.	Edición original
01	08/11/22	J.F.J.	R.B.S.	O.P.C.	De acuerdo a observaciones de ENEL
02	20/02/23	J.F.J.	R.B.S.	O.P.C.	De acuerdo a observaciones de COES
03	31/03/23	J.F.J.	R.B.S.	O.P.C.	De acuerdo a 2das observaciones de COES

PROYECTO: CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO CLEMESÍ

PROMOTOR: ENEL GREEN POWER PERÚ S.A

ÍNDICE DE CONTENIDO

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO.....7

1.1 Antecedentes 7

1.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO.....7

2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL.....9

2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 9

2.1.1 Cadena o string.....9

2.2 tracker/seguidor 10

2.3 TABLEROS DE AGRUPACIÓN.....12

2.4 UNIDADES DE CONVERSIÓN (CONVERSION UNITS).....12

2.4.1 Inversores 12

2.5 CABLEADO.....14

2.5.1 Cableado de corriente continua 14

2.5.2 Cableado de corriente alterna 14

2.6 RED DE MEDIA TENSIÓN 15

2.7 Interconexión.....15

2.8 Sistema de puesta a tierra del parque fotovoltaico.....15

3 SUBESTACIÓN 16

3.1 OBJETIVO.....16

3.2 UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....16

3.3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA SUBESTACIÓN 17

3.3.1 Configuración de la subestación 17

3.3.2 Características eléctricas 18

3.3.3 Distancias mínimas y de seguridad.....18

3.4 ALCANCE DE LA SUBESTACIÓN 19

3.4.1 Subestación Rubí 220 kV 19
3.4.2 Subestación Rubí 33 kV 19
3.5 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO 20
3.5.1 Características de los interruptores 20
3.5.2 Características de los seccionadores 20
3.5.3 Características de los transformadores de medida 21
3.5.4 Características de los descargadores de sobretensión 22
3.5.5 Características del transformador Zig Zag 22
3.5.6 Características del recloser 23
3.5.7 Características de la resistencia de puesta a tierra 23
3.5.8 Características del transformador de servicios auxiliares 23
3.5.9 Características del transformador de potencia 24
3.5.10 Características de los aisladores 25
3.5.11 Características de celdas de media tensión 25
3.6 PUESTA A TIERRA 28
3.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL, MANIOBRA Y SERVICIOS AUXILIARES 28
3.7.1 Subestación Rubí 220 kV 29
3.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 32
3.8.1 SE Montalvo – Central Solar Clemesí 32
3.8.2 SE Rubí – Central Solar Clemesí 32
3.9 SERVICIOS 32
3.9.1 Servicios de datos para la operación de líneas y subestaciones 32
3.9.2 Sistema de video vigilancia 32
3.9.3 Servicios de voz 32
3.10 SISTEMAS PORTADORES 33
3.10.1 Sistema de fibras ópticas 33
3.10.2 Sistema de onda portadora por línea de potencia (PLP) 33
4 CONCLUSIONES DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO 34
5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES 40
6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS 41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características principales módulo fotovoltaico 9
Tabla 2: Características principales del inversor 13
Tabla 3: Ubicación en coordenadas UTM WGS84 17
Tabla 4: Características eléctricas de las subestaciones 18
Tabla 5: Distancias mínimas y de seguridad 18
Tabla 6: Características de interruptores 20
Tabla 7: Características de seccionadores 21
Tabla 8: Características de los transformadores de corriente 21
Tabla 9: Características de los descargadores de sobretensión 22
Tabla 10: Características del transformador Zig Zag 22
Tabla 11: Características del recloser 23
Tabla 12: Características de la resistencia de puesta a tierra 23
Tabla 13: Características del transformador de servicios auxiliares 24
Tabla 14: Características del transformador de potencia 24
Tabla 15: Características de las celdas de media tensión 25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del proyecto..... 8
Figura 2. Estructura SF7 con seguimiento solar. Fuente SOLTEC. 10
Figura 3. Estructura típica 45 x 2 módulos fotovoltaicos. 10
Figura 4. Estructura típica 30 x 2 módulos fotovoltaicos. 11
Figura 5. Sistema de seguimiento solar. 11
Figura 6. Diagrama unifilar general de la subestación 16
Figura 7. Ubicación de la subestación. 17

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 Antecedentes

- La Central Solar Clemesí, a desarrollarse en el departamento de Moquegua, es una iniciativa de Enel Green Power Perú para contribuir a la expansión de las energías renovables en el país y la descarbonización de la matriz energética.
- Mediante Resolución Directoral Nº 139-2019-SENACE-PE/DEAR del 05 de setiembre de 2019, la Dirección de Evaluación Ambiental para Proyectos de Recursos Naturales y Productivos de SENACE, aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto.
- El 07 de octubre de 2020, el COES mediante carta Nº COES/D/DP-1020-2020, dio conformidad al Estudio de Pre-Operatividad para la conexión al SEIN de la C.S. Clemesí con una potencia de 116.45 MW.
- Mediante Resolución Ministerial Nº 061-2021-MINEM/DM publicado el 26 de marzo de 2021, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto Central Solar Clemesí.
- El 04 de febrero de 2022, Enel Green Power ingresó ante el COES una actualización al Estudio de Pre-Operatividad del proyecto considerando 114.93 MW de potencia.
- El presente proyecto tiene como año de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) el año 2023.
- El 12 de agosto de 2022, COES da la conformidad al Estudio de Pre-Operatividad del proyecto considerando 114.93 MW de potencia.
- El 02 de setiembre de 2022 COES emite la carta de alcances para el desarrollo del Estudio de Operatividad del Proyecto Clemesi

1.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “Clemesí” se ubicará a 40 km de la ciudad de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto en el departamento de Moquegua. El rango altitudinal de la central solar va de los 1389 m.s.n.m. hasta los 1503 m.s.n.m. Las distancias entre las ciudades más cercanas son las siguientes:

- Moquegua (Perú): 40 km.
- Arequipa (Perú): 40 km.

Las coordenadas para el sitio son:

- Latitud del sitio [17º 14’ 39.79”]
- Longitud del sitio [71º 11’ 19.82”]
- Altura del sitio [1460 msnm]

Figura 1. Ubicación del proyecto

2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

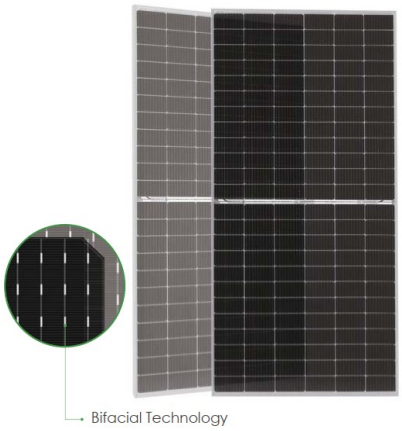
A continuación, se presentan las características de mayor relevancia de los principales componentes de la central fotovoltaica.

2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos a instalar en el proyecto corresponden a la marca JINKO SOLAR reconocida como un proveedor de módulos TIER 1; por el sistema de nivelación de fabricantes de módulos fotovoltaicos Bloomberg New Energy Finance (BENF) el 23 de marzo de 2014. En la Tabla 1, se presentan las principales características del módulo fotovoltaico en cuestión.

Tabla 1: Características principales módulo fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo de célula	Mono cristalino tipo P
No de células	144 [6x24]
Dimensiones (Alto-Ancho-Profundo)	2.274 × 1.134 × 30 mm
Peso	34,3 kg
Marco	Aluminio anodizado
Grado de protección IP	68
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS STC	
Potencia máxima (Wp)	535
Corriente nominal Impp (A)*	13,07 A
Corriente de cortocircuito Isc (A)*	13,83 A
Tensión en máxima potencia (Vmp)	40,94
Tensión de circuito abierto (V)	49,54



2.1.1 Cadena o string

La conexión en serie de cierta cantidad de módulos fotovoltaicos, se denomina cadena o string. Para el proyecto las cadenas o “strings” estarán conformadas por 30 módulos fotovoltaicos conectados en serie, es decir que por cada estructura de seguidor se encontraran tres (3) cadenas. Estas cadenas a su vez serán agrupadas mediante cajas combinadoras (combiner box) en grupos de hasta 16 cadenas.

