CESEL INGENIEROS	**MEMORIA DESCRIPTIVA** **CSL-202400-06-IT-003**	**Código del Proyecto:** 202400
		Revisión: D
ZS ZEUS ENERGIA S.A.C.		**Páginas:** 27
		Especialidad: Electromecánica

Proyecto: ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD DEL PROYECTO EÓLICO HUASCAR

Título: RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO

CONTROL DE REVISIONES

Rev.	Fecha	Elaborado		Revisado		Verificado		Descripción del Cambio
		Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	Iniciales	Firma	
A	08.02.21	Y.V.F		A.C.A.		C.M.F.		Emitido para revisión interna
B	10.02.21	Y.V.F		A.C.A.		C.M.F.		Emitido para revisión del cliente
C	06.05.21	Y.V.F		A.C.A.		C.M.F.		Levantamiento de observaciones
D	12.08.21	Y.V.F		A.C.A.		C.M.F.		Levantamiento de observaciones

ÍNDICE

1. OBJETIVO ... 3
2. UBICACIÓN ... 3
3. CONDICIONES DE SERVICIO ... 3
3.1 Condiciones Ambientales ... 3
3.2 Sistema Eléctrico ... 4
3.3 Niveles de aislamiento ... 5
3.4 Condiciones generales de la línea de transmisión ... 5
4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL ... 6
4.1 Descripción ... 6
4.2 Características de los aerogeneradores ... 7
4.3 Características de los rotores ... 8
4.4 Transformador de turbina ... 8
4.5 Sistema de Comunicación y Control de la Central de Generación ... 8
4.6 Descripción Técnica de los Componentes de Control ... 9
5. INGENIERÍA DE SUBESTACIONES ... 10
5.1 Ampliación subestación Colán ... 10
5.2 Subestación Huáscar ... 11
6. INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ... 11
6.1 Trazo de ruta ... 11
6.2 Reconfiguración de llegada Línea de transmisión 220 kV Piura Nueva - Colán ... 12
6.3 Conductor Seleccionado ... 13
6.4 Cable de Comunicaciones Seleccionado ... 13
6.5 Aislador ... 14
6.6 Estructuras ... 14
7. PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO ... 14
8. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS ... 15
8.1 Conclusiones de Flujo de Potencia en Operación Normal – Caso Base ... 15
8.2 Conclusiones de Flujo de Potencia en Operación Normal – Sensibilidades ... 15
8.3 Conclusiones de Flujo de Potencia en Contingencias – Caso Base ... 16
8.4 Conclusiones de Flujo de Potencia en Contingencias – Sensibilidades ... 17
8.5 Elementos a ser monitoreados por el esquema de protección ... 22
8.6 Conclusiones del Análisis de Cortocircuito ... 22
8.7 Conclusiones del Análisis de Capacidad de Barra Colán ... 23
8.8 Conclusión Final del Estudio de Estado Estacionario ... 23
8.9 Conclusiones del análisis de Hueco de Tensión ... 23
8.10 Conclusiones del análisis de Estabilidad de Frecuencia ... 24
8.11 Conclusiones de Análisis de Fallas Trifásicas ... 24
8.12 Conclusiones de Análisis de Fallas Monofásicas ... 26
8.13 Conclusiones de Análisis de Fallas Bifásicas Simultáneas ... 27
8.14 Conclusiones de Tiempo Crítico ... 27

RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO

1. OBJETIVO

El presente documento tiene por objetivo describir las principales características del proyecto Eólico Huascar y los resultados de los estudios eléctricos realizados.

2. UBICACIÓN

El parque de generación Eólica Huáscar se ubicará en el departamento de Piura, provincia de Paita, en el distrito de Colán, en las coordenadas 495 183.00 m E, 9 417 599.00 m S (zona 18M), aproximadamente a 5.8 km de distancia de la vía denominada “Ruta de la Tortuga”. La Línea transmisión de 220 kV iniciará su recorrido dentro del área proyectada de dicho parque de generación, y se conectará a la futura SE Colán de coordenadas 496508.00 m E, 9439920.00 m S (zona 18 M).

Figura 2 - 1 Ubicación del parque eólico y subestación Huascar

El Proyecto contempla la construcción y puesta en servicio de la Central Eólica Huascar (300 MW), la cual tendrá como punto de conexión al SEIN a la futura SE Colán 220 kV. La Central Eólica Huascar se conectará al SEIN mediante la línea Huascar – Colán 220 kV (doble terna) de 24 km de longitud, la cual junto con las ampliaciones asociadas en la SE Nueva Colán, forman parte del presente Proyecto.

3. CONDICIONES DE SERVICIO

3.1 Condiciones Ambientales

Las características climáticas principales de la zona del proyecto son:

- Temperatura máxima : 35 º C (*)
- Temperatura promedio : 27 º C (*)
- Temperatura mínima : 13.3 º C (*)

- Humedad relativa promedio : 81.91% (*)
- Velocidad del viento máxima : 26 m/s (**)
- Altitud promedio : < 500 m.s.n.m.

(*) Información extraída de la Estación del Senamhi La Esperanza.

(**) De acuerdo al Código Nacional de Suministro, Área 0.

3.2 Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico bajo el cual operará las subestaciones del PROYECTO tendrá las siguientes características principales:

En 220kV

- Tensión nominal del sistema : 220 kV
- Tensión máxima de operación : 245 kV
- Tensión máxima de equipos : 245 kV
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Número de fases : 3
- Nivel de Aislamiento : 1050 kVp
- Tensión soportada de corta duración fi : 460 kV
- Capacidad de ruptura por cortocircuito : 40 kA
- Tiempo de despeje del cortocircuito : 0,5 seg.
- Designación de fases : R, S, T
- Conexión : Estrella, neutro directo a tierra
- Altitud sobre el nivel del mar : < 1000 m.s.n.m.

En 33 kV

- Tensión nominal del sistema : 33 kV
- Tensión máxima de operación : 36 kV
- Tensión máxima del equipo : 36 kV
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Número de fases : 3
- Nivel de Aislamiento : 170 kVp
- Tensión soportada de corta duración fi : 70 kV

- Capacidad de ruptura por cortocircuito : 31.5 kA
- Tiempo de despeje del cortocircuito : 0,5 seg.
- Designación de fases : R, S, T
- Conexión : Delta
- Altitud sobre el nivel del mar : < 1000 m.s.n.m.

3.3 Niveles de aislamiento

En el cálculo de coordinación de aislamiento realizado según lo indicado en la norma IEC 60071-1 y 60071-2, considerando la configuración del sistema eléctrico y las condiciones ambientales de la zona del PROYECTO, se seleccionó los siguientes niveles de aislamiento:

Ampliación Subestación Colán

- Tensión nominal : 220 kV
- Tensión soportada normalizada al impulso tipo rayo : 1050 kVp
- Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial : 460 kV

Subestación Huáscar

220kV

- Tensión nominal : 220 kV
- Tensión soportada normalizada al impulso tipo rayo : 1050 kVp
- Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial : 460 kV

33kV

- Tensión nominal : 33 kV
- Tensión soportada normalizada al impulso tipo rayo : 170 kVp
- Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial : 70 kV

3.4 Condiciones generales de la línea de transmisión

Las características generales de la línea de transmisión 220 kV serán las siguientes:

- Nivel de tensión : 220 kV
- Tipo de estructuras : Metálicas de acero en celosía
- Número de Ternas : 02
- Número de conductores por fase : 01
- Disposición de conductores : Vertical

- Longitud aproximada: : 24 km
- Potencia de diseño : 300 MW (Por Terna)
- Altitud : 70 – 200 msnm

4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL

4.1 Descripción

El Parque Eólico Huáscar consta de 50 aerogeneradores de 6 MW de potencia nominal dispuestos en alineaciones distribuidas perpendicularmente a los vientos dominantes de la zona, por lo que la potencia instalada total del proyecto será de 300 MW. Los aerogeneradores a instalar serán de la marca Vestas modelo V162-6.0 MW IEC S. Los 50 aerogeneradores se agruparán en 17 circuitos de 33 kV que se conectarán a la subestación elevadora del parque eólico, tal como se puede ver en las siguientes figuras.

