
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 8

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 8 comprende instalaciones de las empresas Electro Dunas S.A.A. (en adelante "ELECTRODUNAS"), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante "SEAL"), Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "CTM"), Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante "CVC ENERGÍA") y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "ADINELSA") (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT"), remunerados por la demanda. Cabe señalar que, ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA presentaron su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 8, correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinergmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a las Propuestas, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin procedió a revisar

¹ Área de Demanda 8: Abarca el departamento de Ica, Ayacucho y Arequipa.
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinerghmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios en comparación a la propuesta presentada por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA:

- ◆ Se ha considerado como nuevas cargas únicamente a aquellas que cuenten con sustento documentado.
- ◆ Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones existentes del SCT que forman parte del Área de Demanda 8; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.
- ◆ Las sobrecargas en los transformadores fueron solucionadas mediante nuevos Transformadores de Potencia, trasposos de carga entre devanados, rotación de transformadores, traspaso de carga a subestaciones existentes y futuras (aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025). Cabe señalar que, se consideró la ampliación de capacidad de las subestaciones existentes, en tanto la empresa concesionaria no evidenció, dentro de este proceso, ninguna limitación técnica para dicho fin.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, se aprueba la implementación de los siguientes proyectos, cuya responsabilidad de ejecución es la siguiente:

ELECTRODUNAS:

- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA en el año 2026, para la SET Chincha Nueva, requerido por la demanda, el cual se instalará en reemplazo del Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA, el cual será rotado a la SET El Ángel.
- Implementación de un nuevo Transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, para la SET Mayorazgo en el año 2028, con el cual, ELECTRODUNAS podrá atender la demanda en 22,9 kV al sur de Ica y descargar la SET Santa Margarita.
- Implementación de la segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel de 23,2 km para el año 2025, requerida por criterio de confiabilidad N-1.
- Implementación de la nueva SET Copara en 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA y una LT en 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km en el año 2025, que permitirá atender la demanda en la zona sur de Nazca y descargará la SET Nazca.

SEAL:

- Implementación de la nueva SET Chaparra en 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA y la LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46,6 km en el año 2029, que permitirá atender la demanda en la zona de Chaparra y descargará la SET Coracora.

CVC ENERGÍA:

- Implementación de la LT 60 kV Coelvisac I – Huarango, doble terna, de 15,5 km de 240 mm² cada terna, para el año 2025, requerida por criterio de confiabilidad N-1.
- Implementación de la nueva SET Huerto con transformador rotado 60/22,9 kV de 20 MVA proveniente de la SET Huarango y una LT 60 kV El Ángel – Huerto de 20 km en el año 2025, que permitirá atender la demanda libre y regulada, así como también descargará la SET Villacurí.

ADINELSA:

- Dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV para la SET Chaparra, lo cual permitirá atender parte de la demanda que actualmente es alimentada desde SET Coracora, descargando y mejorando los perfiles de tensión de dicha subestación.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 8, para el período 2025-2029, se muestra en el siguiente cuadro:

**Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8
Periodo 2025-2029**

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 8	28 519 399	119,4	185	50
ELECTRODUNAS	12 190 796	37,3	145	26
AT				
Celda	726 949			2
Línea	1 940 364	14,1		1
TP	3 961 119		105	4
MAT				
Celda	1 874 974			3
Línea	1 239 066	23,20		2
TP	1 375 381		40	1
MT				
Celda	1 072 943			13
SEAL	9 277 373	46,6	40	9
MAT				
Celda	1 370 666			3
Línea	5 637 014	46,6		1
TP	1 873 309		40	1
MT				
Celda	396 384			4
CVC ENERGÍA	6 831 536	35,5	3	13
AT				
Celda	1 524 946			4
Línea	4 289 461	35,5		2
MT				
Celda	921 137			6
Banco	95 991			1
ADINELSA	219 694			2
MT				
Celda	219 694			2

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	7
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	9
2. UBICACIÓN.....	13
3. PROPUESTA INICIAL	19
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	19
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029.....	20
3.2.1 Propuesta Inicial de ELECTRODUNAS:.....	21
3.2.2 Propuesta Inicial de SEAL.....	21
3.2.3 Propuesta Inicial de ADINELSA	22
3.2.4 Propuesta Inicial de CVC ENERGÍA	22
3.2.5 Inversiones Propuestas:.....	22
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO - ECONÓMICOS.....	24
5. PROPUESTA FINAL	32
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	32
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029.....	33
5.2.1 Propuesta Final de ELECTRODUNAS:	34
5.2.2 Propuesta Final de SEAL:	34
5.2.3 Propuesta Final de ADINELSA:.....	35
5.2.4 Propuesta Final de CVC ENERGÍA:.....	35
5.2.5 Inversiones Propuestas:.....	35
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	37
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	37
6.1.1 Información Base	38
6.1.1.1 Ventas de energía.....	38
6.1.1.2 Variables explicativas.....	38
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	38
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	38
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	39
6.1.5 Proyección Global.....	40
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	41
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	44
6.2.1 Consideraciones	44
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	45
6.2.3 Análisis de Alternativas	48
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chincha	48
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Pisco.....	49
6.2.3.3 Sistema Eléctrico Ica.....	51
6.2.3.4 Sistema Eléctrico Nazca	54
6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala	55
6.2.3.6 Sistema Eléctrico Coracora	57
6.2.3.7 Sistema Eléctrico Villacurí.....	58
6.2.3.8 Transformadores de Reserva.....	60
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	61
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	61
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	62
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	63
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65

8. ANEXOS.....	66
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN.....	67
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	105
ANEXO C METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA.....	122
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	131
ANEXO E DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	139
ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN	141
ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS	144
9. REFERENCIAS	147

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinerghmin.

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos regulatorios y criterios técnicos utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8, para el período mayo 2025 - abril 2029 (en adelante, PI 2025-2029), el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electro Dunas S.A.A. (en adelante “ELECTRODUNAS”), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante “REP”), Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”), Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante “CTM”), Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (en adelante “CVC ENERGÍA”) y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante “ADINELSA”), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 8, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”), remunerados por la demanda.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2025-2029; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinerghmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado los Estudios Técnico - Económicos presentados por los TITULARES como

sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

Los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)², aprobada con Decreto Ley N° 25844, establece que el sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica.

Así también, las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del literal c) del artículo 43 de la LCE³.

Ahora bien, según el artículo 44⁴ de la LCE, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2⁵ de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del Artículo 27 de la misma Ley N° 28832 establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”).

² **Artículo 8.**- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

³ **Artículo 43.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁴ **Artículo 44.**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁵ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁶ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(...)

En el artículo 139° del RLCE se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante "NORMA TARIFAS"), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se cuenta con las siguientes normas aprobadas por Osinermin, que tienen relación con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020 OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020 OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021 OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada mediante Resolución N°163 2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD, modificada mediante Resolución N 037-2024-OS/CD.

⁷ **Artículo 139.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44 y 62 de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinermin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinermin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinermin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por Osinermin; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinermin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164 2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

Las bases normativas antes citadas, comprenden para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.1 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

Osinergrmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: <https://www.gob.pe/osinergrmin>, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023, se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económico que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinergrmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se ha desarrollado entre los días 22 y 23 de junio de 2023, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico-económico de sus propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin notificó a los TITULARES correspondientes, las observaciones a sus ESTUDIOS presentados como sustento a sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 20 de noviembre de 2023 los respectivos TITULARES presentaron las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus ESTUDIOS.

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024 y; se definió un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la audiencia pública descentralizada, para opiniones y sugerencias.

Segunda Audiencia Pública

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los Especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de Osinerghmin, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

Opiniones y Sugerencias

Hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados presentaron a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Por otra parte, mediante escritos del 01 de abril de 2024 y 10 de mayo de 2024, ELECTRODUNAS ha presentado argumentos adicionales. Al respecto, considerando que dichos argumentos han sido calificados por ELECTRODUNAS como complementarios a sus opiniones y sugerencias a la

PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinerghmin.

Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

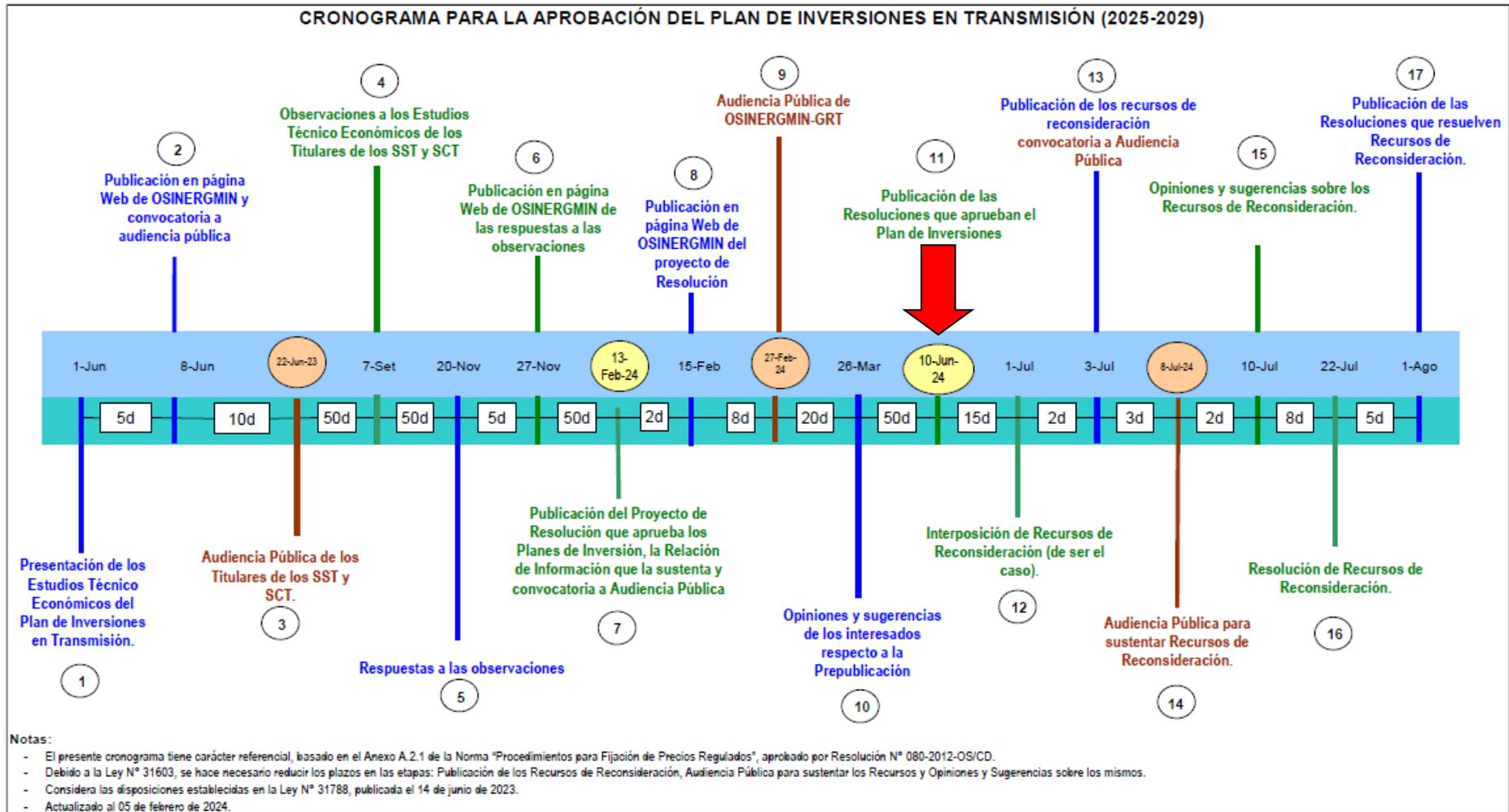
De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinerghmin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Gráfico N° 1-1

Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

El Área de Demanda 8 está circunscrita a los departamentos de Ica, Ayacucho y Arequipa, los cuales se ubican en la zona sur medio del Perú.

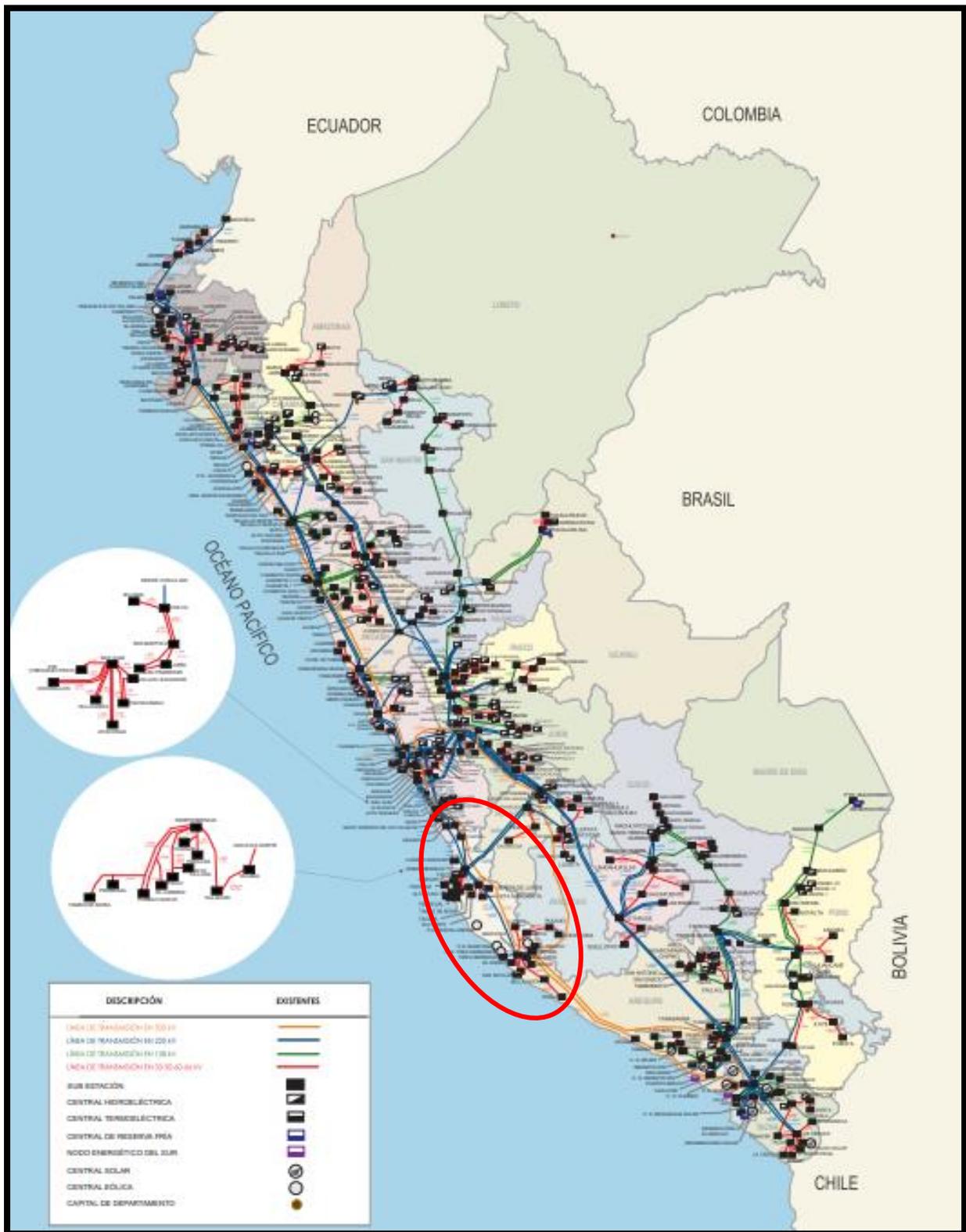
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias ELECTRODUNAS, REP, SEAL, CTM, CVC ENERGÍA y ADINELSA.

De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 8 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Chincha, Chincha Baja Densidad, Paracas, Pisco, Pisco Urbano, Pisco Urbano Rural.
- Ica, Santa Margarita, Tacama.
- Villacurí.
- Palpa, Chaviña, Coracora, Incuyo, Nasca, Nasca Rural, Palpa Rural, Pausa, Puquio, Puquio Rural, Tambo Quemado.
- Bella Unión – Chala.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del Área de Demanda 8.

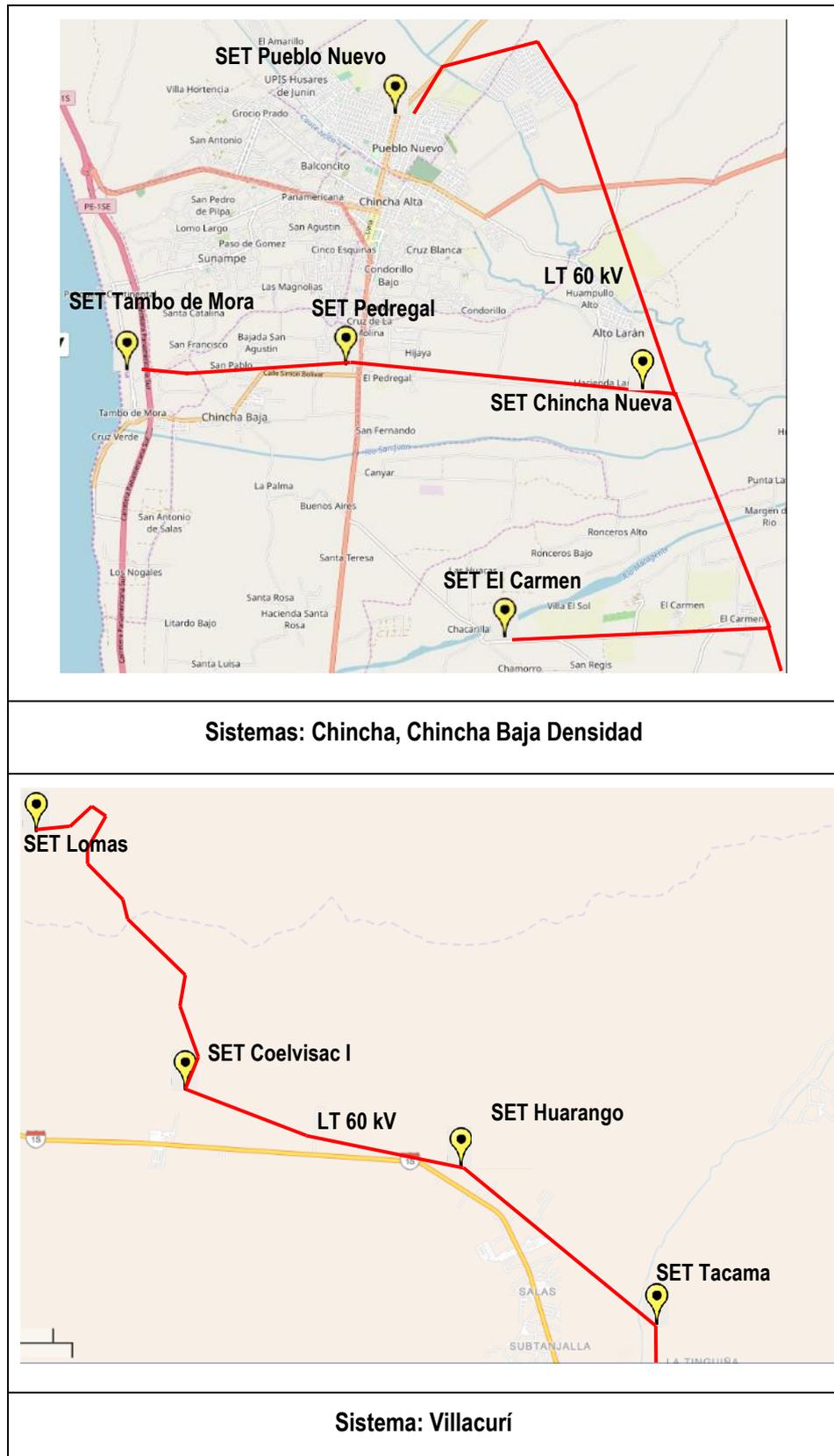
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 8