2.2 Tracker/seguidor

La estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos bifaciales se selecciona con tecnología de seguimiento solar con eje horizontal, en este tipo de seguidor los módulos se orientan hacia el este en el naciente, siguiendo la trayectoria del sol sobre el eje norte-sur, hasta la posición oeste en el poniente.

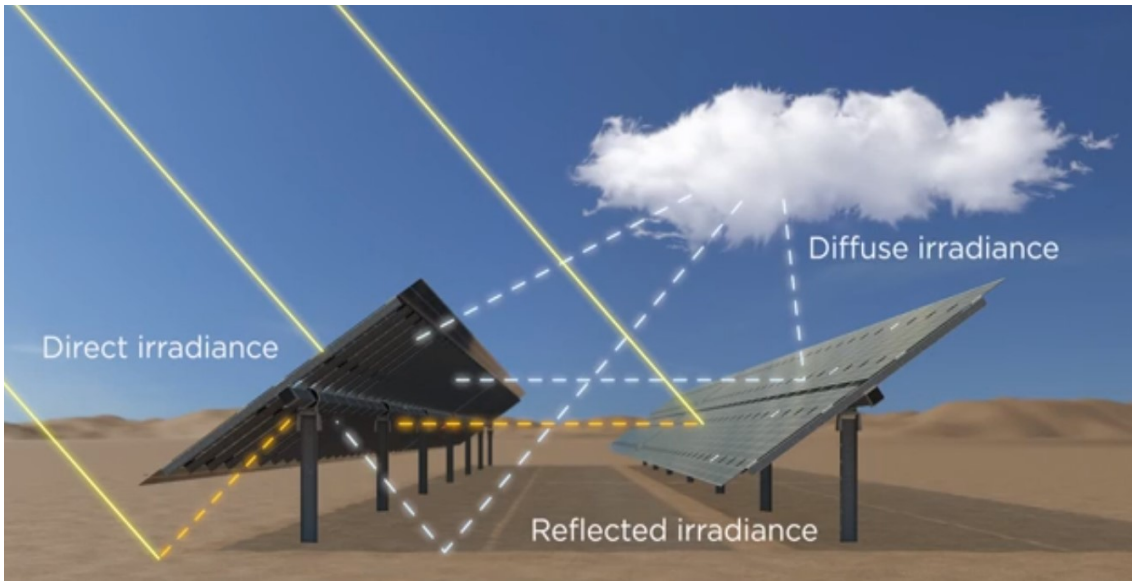


Figura 2. Estructura SF7 con seguimiento solar. Fuente SOLTEC.

Con la implementación de este tipo de tecnología se logra una mayor captación de la radiación solar con lo cual se incrementa la generación del proyecto.

En la Figura 3 y Figura 4, se muestran las dimensiones principales de la estructura considerada con configuraciones de (2 x 45) y de (2 x 30) módulos fotovoltaicos respectivamente, de tal forma que puedan ser asociados tres (3) y dos (2) cadenas de 30 módulos en serie por cada estructura típica de seguidor.

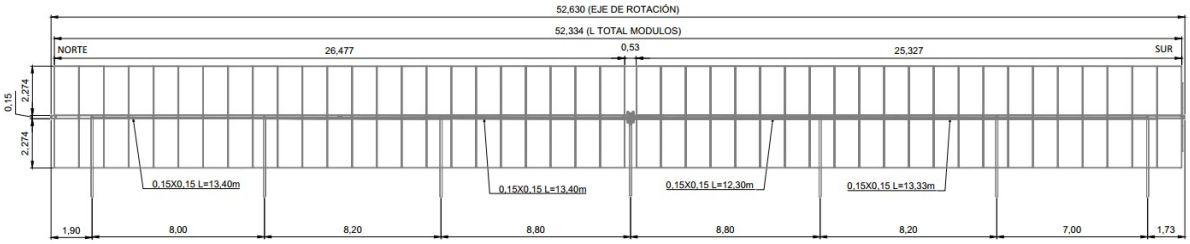


Figura 3. Estructura típica 45 x 2 módulos fotovoltaicos.

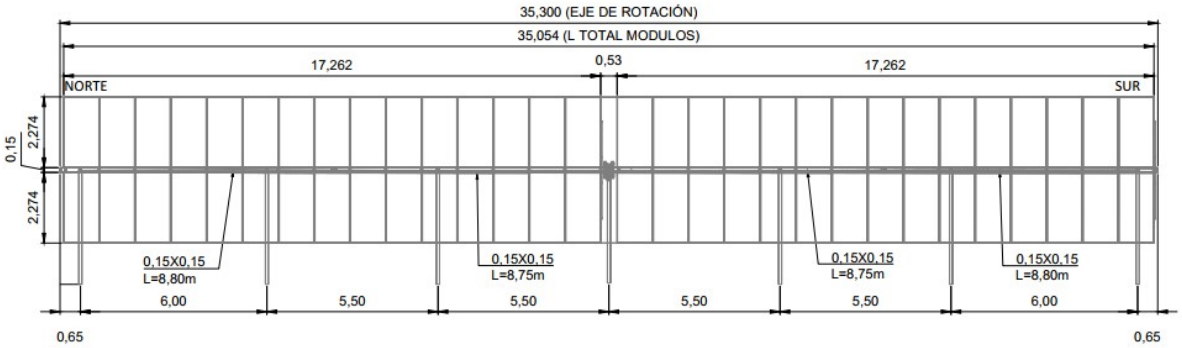


Figura 4. Estructura típica 30 x 2 módulos fotovoltaicos.

El diseño minimiza los efectos de sombreado, la configuración de montaje evita que el eje de torsión sombree la parte posterior de los módulos.

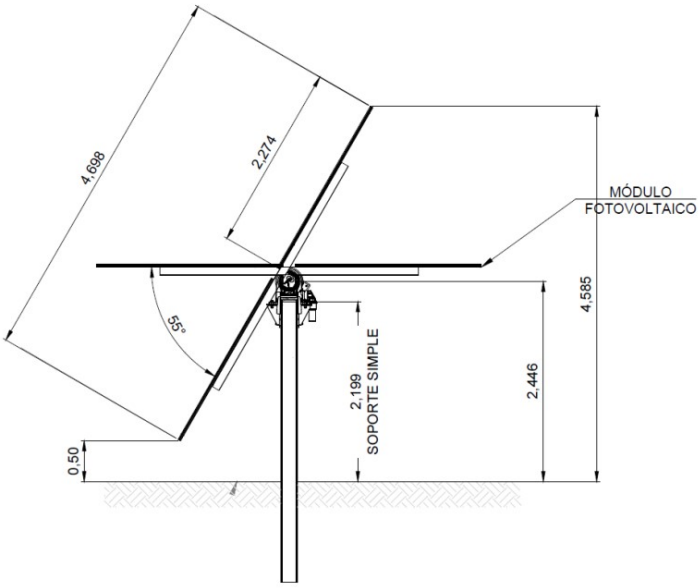


Figura 5. Sistema de seguimiento solar.

En la Figura 5, se presenta la vista lateral de la estructura, donde se aprecian los ángulos de seguimiento establecidos en el rango + 55° y – 55°, y las dimensiones principales del conjunto. El anclaje de la estructura del seguidor al suelo se realizará mediante perfil clavado o tornillo de anclaje según las características geotécnicas del lugar donde se ubicará el proyecto.