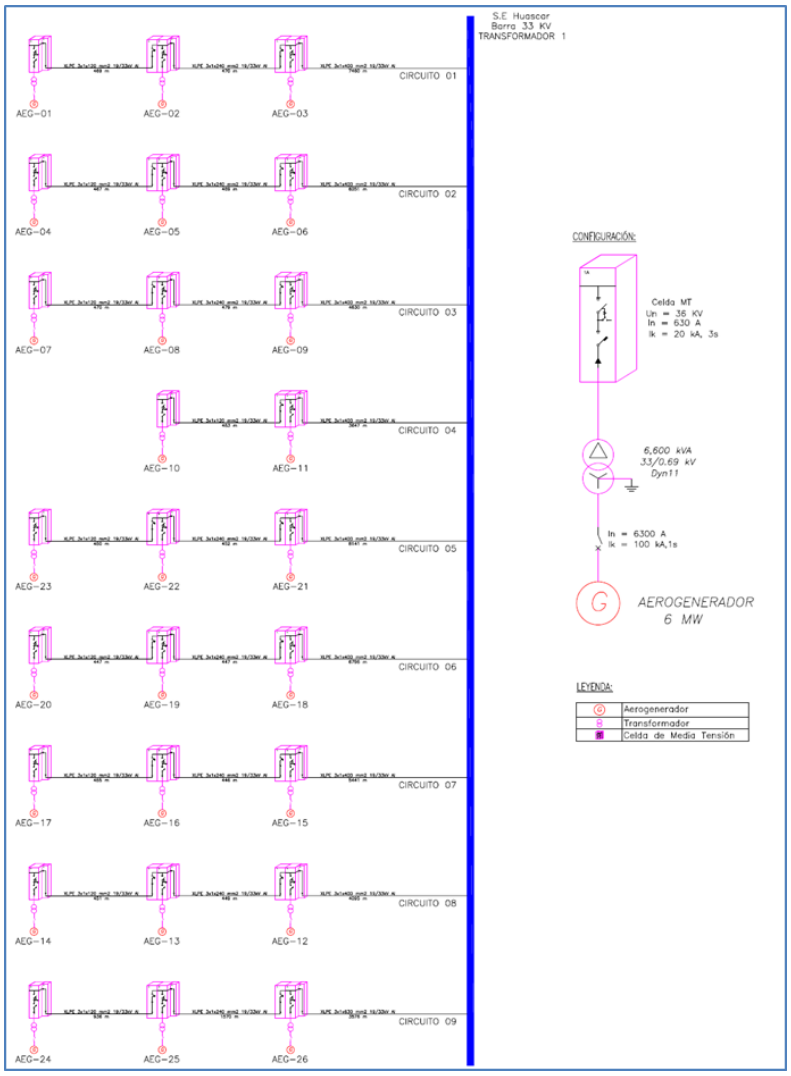


Figura 4.1 - 2: Conexión de los aerogeneradores a la barra de 33 kV de la SE Huascar. Parte 1

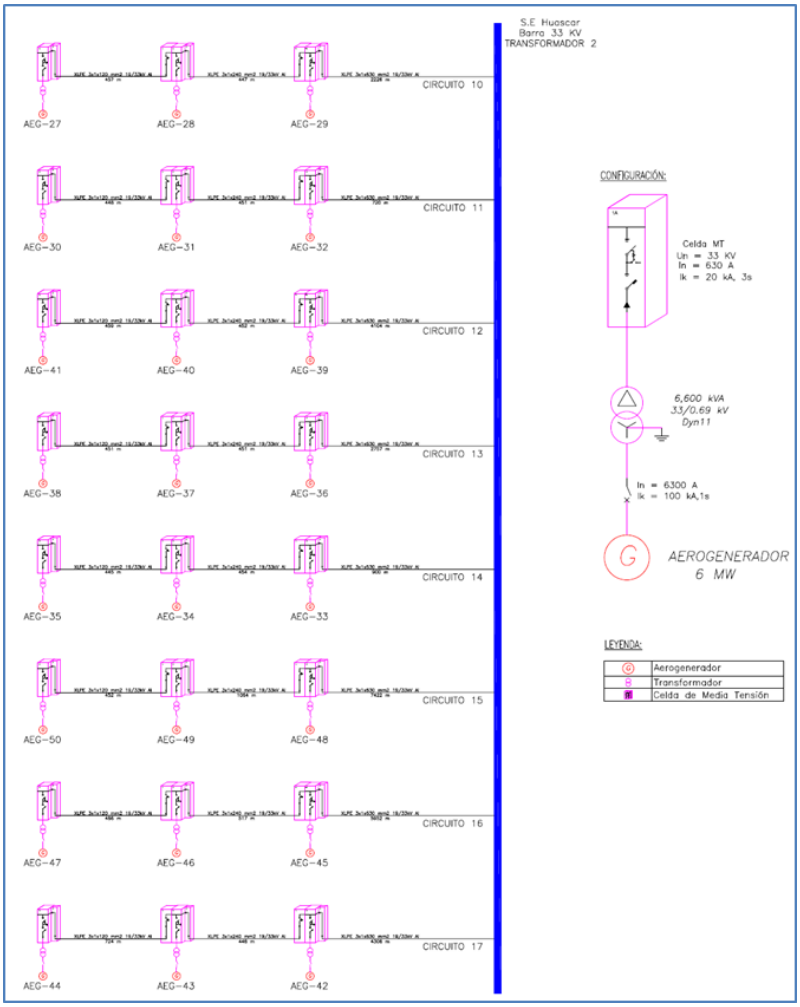


Figura 4.1 - 2: Conexión de los aerogeneradores a la barra de 33 kV de la SE Huascar. Parte 2

4.2 Características de los aerogeneradores

Los parámetros de diseño de los aerogeneradores de 6 MW son los siguientes:

- Potencia Nominal : 6 000 kW
- Regulación de potencia : Paso regulado con velocidad variable
- Velocidad de conexión : 3 m/s
- Velocidad de desconexión : 25 m/s
- WInd Class : IEC S
- Temperatura de funcionamiento estándar : -20°C a +45°C
- Frecuencia : 50 / 60 Hz
- Converter :Full Scale

4.3 Características de los rotores

Las características de cada uno de los rotores son las siguientes:

- Número de palas : 3
- Diámetro : 150 metros / 162 metros
- Área barrida por el rotor : 17 672 m² / 20 612m²

4.4 Transformador de turbina

Cada aerogenerador irá provisto de un transformador trifásico tipo seco, con refrigeración forzada por aire, ubicado en la parte trasera de la góndola, el devanado en delta será conectado en el lado de alta a menos que se indique lo contrario. Sus características principales serán:

- Potencia : 6 600 kVA
- Frecuencia : 60 Hz
- Tensión nominal, lado turbina : 690 voltios
- Tensión nominal, lado Red : 33 kV
- Grupo de conexión : Dyn11
- Tensión de cortocircuito : 7.5 %
- Perdidas en el cobre : 30.5 kW

4.5 Sistema de Comunicación y Control de la Central de Generación

El proyecto contará con un centro de control centralizado, el cual cumplirá con la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

El sistema de control de la central cumplirá con lo señalado en la Norma de Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN (NTIITR) y contará con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que señala la NTCOTR.

Adicionalmente, se enviará siguiente información:

- Velocidad del viento (intensidad y dirección).
- Temperatura ambiente.

La central 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.

La central entregará la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas. La información sobre las predicciones de potencia se transmitirá al COES con al menos 24 horas de antelación. En casos de emergencia el COES podrá solicitar predicciones hasta un horizonte máximo de dos días.

4.6 Descripción Técnica de los Componentes de Control

El modelo de la Planta Eólica considera la implementación de un sistema de control (PPC – Power Plant Controller) de potencia activa y reactiva en el punto de acoplamiento común (PCC). El PPC proporciona una plataforma de control rápida, dedicada y confiable para un control preciso de la potencia reactiva, el voltaje y la potencia activa en el PCC.

Los principales componentes del PPC son los siguientes:

Sistema de control de potencia reactiva:

- Control de Voltaje
- Control de potencia reactiva
- Control de factor de potencia
- Control FRT

Sistema de control de potencia activa:

- Control de frecuencia
- Control de potencia activa
- Limitación de la tasa de rampa

El PPC recibe los puntos de ajuste del operador de la red, así como la potencia activa y reactiva medida, el voltaje y la frecuencia en el PCC. Basándose en estas señales y el modo de operación, las señales de referencia se calculan y se envían a través de los módulos de comunicación dedicados a los aerogeneradores y otros equipos de compensación de la planta.

Con el PPC se mantendrá la producción esperada de la planta lo más cerca posible de los ajustes requeridos.

Control de Potencia Reactiva:

El controlador de potencia reactiva calculará la potencia reactiva necesaria para las turbinas y cualquier equipo de compensación externo para que coincida con la potencia reactiva deseada en el PCC.

Control de factor de potencia

El controlador del factor de potencia utiliza la misma estructura que el control de potencia reactiva, pero en este caso la referencia del factor de potencia externa se traduce a la referencia de potencia reactiva en correlación con la potencia activa generada, que alimenta el control de potencia reactiva.

Control de tensión

El control de voltaje se logra mediante la potencia reactiva de los aerogeneradores y cualquier equipo de compensación externo.