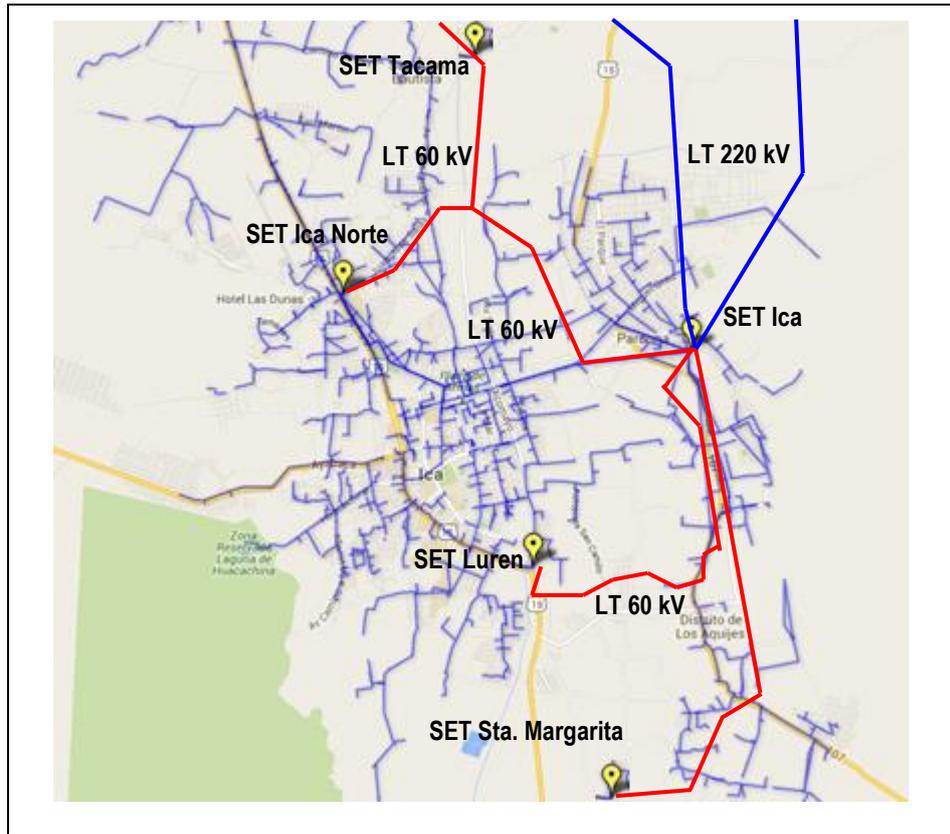


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: julio 2023

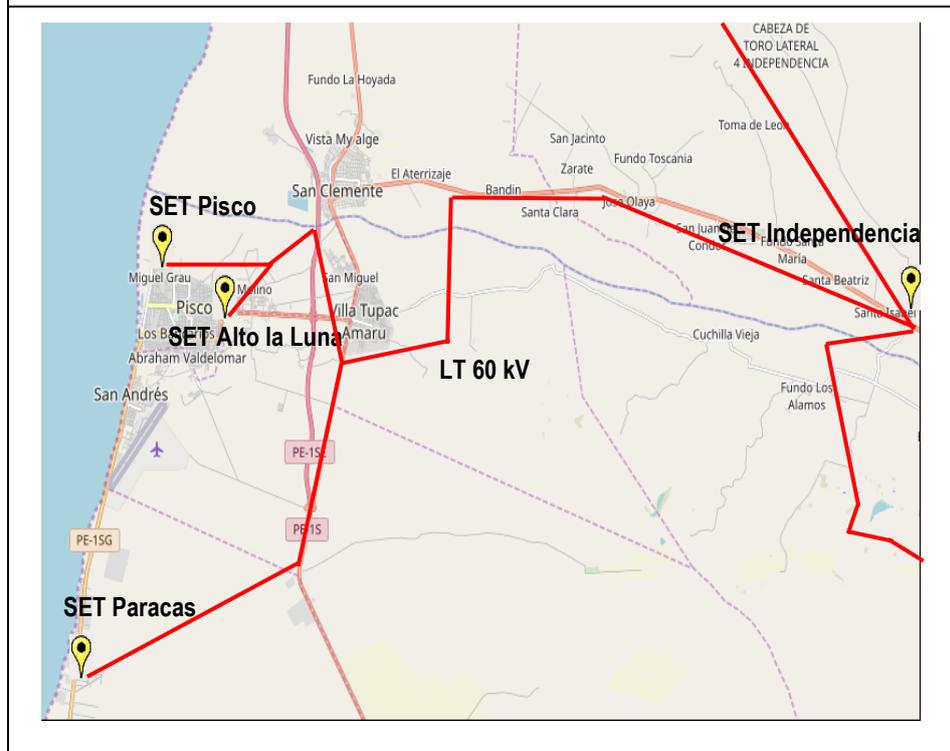
Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al Área de Demanda 8.

Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 8





Sistemas: Ica, Santa Margarita, Tacama.



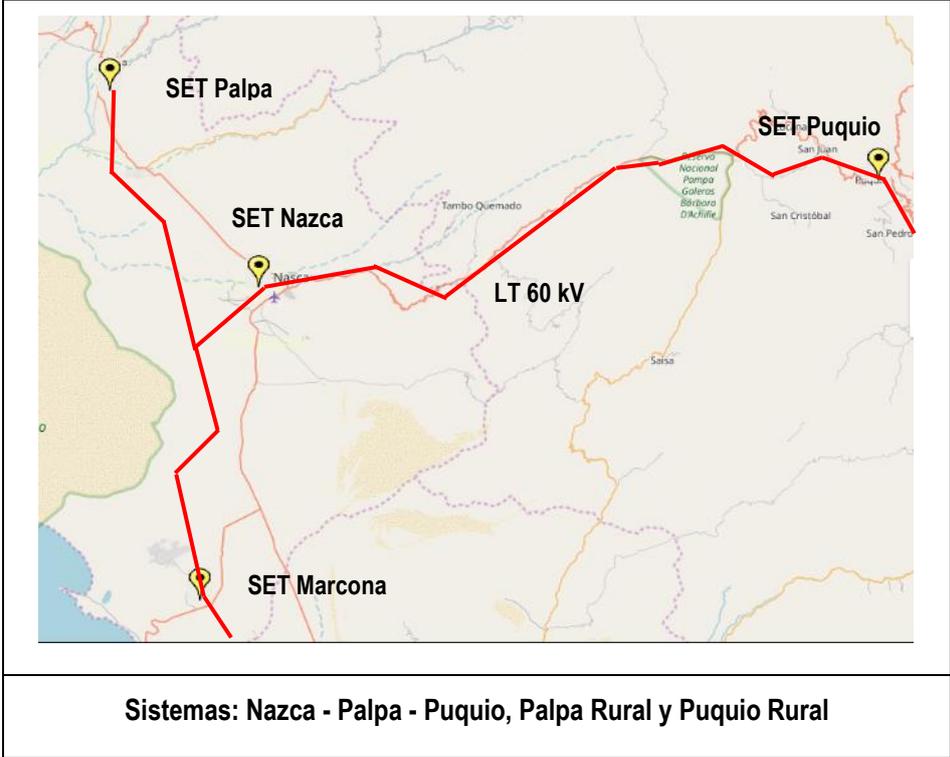
Sistemas: Pisco, Pisco Urbano Rural, Paracas



Sistemas: Bella Unión – Chala



Sistemas: Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa



3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 01 de junio de 2023, mediante cartas GT-590-2023/PG, SEAL GG/TEP-2085-2023, CEV N° 1695-2023/GG.GG y Oficio N° 00153-2023-GT-ADINELSA°, ELECTRODUNAS, SEAL, CVC ENERGÍA y ADINELSA, respectivamente, presentaron el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas para el PI 2025-2029, para el Área de Demanda 8. Asimismo, se ha considerado la información remitida por SEAL el 08 de junio de 2023, mediante carta GG/TEP-2184-2023, para subsanar un error material, según lo indicado por la concesionaria.

En adelante y en conjunto se denominará “PROPUESTA INICIAL” – [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, los TITULARES señalan que se ha proyectado la demanda de las ventas de energía de los Usuarios Regulados del Área de Demanda 8 sobre la información histórica de las ventas de energía desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. En la proyección de energía del Área de Demanda 8 se aplicó modelos tendenciales y econométricos.

Para la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, los TITULARES indican que se ha considerado las cargas concentradas en el punto de suministro o conexión. En lo particular, se enfatiza que, para las cargas de usuarios libres existentes se consideró aquellas vigentes a diciembre del año 2022, tomándolas luego como constantes en el horizonte de evaluación; y, en relación a las cargas nuevas (Demanda Incorporada), se ha tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

En lo particular, los TITULARES mencionan haber proyectado la demanda del Área de Demanda 8 a partir de la proyección de energías de Usuarios Libres y de la proyección de energías de Usuarios Regulados por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

En el Cuadro N° 3-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL por los TITULARES.