En este tipo de seguidor los módulos están orientados hacia el este por la mañana, moviéndose a lo largo del día sobre el eje norte-sur, hasta la posición oeste al atardecer. El sistema seguimiento permitirá acompañar la trayectoria del sol,

individualmente para cada una de las mesas. Además, el sistema incorporará el llamado backtracking, que modifica la posición óptima de seguimiento de los módulos a fin de reducir el sombreado a primera y última hora del día.

2.3 TABLEROS DE AGRUPACIÓN

Estos tableros también conocidos como cajas combinadoras o "combiner box" permiten optimizar el cableado, teniendo como función conectar el número determinado de cadenas. Para el caso de la central se tendrá como estándar hasta 16 cadenas de entrada, esto con la finalidad de formar un solo circuito de salida, el cual se dirige hacia el inversor.

Cada una de las entradas de los tableros de agrupación está protegida contra defectos de sobrecorriente mediante fusibles fotovoltaicos y contra efectos de sobretensiones transitorios mediante dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS´s). Asimismo, brindan la posibilidad de desconexión de la sección de generación asociada para la realización de tareas de mantenimiento y reemplazo de componentes.

2.4 UNIDADES DE CONVERSIÓN (CONVERSION UNITS)

2.4.1 Inversores

El inversor es un dispositivo que transforma la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Para el caso de la central solar fotovoltaica Clemesí se consideran estaciones de inversión de tipo centralizado marca Sungrow referencia SG3125HV-30, conformados por dos (2) inversores de 3.125 kVA @ 45°C, para el proyecto se considera un total de 38 inversores.

Las características principales de este inversor se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Características principales del inversor

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Grado de protección IP	IP 55
Dimensiones (Alto-Ancho-Profundo)	12.192 x 2.896 x 2.438 mm
Peso	29 Tn
Temperatura de operación	-35 a 60 ˚C (> 50˚C derrateo)
Eficiencia	Europea: 98,70 % Máxima: 99,00 %
Método de enfriamiento	Refrigeración por aire forzado con temperatura controlada
TRANSFORMADOR	
Potencia	6.250 kVA
Relación de transformación	0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV
Vector	Dy11y11
Tipo de aceite	Mineral oil (PCB free)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión de entrada c.c (V. start)	875 V / 915 Vc.c.
Tensión máxima	1.500 Vc.c.
No de MPPT	4
Corriente de entrada c.c máxima	2 x 3.997 A
No de entradas c.c.	32 / 36 / 44 / 48 / 56
Tipo de conexión con red c.a	Trifásica (3W+PE)
Corriente de salida c.a. máxima	2 * 3308 A
Tensión nominal de salida	33 kV
Frecuencia nominal	60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsión armónica	< 3%

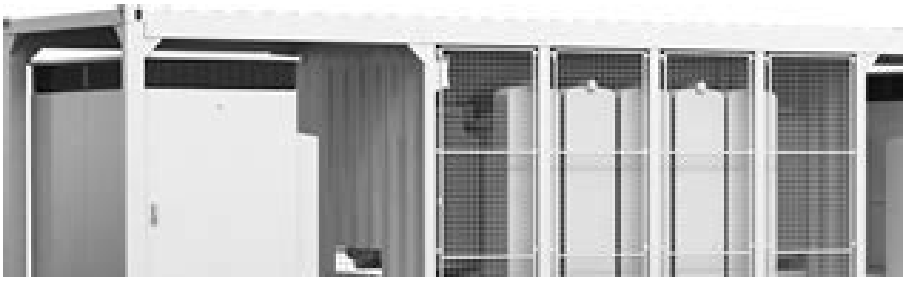


*Imagen tomada de SG3125HV-30 - Datasheet

El proyecto considera la instalación centros de transformación, conocidos como conversión units que son soluciones integradas, donde cada contenedor de 40 pies, contiene dos (2) inversores, transformador, celdas MT y servicios auxiliares (SS.AA).

2.5 CABLEADO

Los cables utilizados en el montaje y operación del proyecto cumplirán con lo que indica el Código Nacional de Electricidad - CNE Suministro (MEM, 2011), en cuanto al aislamiento y grado de protección que éstos deben poseer.

El circuito primario comprende dos tipos, el primero en corriente continua (c.c.) desde los strings en 1.500 Vc.c. hasta el inversor y el segundo en corriente alterna (c.a.) desde los inversores hasta la estación elevadora de tensión en 600 Vc.a. El circuito secundario está asociado en media tensión (33 kV) en c.a., desde los centros de transformación hasta las subestaciones colectoras, y de estas en 220 kV hasta la subestación de interconexión.

2.5.1 Cableado de corriente continua

Los cables utilizados en la central fotovoltaica deben soportar fuertes condiciones ambientales, ya que su instalación suele ser en intemperie con cambios recurrentes de temperatura, lluvia, radiación ultravioleta, entre otros.

Asimismo, tienen una tensión nominal correspondientemente adecuada para el proyecto, es decir superior a 1.500 Vc.c, cada string está compuesto por la asociación de 30 módulos conectados en serie. Los conductores del lado de corriente continua de la central cuentan con aislamiento doble o reforzado (clase.II) para minimizar el riesgo de defecto a tierra cortocircuito (IEC 60364-7-712).

El método de conexión en corriente continua, se realizará con ambos polos levantados de tierra, adicionalmente contará con protección de detección de corriente de fuga a tierra por polo en el inversor.

2.5.2 Cableado de corriente alterna

Para el caso de cableado en corriente alterna c.a. existen dos tramos asociados, el primer tramo correspondiente a los circuitos desde la salida de los inversores en 600 V hasta el transformador elevador, donde la conexión es realizada internamente en el mismo contenedor de 40 pies, de tal manera que no se requieren zanjas o ductos adicionales; El segundo tamo corresponde a los circuitos desde la salida de la estación elevadora en un nivel de tensión de 33 kV hasta la subestación colectora. Las zanjas contempladas para la conducción del cableado serán lisas y estarán libres de cualquier elemento que pueda dañarlos, como aristas, cantos, piedras, etc. Además, la disposición de los cables se realizará aplicando distintas capas de arena.

2.6 RED DE MEDIA TENSIÓN

La conexión entre los centros de transformación se realizará en cable de Aluminio, unipolar tipo RHZ1, para una tensión nominal de 33 kV y aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), de secciones 300 mm² y 630 mm².

Los conductores de la red de media tensión estarán dispuestos en zanjas directamente enterrados, agrupados por ternas. En cruces de caminos, carreteras y acceso de los conductores a las estaciones elevadoras o subestación colectora, el tendido de estos se realizará alojados en tubos, además de hormigón para su protección mecánica.

2.7 Interconexión

Para evacuar la potencia de la CS. Clemesí se considera la construcción de una subestación elevadora que elevará la tensión del parque desde 33 kV a 220 kV a través de 1 transformador de potencia de 100/126 MVA (ONAN/ONAF).

2.8 Sistema de puesta a tierra del parque fotovoltaico

El sistema de puesta a tierra deberá cumplir con el estándar IEEE 80 y la malla de puesta a tierra resultante cumplirá con las tensiones máximas de paso y contacto estimadas para dicha instalación. La malla de puesta a tierra de la central Clemesí será interconectada con la malla de puesta a tierra de la subestación y considerará la máxima corriente de falla del sistema

3 SUBESTACIÓN

3.1 OBJETIVO

En este ítem se presenta la descripción de las obras requeridas para la construcción e implementación de la ampliación de la subestación Rubí 220 kV correspondiente al proyecto “Central Solar Clemesí”.

En la Figura 6 se muestra el diagrama unifilar de la ampliación de la subestación Rubí 220 kV / 33 kV.