El diseño de control de voltaje incluye un control de potencia reactiva interno y un circuito de

control de voltaje externo. El control externo calculará una potencia reactiva de acuerdo con un voltaje de referencia y el voltaje medido en el PCC. El control interno de potencia reactiva calculará la potencia reactiva necesaria para ser inyectada por las turbinas y cualquier equipo de compensación externo.

Control de potencia activa

El control de potencia activa regula la potencia activa total medida en el PCC. Este control incluye el control de frecuencia y los límites de potencia activa.

El controlador de potencia determina los puntos de ajuste de potencia activa de acuerdo con la red y las frecuencias de referencia o puntos de ajuste de limitación de potencia activa.

Control de frecuencia

La función del control de frecuencia es ayudar a la planta eólica a contribuir con la estabilidad de frecuencia de la red. Para ello, se calcula una referencia de potencia activa mediante el control de frecuencia de acuerdo con una caída o punto de ajuste predefinido y la diferencia entre la frecuencia de red medida y la frecuencia de referencia.

La referencia de potencia activa del controlador de la planta de energía eólica se reduce por exceso de frecuencia o aumenta por eventos de baja frecuencia.

El controlador de frecuencia permite operar la planta eólica para responder a desviaciones de frecuencia ascendentes y descendentes entre la red y la frecuencia de referencia con respecto a la potencia disponible o el punto de ajuste de reducción.

5. INGENIERÍA DE SUBESTACIONES

Los equipos seleccionados para la implementación del PROYECTO cumplirán con los requerimientos estipulados en el PR-20 del COES y demás normatividad específica de acuerdo a cada equipo, las cuales se indican en sus respectivas hojas de datos técnicos.

5.1 Ampliación subestación Colán

Como ya se mencionó, para implementar la ampliación de la subestación Colán se emplearán dos de los espacios libres disponibles dentro de su perímetro, no siendo necesario extender el sistema de barras 220kV.

Esta ampliación (bahías de línea 220kV hacia la SE Huáscar) se realizará mediante equipos convencionales con características similares a los proyectados en la subestación Colán, para ello se empleará en la disposición interruptores de potencia tipo tanque vivo, seccionadores tipo apertura central de barra y de línea y transformadores de tensión y corriente tipo pedestal (entre otros equipos).

Como parte de la ampliación de la subestación, se implementará una caseta de campo (en el patio de llaves) que albergará en su interior los tableros de servicios auxiliares, control y protección de las instalaciones proyectadas.

En resumen, como parte de la ampliación de esta subestación, se consideraron las siguientes instalaciones:

- Bahía de línea 1 de llegada en 220 kV desde subestación Huáscar.
- Bahía de línea 2 de llegada en 220 kV desde subestación Huáscar.

- Caseta de campo para albergar a los tableros de servicios auxiliares, protección y comunicaciones de las bahías proyectadas.

5.2 Subestación Huáscar

La implementación de la subestación Huáscar se realizará dentro del área destinada a la central eólica del mismo nombre, esta subestación tendrá una configuración tipo “barra simple” en 220 y 33kV.

En las instalaciones 220 kV se emplearán equipos convencionales con características similares a los considerados en la ampliación de la subestación Colán, para ello se implementará en la disposición interruptores de potencia tipo tanque vivo, seccionadores tipo doble apertura de línea y barra y transformadores de tensión y corriente tipo pedestal (entre otros equipos).

Se considerará además, la instalación de dos (02) transformadores de potencia trifásicos de 130/150/170 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), 220/33kV con regulación automática bajo carga en el lado de alta tensión.

Como parte de la implementación de la subestación, se construirá una sala eléctrica (en el patio de llaves) que albergará en su interior los tableros de servicios auxiliares, control y protección, celdas de media tensión clase 36kV aisladas en aire (estas se energizarán desde los circuitos de generación eólica 33kV), transformadores zig-zag 33kV, transformadores de servicios auxiliares y los tableros de regulación automática de los transformadores de potencia (entre otros paneles).

Además, en el patio de llaves de la subestación se instalará un sistema de compensación reactiva en 33kV tipo exterior.

En resumen, se consideraron las siguientes:

- Dos (02) bahías de línea 220kV hacia la Ampliación de la subestación Colán.
- Dos (02) bahías de transformación 220kV.
- Dos (02) transformadores trifásicos de potencia 130/150/170 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), 220/33kV.
- Sala eléctrica de la subestación.
- Celdas aisladas en aire clase 36kV tipo interior.
- Equipos para compensación reactiva en 33kV tipo exterior (instalados en el patio de llaves).

Como ya se mencionó, los equipos de patio que se emplearán para la subestación serán del tipo convencional para intemperie (AIS).

6. INGENIERÍA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

6.1 Trazo de ruta

La longitud total aproximada del trazo de ruta de la Línea es igual a 24 km, cuenta con 7 vértices (Incluye la ubicación de terminales) y 5 tipos de estructuras en disposición Vertical.

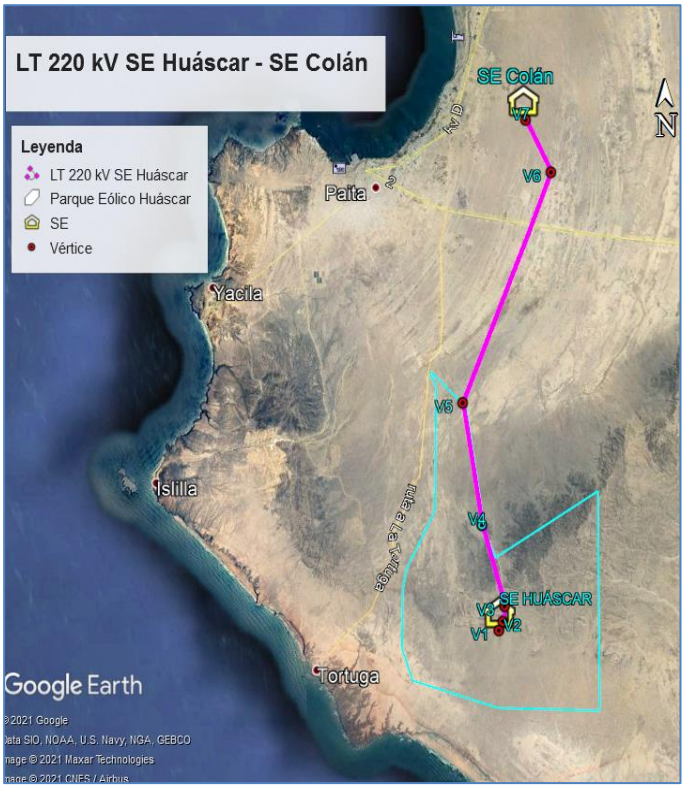


Figura N° 6.1-1. Trazo de Ruta

Cuadro N° 6.1-1 Cuadro de coordenadas

VÉRTICE	X (ESTE)	Y (NORTE)	DIS. PARCIAL	DIS. ACUMULADA
V1	495 192.30	9 417 618.90	0.0	0.0
V2	495 389.12	9 418 008.63	436.61	436.61
V3	495 480.27	9 418 678.26	675.81	1112.41
V4	494 402.12	9 422 214.88	3 697.31	4809.72
V5	493 505.60	9 427 547.71	5 407.66	10217.39
V6	497 847.29	9 437 581.93	10 933.24	21150.63
V7	496 635.00	9 439 883.00	2 600.88	23751.51

6.2 Reconfiguración de llegada Línea de transmisión 220 kV Piura Nueva - Colán.

La subestación Colán forma parte del anteproyecto “Línea de transmisión Piura Nueva – Colán 220 kV y Subestaciones asociadas”. El anteproyecto contempla la conexión de la línea 220 kV Piura Nueva con las primeras bahías de la subestación Colán, tomando la orientación de sur a norte. Con dicha conexión, la línea del PROYECTO cruza la línea de transmisión Piura Nueva a la llegada de la subestación Colán, lo cual es considerado técnicamente no viable. Ver figura 6.2 – 1.

Con la finalidad de evitar el mencionado cruce, proponemos el intercambio de bahías como se muestra en la figura 6.2 -1. El cambio hace que la estructura terminal “TE” sea desplazada 50 m hacia al norte y su línea ingrese a las bahías contiguas, lo cual permitirá que la llegada de línea transmisión de la subestación Huáscar ingrese a la subestación Colán sin dificultad.

El cambio deberá ser coordinado con el futuro concesionario del Anteproyecto y, a su vez, el

presente informe deberá ser entregado al mismo para que tome conocimiento del PROYECTO.