Cuadro N° 3-1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW) –
Demanda MT

Año	Villacurí	Ica	Chincha	Pisco	Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	Coracora, Chaviña, Incuayo y Pausa	Bella Unión - Chala
2022	41,28	91,20	55,67	38,71	81,86	6,95	14,69
2023	45,50	103,65	65,92	44,37	85,55	8,09	17,17
2024	51,61	110,34	69,38	47,80	87,59	8,74	20,29
2025	61,43	116,44	73,35	50,98	89,62	9,30	21,71
2026	65,59	122,63	78,25	52,99	91,56	9,52	26,60
2027	75,50	128,20	80,99	55,02	93,98	9,75	27,65
2028	81,73	130,40	82,42	55,69	94,47	9,99	36,15
2029	82,42	132,67	83,56	56,38	94,98	10,23	36,38
2030	82,84	134,53	84,40	56,91	95,36	10,42	36,56
2031	83,26	136,14	85,21	57,42	95,75	10,60	36,74
2032	83,69	137,75	86,02	57,94	96,13	10,78	36,91
2033	84,13	139,37	86,83	58,45	96,52	10,97	37,28
2034	84,57	140,98	87,64	58,97	96,90	11,15	37,46
TC	6,2%	3,7%	3,9%	3,6%	1,4%	4,0%	8,1%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) La demanda presentada para el sistema eléctrico Villacurí corresponde a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA.
- (4) La demanda presentada para los sistemas eléctricos Ica – Chincha – Pisco – Nazca corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.
- (5) La demanda presentada para el sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuayo y Pausa”, corresponde a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA.
- (6) La demanda presentada para el sistema eléctrico Bella Unión - Chala corresponde a la PROPUESTA INICIAL de SEAL. En dicho sistema eléctrico solo se ha considerado la demanda de la SET Bella Unión y SET Chala.
- (7) El Área de Demanda 8 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no son considerados en el Cuadro N° 3.1.

Del cuadro N° 3-1, SEAL propone para el sistema eléctrico “Bella Unión - Chala” un incremento en el Área de Demanda 8, con un valor de 147,6 % en el año 2029 (36,38 MW) respecto del 2022 (14,69 MW). Asimismo, CVC ENERGÍA propone para el sistema eléctrico “Villacurí” un incremento de 99,7 % en el año 2029 (82,42 MW) respecto del 2022 (41,28 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del Plan de Inversiones 2025-2029, ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA proponen nuevas instalaciones de transmisión para el Área de Demanda 8.

3.2.1 Propuesta Inicial de ELECTRODUNAS:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ELECTRODUNAS:

Sistema Chincha:

- Implementación de un (1) nuevo Transformador de Potencia (en adelante "TP") de 40 MVA en 60/22,9/10 kV, para la SET Chincha Nueva.

Sistema Pisco – Paracas:

- Implementación de un (1) nuevo TP de 40 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET El Ángel (año 2027).
- Implementación de un (1) TP de 13/5/9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chincha Nueva) y celdas conexas en SET Independencia (año 2029).

Sistema Ica:

- Implementación de una (01) nueva SET Ocucaje con un TP de 40 MVA en 220/22,9 kV, conexión en 220 kV mediante la Línea de Transmisión (en adelante, "LT") Mayorazgo – El Totoral y celdas conexas (año 2028).
- Implementación de una (01) nueva LT 60 kV El Totoral – Ica Norte 16 km aéreo AAAC 400 mm² y 1,6 km subterráneo XLPE 1000 mm² (año 2028).

Sistema Nazca:

- Implementación de una (01) nueva SET Copara con un TP de 9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Palpa), conexión en 60 kV mediante la LT Marcona – Cahuachi y celdas conexas (año 2027).
- Implementación de un (1) nuevo TP de 40 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET Nasca (año 2025).
- Implementación de un (1) TP de 15/10/10 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Nasca) en SET Palpa (año 2025).

Transformadores de Reserva:

- Implementación de tres (03) TPs de Reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Chincha, Pisco y Nasca.

3.2.2 Propuesta Inicial de SEAL

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por SEAL:

- Implementación de una (01) nueva SET Mochica con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Bella Unión – Mochica (año 2028).
- Implementación de una (01) nueva SET Chaparra con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Chala – Chaparra (año 2028).

- Implementación de un transformador de reserva en 60/22,9/13,2 kV de 25 MVA, para brindar confiabilidad a las SET's Chuquibamba, Corire, Chala, y Bella Unión.

3.2.3 Propuesta Inicial de ADINELSA

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ADINELSA:

- Implementación de una (01) nueva SET Relave con un TP de 30 MVA en 138/60/22,9 kV, celdas conexas, LT 138 kV Pampa – Relave y LT 60 kV Relave – Coracora (año 2029).

3.2.4 Propuesta Inicial de CVC ENERGÍA

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por CVC ENERGÍA:

- Implementación de una (01) nueva SET Huerto con un TP de 20 MVA en 60/22,9 kV (rotado de SET Huarango), celdas conexas y LT 60 kV El Ángel – Huerto (año 2025).
- Implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango (año 2025).

3.2.5 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL: ELECTRODUNAS considera ejecutar el 17,6% de su inversión total en el año 2025, el 5% de su inversión total en el año 2026, el 16,2% de su inversión total en el año 2027, el 23,1% de su inversión total en el año 2028 y el 38,1% de su inversión total en el año 2029.

SEAL considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2028.

ADINELSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2029.

CVC ENERGÍA considera ejecutar el 91,9% de su inversión total en el año 2025, el 1,4% de su inversión total en el año 2027 y el 6,7% de su inversión total en el año 2028.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA son los que se resumen en el Cuadro N° 3-2:

Cuadro N° 3-2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 8	57 501 047	230	315	86
ELECTRODUNAS	20 331 222	31	235	37
AT				
Celda	1 820 562			6

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Línea	7 176 491	30,8		3
Transformador	6 053 384		195	6
MAT				
Celda	2 162 126			4
Línea	87 342	0,2		1
Transformador	1 713 876		40	1
MT				
Celda	1 317 438			16
SEAL	8 978 614	71	50	14
AT				
Celda	1 509 665			4
Línea	4 631 545	71		2
Transformador	2 176 347		50	2
MT				
Celda	661 055			6
ADINELSA	22 064 856	96	30	14
AT				
Celda	1 619 474			5
Línea	8 537 236	46		1
MAT				
Celda	1 089 208			3
Línea	9 226 644	50		1
Transformador	1 315 696		30	1
MT				
Celda	276 598			3
CVC ENERGÍA	6 126 353	32		21
AT				
Celda	1 913 733			4
Línea	1 862 427	32		2
MT				
Celda	2 105 799			14
Banco	244 392			1

4. Observaciones a los Estudios Técnico - Económicos

Mediante los Oficios N° 1504-2023-GRT, N° 1501-2023-GRT, N° 1538-2023-GRT y N° 1543-2023-GRT de fecha 07 de setiembre de 2023, Osinermin remitió a ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA, respectivamente, las observaciones a los Estudios Técnicos Económicos presentados por estas empresas, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinermin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía estar conformada por: 1) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Se señaló, además, que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS, son las siguientes:

- ELECTRODUNAS no presenta el contenido mínimo requerido para el ESTUDIO de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- El ESTUDIO no contiene los formatos de información general (F-000) y contiene formatos incompletos que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos para el sistema eléctrico a remunerar (F-200) presentan información incompleta. Al respecto, ELECTRODUNAS debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.
- De la revisión de la información presentada por ELECTRODUNAS se observa que no ha cumplido con presentar todos los documentos que sustenten los valores presentados en los formularios; así como tampoco ha adjuntado la relación de todos los documentos de sustento, con la descripción de su contenido y aplicación. Al respecto, ELECTRODUNAS deberá presentar los documentos de sustento, así como la relación de estos, con la finalidad de dar cumplimiento a lo estipulado en el numeral 5.3 del Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DigSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por ELECTRODUNAS. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del ESTUDIO.
- De acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO no ha realizado el análisis para todo el horizonte de estudio. Al respecto, se requiere que ELECTRODUNAS desarrolle y presente los archivos de flujo para los años descritos.
- En el ESTUDIO presentado por ELECTRODUNAS se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Ica, y Nazca; al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS por lo que, se requiere, que ELECTRODUNAS presente sus mapas de densidad de carga al año 30, características del terreno, entre otros
- Los formatos de demanda están incompletos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores

correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado según lo establecido por la NORMA TARIFAS.

- Los registros de ventas de energía presentados por ELECTRODUNAS para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no estarían debidamente sustentadas, por tanto, se requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.
- ELECTRODUNAS debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- En los formatos F-100 se ha evidenciado el uso de factores de expansión de pérdidas que no están aprobados ni vigentes a la fecha. Se requiere que ELECTRODUNAS verifique y utilice los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a ELECTRODUNAS verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, ELECTRODUNAS debe presentar el total de documentos que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinerghmin a la PROPUESTA INICIAL de SEAL son las siguientes:

- El Estudio no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Por lo tanto, SEAL deberá actualizar el Estudio considerando lo mencionado en el presente numeral.
- En la información presentada como parte de su Estudio, no se indica la relación de todos los documentos presentados como sustento, con su respectiva descripción de contenido, por lo que SEAL debe completar su Estudio teniendo en cuenta lo mencionado en el presente numeral y lo establecido en el Artículo 5° de la NORMA TARIFAS.
- Se ha identificado la falta de los documentos que justifiquen la demanda de los nuevos usuarios libres y demandas incorporadas.
- SEAL debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda acorde con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.

- El Estudio no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad.
- En el Estudio no se realiza un diagnóstico detallado, limitándose a realizar una breve descripción de los criterios generales para realizar el diagnóstico, sin presentar en el Estudio los resultados detallados correspondientes al mismo, ya que no se muestran cuadros de resultados de verificación de capacidades, ni los resultados de las simulaciones de flujo de potencia, en cumplimiento del numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, SEAL debe revisar y completar su Estudio con la finalidad de determinar de manera adecuada el diagnóstico de sus instalaciones.
- En el Estudio presentado por SEAL, se indican alternativas generales para las problemáticas identificadas en el periodo de estudio en ese sentido presenta para el caso del AD 8 una única alternativa; sin embargo, no sustenta la elección de la alternativa de manera comparativa mediante un análisis técnico y económico conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS, que derive en la elección de la alternativa de mínimo costo.