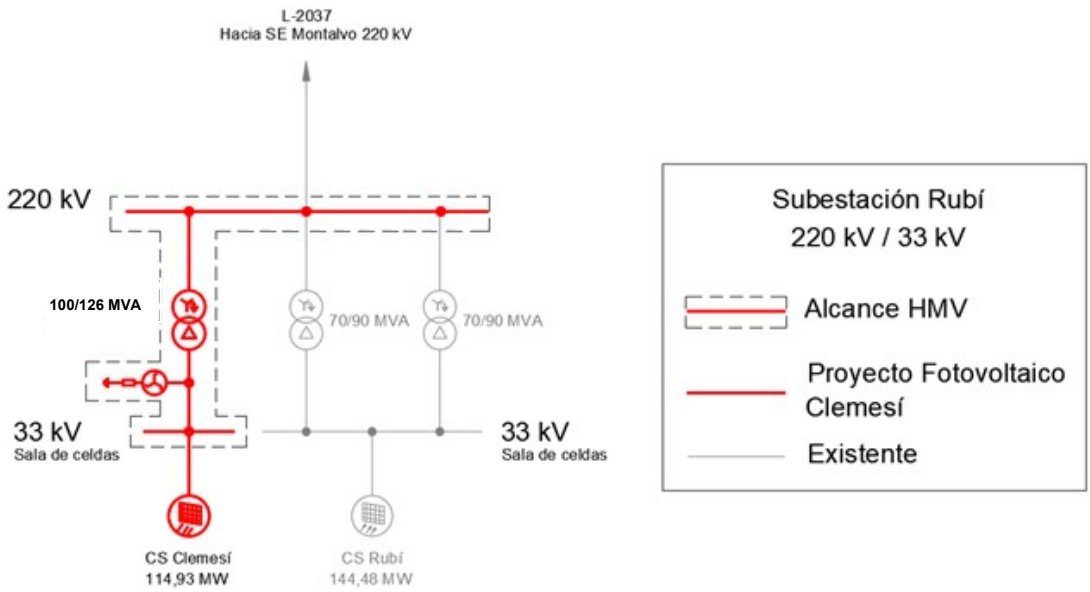


Figura 6. Diagrama unifilar general de la subestación

3.2 UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La ampliación de la subestación Rubí 220 kV está ubicada al sur del Perú en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua, a una altura aproximada de 1 468 m.s.n.m.

En la Figura 7, se muestra la ubicación de la subestación.

Figura 7. Ubicación de la subestación.

La subestación se ubica en las coordenadas mostradas en la Tabla 3.

Tabla 3: Ubicación en coordenadas UTM WGS84

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	Ampliación S.E. Rubí
	Coordenadas UTM WGS84.
• Zona.	19 K
• Este (m).	267 716
• Norte (m).	8 092 195

3.3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA SUBESTACIÓN

3.3.1 Configuración de la subestación

La subestación Rubí 220 kV cuenta con una configuración simple barra en 220 kV implementada con equipos convencionales AIS, mientras que en 33 kV cuenta con una configuración simple barra implementada mediante celdas de media tensión.

La ampliación de la subestación Rubí comprende las siguientes configuraciones:

- Equipamiento AIS 220 kV, con una configuración simple barra.
- Celdas GIS 33 kV, con una configuración simple barra con interruptor de acoplamiento.

3.3.2 Características eléctricas

Los niveles de tensión asignados para las instalaciones son 245 kV y 33 kV. Los niveles de aislamiento para la altura de instalación de las obras se indican en la Tabla 4.

Tabla 4: Características eléctricas de las subestaciones

Descripción	Unidad	RUBÍ 220 kV	RUBÍ 33 kV
Tensión nominal	kV	220	33
Tensión asignada	kV	245	36
Frecuencia asignada	Hz	60	60
Nivel básico de aislamiento asignado al impulso tipo rayo (LIWL)	kV	1 050	170
Nivel básico de aislamiento asignado a la onda de corta duración de frecuencia industrial (PFWL)	kV	460	70
Corriente asignada de cortocircuito	kA	31,5	31,5
Distancia de fuga mínima	mm/kV	31	31

3.3.3 Distancias mínimas y 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 5: 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 Rubí 220 kV	245	1 050	2 100	2 100
SE Rubí 33 kV	36	170	320	320

3.4 ALCANCE DE LA SUBESTACIÓN

La ampliación de la subestación Rubí en su patio de 220 kV se realizará con equipamiento tipo convencional (aislado en aire), con niveles de conexión y distancias eléctricas conforme al nivel de aislamiento y según las distancias existentes; asimismo, en 33 kV la ampliación se realizará mediante celdas tipo GIS.

A continuación, se describen los principales alcances del proyecto:

3.4.1 Subestación Rubí 220 kV

Comprende la ampliación del patio de 220 kV en configuración simple barra, esta ampliación incluirá los siguiente:

- Ampliación y repotenciación de la barra existente en 220 kV con un conductor por fase tipo AAAC, 608 mm^2.
- Implementación de una (01) celda de transformación en 220 kV.
- Instalación de un (01) transformador de potencia trifásico 220 kV / 33 kV, 100 MVA (ONAN), 126 MVA (ONAF) con transformadores de corriente tipo buje.

3.4.2 Lado 33 kV (Clemesi 33 kV)

Comprende la construcción de una sala de celdas en 33 kV, las celdas de media tensión a instalar tendrán una configuración simple barra e incluirá lo siguiente:

- 01 celda de salida de transformador de potencia (incluye equipamiento de medición).
- 07 celdas de salida de línea (circuitos).
- 01 celda de servicios auxiliares.
- Instalación de 01 transformador de servicios auxiliares.
- Instalación de 01 recloser.
- Instalación de 01 transformador zigzag.
- Instalación de 01 resistencia de puesta a tierra.

3.5 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO

El equipamiento que se instalará en la subestación es de tipo convencional en AIS, seleccionado con niveles de aislamiento y un coeficiente de fuga de acuerdo a lo indicado en la Tabla 4 con lo cual se tiene en cuenta las condiciones ambientales presentes en el sitio de la subestación.

3.5.1 Características de los interruptores

Los interruptores que se instalarán serán del tipo tanque vivo, con extinción del arco en SF6 y accionamiento monopolar y tripolar, con mando sincronizado y mando local y remoto.

Los equipos tendrán las siguientes características generales:

Tabla 6: Características de interruptores

Descripción	Unidad	Rubí 220 kV
Tipo	-	Tanque vivo
Medio de extinción	-	SF6
Tensión asignada	kV	245
Corriente asignada en servicio continuo	A	2 000
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA, simétrica	31,5
Duración del cortocircuito asignada	s	1
Secuencia de operación:		
Maniobra de transformador	-	O-0,3s-CO-1 min-CO
Maniobra de línea	-	No

3.5.2 Características de los seccionadores

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

Tabla 7: Características de seccionadores

Descripción	Unidad	Rubí 220 kV
Tipo de ejecución	-	Exterior
Corriente asignada en servicio continuo	A	2 000
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	31,5
Duración del cortocircuito asignada	s	1

3.5.3 Características de los transformadores de medida

3.5.3.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tendrán las siguientes características principales:

Tabla 8: Características de los transformadores de corriente

Descripción	Unidad	Rubí 220 kV
Corriente asignada en servicio continuo (medida)	A	600 - 300
Corriente asignada en servicio continuo (protección)	A	600 - 300
Corriente secundaria asignada	A	1
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	31,5
Duración del cortocircuito asignada	s	1
Características núcleos de medida:		
a) Clase de precisión	-	0,2s
b) Carga de precisión	VA	20
c) Factor de seguridad	-	
Características de núcleos de protección:		
a) Carga de precisión	VA	20
b) Clase de precisión	-	5P
c) Factor límite de precisión	-	20
Cantidad de núcleos:		
a) Núcleo de medida	-	1
b) Núcleo de protección	-	3

3.5.4 Características de los descargadores de sobretensión

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

Tabla 9: Características de los descargadores de sobretensión

Descripción	**Unidad**	**220 kV**	**33 kV**	
			Zig-Zag y bushing Trafo de Potencia	**Celdas MT**
Tensión asignada	kV	198	43.8	40
Tensión continua de operación	kV	156	35	32
Corriente de descarga asignada	kA	20	10	10
Clase de descarga de línea	-	4	2	1

3.5.5 Características del transformador Zig Zag

El transformador Zig Zag, inmerso en aceite, con transformadores de corriente tipo buje, ha sido dimensionado tomando una corriente de falla monofásica a limitar de 200 A (I_f). Se presentan las características eléctricas de los equipos en la siguiente tabla.