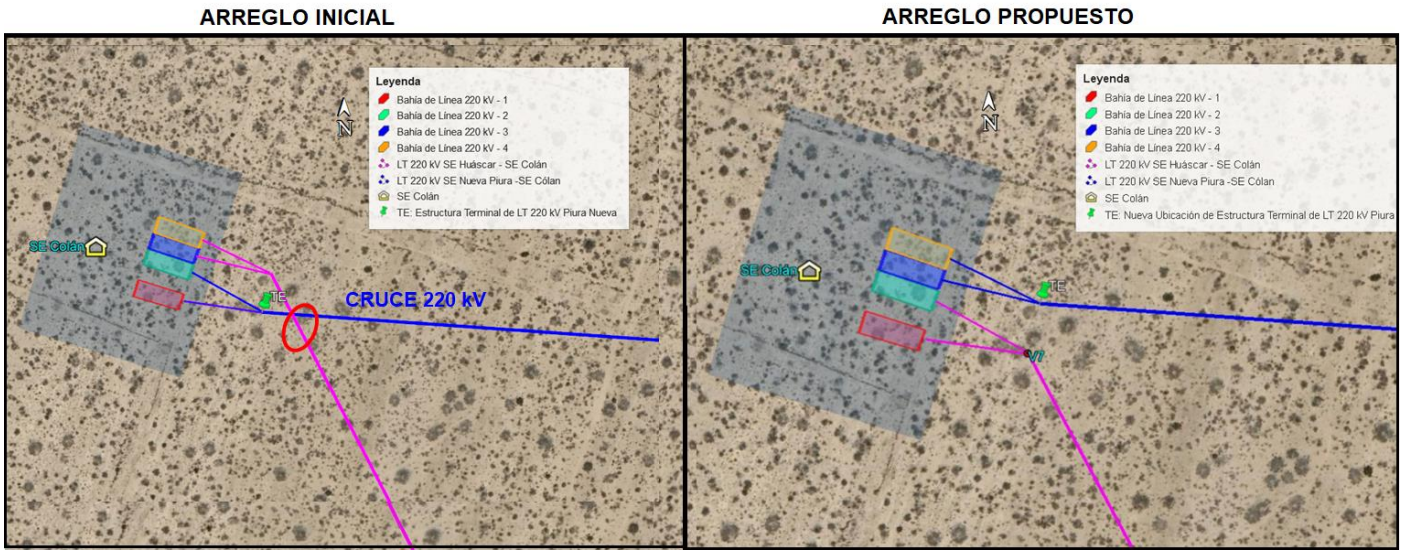


Figura N° 6.2-1. Reconfiguración de llegada de líneas en S.E Colán

6.3 Conductor Seleccionado

El conductor óptimo para la línea de transmisión será el conductor ACAR 1000 MCM, cuyas características son la siguiente:

- Sección real : 507 mm²
- N° hilos : 18/19
- Diámetro total : 28.23 mm
- Peso del conductor : 1 394.30 kg / Km
- Carga de rotura : 11 426.00 kgf
- Módulo de elasticidad final : 6 047 kg / mm²
- Coeficiente de dilatación final : 0.000023 ° C -1
- Resistencia a 20° C(ac) : 0.0613 ohm / km
- Resistencia a 75° C : 0.0752 ohm / km

6.4 Cable de Comunicaciones Seleccionado

El cable de comunicaciones será de tipo OPGW. En la memoria CSL-202400-06-MC-008 se ha realizado la selección; si bien se concluye que con un solo cable se cumplirá los criterios de selección, se está considerando un cable en paralelo adicional para tener redundancia

El cable de comunicaciones tendrá las siguientes características:

Cable compuesto de Aleación de Aluminio y Alumoweld

- Sección: 97,43 mm2

- Diámetro: 13,4 mm
- Peso unitario: 0,535 kg/m
- Tiro de rotura: 8 342 kg
- Capacidad de corriente de corto circuito: 68 kA2s
- Número de hilos de fibra óptica: 24

Fuente: AFL AC – 64/528.

6.5 Aislador

A continuación se presentan las características del aislador seleccionado.

Cuadro N° 6.5-1 Características Técnicas del aislador Vidrio Templado recubierto por silicona

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	SUSPENSIÓN	ANCLAJE
1	Rotura	kN	120	120
2	Peso Aprox.	kg	5.8	5.8
3	Diámetro de aislador	mm	280	280
4	Espaciamiento de aislador	mm	146	146
5	Distancia de fuga del aislador	mm	445	445
6	Distancia de fuga específica	mm/kV	31	31
7	Numero de discos de cadena de aisladores	Und	18	19
8	Catálogo de referencia	Sediver	U120BP	U120BP

Nota:

Se especificará cubierta de goma silicona para garantizar al menos 4 años libre de mantenimiento (lavado).

Finalmente, afín de reducir el impacto sobre el vástago de la bola se deberá especificar un manguito de zinc en cada unidad de aislador.

6.6 Estructuras

Las estructuras serán de acero galvanizado y tendrán una configuración en doble terna con un cable tipo OPGW.

7. PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

La fecha prevista para la entrada en operación de la Central Eólica Huascar es en el primer trimestre del 2025.

8. CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS

8.1 Conclusiones de Flujo de Potencia en Operación Normal – Caso Base

Para el Caso Base se concluye que la operación del proyecto C.E Huáscar no genera sobrecargas en líneas, ni transformadores, asimismo, los perfiles de tensión se encuentran dentro de un margen aceptable, por lo cual no generaría un impacto negativo en la operación del SEIN.

8.2 Conclusiones de Flujo de Potencia en Operación Normal – Sensibilidades

Resultados de la Sensibilidad 1 y 2:

Considerando la metodología propuesta por COES (carta de observaciones COES-D-DP-407-2021), a fin de controlar las sobrecargas en líneas y transformadores hasta su máxima capacidad, para las sensibilidades 1 y 2 se tuvo que realizar una reducción de generación en los casos Sin Proyecto, tal como se muestra en los siguientes cuadros.

Cuadro 12.2-1 – Reducción de Generación – Sensibilidad 1 – Sin Proyecto

Central RER	Pnom (MW)	Reducción de Generación CE Huáscar											
		Avenida 2025			Estiaje 2025			Avenida 2030			Estiaje 20230		
		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
CE Bayovar 1	125	28%	37%	42%	34%	40%	38%	13%	18%	25%	12%	17%	15%
CE Bayovar 2	125												
CE Cerro Chocán 1	99												
CE Cerro Chocán 2	112												
CE Cerro Chocán 3	99												
CE Cerro Chocán 4	112												
CE Emma	72												
CE José Quiñones	152												
CE La Espinoza 1	130												
CE La Espinoza 2	168												
CE La Espinoza 3	176												
CE Magdalena	230												
CE Vientos de Bayovar	200												
CE Vientos de Negritos	150												
CE Vientos de Salinas	150												
CS Sol de Talara	192												

Cuadro 12.2-2 – Reducción de Generación – Sensibilidad 2 – Sin Proyecto

Central RER	Pnom (MW)	Reducción de Generación - Sin Proyecto*											
		Avenida 2025			Estiaje 2025			Avenida 2030			Estiaje 20230		
		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
CE Bayovar 1	125	34%	42%	47%	42%	70%	49%	16%	62%	28%	15%	64%	30%
CE Bayovar 2	125												
CE Cerro Chocán 1	99												
CE Cerro Chocán 2	112												
CE Cerro Chocán 3	99												
CE Cerro Chocán 4	112												
CE Emma	72												
CE José Quiñones	152												
CE La Espinoza 1	130												
CE La Espinoza 2	168												
CE La Espinoza 3	176												
CE Magdalena	230												
CE Vientos de Bayovar	200												
CE Vientos de Negritos	150												
CE Vientos de Salinas	150												
CS Sol de Talara	192												

Sobre estos escenarios Sin Proyecto, se incluyó la operación de la CE Huáscar a su potencia nominal. La conexión del Proyecto sobre estos escenarios generó sobrecargas en líneas y transformadores, por ello se consideró la reducción de generación de la CE Huáscar hasta la capacidad máxima de los equipos. Las reducciones consideradas y el despacho final de la CE

Huáscar en los casos de Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2, se muestran en los siguientes cuadros.

Cuadro 12.2-3 – Reducción de Generación CE Huáscar – Sensibilidad 1

Central RER		Reducción de Generación CE Huáscar (300 MW)											
		Avenida 2025			Estiaje 2025			Avenida 2030			Estiaje 20230		
		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
CE Huascar	Reducción	92%	92%	92%	87%	93%	93%	75%	75%	75%	75%	78%	88%
	Despacho (MW)	25	25	25	40	20	20	75	75	75	75	65	35

Cuadro 12.2-4 – Reducción de Generación CE Huáscar – Sensibilidad 2

Central RER		Reducción de Generación											
		Avenida 2025			Estiaje 2025			Avenida 2030			Estiaje 20230		
		MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN	MAX	MED	MIN
CE Huascar	Reducción	88%	87%	87%	92%	0%	92%	92%	0%	88%	90%	0%	40%
	Despacho (MW)	35	40	40	25	300	25	25	300	35	30	300	180

Con las reducciones propuestas, tanto para los casos Sin Proyecto y Con Proyecto se logra controlas las sobrecargas en líneas y transformadores, así mismo los perfiles de encuentran dentro del margen aceptable para una operación normal del sistema.