Al respecto, se requiere que SEAL presente alternativas adicionales que sean excluyentes entre sí; asimismo, la alternativa seleccionada debe ser sustentada mediante el respectivo análisis técnico y económico. Cabe mencionar que para la planificación se debe tener en cuenta los Criterios Generales establecidos en el Artículo 11° de la NORMA TARIFAS, considerando entre otros el numeral 11.3; asimismo, se debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas operativas alternativas como por ejemplo para los casos de problemas de tensión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo.

- SEAL en su Estudio, no presenta mapas de densidad de cargas de acuerdo con lo indicado en la NORMA TARIFAS.
- En el Estudio no se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión aprobados mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD. Al respecto, SEAL debe actualizar su propuesta de valorización utilizando la última base de datos aprobada.
- En el Estudio presentado por SEAL, se indican como parte de las alternativas planteadas la implementación de nuevas SETs en los Sistemas de Chala – Bella Unión, al respecto, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georreferenciada de las mismas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición.
- Los formatos presentados como parte de los Anexos del Estudio contienen datos incompletos o con errores que dificultan la revisión adecuada de la propuesta; por ejemplo, los formatos de Información General (F-000) presentan información incompleta o parámetros del equipamiento que en algunos casos no corresponde a los utilizados en los archivos .pfd, por lo cual se requiere su corrección, los formatos del Sistema Eléctrico a Remunerar (F-200) presentan información incompleta. Asimismo, los

formatos de Costos de Inversión (F-300) no se encuentran debidamente vinculados y en algunos casos no presentan información consistente con la alternativa planteada en su informe, con lo cual no es posible validar la valorización realizada. Al respecto, SEAL debe revisar y presentar los formatos adecuados, considerando los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS.

- En el Estudio presentado por SEAL no se describe de manera clara cómo se realiza la Redistribución de la Máxima Demanda de la SET luego de la puesta en servicio de nuevas subestaciones de transmisión. Al respecto, se requiere que SEAL presente de manera detallada la información señalada como parte del planeamiento efectuado.
- La información presentada como parte del Estudio consignada en los archivos de flujo de potencia (extensión .pdf), en algunos casos no guarda relación con la información plasmada en el informe, los formatos y en los anexos sustentatorios. Al respecto, se requiere que SEAL revise toda la información y corrija dicha información donde corresponda.
- Las propuestas asociadas a transformadores de reserva deben ser sustentadas con un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y demás documentos de sustento, considerando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, toda vez que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la normativa así lo establece.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de ADINELSA son las siguientes:

- El Estudio no presenta el contenido mínimo requerido de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS, por lo tanto, debe remitir el Estudio debidamente sustentado y el contenido de acuerdo a la NORMA TARIFAS.
- El Estudio no contiene un resumen de la relación de proyectos requeridos en el PI 2025-2029, clasificados por temas de demanda, confiabilidad (redundancia bajo el criterio N-1 y/o sistemas de transmisión críticos) y seguridad. Al respecto a fin de facilitar el análisis del Estudio, ADINELSA debe incluir un resumen de los proyectos requeridos.
- En el Estudio se ha identificado que los cálculos no demuestran que la alternativa seleccionada corresponda a la de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento) durante el horizonte de 10 años, por lo tanto, ADINELSA debe completar el Estudio de acuerdo lo mencionado en el presente numeral.
- El Estudio no presenta los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar el Plan de Inversiones, por ejemplo, no contiene el formato F-000 y el formato F-200 está incompleto. Al respecto, ADINELSA debe presentar los formatos en base a lo establecido en el Artículo 30° de la NORMA TARIFAS.
- En el Estudio se ha identificado formatos sin información. Al respecto, ADINELSA debe completar la información o justificar las razones por las que

no se han remitido correctamente los formatos establecidos por la NORMA TARIFAS.

- De acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, el Estudio no contiene la evaluación para el año 30 y el correspondiente desarrollo progresivo de la red de los años 1, 2, 3, 4, 10. Al respecto, se solicita que ADINELSA desarrolle y presente los archivos de flujo de potencia para los años descritos.
- No se ha realizado correctamente el diagnóstico integral del sistema eléctrico de acuerdo con lo requerido en el numeral 5.9.1 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, ADINELSA debe incluir en su propuesta los resultados del mencionado diagnóstico, y sobre ello, proponer alternativas de solución técnicamente viables, asimismo, dicho diagnóstico debe estar actualizado con los proyectos aprobados.
- En el Estudio presentado por ADINELSA, no se incluye algún sustento que defina la ubicación georeferenciada para el caso de instalaciones nuevas, cuya elección debe ser sustentada con un análisis basado en las densidades de carga, las características actuales del terreno y las gestiones realizadas para su adquisición. Cabe mencionar que al respecto se debe tener en consideración lo indicado en el numeral 8.1.4 de la NORMA TARIFAS.
- ADINELSA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS y modificatorias.
- Respecto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de la demanda, ADINELSA debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de CVC ENERGÍA son las siguientes:

- CVC ENERGÍA no presenta el contenido mínimo requerido para el Estudio de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.7 “Contenido del Estudio del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS.
- CVC ENERGÍA presenta archivos incompletos en su Estudio. Por ejemplo, formatos F-000, F-200, F-300, F-400, diagramas unifilares, etc. Al respecto la empresa deberá corregir donde corresponda en cumplimiento con la NORMA TARIFAS. De igual forma algunos de los formatos presentados están vacíos, sin justificar adecuadamente las razones por las cuales no se han consignado los valores correspondientes; al respecto, se requiere completar la información o justificar las razones por las que no se han llenado según lo establecido por la NORMA TARIFAS.
- Los registros de ventas de energía presentados por CVC ENERGÍA para el año 2022 no provienen de la base de datos del SICOM. Por lo que las proyecciones de energía no están debidamente sustentadas, por tanto, se

requiere se corrijan dichos valores para luego realizar los cambios necesarios en la proyección de la demanda.

- CVC ENERGÍA debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, formatos F-100, workfiles, etc.) guarde coherencia, justifique y sustente los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- Se observa clientes libres existentes cuya barra asignada en el formato F-113 no coincide con la del Sistema de Clientes Libres (SICLI 2022). Por lo que se requiere a CVC ENERGÍA verificar lo observado, además sustentar y/o corregir la información donde corresponda.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, CVC ENERGÍA debe presentar el total de documentos que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- En el Informe del Estudio, CVC ENERGÍA no detalla de manera clara el sustento para la evaluación técnica y económica acerca de la incorporación de Elementos propuestos para el PI 2025-2029. Al respecto, CVC ENERGÍA debe incluir la evaluación y sustento de los Elementos en su Estudio.
- Se observa incoherencia entre los proyectos simulados en el archivo de flujo DIgSILENT (.pfd) con los proyectos propuestos por CVC ENERGÍA. Al respecto, se requiere que CVC ENERGÍA revise y realice las correcciones correspondientes, de tal manera que los proyectos propuestos coincidan en todos los documentos que forman parte del Estudio.
- Algunas Celdas de Alimentadores propuestas no están debidamente justificadas, dado que las mismas no figuran en el formato F-204, donde se determinan la necesidad de dichas Celdas de acuerdo a su capacidad. Al respecto, CVC ENERGÍA debe presentar el debido sustento por cada Elemento solicitado.
- En el Estudio, existen algunos archivos que no pueden ser abiertos, por ejemplo, no se pueden abrir los archivos del Anexo 2 “2.3 KMZ Demanda Incorporada”, tampoco es posible abrir los archivos del Anexo 6 “6.2 Distribución”.
- En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA revise, actualice y corrija de manera íntegra sus archivos sustento (hojas de cálculo, archivos DIgSILENT, Formatos F-100, Formatos F-200, Formato F-300 y Archivos kmz) presentando en los formatos adecuados y que estén conforme con lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- En el formato F-303, CVC ENERGÍA ha considerado Módulos de Centros de Control para su valorización en la SET Coelvisac I, lo cual no cumple con la NORMA TARIFAS, ya que se trata de una SET existente. En ese sentido, se requiere que CVC ENERGÍA sustente el motivo de haber valorizado el Centro de Control (CC-CO-PEQ) en SET Coelvisac I.

- De igual forma, se requiere que CVC ENERGÍA precise la ubicación del Centro de Control (CC-CO-PEQ) que propone.

CVC ENERGÍA no presenta la misma proyección de demanda que los demás titulares. Por ejemplo, en el Área de Demanda 8 (CVC ENERGÍA, ADINELSA Y ELECTRODUNAS). Al respecto, se requiere que de manera coordinada con los demás titulares se presente una misma proyección de demanda para todas las cargas de cada Área de Demanda mencionada.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta GT-1251-2023/PR, Oficio N° 00287-2023-GT-ADINELSA, Carta CEV N° 3844-2023/GG.GG y la Carta SEAL GG/TEP-4766-2023, las empresas ELECTRODUNAS, ADINELSA, CVC ENERGÍA y SEAL, respectivamente, presentaron las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, conjuntamente con la información complementaria adjuntas a las respuestas, son consideradas como la PROPUESTA FINAL, para efectos del presente proceso. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 089-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido publicada en el portal web de Osinerghmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita expresar sus comentarios respecto de los temas observados. – [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

La proyección de demanda presentada por los TITULARES en la PROPUESTA FINAL difiere de los valores presentados en la PROPUESTA INICIAL. En particular, CVC ENERGÍA, en el sistema eléctrico “Villacuri” presenta un mayor incremento de demanda, resultando mayor en todos los años de proyección, con un promedio de 18,0%. Dicha variación está explicada principalmente por el incremento de nuevas cargas de 24 a 38 con respecto de la PROPUESTA INICIAL, consignadas como Demanda Incorporada.