Tabla 10: Características del transformador Zig Zag

Descripción	**Unidad**	**Clemesi 33 kV**
Tensión asignada	kV	36
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	kV	170
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	kV	70
Tipo de refrigeración	-	ONAN
Potencia	kVA	300
Corriente asignada de falla de corta duración (10s)	A	200

3.5.6 Características del recloser

Se instalará un recloser con sensor de corriente. Las características principales son las siguientes:

Tabla 11: Características del recloser

Descripción	Unidad	Clemesi 33 kV
Tipo de ejecución	-	Exterior
Tensión asignada	kV	36
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	kV	170
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	kV	70
Corriente asignada en servicio continuo	A	630

3.5.7 Características de la resistencia de puesta a tierra

Se instalará un equipo de resistencia de puesta a tierra para limitar la corriente de falla monofásica. Las características principales son las siguientes:

Tabla 12: Características de la resistencia de puesta a tierra

Descripción	Unidad	Clemesi 33 kV
Tipo de ejecución	-	Exterior
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	kV	170
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	kV	70
Impedancia	Ω	65

3.5.8 Características del transformador de servicios auxiliares

Se instalará un transformador de servicios auxiliares. Las características principales son las siguientes:

Tabla 13: Características del transformador de servicios auxiliares

Descripción	Unidad	Clemesi 33 kV
Devanado de MT	kV	33
Devanado de BT	kV	0,38 - 0,22
Potencia asignada	kVA	100
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	kV	170
Tensión asignada soportada a frecuencia industrial	kV	70

3.5.9 Características del transformador de potencia

Se instalará un transformador de potencia trifásico, inmerso en aceite con transformadores de corriente tipo buje. Las características principales son las siguientes:

Tabla 14: Características del transformador de potencia

Descripción	Unidad	
Tensión asignada:		
a) Devanado de alta tensión	kV	220 (Barras de Rubí 220 kV)
b) Devanado de media tensión	kV	33 (Clemesi 33 kV)
c) Tercer devanado	kV	-
Tipo de refrigeración	-	ONAN/ONAF
Conexión del transformador	-	YNd11
Conexión del neutro	-	Sólido a tierra
Potencia de transformación requerida	MVA	100/126 (ONAN/ONAF)
Tipo de unidad	-	Trifásica
Cambiador de tomas bajo carga:		
a) Localización	-	Alta tensión
b) Pasos positivos	-	10
c) Pasos negativos	-	10
d) Porcentaje de los pasos	%	1,5

3.5.10 Características de los aisladores

Las cadenas de aisladores serán conformadas por unidades de vidrio, 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.

3.5.11 Características de celdas de media tensión

Las características principales son las siguientes:

Tabla 15: Características de las celdas de media tensión

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
		Clemesi 33 kV
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 a frecuencia industrial (Ud).	kV	70
Tipo de instalación	-	Interior
Interruptor		
Medio de extinción.	-	SF6
Máxima tensión de operación.	kV	36
Corriente asignada en servicio continuo.	A	(*)2500 – 630
Poder de corte asignado en cortocircuito.	kA	31,5
Duración del cortocircuito asignada.	s	1
Seccionador o cuchilla PAT		
Tipo de accionamiento	-	Tripolar
Corriente asignada en servicio continuo	A	(*)2500 - 630
Poder de corte asignado en cortocircuito	kA	31,5
Duración del cortocircuito asignada	s	1
Transformador de corriente (tipo 1)		

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
		Clemesi 33 kV
Corriente asignada en servicio continúo (medida).	A	600 – 300
Corriente asignada en servicio continúo (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.	-	0,2
Carga de precisión.	VA	10
Características de núcleos de protección:		
Cantidad.	-	2
Clase de precisión.	-	5P20
Carga de precisión.	VA	10
Transformador de corriente (tipo 2) (*)		
Corriente asignada en servicio continúo (medida).	A	2500 – 1250
Corriente asignada en servicio continúo (protección).	A	2500 – 1250
Corriente secundaria asignada.	A	1
Corriente de cortocircuito térmica.	kA	31,5
Características núcleos de medida:		
Cantidad.	-	1
Clase de precisión.	-	0,2
Carga de precisión.	VA	10
Características de núcleos de protección:		
Cantidad.	-	2
Clase de precisión.	-	5P20
Carga de precisión.	VA	15
Transformador de corriente (tipo 3)		
Corriente asignada en servicio continúo (medida).	A	200
Corriente asignada en servicio continúo (protección).	A	200
Corriente secundaria asignada.	A	1

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
		Clemesi 33 kV
Corriente de cortocircuito térmica.	kA	31,5
Características núcleos de medida:		
Cantidad.	-	1
Clase de precisión.	-	0,2
Carga de precisión.	VA	2,5
Características de núcleos de protección:		
Cantidad.	-	2
Clase de precisión.	-	5P20
Carga de precisión.	VA	20
Transformador de corriente (tipo 4)		
Corriente asignada en servicio continúo (medida).	A	-
Corriente asignada en servicio continúo (protección).	A	60
Corriente secundaria asignada.	A	1
Corriente de cortocircuito térmica.	kA	31,5
Características núcleos de medida:		
Cantidad.	-	-
Clase de precisión.	-	-
Carga de precisión.	VA	-
Características de núcleos de protección:		
Cantidad.	-	1
Clase de precisión.	-	5P10
Carga de precisión.	VA	5
Transformador de tensión		
Número de devanados secundarios.		3
Tensión primaria para el sistema.	kV	33/√3
Tensión secundaria para el sistema.	V	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

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
		Clemesi 33 kV
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	VA	10
Descargador de sobretensión		
Tensión asignada		38
Corriente de descarga asignada		10
Corriente asignada del dispositivo de alivio de presión		31,5
Clase de descarga de línea		3

(*) Valores correspondientes a la celda de transformación.

3.6 PUESTA A TIERRA

El cálculo de la corriente de diseño se efectuará empleando el método recomendado por la norma IEEE Std. 80 realizando estudios de distribución de corriente y determinando la condición de falla que produzca la mayor circulación de corriente por la malla y tomando las mediciones de la resistividad eléctrica de la subestación existente.

La malla a tierra para la ampliación de la subestación se conectará a la malla existente, para el diseño de la malla considerará un valor de resistencia objetivo, menor o igual a 1 ohmio, incluirá la retícula principal y conexiones a equipos y estructuras, en el cual se construirá la red enterrada en el patio de equipos y las colas de conexión a equipos, el mínimo calibre recomendado para el conductor de la malla de puesta a tierra es de 107 mm^2 (4/0 AWG). Se incluirán también las varillas de cobre de 2,4 m y diámetro de 16 mm necesarias para puesta a tierra de los cables de guarda y pararrayos. Se utilizará una capa de grava mínimo de 10 cm de espesor para cubrir el patio de conexiones en las zonas de instalación de equipos.

En el patio se conectarán todas las estructuras metálicas de equipos, las estructuras de soporte de barras y demás elementos metálicos, las conexiones se realizarán con termofusión.