Resultados de la Sensibilidad 3:

La Sensibilidad 3 considera la desconexión de la LT Talara – Zorritos 220 kV con el traslado de la carga de la SE Zorritos al sistema eléctrico ecuatoriano. De los resultados de flujo de potencia en operación normal, se concluye que en todos los escenarios del 2025 y 2030, no se presenta sobrecarga en líneas o transformadores de potencia, asimismo, las barras operan con tensiones dentro de límites permitidos.

8.3 Conclusiones de Flujo de Potencia en Contingencias – Caso Base

Para el Caso Base se analizaron 18 contingencias de líneas y transformadores, listados a continuación:

- Contingencia 1: F/S LT Piura Oeste – Cementos Piura 220 kV:
- Contingencia 2: F/S LT Pariñas – Talara 220 kV:
- Contingencia 3: F/S LT Pariñas – Valle de Chira 220 kV.
- Contingencia 4: F/S LT Valle de Chira – Piura Oeste 220 kV:
- Contingencia 5: F/S LT Pariñas – Piura Oeste 220 kV.
- Contingencia 6: F/S LT Piura Oeste – Piura Nueva 220 kV.
- Contingencia 7: F/S LT Piura Nueva – La Niña 220 kV.
- Contingencia 8: F/S Autotransformador 500/220 kV de la S.E La Niña.
- Contingencia 9: F/S LT La Niña – Trujillo 500 kV.
- Contingencia 10: F/S LT La Niña – Piura Nueva 220 kV.
- Contingencia 11: F/S LT La Niña – Felam 220 kV.
- Contingencia 12: F/S LT La Niña – Chiclayo Oeste 220 kV.

- Contingencia 13: F/S LT Chiclayo Oeste – Reque 220 kV.
- Contingencia 14: F/S SVS de S.E Piura Nueva 500 kV.
- Contingencia 15: F/S Autotransformador 500/220 kV de S.E Piura Nueva.
- Contingencia 16: F/S Transformador 220 kV de S.E Colán.
- Contingencia 17: F/S LT Piura Nueva – Colán 220 kV.
- Contingencia 18: F/S LT La Niña – Felam y LT La Niña - Lambayeque (220 kV).

A excepción de la Contingencia 9, las contingencias analizadas del Caso Base se observan que, los niveles de carga en líneas, transformadores y perfiles de tensión de barras, se encuentran dentro del margen permisible para la operación en contingencia.

Para la Contingencia 9, en el escenario de estiaje 2025 mínima demanda, se generó una sobrecarga de más del 20% en la línea La Niña – Lambayeque 220 kV, la cual sería atribuible al ingreso del Proyecto ya que en el escenario Sin Proyecto no se observa dicha sobrecarga. Al respecto, se consideró una reducción de la generación de la CE Huáscar de 75 MW, con ello se logró mantener la sobrecarga por debajo del margen permisible ante contingencias.

8.4 Conclusiones de Flujo de Potencia en Contingencias – Sensibilidades

Considerando las reducciones de generación propuestas para los casos Sin Proyecto y Con Proyecto de la Sensibilidad 1, se realizaron los análisis de contingencias, los eventos en los cuales se llega a superar el margen permisible, se detallan a continuación:

Contingencia 1: F/S LT Piura Oeste – Cementos Piura 220 kV:

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 2: F/S LT Pariñas – Talara 220 kV:

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 3: F/S LT Pariñas – Valle de Chira 220 kV.

Sensibilidad 1: Se observan sobrecargas de más de 20% en la línea Piura Oeste – Talara/Pariñas, sin embargo, los valores de sobrecarga se mantienen tanto en los casos Sin Proyecto como en los casos Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la CE Huáscar.

Sensibilidad 2: Se observan sobrecargas de más de 20% en la línea Piura Oeste – Talara/Pariñas, sin embargo, los valores de sobrecarga se mantienen tanto en los casos Sin Proyecto como en los casos Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la CE Huáscar.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 4: F/S LT Valle de Chira – Piura Oeste 220 kV:

Sensibilidad 1: Se observan sobrecargas de más de 20% en la línea Piura Oeste – Talara/Pariñas, sin embargo, los valores de sobrecarga se mantienen tanto en los casos Sin Proyecto como en los casos Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la CE Huáscar.

Sensibilidad 2: Se observan sobrecargas de más de 20% en la línea Piura Oeste – Talara/Pariñas, en la mayoría de los escenarios las sobrecargas son idénticas en los casos Sin Proyecto y Con Proyecto, por lo que no serían atribuibles al ingreso de la CE Huáscar. No obstante, en el escenario de estiaje 2025 media demanda la sobrecarga en el caso Sin Proyecto es de 47% y en el caso Con Proyecto es de 52%, en ese sentido, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 300 MW a 50 MW, con ello se logra controlar mantener la sobrecarga en las mismas condiciones que el caso Sin Proyecto.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 5: F/S LT Pariñas – Piura Oeste 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 6: F/S LT Piura Oeste – Piura Nueva 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 7: F/S LT Piura Nueva – La Niña 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen

permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 8: F/S Autotransformador 500/220 kV de la S.E La Niña.

Sensibilidad 1: Se observan sobrecargas de más de 20% en el transformador de la SE Piura Nueva 500/220 kV, estas sobrecargas serían atribuibles al Proyecto, ya que en los casos Sin Proyectos son menores o están por debajo del margen admisible de 20%. En ese sentido, para el caso más crítico de avenida 2030 media demanda, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 75 MW a 20 MW (reducción de 55 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga en las mismas condiciones que en el escenario Sin Proyecto.

Sensibilidad 2: En el escenario de estiaje mínima demanda 2030, se observa que con el ingreso del Proyecto la sobrecarga en la línea La Niña – Lambayeque aumenta de 12% a 25%. Asimismo, la sobrecarga del transformador de la SE Piura Nueva 500/220 kV aumenta de 27% a 53%. En ese sentido, para este caso, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 180 MW a 10 MW (reducción de170 MW), con ello se logra mantener las sobrecargas en las mismas condiciones que en el escenario Sin Proyecto.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 9: F/S LT La Niña – Trujillo 500 kV.

Sensibilidad 1: En el año 2025, la contingencia genera elevadas sobrecargas y grandes caídas de tensión que no permiten la convergencia de las simulaciones. Mediante simulaciones dinámicas se llega a corroborar que las sobrecargas se mantienen tanto en los casos Con Proyecto como en los casos Sin Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la CE Huáscar. En el año 2030, los niveles de carga y tensión se encuentran dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 2: En el año 2025, la contingencia genera elevadas sobrecargas y grandes caídas de tensión que no permiten la convergencia de las simulaciones. Mediante simulaciones dinámicas se llega a corroborar que las sobrecargas se mantienen tanto en los casos Con Proyecto como en los casos Sin Proyecto, por lo que no serían atribuibles a la CE Huáscar. En el año 2030, los niveles de carga y tensión se encuentran dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 3: En el escenario de estiaje 2025 mínima demanda se observan sobrecargas de más del 20% en la línea La Niña – Lambayeque 220 kV, La Niña – Felam 220 kV y Lambayeque – Chiclayo 220 kV la cual sería atribuible al ingreso del Proyecto ya que en el escenario Sin Proyecto no se observa dicha sobrecarga. Se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 300 MW a 165 MW (reducción de 135 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga por debajo del margen permisible ante contingencias.

Contingencia 10: F/S LT La Niña – Piura Nueva 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: En el escenario de estiaje media demanda, la conexión del Proyecto genera una sobrecarga de más de 20% en la línea Piura Nueva – La Niña 220 kV. En ese sentido, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 300 MW a 140 MW (reducción de 160 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen permisible para contingencias, tal como se puede ver en la siguiente figura.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 11: F/S LT La Niña – Felam 220 kV.

Sensibilidad 1: En el escenario de estiaje 2025 media demanda la conexión del Proyecto genera una sobrecarga de más de 20% en la línea La Niña – Lambayeque 220 kV. En ese sentido, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 20 MW a 7.5 MW (reducción de 12.5 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 2: En el escenario de estiaje 2025 media demanda la conexión del Proyecto genera una sobrecarga de más de 20% en la línea La Niña – Lambayeque 220 kV. En ese sentido, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 300 MW a 275 MW (reducción de 25 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 12: F/S LT La Niña – Chiclayo Oeste 220 kV.