En el Cuadro N° 5-1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de los TITULARES.

Cuadro N° 5-1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW) –
Demanda MT

Año	Villacurí	Ica	Chincha	Pisco	Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural	Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa	Bella Unión - Chala
2022	41,87	91,20	51,97	34,91	78,59	6,63	14,69
2023	46,42	100,87	60,77	39,63	81,35	7,75	15,11
2024	54,74	105,96	63,52	42,76	82,85	14,15	15,47
2025	67,88	111,94	67,32	46,40	85,03	15,14	19,67
2026	75,65	116,06	71,13	47,69	86,10	15,46	21,93
2027	88,53	121,51	73,83	50,16	88,60	15,90	23,06
2028	98,64	125,69	76,07	51,87	90,03	16,31	24,62
2029	100,88	128,01	77,10	52,42	90,45	16,66	25,09
2030	101,25	129,86	77,86	52,83	90,77	16,96	25,40
2031	101,62	131,51	78,59	53,23	91,08	17,26	25,72
2032	102,00	133,16	79,32	53,64	91,39	17,56	26,04
2033	102,39	134,81	80,05	54,04	91,71	17,85	27,41
2034	102,78	136,46	80,79	54,44	92,02	18,15	27,73
TC	7,8%	3,4%	3,7%	3,8%	1,3%	8,8%	5,4%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) La demanda del sistema eléctrico Villacurí corresponde a la PROPUESTA FINAL de CVC ENERGÍA.
- (4) La demanda de los sistemas eléctricos Ica – Chincha – Pisco – Nazca corresponde a la PROPUESTA FINAL de ELECTRODUNAS.
- (5) La demanda del sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa” corresponde a la PROPUESTA FINAL de ADINELSA. Se está considerando las cargas de la SET Coracora, y las que se atendería desde una futura subestación Nueva Relave que inicia en el año 2024.
- (6) La demanda del sistema eléctrico Bella Unión - Chala corresponde a la PROPUESTA FINAL de SEAL. En el sistema eléctrico “Bella Unión – Chala” solo se considera la demanda de las SET Bella Unión y SET Chala.
- (7) El Área de Demanda 8 cuenta con clientes libres en MAT y AT. Por fines prácticos, dichos clientes no están siendo considerados.

Del cuadro N° 5-1, se desprende que CVC ENERGÍA propone para el sistema eléctrico “Villacurí” el mayor incremento en el Área de Demanda 8, con un valor de 141,0 % en el año 2029 (100,88 MW) respecto del 2022 (41,87 MW).

Por otro lado, ADINELSA, en su PROPUESTA FINAL, incrementó la tasa de crecimiento promedio global de 4,0% a 8,8% para el sistema eléctrico “Coracora, Chaviña, Incuyo y Pausa” respecto a la PROPUESTA INICIAL. Al respecto, es preciso indicar que, ADINELSA considera una demanda de 5,6 MW con un crecimiento promedio anual de 2% a ser atendida desde una futura subestación Nueva Relave que inicia en el año 2024, sin presentar el sustento documentado de las cargas que originarían dicha demanda.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Como parte del PI 2025-2029, ELECTRODUNAS, ADINELSA, CVC ENERGÍA y SEAL presentan los siguientes proyectos:

5.2.1 Propuesta Final de ELECTRODUNAS:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ELECTRODUNAS:

Sistema Chincha:

- Implementación de un (1) nuevo TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV, para la SET Chincha Nueva (Año 2027).

Sistema Pisco - Paracas

- Implementación de un (1) nuevo TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV y celdas conexas en SET El Ángel (Año 2027).
- Implementación de un (1) nuevo TP de 13/5/9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chincha Nueva) y celdas conexas en SET Independencia (Año 2029).

Sistema Ica:

- Implementación de una (1) nueva SET Ocucaje con un TP de 40 MVA en 220/22,9 kV, conexión en 220 kV mediante la LT Mayorazgo – El Totoral y celdas conexas (Año 2028).
- Implementación de una (1) nueva LT 60 kV El Totoral – Ica Norte 19,3 km aéreo AAAC 400 mm² y 0,98 km subterráneo XLPE 1000 mm² (Año 2028).

Sistema Nazca:

- Implementación de una (1) nueva SET Copara con un TP de 25 MVA en 60/22,9/10 kV, conexión en 60 kV mediante la LT 60 kV Marcona – Cahuachi y celdas conexas (Año 2026).

Transformadores de Reserva

- Implementación de tres (3) TPs de Reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Chincha, Pisco y Nazca.

5.2.2 Propuesta Final de SEAL:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por SEAL:

Sistema Bella Unión – Chala:

- Implementación de una (1) nueva SET Jaqui con un TP de 9 MVA en 60/22,9/10 kV (rotado de SET Chala), conexión en 60 kV mediante la LT 60 kV Bella Unión – Chala y celdas conexas (Año 2029).
- Implementación de una (1) nueva SET Chaparra con un TP de 25 MVA en 60/22,9 kV, celdas conexas y LT 60 kV Chala – Chaparra (año 2029).
- Implementación de un (1) Tp de reserva en 60/22,9 kV de 25 MVA ubicado en SET Chala, el cual servirá para las SET's Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

5.2.3 Propuesta Final de ADINELSA:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por ADINELSA:

Sistema Coracora:

- Implementación de una (1) nueva SET Nueva Relave con un TP de 30 MVA en 138/60/22,9 kV, LT 138 kV Pampa – Nueva Relave (30 km) y LT 60 kV Nueva Relave – Coracora (70 km) con celdas conexas (Año 2029).

5.2.4 Propuesta Final de CVC ENERGÍA:

A continuación, se citan los proyectos principales planteados por CVC ENERGÍA:

Sistema Villacurí:

- Implementación de una (1) nueva SET Huerto con un TP de 20 MVA en 60/22,9 kV (rotado de SET Huarango), celdas conexas y LT 60 kV El Ángel – Huerto (Año 2025).
- Implementación de una (1) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango (año 2025)

5.2.5 Inversiones Propuestas:

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL: ELECTRODUNAS considera ejecutar el 12,16% de su inversión total en el año 2025, el 27,42% de su inversión total en el año 2026, el 8,98% de su inversión total en el año 2027, el 48,17% de su inversión total en el año 2028 y el 3,28% de su inversión total en el año 2029.

SEAL considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2029.

ADINELSA considera ejecutar el 100% de su inversión total en el año 2028

CVC ENERGÍA considera ejecutar el 85,47% de su inversión total en el año 2025, el 8,9% de su inversión total en el año 2027, el 4,36% de su inversión total en el año 2028 y el 1,27% de su inversión total en el año 2029.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por los TITULARES, se resumen en el Cuadro N° 5-2:

Cuadro N° 5-2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 8
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 8	63 493 462	226,18	250	88
ELECTRODUNAS	21 106 080	33,68	190	38
AT				
Celda	1 893 118			7
Línea	8 236 935	33,48		3

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Transformador	5 799 182		150	6
MAT				
Celda	2 183 689			4
Línea	87 342	0,2		1
Transformador	1 730 968		40	1
MT				
Celda	1 174 844			16
SEAL	13 385 381	59	25	16
AT				
Celda	2 080 409			5
Línea	8 917 587	59		2
Transformador	1 276 395		25	1
MT				
Celda	1 110 988			8
ADINELSA	23 016 970	100	30	16
AT				
Celda	1 661 573			5
Línea	12 991 445	70		1
MAT				
Celda	1 122 157			3
Línea	5 535 986	30		1
Transformador	1 225 322		30	1
MT				
Celda	480 484			5
CVC ENERGÍA	5 985 029	35,5		18
AT				
Celda	1 347 303			4
Línea	2 424 266	35,5		2
MT				
Celda	1 257 332			11
Banco	379 244			1

6. Análisis de Osinergmin

Osinergmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por las empresas ELECTRODUNAS, SEAL, CVC ENERGÍA y ADINELSA, tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 8 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por los TITULARES, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinergmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinergmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinergmin/> – [Ver Referencia 6].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinergmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del Área de Demanda 8, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y considerando la mejor información disponible, teniendo en cuenta que en el Estudio presentado por las empresas ELECTRODUNAS, CVC ENERGÍA, ADINELSA y SEAL se ha observado ciertas falencias entre ellas:

- Los formatos y/o los archivos de sustento no guardan coherencia entre sí.

- Los factores de expansión de pérdidas no son los valores vigentes, según lo indicado en la Resolución N° 223-2023-OS/CD.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.

Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, sobre la base de la metodología desarrollada en el Anexo B del presente informe.

A continuación, se resume el desarrollo de la proyección de la demanda realizada para el Área de Demanda 8, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM disponible por Osinerghmin en el portal web; y, con relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante, "PI 2021-2025").

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 disponible por Osinerghmin en el portal web oficial.

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, Población, Clientes y la Tarifa Real. Ver detalle en el Anexo B de este informe.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Conforme a la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados se realiza, considerando métodos tendenciales y econométricos. La información histórica considerada en tales proyecciones comprende hasta el año 2022 (Año Base).

La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se detalla en el Anexo B del presente informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo con la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se realiza con lo que informado por los mismos Usuarios Libres a través de encuestas efectuadas por los suministradores.

En caso, los Usuarios Libres existentes no manifiesten incremento de carga para el año 2022 entonces los consumos serán considerados constantes para

los siguientes años proyectados y se consignarán según la información base del SICLI de ese año.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

En caso de nuevas demandas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, toda vez que hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo señala la NORMA TARIFAS.