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

El sistema de automatización de la Central Solar Clemesí 220/33 kV está basado en el standard IEC 61850. Este sistema está constituido por controladores por bahía, integrados al nuevo sistema de control y supervisión a implementarse para la Central

Solar Clemesí, que constituyen el Nivel 1 de control; un sistema central de supervisión general de la Central Solar, que constituye el Nivel 2 de control y un sistema de supervisión y control remoto existente (Centro de Control de Enel Green Power) en tiempo real de las subestaciones, que constituye el Nivel 3 de control.

3.7.1 Subestación Rubí 220 kV

El sistema de control, medición y registro de fallas para la bahía de Transformador 220 kV/33 kV, lado 220 kV estará conformado por:

- 01 controlador de bahía.
- 01 medidor de energía.
- 01 registrador de fallas.
- 01 equipo de mando sincronizado

El sistema de control y medición para la bahía de Transformador 220 kV/33 kV, lado 33 kV estará conformado por:

- 01 controlador de bahía con funciones de protección.
- 01 medidor de energía.

El sistema de control y medición para los Alimentadores en 33 kV, estará conformado por:

- 01 controlador de bahía con funciones de protección.
- 01 medidor de energía.

El equipo registrador de fallas deberá cumplir con lo indicado en el procedimiento PR-40 del COES, así mismo, deberá estar preparado para la función de localización de fallas por onda viajera, además de estar sincronizados con GPS, en base a la norma SNTP con errores menores a +/- 500 nanosegundos a 1 pulso por segundo (pps).

El sistema de protección para la bahía de Transformador 220 kV / 33 kV, lado 220 kV deberá tener implementado lo siguiente:

- Funciones de Protección: Relé de protección diferencial de transformador (87T), función de protección diferencial del transformador restringido a tierra (87TN), sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N), sobrecorriente direccional de fases y tierra (67/67N), sobrecorriente de tierra (51G), sobrecorriente de secuencia negativa (46), baja y sobre tensión (27/59), sobretensión homopolar (59N), función de sobrexcitación (24) y supervisión de circuito de disparo (74).
- Relé diferencial de barras unidad de bahía (87B), la función falla interruptor (50BF) estará incluida dentro de esta protección.

Para cada interruptor se tendrán relés de disparo y bloqueo.

El sistema de protección para la bahía de Transformador 220 kV / 33 kV, lado 33 kV deberá tener implementado lo siguiente:

- Funciones de Protección: Relé de protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N), baja y sobre tensión (27/59), sobretensión homopolar (59N), supervisión de circuito de disparo (74) y funciones de controlador de bahía.

Para cada interruptor se tendrán relés de disparo y bloqueo.

El sistema de protección para los Alimentadores en 33 kV, deberá tener lo siguiente:

- Funciones de Protección: Relé de protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N), sobrecorriente de tierra (51G), supervisión de circuito de disparo (74) y funciones de controlador de bahía.

Para cada interruptor se tendrán relés de disparo y bloqueo.

Finalmente se realizarán todas las conexiones necesarias a los nuevos equipos para cumplir con el esquema presentado en la referencia.

El sistema de automatización de la subestación estará conformado por:

- Gabinete Controlador de Subestación SDI: Dos (02) servidores con Sistema Scada en configuración Hot-Stand by, para el control y supervisión de la Subestación. Un (01) servidor de tiempo GPS, para la sincronización de tiempo de los IEDs de nivel 1 y 2 vía protocolo SNTP.
- Gabinete ITC Procesos: Dos (02) routers para el enlace hacia redes externas. Un (01) Switch para permitir enlace de la red local. Dos (02) firewall, para permitir acceso remoto seguro a la red de control de la subestación, con fines de gestión.
- Estaciones de gestión y operación local de la subestación.
- Red de PRP de comunicación, formada por dos redes independientes de fibra óptica multimodo que permite la integración redundante de los IEDs de nivel 1 al Scada, bajo el protocolo IEC 61850.

El sistema de automatización de la Planta estará conformado por:

- Gabinete Scada de los Trackers: Un (01) Servidor para integración de los trackers de la planta, un (01) servidor de tiempo GPS, para la sincronización de tiempo de los equipos vía protocolo SNTP.
- Gabinete CCTV: Un (01) Servidor para integración de las cámaras que se instalarán en las unidades de conversión de la planta.
- Gabinete ITC Procesos (CCTV): Dos (02) routers para el enlace hacia redes externas. Un (01) Switch para permitir enlace del sistema CCTV. Dos (02) firewall, para permitir acceso remoto seguro a la red de control de la subestación, con fines de gestión.

- Gabinete Scada de la Planta: Un (01) Servidor industrial, un (01) registrador de medida, (01) HMI y un (01) controlador de planta, todo ello para la integración de los equipos de la parte de generación de la planta tales como inversores, medidores de energía, SBC, entre otros.
- Estaciones de operación local de la planta.

  Tres (03) redes independientes disgregadas de la siguiente forma: Red de Trackers, red de Inversores y red CCTV.

El sistema de servicios auxiliares estará conformado por:

Dos (02) alimentaciones el cual el principal estará basado en un (01) transformador trifásico tipo seco, de tensión primaria 33 kV, tensión en el secundario de 0,38kV y 100 kVA de potencia y la alimentación de respaldo será provista por un (01) grupo electrógeno 380/220 Vac con capacidad mínima de 50 kVA.

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, implementará un gabinete de distribución 125 Vcc dos hilos para alimentar los equipos de mando y protección y se implementará un gabinete de distribución 48 Vcc dos hilos para alimentar los equipos de comunicaciones.

3.8 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

3.8.1 SE Montalvo – Central Solar Clemesí

La implementación del sistema de telecomunicaciones estará basada en:

- El sistema de comunicaciones por dos hilos de reserva de la fibra óptica existente tipo OPGW como medio principal sobre la terna 1 de la Línea de Transmisión 220kV.
- Un sistema de comunicaciones por onda portadora como medio de respaldo.

3.8.2 SE Rubí – Central Solar Clemesí

La implementación del sistema de telecomunicaciones estará basada en:

- Un sistema de comunicaciones por fibras ópticas multimodo.

3.9 SERVICIOS

3.9.1 Servicios de datos para la operación de líneas y subestaciones

La topología de la red de automatización es tipo anillo redundante PRP de fibra óptica multimodo a una velocidad mínima de 1 Gbps.

Se contará con el equipamiento necesario para cubrir los siguientes servicios:

- Datos para el sistema de control (SAS y/o RTUs)
- Red de gestión de protecciones.
- Red LAN (considerados básicamente para la gestión remota de equipos).

3.9.2 Sistema de video vigilancia

Se instalará un sistema de circuito cerrado de TV mediante el cual se podrá supervisar la Central. El sistema contará con una unidad de control, grabación y proceso de la información que podrá accederse remotamente mediante tecnología IP. Contará además con equipos que permitirán la visualización y control local de las cámaras.

3.9.3 Servicios de voz

Se contará con la red corporativa de voz y datos instalada dentro de la subestación Rubí mediante su sistema de cableado estructurado.

3.10 SISTEMAS PORTADORES

3.10.1 Sistema de fibras ópticas

Como medio de transporte se emplea el cable OPGW existente entre las subestaciones asociadas al proyecto, para realizar la conexión con los equipos multiplexores de tecnología SDH, equipo con los módulos necesarios para atender los servicios requeridos tal vez como voz y datos.

3.10.2 Sistema de onda portadora por la línea de potencia (PLP)

El sistema de onda portadora existente permitirá acoplar el equipamiento de nuevos equipos PLP y multiplexor equipado con el número y tipo de interfaces suficientes para conectar tantos canales de voz como de datos operativos que exijan un pequeño ancho de banda.

4 CONCLUSIONES DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

- **De los casos analizados:**

  En el presente Estudio de Operatividad, se realizó el análisis de Flujo de Potencia y Contingencias, considerando los posibles escenarios más críticos de operación, tal como se indican a continuación:

  Caso Base:
  Escenario sobre el cual se realizarán los análisis del presente informe, se incluirán proyectos con estudios de Operatividad aprobados en la Zona Centro y Sur del SEIN.