Sensibilidad 1: En los escenarios de estiaje 2025 la conexión del Proyecto genera sobrecargas de más de 20% en la línea Felam – Morrope y Morrope – Lambayeque 220 kV. En ese sentido, para el caso más crítico, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 20 MW a 0 MW (reducción de 20 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 2: En los escenarios de estiaje 2025 la conexión del Proyecto genera sobrecargas de más de 20% en la línea Felam – Morrope y Morrope – Lambayeque 220 kV. En ese sentido, para el caso más crítico, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 25 MW a 5 MW (reducción de 20 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen aceptable para contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 13: F/S LT Chiclayo Oeste – Reque 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 14: F/S SVS de S.E Piura Nueva 500 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 15: F/S Autotransformador 500/220 kV de S.E Piura Nueva.

Sensibilidad 1: En el año 2030 se observan sobrecargas de más de 20% en la línea Piura Nueva – La Niña 220 kV y en el transformador de la SE La Niña 500/220 kV. Si bien en los casos Sin Proyecto las sobrecargas son de más del 20%, con el ingreso del Proyecto se incrementan ligeramente. En ese sentido, para el escenario de estiaje 2030 media demanda, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 65 MW a 20 MW (reducción de 45 MW), con ello se logra mantener las sobrecargas en las mismas condiciones que en el escenario Sin Proyecto.

Sensibilidad 2: En los escenarios de estiaje media demanda 2025 y 2030, se observa que la conexión de la CE Huáscar genera una sobrecarga de 69% en las líneas Piura Nueva – La Niña 220 kV. En ese sentido, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 300 MW a 140 MW (reducción de 160 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro del margen aceptable para contingencia. Por otro lado, en el escenario de estiaje 2030 mínima demanda, se observa que la conexión de la CE Huáscar genera una sobrecarga de 68% en el transformador de la SE La Niña 500/220 kV, siendo la sobrecarga pre existente de 42%, se propone reducir la generación de la CE Huáscar de 180 MW a 45 MW (reducción de 135 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga en los mismos valores que el caso Sin Proyecto.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 16: F/S Transformador 220 kV de S.E Colán.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 17: F/S LT Piura Nueva – Colán 220 kV.

Sensibilidad 1: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 2: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

Contingencia 18: F/S LT La Niña – Lambayeque y La Niña – Felam 220 kV.

Sensibilidad 1: En los escenarios de estiaje 2025 se observan sobrecargas de más de 20% en la línea La Niña – Trujillo 500 kV. Si bien en los casos Sin Proyecto las sobrecargas siguen siendo mayor al 20%, con el ingreso del Proyecto se incrementan ligeramente. Para el escenario más crítico, estiaje 2030 media demanda, se propone reducir la generación de la

central Huáscar de 20 MW a 0 MW, con ello se logra mantener la sobrecarga bajo las mismas condiciones que en el escenario Sin Proyecto.

Sensibilidad 2: En los escenarios de estiaje 2025 se observan sobrecargas de más de 20% en la línea La Niña – Trujillo 500 kV. En el escenario de estiaje 2025 media demanda la sobrecarga de 26% sería atribuible a la CE Huáscar, en ese sentido, se propone reducir la generación de la central Huáscar de 300 MW a 250 MW (reducción de 50 MW), con ello se logra mantener la sobrecarga dentro de los márgenes aceptables para contingencias.

Sensibilidad 3: Los niveles de carga y perfiles de tensión se encuentran dentro del margen permisible para una operación en contingencias.

8.5 Elementos a ser monitoreados por el esquema de protección

El proyecto implementará el equipamiento necesario para la reducción de generación en la CE Huascar.

Los elementos a ser monitoreados por sobrecarga en operación normal y contingencia son los siguientes:

- L-5010: LT La Niña – Trujillo 500 kV
- L-5XXX: LT La Niña – Piura Nueva 500 kV (Futuro)
- L-2XXX: LT Piura Nueva – La Niña 220 kV (circuito 1)
- L-2XXX: LT Piura Nueva – La Niña 220 kV (circuito 2)
- L-2164: LT La Niña – Felam 220 kV
- L-2239: LT La Niña – Chiclayo 220 kV, conformada por los tramos futuros:
  - La Niña – Lambayeque (presenta sobrecarga)
  - Lambayeque – Chiclayo (presenta sobrecarga)
- L-2238: LT Felam – Chiclayo 220 kV, conformada por los tramos futuros:
  - Felam – Mórrope (presenta sobrecarga)
  - Mórrope – Lambayeque (presenta sobrecarga)
  - Lambayeque – Chiclayo (presenta sobrecarga)
- L-2248: LT Piura Oeste – Pariñas 220 kV, conformada por los futuros tramos:
  - Piura Oeste – Valle Chira (presenta sobrecarga)
  - Valle Chira – Pariñas (sin sobrecarga)
- L-2250: LT Piura Oeste – Talara 220 kV, conformada por los futuros tramos:
  - Piura Oeste – Pariñas (presenta sobrecarga)
  - Pariñas – Talara (sin sobrecarga)
- AT91-523: Autotransformador S.E. La Niña 500/220/33 kV – 600/600/200 MVA
- Autotransformador S.E. Piura Nueva 500/220/33 kV – 600/600/200 MVA (Futuro)
- L-2234/L-2235: LT Guadalupe – Trujillo, conformada por los futuros tramos:
  - Guadalupe – Chicama (sin sobrecarga)
  - Chicama – Trujillo Norte (presenta sobrecarga)

8.6 Conclusiones del Análisis de Cortocircuito

Con el ingreso del Proyecto los niveles de cortocircuito no se ven afectados significativamente.

- En el año 2025 el cortocircuito monofásico en la subestación Colán 220 kV será de 4.9 kA, mientras que en la S.E Huáscar será de 4.6 kA en 220 kV y de 0.5 kA en 33 kV.

- En el año 2025 el cortocircuito Bifásico en la subestación Colán 220 kV será de 5 kA, mientras que en la SE Huáscar será de 4.9 kA en 220 kV y de 11.2 kA en 33 kV.

- En el año 2025 el cortocircuito Trifásico en la subestación Colán 220 kV será de 4.6 kA, mientras que en la SE Huáscar será de 4.1 kA en 220 kV y de 14.7 kA en 33 kV.

- El máximo nivel de cortocircuito en la subestación Colán 220 kV será de 6 kA, mientras que en la SE Huáscar será de 5.6 kA en 220 kV y de 15.7 kA en 33 kV. Estos valores se encuentran por debajo del poder de ruptura de 40 kA y 31.5 kA de los interruptores proyectados en la subestación Huáscar.

8.7 Conclusiones del Análisis de Capacidad de Barra Colán

Se verifica que, para condición de máxima transferencia de corriente, se transmitirá 787 Amperios por los conductores de barra y acople. Estos elementos tienen una capacidad mayor a 787 amperios, por lo cual se verifica su correcto diseño. Respecto al nivel de cortocircuito, la máxima corriente registrada en la barra de 220 kV es de 6 kA valor inferior a los 40 kA de diseño por cortocircuito.

8.8 Conclusión Final del Estudio de Estado Estacionario

Para el Caso Base y Sensibilidad 3, se concluye que la operación del Proyecto CE Huáscar de 300 MW, no origina sobrecargas ni perfiles de tensión fuera de los límites permitidos en operación normal y ante contingencias, por lo cual no genera un impacto negativo en la operación del SEIN.

Para la Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2, que consideran la operación de centrales renovables en la zona en estudio de aproximadamente 2200 MW, se debe reducir la generación de estos proyectos (incluida la CE Huascar) a fin de evitar sobrecargas en elementos de transmisión en condiciones de operación normal y ante contingencias del sistema de transmisión.

Para dar solución a las sobrecargas atribuibles a la conexión del Proyecto, se está considerando la implementación de un esquema de reducción automática de la generación del Proyecto. Los elementos a ser monitoreados, han sido identificados, descritos en el numeral 8.5 y se muestran en el Plano CSL-202400-06-002 “Esquema General de Rechazo de Generación”, el cual forma parte de la ingeniería desarrollada para el presente EPO. No obstante, a fin de optimizar la distribución de la potencia generada en el sistema de transmisión, entendemos que es probable que el COES considere la implementación de una unidad central de control y protección para reducir la generación del conjunto de proyectos de la zona de influencia, al respecto, el Proyecto Eólico Huáscar se acogerá a las medidas indicadas por el COES para evitar las sobrecargas, ya sea mediante la instrucción de reducir generación o incorporándose a un esquema de protección y control.

8.9 Conclusiones del análisis de Hueco de Tensión

Se realizaron verificaciones de hueco de tensión ante fallas trifásicas y monofásicas, estas se describen a continuación:

- **Caso 1:** Hueco de tensión por cortocircuito trifásico en la SE Huáscar 220 kV

- **Caso 2**: Hueco de tensión por cortocircuito trifásico en la SE Colán 220 kV

- **Caso 3**: Hueco de tensión por cortocircuito monofásico en la línea Huáscar – Colán 220 kV, extremo Colán

- **Caso 4:** Hueco de tensión por cortocircuito monofásico en la línea Huáscar – Colán 220 kV, extremo Huáscar

En todos los casos se cumple con los requerimientos del PR-20:

- Los aerogeneradores permanecen conectados ante los eventos de huecos de tensión.