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por los TITULARES con una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido revisada y validada por Osinergmin, conforme los criterios descritos en el Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

En el Área de Demanda 8, ELECTRODUNAS, en su PROPUESTA FINAL, para los sistemas eléctricos Ica, Chincha, Pisco y Nazca ha consignado como Demanda Incorporada un total de 146 cargas nuevas; de las cuales 66 no fueron tomados en cuenta debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Por su parte, CVC ENERGÍA en su PROPUESTA FINAL para el sistema eléctrico Villacurí, consignó como Demanda Incorporada un total de 38 cargas nuevas, de las cuales 20 no fueron tomados en cuenta debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Por su parte, SEAL en su PROPUESTA FINAL para el sistema eléctrico Bella Unión - Chala, consignó como Demanda Incorporada un total de 22 cargas nuevas, de las cuales 9 no fueron tomados en cuenta debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

Finalmente, ADINELSA en su PROPUESTA FINAL para el sistema eléctrico Coracora, consignó como Demanda Incorporada un total de 6 cargas nuevas, de las cuales 2 no fueron tomados en cuenta debido a que no presentan el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELECTRODUNAS presentó opiniones sobre 4 cargas propuestas en su PROPUESTA FINAL, además, presentó 4 cargas nuevas para la evaluación correspondiente. De la revisión del sustento presentado, en esta etapa se adicionan 2 cargas como demanda incorporada. Asimismo, CVC ENERGÍA presentó opiniones sobre 14 cargas, de las cuales 11 cumplen con el sustento documentado. Finalmente, SEAL y ADINELSA no presentaron documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Por tanto, de la revisión al sustento presentado de las Demandas Incorporadas, se han considerado 128 nuevas cargas que cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS. En el Cuadro N° 6.1 se muestra los valores de Máxima Demanda de Potencia No Coincidente totales de las Demandas Nuevas e Incorporadas, por subestación, que han sido consideradas en la proyección de la demanda del Área de Demanda 8.

Cuadro N° 6-1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas e Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
COELVISAC I	VILLA023	22,9	-	1,5	5,5	9,5	12,4	15,9	19,3	20,3
HUARANGO	HUARA023	22,9	-	0,8	4,1	10,3	14,7	20,4	25,1	25,1
LOMAS	LOMAS023	22,9	-	1,1	2,6	4,8	5,7	7,9	9,3	9,3
ICA NORTE	ICANT010	10	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
STA. MARGARITA	SMARG010	10	-	0,8	1,1	1,9	2,5	2,8	2,8	2,8
STA. MARGARITA	SMARG023	22,9	-	-	0,7	2,9	5,1	7,2	9,3	10,8
TACAMA	TACAM010	10	-	0,6	0,7	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3
TACAMA	TACAM023	22,9	-	2,2	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
SEÑOR DE LUREN	SLURE010	10	-	0,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
EL CARMEN	CARME010	10	-	0,5	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
PEDREGAL	PEDRE010	10	-	1,9	4,5	6,4	9,1	9,7	9,7	9,8
PUEBLO NUEVO	PNUEV010	10	-	1,3	2,1	3,5	4,5	5,1	5,8	5,8
PUEBLO NUEVO	PNUEV023	22,9	-	0,1	0,2	0,6	0,9	1,2	1,4	1,4
TAMBO DE MORA	TMORA010	10	-	0,1	1,7	2,1	2,4	2,8	2,8	2,8
ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	-	1,4	2,0	2,5	2,7	2,7	2,7	2,7
ALTO LA LUNA	ALTOL023	22,9	-	2,3	4,6	6,9	9,2	9,2	9,2	9,2
INDEPENDENCIA	INDEP010	10	-	0,4	0,6	1,2	1,8	2,2	2,6	2,6
PARACAS	PARAC010	10	-	0,3	0,7	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4
PARACAS	PARAC023	22,9	-	0,8	1,6	1,9	2,2	2,2	2,2	2,2
NAZCA	NAZCA010	10	-	0,2	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
NAZCA	NAZCA023	22,9	-	2,7	5,0	6,6	8,2	8,8	8,8	8,8
PALPA	PALPA010	10	-	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PALPA	PALPA023	22,9	-	0,3	1,2	1,9	2,3	2,4	2,4	2,4
PUQUIO	PUQUI010	10	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
CORACORA	CORAC010	10	-	0,3	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
CORACORA	CORAC023	22,9	-	0,2	0,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
BELLA UNIÓN	BUNIO023	22,9	-	0,3	0,8	1,5	1,8	2,6	3,0	3,0
CHALA	CHALA023	22,9	-	1,6	4,9	8,0	9,1	10,4	11,1	11,8

Fuente: Formato F-116 de PROPUESTA Osinerghmin

Cabe indicar que la revisión y validación de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentra en el archivo MS Excel de los formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factib. ELDU", "Factib. COEL" y "Factib. SEAL". ADINELSA no presentó documentación de sustento para las nuevas demandas.

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados con la de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 8. Esta se muestra por nivel de tensión. Ver Cuadro N° 6-2.

Cuadro N° 6-2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 8 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	1 601,61	126,21	2 313,75	4 041,58
2023	1 601,61	126,21	2 429,91	4 157,74
2024	1 601,61	126,21	2 580,86	4 308,69
2025	1 601,61	126,21	2 741,33	4 469,16
2026	1 601,61	126,21	2 866,19	4 594,02
2027	1 601,61	126,21	2 979,84	4 707,67
2028	1 601,61	126,21	3 072,82	4 800,64
2029	1 601,61	126,21	3 124,67	4 852,50
2030	1 601,61	126,21	3 145,32	4 873,14
2031	1 601,61	126,21	3 165,81	4 893,64
2032	1 601,61	126,21	3 186,72	4 914,55
2033	1 601,61	126,21	3 224,91	4 952,74
2034	1 601,61	126,21	3 246,69	4 974,51

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinergmin.
 (2) La Tasa de Crecimiento (TC) promedio en el período 2022-2034 asciende a 1,75%.
 (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el periodo 2022-2034 es 2,86%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico (en MW) ha sido determinada en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y la mejor información disponible.

Con las ventas de energía proyectadas y ajustadas se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión, lográndose así estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados.

Luego, con fines de proyectar la demanda por subestaciones, se ha empleado cinco factores de caracterización: el Factor de Contribución a la Punta (FCP), el Factor de Simultaneidad (FS), el Factor de Carga (FC), el Factor de participación en potencia a la hora de la Máxima Demanda del Sistema Eléctrico (FPHMS) y el Factor de participación en energía respecto de la demanda de energía total del Área de Demanda (FPMWHS).

Posteriormente, tomando en consideración la metodología señalada en los numerales 6.1.3 y 6.1.4 del presente informe, se ha desarrollado la proyección de demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada.

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6-3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico por Subestación, del Área de Demanda 8.

Cuadro N° 6-3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 8 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
COELVISAC I	22,9	20,0	21,4	24,8	28,1	30,6	33,5	36,5	37,6	37,9	38,1	38,3	38,6	38,8
HUARANGO	22,9	14,7	15,4	18,0	22,0	24,8	28,5	31,4	31,6	31,8	31,9	32,1	32,2	32,3
LOMAS	22,9	6,6	7,5	8,7	10,4	11,2	12,9	14,0	14,1	14,1	14,2	14,2	14,3	14,3
ICA	10	17,1	17,5	18,0	18,4	18,9	19,4	19,9	20,5	20,8	21,1	21,4	21,8	22,1
ICA NORTE	10	8,9	9,2	9,5	9,7	10,0	10,3	10,7	11,0	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0
ICA NORTE	10A	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,6	18,1	18,5	18,8	19,1	19,4	19,8
ICA NORTE	22,9A	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
STA. MARGARITA	10	11,0	11,6	11,9	12,6	13,1	13,5	13,7	14,0	14,1	14,2	14,4	14,5	14,7
STA. MARGARITA	22,9	12,9	13,0	13,6	15,1	16,6	18,1	19,6	20,8	20,9	21,0	21,1	21,3	21,4
TACAMA	10	6,9	7,6	7,9	8,1	8,3	8,6	8,9	9,1	9,3	9,5	9,6	9,7	9,8
TACAMA	22,9	1,8	3,5	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	5,0
SEÑOR DE LUREN	10	17,7	18,6	19,5	19,9	20,3	20,8	21,3	21,8	22,1	22,4	22,6	22,9	23,2
EL CARMEN	10	5,7	6,2	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9	8,0	8,2	8,3
PEDREGAL	10	20,0	21,5	23,9	25,8	28,3	29,2	29,5	29,9	30,1	30,3	30,5	30,7	31,0
PUEBLO NUEVO	10	4,6	4,9	5,1	5,7	6,0	6,3	6,9	7,1	7,2	7,3	7,4	7,6	7,7
PUEBLO NUEVO	22,9	0,8	0,9	1,0	1,3	1,5	1,7	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0
PUEBLO NUEVO	10A	11,9	12,9	13,7	14,4	15,2	15,8	16,2	16,6	16,8	17,0	17,2	17,4	17,6
TAMBO DE MORA	10	12,7	12,9	13,7	13,9	14,2	14,4	14,6	14,7	14,8	14,8	14,9	15,0	15,1
DESIERTO	220	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
ALTO LA LUNA	10	12,5	13,7	14,6	15,5	16,0	16,4	16,8	17,2	17,4	17,7	17,9	18,2	18,4
ALTO LA LUNA	22,9	2,0	3,3	4,7	6,1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
INDEPENDENCIA	10	1,7	2,0	2,2	2,5	2,9	3,2	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9
PARACAS	10	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9	13,0	13,1	13,1	13,2	13,2	13,3	13,3	13,4
PARACAS	22,9	5,5	6,0	6,5	6,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
PISCO	10	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6
INDEPENDENCIA	220	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9	183,9
INDEPENDENCIA	60	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ALTO LA LUNA	60	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
FUNSUR	60	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
CORACORA	10		0,2	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
CORACORA	22,9	7,0	7,2	7,7	8,1	8,3	8,4	8,6	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,4
NAZCA	10	6,1	6,4	6,6	6,9	7,2	7,4	7,6	7,9	8,0	8,1	8,3	8,4	8,6
NAZCA	22,9	13,4	15,1	16,6	17,7	18,8	19,4	19,5	19,7	19,8	19,9	20,0	20,2	20,3
PALPA	10	0,9	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
PALPA	22,9	3,9	4,2	4,9	5,5	5,9	6,0	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4
PUQUIO	10	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
PUQUIO	22,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
EL HIERRO	22,9	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
JAHUAY	10	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
MINA SHOUGANG	60	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
MARCONA	220	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9
BELLA UNIÓN	22,9	7,5	7,8	8,1	8,7	9,0	9,5	9,9	10,0	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3
CHALA	22,9	7,2	8,3	10,4	12,5	13,3	14,2	14,8	15,3	15,4	15,4	15,5	17,5	17,6
POROMA	220	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7	43,7
SAN NICOLAS	13,8	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
TOTAL		678,0	697,8	723,3	749,1	769,1	787,6	802,9	811,8	815,5	819,2	822,9	828,7	832,6

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

En el Cuadro N° 6-4 y Gráfico N° 6-1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.