  Sensibilidad 1:
  En este escenario, se modifica el Caso Base, considerando el ingreso de la CE Umma de 36 MW.

  Sensibilidad 2:
  En este escenario, se modifica el caso de Sensibilidad 1, considerando una demanda de 150 MW en Cerro Verde (SE. San Carlos y SE. San Luis) además, operando la CT Puerto Bravo con 708 MW.

  Sensibilidad 3:
  En este escenario, se modifica el caso de Sensibilidad 1, considerando una demanda de 150 MW en Cerro Verde (SE. San Carlos y SE. San Luis) además, operando la CT Nepi con 617 MW.

- **Del Análisis de Requerimiento de Potencia Reactiva:**

  Respecto al cálculo de cumplimiento de factor de potencia, se ha verificado que no será necesario instalar banco de capacitores en el nivel de 33 kV para cumplir con los requisitos de factor de potencia en el punto de conexión.

- **Del Análisis en Estado Normal:**

  De los casos simulados, se obtuvieron los siguientes resultados:

  Caso Base:

  Con el ingreso del Proyecto, no se presenta sobrecargas, subtensiones o sobretensiones ocasionadas por el ingreso de la CS Clemesi. En todos los escenarios se ha considerado a la CE Punta Lomitas operando a su máxima potencia de 260 MW.

Sensibilidad 1:

Se presenta una pequeña sobrecarga del 1.8% en la LT Ica – Derivación 220 kV para el escenario de avenida media demanda 2023, ocasionada principalmente por el ingreso de la CE Umma (36 MW). En cuanto a los niveles de tensión, con el ingreso de la CS Clemesi se mantienen con respecto al caso SIN PROYECTO.

Sensibilidad 2:

Se presentan sobrecargas de hasta un 34.95% en la LT Ica – Derivación 220 kV para el escenario de avenida media demanda 2023. En cuanto a los niveles de tensión, con el ingreso de la CS Clemesi se mantienen con respecto al caso SIN PROYECTO.

Sensibilidad 3:

Se presentan sobrecargas de hasta un 29.37% en la LT Ica – Derivación 220 kV para el escenario de avenida media demanda 2023. En cuanto a los niveles de tensión, con el ingreso de la CS Clemesi se mantienen con respecto al caso SIN PROYECTO.

En los casos hipotéticos de Sensibilidad N° 2 y N° 3 el ingreso de la CS Clemesi con 114.93 MW provoca un aumento del 5.6% y del 3.68% respectivamente en la cargabilidad de la LT Ica – Derivación 220 kV. Este incremento es marginal debido a la lejanía del Proyecto (Zona Sur) con el elemento en cuestión (Zona de Poroma).

Es importante notar que, para que se presenten los escenarios de Sensibilidad N° 2 y N° 3, tendrían que estar indisponibles varios grupos de generación de la zona de Chilca o un déficit de alrededor de 700 MW en el SEIN y que no pueda ser suplida por la reserva rotante del SEIN.

- **Del Análisis de Contingencias (N-1):**

Las contingencias analizadas en el presente estudio han sido las siguientes:

Caso Base:

Se presentan sobrecargas en varios enlaces de transmisión (en algunos fuera de los márgenes de operación durante contingencias), sin embargo, ninguna de estas sobrecargas es originada por el ingreso de la CS Clemesi, por el contrario, en la mayoría de estas contingencias el ingreso de la CS Clemesi alivia dichas sobrecargas.

Respecto a los niveles de tensión, comparando los casos “Sin” y “Con Proyecto” los perfiles de tensión se mantienen en valores muy semejantes.

Sensibilidades:

Se presentan sobrecargas en varios enlaces de transmisión (en algunos fuera de los márgenes de operación durante contingencias) solo para uno de ellos incrementa las sobrecargas con el ingreso de la CS Clemesi (LT Derivación – Ica 220 kV) con sobrecargas del 8.2% (Sensibilidad 1), 46.2% (Sensibilidad 2) y 35.9% (Sensibilidad 3), sin embargo, los principales responsables de dichas sobrecargas son los proyectos de generación CE Punta Lomitas y su ampliación (CE Umma), ya que la energía generada por estos proyectos es evacuada en un gran porcentaje por este enlace, de manera semejante al análisis en estado normal, el incremento de cargabilidad en dicho enlace es marginal por parte de la CS Clemesi. Para los demás elementos de transmisión no se presentaría efectos negativos en cuanto a niveles de cargabilidad, por el contrario, en la mayoría de estas contingencias el ingreso de la CS Clemesi alivia dichas sobrecargas.

Respecto a los niveles de tensión, comparando los casos “Sin” y “Con Proyecto” los perfiles de tensión se mantienen en valores muy semejantes.

Es importante notar que, para que se presenten los escenarios de Sensibilidad N° 2 y N° 3 donde se presentan sobrecargas fuera de los márgenes permitidos, tendrían que estar indisponibles varios grupos de generación de la zona de Chilca o un déficit de alrededor de 700 MW en el SEIN y que no pueda ser suplida por la reserva rotante del SEIN.

De los estudios realizados se evidencia que no se requiere la instalación del ERAG para el proyecto, sin embargo, EGP garantiza que las instalaciones podrán conectarse al sistema de ERAG que se requiera en el futuro.

- **Del Análisis de Cortocircuito:**

Bajo los estimados de demanda y generación presentados se observa que, aunque la corriente de cortocircuito se va incrementando progresivamente, en todos los escenarios analizados, los niveles de corriente determinados no superan la capacidad máxima de ruptura del equipamiento de interrupción existente en las subestaciones cercanas a la zona del proyecto, como detallamos a continuación:

✓ Cortocircuito Trifásico: Se observa que en la barra de 220 kV de la SE. Rubí (Punto de conexión) el nivel de cortocircuito máximo es de 5.48 kA para el año de ingreso del Proyecto y de 7.59 kA en la condición especial.

En el nivel de 33 kV (Clemesi) las corrientes de cortocircuito trifásico no superan los 16.07 kA, aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2023.

- ✓ Cortocircuito Bifásico a Tierra: Se observa que en la barra de 220 kV de la SE. Rubí (Punto de conexión) el nivel de cortocircuito máximo es de 6.11 kA para el año de ingreso del Proyecto y de casi 7.89 kA en la condición especial.
  En el nivel de 33 kV (Clemesi) las corrientes de cortocircuito bifásico a tierra no superan los 12.69 kA, aún en el caso más crítico donde todas las máquinas del SEIN se encuentran rotando para el año 2023.

- ✓ Cortocircuito Monofásico: Se observa que en la barra de 220 kV de la SE. Rubí (Punto de conexión) el nivel de cortocircuito máximo es de 6.11 kA para el año de ingreso del Proyecto y de 8.04 kA en la condición especial.
  En el nivel de 33 kV las corrientes de cortocircuito monofásico están alrededor de los 0.17 kA, para todos los escenarios analizados.

Se concluye que, los valores de cortocircuito obtenidos son inferiores a la capacidad de ruptura de los interruptores propuestos, cuyos valores son 31.5 kA tanto para el nivel de 220 kV y 33 kV.

- **<u>Del análisis de Estabilidad Transitoria:</u>**

- ✓ Ante la ocurrencia de fallas trifásicas con apertura definitiva de los interruptores, en las líneas de transmisión en 220 kV y 500 kV de la Zona, como LT Colcabamba-Poroma 500 kV, LT Chilca-Poroma 500 kV, LT Poroma-Yarabamba 500 kV, LT Poroma - Ocoña 500 kV, LT Montalvo-Yarabamba 500 kV, LT San José-Ocoña 500 kV, LT San José-Montalvo 500 , se comprueba que estas salidas de servicio no provocan inconvenientes de suministro eléctrico, observándose que las principales variables operativas se recuperan rápidamente al final de la falla, adoptando un nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles, permitiendo la continuidad operativa de la zona.