- Ante fallas trifásicas no se consume potencia reactiva y ante fallas monofásicas el consumo de potencia reactiva es menor al 40%Pnom.

- Durante los eventos de falla, los aerogeneradores inyectan potencia reactiva inmediatamente al inicio de falla y continúa hasta que la tensión alcanza sus niveles de operación normal.

8.10 Conclusiones del análisis de Estabilidad de Frecuencia

Se evaluó la estabilidad de frecuencia mediante la desconexión de la unidad síncrona más grande del SEIN. Los eventos analizados fueron los siguientes:

Avenida 2025 máxima demanda: Desconexión de la CT Kallpa TV (350 MVA)

- En el caso Con Proyecto, el evento generó una disminución de la frecuencia que activó el ERACMF, desconectando 190 MW de carga. La CT Huáscar, permaneció conectada ante los cambios de frecuencia del evento.

- En el caso Sin Proyecto, igualmente se generó una disminución de la frecuencia que activó el ERACMF, desconectando 180 MW de carga.

- Para este escenario, la inclusión del Proyecto Huáscar generó una disminución del 1.2% de la inercia equivalente del SEIN.

Avenida 2030 máxima demanda: Desconexión de la CT Sur Medio G2 (470 MVA)

- En el caso Con Proyecto, el evento generó una disminución de la frecuencia que activó el ERACMF, desconectando 288 MW de carga. La CT Huáscar, permaneció conectada ante los cambios de frecuencia del evento.

- En el caso Sin Proyecto, igualmente se generó una disminución de la frecuencia que activó el ERACMF, desconectando 214 MW de carga.

- Para este escenario, la inclusión del Proyecto Huáscar generó una disminución del 0.5% de la inercia equivalente del SEIN.

8.11 Conclusiones de Análisis de Fallas Trifásicas

Se realizaron verificaciones de estabilidad transitoria ante fallas en el sistema de transmisión:

- **CASO 1 (EV1):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Oeste – Cementos Piura de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 2 (EV2):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Pariñas – Talara de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 3 (EV3):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Pariñas – Valle Chira de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 4 (EV4):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Valle Chira – Piura Oeste de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 5 (EV5):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de las líneas de transmisión Pariñas – Piura Oeste 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 6 (EV6):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Oeste – Piura Nueva 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 7 (EV7):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Nueva – La Niña de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 8 (EV8):** Cortocircuito trifásico y desconexión del autotransformador SE La Niña (AT91-523).

- **CASO 9 (EV9):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Trujillo de 500 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 10 (EV10):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Piura Nueva de 500 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 11 (EV11):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña - Felam de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 12 (EV12):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Chiclayo Oeste de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 13 (EV13):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Chiclayo Oeste - Reque de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 14 (EV14):** Cortocircuito trifásico y desconexión del SVC de la SE Piura Nueva 500 kV.

- **CASO 15 (EV15):** Cortocircuito trifásico y desconexión del autotransformador de la SE Piura Nueva 500/220 kV.

- **CASO 16 (EV16):** Cortocircuito trifásico y desconexión del autotransformador de la SE Colán 220/60 kV.

- **CASO 17 (EV17):** Cortocircuito trifásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Nueva - Colán de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

Las evaluaciones de estabilidad se realizaron en los escenarios de avenida máxima y media demanda del año 2025 y 2030, para un caso base y tres sensibilidades operativas.

Casos Base: Ante los eventos evaluados el sistema alcanza un estado de operación aceptable, los ángulos de los generadores se estabilizan sin perder el sincronismo, con lo cual se concluye que el sistema operaría de manera satisfactoria ante las fallas analizadas.

Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2: Se observan oscilaciones no amortiguadas en las señales de tensión, potencia y ángulo, y pérdida de estabilidad en algunos eventos, los cuales se ha verificado que también ocurren en los casos Sin Proyecto. Este comportamiento evidencia la falta de amortiguamiento e inercia del sistema, cabe indicar que con la operación a potencia nominal de todos los proyectos RER con EPO en revisión (sensibilidad 1), se genera una reducción aproximada del 10% de la inercia del sistema. Asimismo, considerando la concentración de generación RER (cerca de 2200 MW), las líneas se encuentran operando a su capacidad máxima, llevando las condiciones iniciales a un punto de operación crítico.

En el escenario de estiaje 2030 media demanda de la sensibilidad 2, la central Huáscar opera

a 300 MW, generando sobrecargas considerables ante la contingencia 15. Ante esta contingencia, siguiendo lo recomendado en el estudio de estado estacionario, se considera una reducción de generación de la CE Huáscar, con ello se logra mantener la estabilidad del sistema ante el evento EV15 (cortocircuito trifásico y desconexión del autotransformador de la SE Piura Nueva 500/220 kV).

8.12 Conclusiones de Análisis de Fallas Monofásicas

Se realizaron verificaciones de estabilidad transitoria ante fallas en el sistema de transmisión:

- **CASO 1 (EV1):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Oeste – Cementos Piura de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 2 (EV2):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Pariñas – Talara de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 3 (EV3):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Pariñas – Valle Chira de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 4 (EV4):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Valle Chira – Piura Oeste de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 5 (EV5):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de las líneas de transmisión Pariñas – Piura Oeste 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 6 (EV6):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Oeste – Piura Nueva 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 7 (EV7):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Nueva – La Niña de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 8 (EV8):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Trujillo de 500 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 9 (EV9):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Piura Nueva de 500 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 10 (EV10):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña - Felam de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 11 (EV11):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión La Niña – Chiclayo Oeste de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 12 (EV12):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Chiclayo Oeste - Reque de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

- **CASO 13 (EV13):** Cortocircuito monofásico al 1% y 99% de la línea de transmisión Piura Nueva - Colán de 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

Las evaluaciones de estabilidad se realizaron en los escenarios de avenida máxima y media demanda del año 2025 y 2030, para un caso base y tres sensibilidades operativas.

Casos Base: Ante los eventos evaluados el sistema alcanza un estado de operación aceptable, los ángulos de los generadores se estabilizan sin perder el sincronismo, con lo cual se concluye que el sistema operaría de manera satisfactoria ante las fallas analizadas.

Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2: Se observan oscilaciones no amortiguadas en las señales de tensión, potencia y ángulo. Este comportamiento evidencia la falta de amortiguamiento e inercia del sistema, cabe indicar que con la operación a potencia nominal de todos los proyectos RER con EPO en revisión (sensibilidad 1), se genera una reducción aproximada del 10% de la inercia del sistema. Asimismo, considerando la concentración de generación RER (cerca de 2200 MW), las líneas se encuentran operando a su capacidad máxima, llevando las condiciones iniciales a un punto de operación crítico.

8.13 Conclusiones de Análisis de Fallas Bifásicas Simultáneas

Se realizaron verificaciones de estabilidad transitoria ante fallas en el sistema de transmisión:

- **CASO 1 (EV1):** Cortocircuito bifásico al 1% y 99% del tramo paralelo de las líneas de transmisión La Niña – Felam 220 kV y La Niña – Lambayeque 220 kV, con despeje de falla y apertura definitiva.

Las evaluaciones de estabilidad se realizaron en los escenarios de avenida máxima y media demanda del año 2025 y 2030, para un caso base y tres sensibilidades operativas.

Casos Base: Ante el evento evaluado el sistema alcanza un estado de operación aceptable, los ángulos de los generadores se estabilizan sin perder el sincronismo, con lo cual se concluye que el sistema operaría de manera satisfactoria ante las fallas analizadas.