- ✓ Ante la ocurrencia de fallas trifásicas en 33 kV con apertura definitiva de los interruptores, en los transformadores TR Montalvo 500/220 (AUT-5671), TR Yarabamba 500/220 (AT104-523) y TR San José 500/220 (ATXF-001), se comprueba que estas salidas de servicio no provocan inconvenientes de suministro eléctrico, observándose que las principales variables operativas se recuperan rápidamente al final de la falla, adoptando un nuevo punto de operación dentro de los márgenes permisibles, permitiendo la continuidad operativa de la zona.

- ✓ Respecto a la salida del AUT-5371 en la SE. Poroma, se observa que se producirían caídas de tensión considerables en la zona de Marcona y Poroma para el año 2023, incluso sin el ingreso de la CS Clemesi.

- ✓ La Central Solar soporta los límites establecidos en del Anexo 1 del Procedimiento Nº 20 del COES, respecto a los Huecos de Tensión, evaluados en el Punto de Conexión de la CS. Clemesi (SE. Rubí 220 kV).

- ✓ De las simulaciones de desconexión intempestiva, ante salidas del SVC de la SE. Socabaya y SE. San José no se han observado problemas de tensión en la zona, ante salidas de carga o generación cercana al Proyecto tampoco se han observado problemas.

- ✓ El tiempo crítico para la SE. Rubí 220 kV es de 441 ms y para la SE. Montalvo 220 kV es de 235 ms en el escenario de avenida media demanda del Caso Base, para el resto de escenario el menor tiempo crítico resulta en 438 ms para la SE. Rubí y de 231 ms para la SE. Montalvo.

- ✓ La CSF Clemesí cumple con lo solicitado en el PR-20, de acuerdo a lo compartido en el documento TI_20220906_SG3400HV-30 and SG3125HV-30 Series Grid Support_V11_EN (FRT Power Control). Así mismo, se realizará la verificación durante el periodo de pruebas del cumplimiento del numeral 4 del capitulo 4 del anexo 1 del PR-20.

- **<u>De Energización del Transformador:</u>**

- ✓ En el caso Sin Mando Sincronizado la máxima corriente durante la energización del transformador es de 1.2 kA (fase C) la cual representa 3.81 veces la corriente nominal del Transformador de Potencia, en el caso con Mando Sincronizado la máxima corriente es de 0.211 kA, lo cual representa un 67% de la corriente nominal.

- ✓ Mediante la transformada rápida de Fourier aplicada a la corriente de energización en ambos casos, con y sin mando sincronizado se encuentra que está conformada por una corriente DC y armónicos de orden 2, 3, y 5. El resto de corrientes del espectro de Fourier son despreciables.

- ✓ Del barrido de frecuencia, se observa que existen resonancia en orden de armónico 24, 33 y 58. No existiría inconvenientes debido a que no se observa corrientes significativas en ese nivel de orden de armónico.

- ✓ Existe mayor caída de tensión en el caso sin mando sincronizado, en el caso de maniobra con mando sincronizado la caída de tensión en la barra de maniobra es despreciable.

- ✓ Debido a que se contará con un mando sincronizado para las maniobras de energización del transformador, no se prevé que existan problemas durante la energización.

- ✓ Los ajustes propuestos para el relé de mando sincronizado son referenciales y se realizara el ajuste de acuerdo a los resultados de las pruebas realizadas en campo.

5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES

- ✓ De acuerdo al apartado de estudios eléctricos, la corriente máxima que podría circular por la línea Rubi – Montalvo L-2037 es de 677 A por lo que se propone cambiar el tap del TC en la línea. En este sentido se propone pasar de 600 a 1200 A. Ello ocasiona el cambio de algunos parámetros de relés descritos en el numeral 10.
- ✓ Dado que los ajustes de las protecciones en la línea Rubi – Montalvo L-2037 son en valores primarios (ABB RED670) no es necesario adecuar los ajustes de protección al nuevo valor primario del TC.
- ✓ Se propone aumentar el dial en el ajuste 67N en la Línea Rubí-Montalvo, extremo de Rubi a fin de que haya una adecuada coordinación con la función 67N de la línea Montalvo – Moquegua L-2057.
- ✓ Se propone habilitar una etapa de tiempo definido 50N en el acoplamiento de barra de la SE. Montalvo, con el objetivo que fallas cercanas a la barra sean despejadas por esta función antes que las funciones 67N de las líneas y zonas 2 de los relés de distancia.
- ✓ Se propone un ajuste de 250 A (10% del TC) para la función 50N en la celda de acometida de 33kV, aunque con dicha corriente no será posible detectar fallas dado que la corriente de falla queda limitada como mucho a 200A por el aporte del transformador ZigZag. No vemos conveniente ajustarlo a menos por posibles actuaciones indebidas por desbalances en la operación normal. A pesar de ello las fallas en barra serán despejadas por la protección en el transformador ZigZag y como respaldo se tiene a la función 59N.
- ✓ Con los ajustes propuestos y modificaciones se aprecia una correcta coordinación.
- ✓ Se ha verificado que las funciones 87B en las SS.EE Rubí y Montalvo actúan de manera adecuada con el ingreso del Proyecto Clemesi.
- ✓ Los ajustes de sobrecorriente de los relés Siemens en el lado de 33 kV del TR3 no se habilitarán por filosofía interna de operación.

6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE ARMÓNICOS

a) Medición de Armónicos

- De la evaluación del indicador de tensión en la subestación Rubí 220 kV, se observa que la muestra del indicador de tensión RMS se encuentra dentro del límite establecido por la NTCSE (± 5.00% del valor de operación).
- Asimismo, la variación del perfil de tensión RMS se encuentra dentro de la banda del ±3.01 % respecto de la tensión de operación para el 95% de los datos evaluados.
- En tal sentido para futuros proyectos la variación de tensión RMS en el punto acoplamiento con el SEIN no debe exceder del 3.01% respecto de la tensión de operación.
- Se concluye que los indicadores de calidad de los armónicos individuales de tensión cumplen con la exigencia establecida por la NTCSE.
- Se concluye que el indicador de distorsión armónica total de tensión (THDV) se encuentran dentro de los estándares que establece la NTCSE.
- Es recomendable realizar el control del indicador de distorsión armónica de tensión de forma anual en el área de operación.
- Se concluye que los indicadores de armónicos individuales de corriente cumplen con las recomendaciones establecidas por el estándar IEEE 519.

b) Simulación de Armónicos

- La puesta en servicio de la Central Solar representa un aporte de alrededor del 0.05% en el porcentaje de THDV de tensión en las barras de 220 kV de la SE. Rubí, de las simulaciones se observa que el THD de tensión pasa de 1.47% a 1.52%

- La puesta en servicio de la Central Solar Clemesi origina resonancias en paralelo de orden 24 y 49 visto desde la SE. Rubí 220 kV. Los inversores de la Central

inyectan principalmente corrientes armónicas de orden 5 y 7. Por esta razón no se produce una amplificación elevada de disturbio armónico.

- Se origina una resonancia en paralelo en el nivel de 33 kV de la Central Solar muy cercano a la armónica de orden 7. Dado que los inversores generan principalmente armónicos de orden 5 y 7, existe una amplificación del disturbio armónico en el lado de media tensión de la Central, mas no es demasiado significativo en el Punto de Conexión. El nivel de THD de tensión en 33 kV de la SE. Rubí se encuentra alrededor del 3.36% y de 2.06% en Clemesi 33 kV.

- Se puede observar que no existe superación de armónicas individuales de tensión en los niveles de 220 kV y 33 kV.