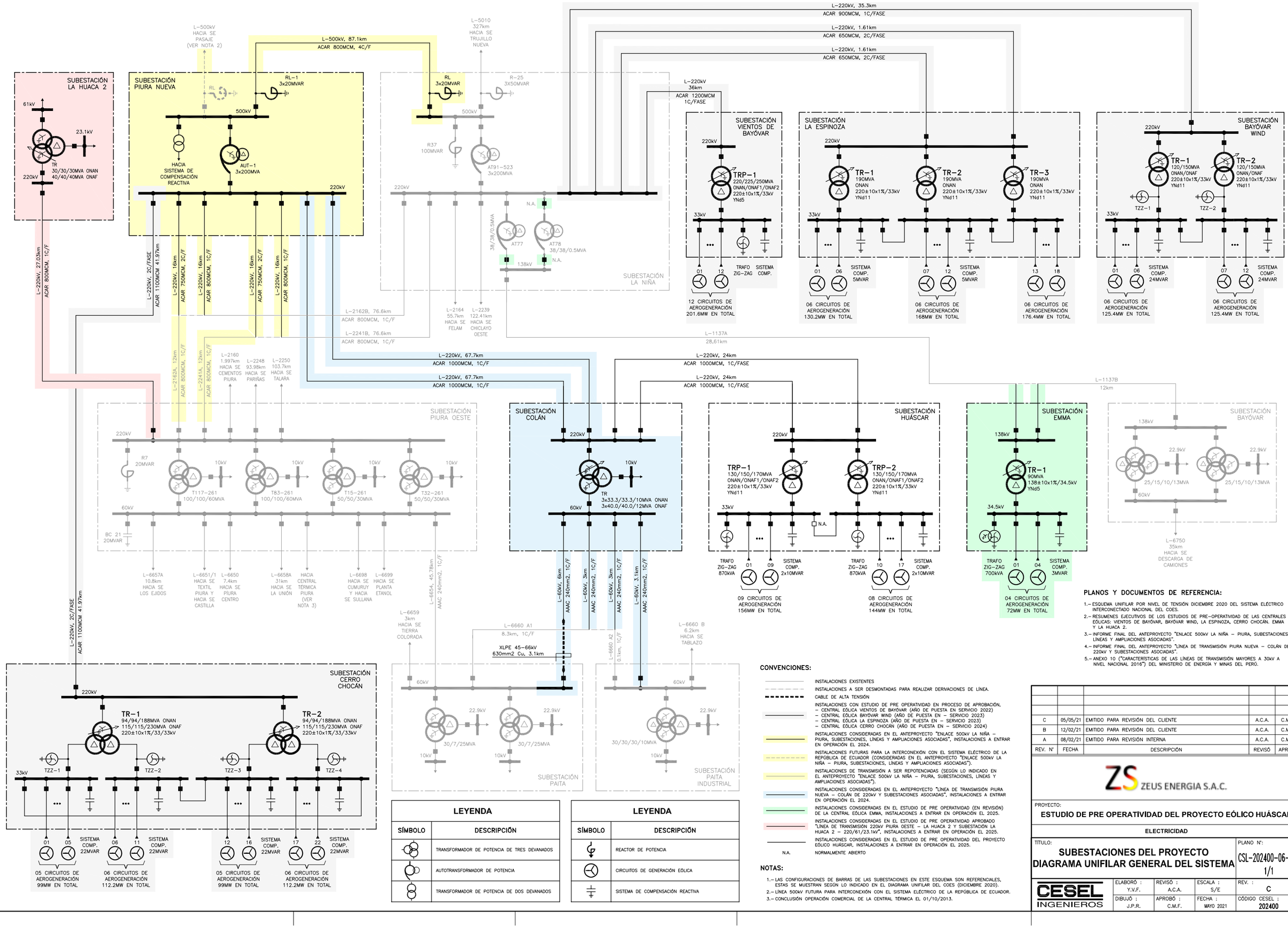
Sensibilidad 1 y Sensibilidad 2: Se observan oscilaciones no amortiguadas en las señales de tensión, potencia y ángulo, y pérdida de estabilidad en algunos eventos, los cuales se ha verificado que también ocurren en los casos Sin Proyecto. Este comportamiento evidencia la falta de amortiguamiento e inercia del sistema, cabe indicar que con la operación a potencia nominal de todos los proyectos RER con EPO en revisión (sensibilidad 1), se genera una reducción aproximada del 10% de la inercia del sistema. Asimismo, considerando la concentración de generación RER (cerca de 2200 MW), las líneas se encuentran operando a su capacidad máxima, llevando las condiciones iniciales a un punto de operación crítico.

8.14 Conclusiones de Tiempo Crítico

- El tiempo crítico calculado para el año 2025 es de 500 ms y para el año 2030 es de 600 ms.

- Los tiempos registrados son superiores a 100 ms, presentando un adecuado margen de coordinación para los relés de protección.

- La CE Huáscar permanece conectada al SEIN durante los eventos de cortocircuito.



LEYENDA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS
	AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE DOS DEVANADOS

LEYENDA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	REACTOR DE POTENCIA
	CIRCUITOS DE GENERACIÓN EÓLICA
	SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA

CONVENCIONES:

- INSTALACIONES EXISTENTES
- INSTALACIONES A SER DESMONTADAS PARA REALIZAR DERIVACIONES DE LÍNEA.
- CABLE DE ALTA TENSIÓN
- INSTALACIONES CON ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD EN PROCESO DE APROBACIÓN.
  – CENTRAL EÓLICA VIENTOS DE BAYÓVAR (AÑO DE PUESTA EN SERVICIO 2022)
  – CENTRAL EÓLICA BAYÓVAR WIND (AÑO DE PUESTA EN – SERVICIO 2023)
  – CENTRAL EÓLICA LA ESPINOZA (AÑO DE PUESTA EN – SERVICIO 2023).
  – CENTRAL EÓLICA CERRO CHOCÁN (AÑO DE PUESTA EN – SERVICIO 2024)
- INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL ANTEPROYECTO "ENLACE 500kV LA NIÑA – PIURA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS", INSTALACIONES A ENTRAR EN OPERACIÓN EL 2024.
- INSTALACIONES FUTURAS PARA LA INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE ECUADOR (CONSIDERADAS EN EL ANTEPROYECTO "ENLACE 500kV LA NIÑA – PIURA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS").
- INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN A SER REPOTENCIADAS (SEGÚN LO INDICADO EN EL ANTEPROYECTO "ENLACE 500kV LA NIÑA – PIURA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS").
- INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL ANTEPROYECTO "LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIURA NUEVA – COLÁN DE 220kV Y SUBESTACIONES ASOCIADAS", INSTALACIONES A ENTRAR EN OPERACIÓN EL 2024.
- INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD (EN REVISIÓN) DE LA CENTRAL EÓLICA EMMA, INSTALACIONES A ENTRAR EN OPERACIÓN EL 2025.
- INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD APROBADO "LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220kV PIURA OESTE – LA HUACA 2 Y SUBESTACIÓN LA HUACA 2 – 220/61/23.1kV", INSTALACIONES A ENTRAR EN OPERACIÓN EL 2025.
- INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD DEL PROYECTO EÓLICO HUÁSCAR, INSTALACIONES A ENTRAR EN OPERACIÓN EL 2025.
- N.A. NORMALMENTE ABIERTO

NOTAS:

1. – LAS CONFIGURACIONES DE BARRAS DE LAS SUBESTACIONES EN ESTE ESQUEMA SON REFERENCIALES, ESTAS SE MUESTRAN SEGÚN LO INDICADO EN EL DIAGRAMA UNIFILAR DEL COES (DICIEMBRE 2020).
2. – LÍNEA 500kV FUTURA PARA INTERCONEXIÓN CON EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE ECUADOR.
3. – CONCLUSIÓN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL TÉRMICA EL 01/10/2013.

PLANOS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

1. – ESQUEMA UNIFILAR POR NIVEL DE TENSIÓN DICIEMBRE 2020 DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL COES.
2. – RESUMENES EJECUTIVOS DE LOS ESTUDIOS DE PRE–OPERATIVIDAD DE LAS CENTRALES EÓLICAS: VIENTOS DE BAYÓVAR, BAYÓVAR WIND, LA ESPINOZA, CERRO CHOCÁN. EMMA Y LA HUACA 2.
3. – INFORME FINAL DEL ANTEPROYECTO "ENLACE 500kV LA NIÑA – PIURA, SUBESTACIONES, LÍNEAS Y AMPLIACIONES ASOCIADAS".
4. – INFORME FINAL DEL ANTEPROYECTO "LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIURA NUEVA – COLÁN DE 220kV Y SUBESTACIONES ASOCIADAS".
5. – ANEXO 10 ("CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MAYORES A 30kV A NIVEL NACIONAL 2016") DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DEL PERÚ.

REV. N°	FECHA	DESCRIPCIÓN	REVISÓ	APROBÓ
C	05/05/21	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	A.C.A.	C.M.F.
B	12/02/21	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	A.C.A.	C.M.F.
A	08/02/21	EMITIDO PARA REVISIÓN INTERNA	A.C.A.	C.M.F.

ZEUS ENERGIA S.A.C.

PROYECTO:
ESTUDIO DE PRE OPERATIVIDAD DEL PROYECTO EÓLICO HUÁSCAR

ELECTRICIDAD

TÍTULO:
SUBESTACIONES DEL PROYECTO DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL SISTEMA

PLANO N°: CSL-202400-06-001 1/1

CESEL INGENIEROS

ELABORÓ :	REVISÓ :	ESCALA :	REV. :
Y.V.F.	A.C.A.	S/E	C
DIBUJÓ :	APROBÓ :	FECHA :	CÓDIGO CESEL :
J.P.R.	C.M.F.	MAYO 2021	202400