Cuadro N° 6-4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW) – Demanda MT

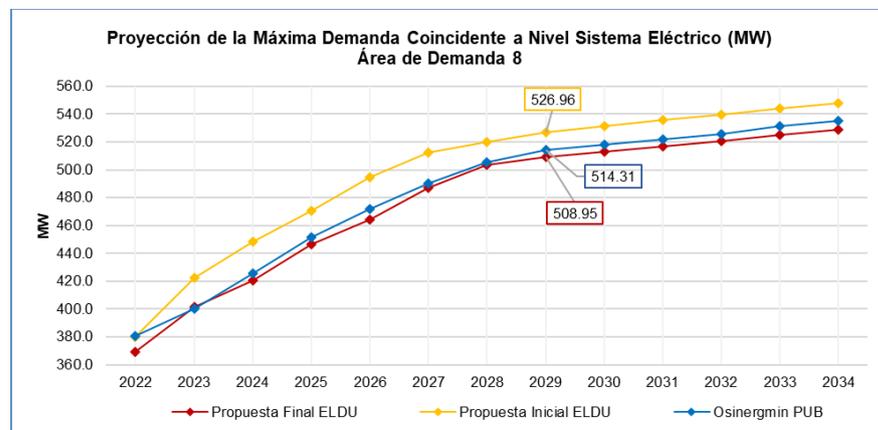
Año	PROPUESTA Osinerghmin	PROPUESTA FINAL ELECTRODUNAS	PROPUESTA INICIAL ELECTRODUNAS
2022	380,50	369,24	380,33
2023	400,33	401,37	422,65
2024	425,84	420,79	448,72
2025	451,58	446,60	470,46
2026	471,58	464,50	494,48
2027	490,09	487,11	512,13
2028	505,44	503,54	520,32
2029	514,31	508,95	526,96
2030	518,00	513,10	531,43
2031	521,67	517,02	535,60
2032	525,42	520,94	539,77
2033	531,21	524,85	543,95
2034	535,11	528,77	548,12
TC	2,9%	3,0%	3,1%

Fuente: Formato F-121

Notas:

- (1) Para fines comparativos, se ha considerado la proyección de demanda de la PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS.

Gráfico N° 6-1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW) – Demanda MT



Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de ELECTRODUNAS. Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda a nivel de Media Tensión (MT).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 8, en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, considerando que en el estudio presentado por los TITULARES se identificó lo siguiente:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 8; asimismo, no se incluye los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO (configuración aprobada). Los TITULARES al no considerar estas instalaciones, no estaría aplicando el criterio señalado en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- No incluye un análisis completo de alternativas, según lo establece la NORMA TARIFAS, lo cual no permite verificar si la alternativa planteada representa la solución de mínimo costo en el Área de Demanda.
- No se sustenta el dimensionamiento de los nuevos elementos de transmisión que conforman el SER, es decir no se justifica la no utilización de la capacidad óptima de transformación en las subestaciones existentes. Los TITULARES, al no considerar ese criterio, no están aplicando lo indicado en el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS; es decir, la empresa no evalúa las nuevas subestaciones propuestas con otra alternativa como la ampliación de las subestaciones existentes.
- En las alternativas analizadas, no se evaluó mejoras en el sistema de transmisión actual, tales como ampliaciones de subestaciones existentes, reforzamientos de Líneas de Transmisión existentes, etc., en comparación con alternativas de nuevos puntos de inyección en 220 kV.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser pagados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre Subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.

- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las Subestaciones durante el Horizonte de Estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinerghmin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo del 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Donde corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para tal efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 10, 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluando los ingresos necesarios para los primeros 10 años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema eléctrico permite establecer una base a partir de la cual se inicia el proceso de planeamiento del desarrollo futuro de las instalaciones de transmisión.

Para determinar dichas condiciones, se toma como base la topología del sistema de transmisión existente a diciembre del año 2022 y las instalaciones que fueron construidas y/o fueron previstas hasta antes de mayo 2025. Cabe indicar que, según la información reportada por los TITULARES, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 8, a diciembre de 2022, son las que figura en el Anexo D; sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, mediante el formato "F-202" se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño; para lo cual se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las SET's y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la

situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las SET's en el futuro. En los Cuadros N° 6-5 y N° 6-6 se presenta la sobrecarga prevista en los transformadores AT/MT al año 2034 es la siguiente:

Cuadro N°6-5
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de dos (2) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal (MVA)	Factor de Utilización
Pedregal	PEDRE060	PEDRE010	31,25	1,01
Pueblo Nuevo	PNUEV060	PNUEV010_2	18,75	1,18
Villacuri	VILLA060	VILLA023	25	1,89
Nazca	NAZCA060	NAZCA010	8,75	1,15

Fuente: F-202 (Osinerghmin)

Cuadro N°6-6
Sobrecarga en Transformadores de Potencia de tres (3) devanados

Nombre	Lado HV Barras	Lado MV Barras	Lado LV Barras	Potencia Nominal HV (MVA)	Potencia Nominal MV (MVA)	Potencia Nominal LV (MVA)	Factor de Utilización HV	Factor de Utilización MV	Factor de Utilización LV
Santa Margarita	SMARG060	SMARG023	SMARG010	40	20	25	1,04	1,27	0,65
Señor de Luren	SLURE060	SLURE023	SLURE010	40	20	25	0,82	0,25	1,11
Chincha Nueva	NCHIN060	NCHIN023	NCHIN010	13	5	9	0,99	0,51	1,15
Nazca	NAZCA060	NAZCA023	NAZCA010	15	10	10	1,29	1,15	0,90
Palpa	PALPA060	PALPA023	PALPA010	9	9	2,5	1,13	0,91	0,77

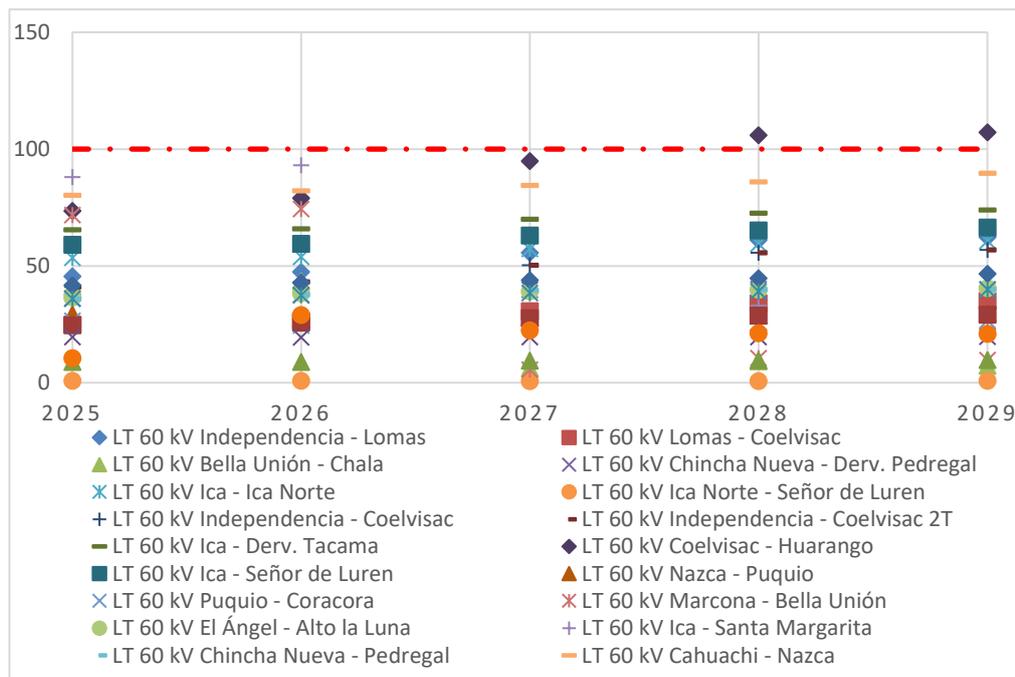
Fuente: F-202 (Osinerghmin)

Asimismo, se ha identificado que, los transformadores que presentarán sobrecarga desde el año 2029 corresponden a las SETs Villacurí (1,81), Santa Margarita (1,24), Señor de Luren (1,03), Pueblo Nuevo (1,10), Chincha Nueva (1,09), Nazca (1,23) y Palpa (1,07); no obstante, respecto a las SETs Santa Margarita, Señor de Luren, Pueblo Nuevo y Palpa, ELECTRODUNAS ha manifestado en su PROPUESTA FINAL que las sobrecargas se aliviarán mediante traslados de carga y traslados de transformadores, por lo cual, no ha propuesto inversiones en dichas subestaciones.

Por otro lado, respecto a la congestión en las Líneas de Transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 8, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DlgSILENT (.pfd) hasta el año 2029; para ello se ha tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes y las placas de los transformadores de potencia obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de agosto del 2023. Cabe señalar que, la demanda utilizada para este fin corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

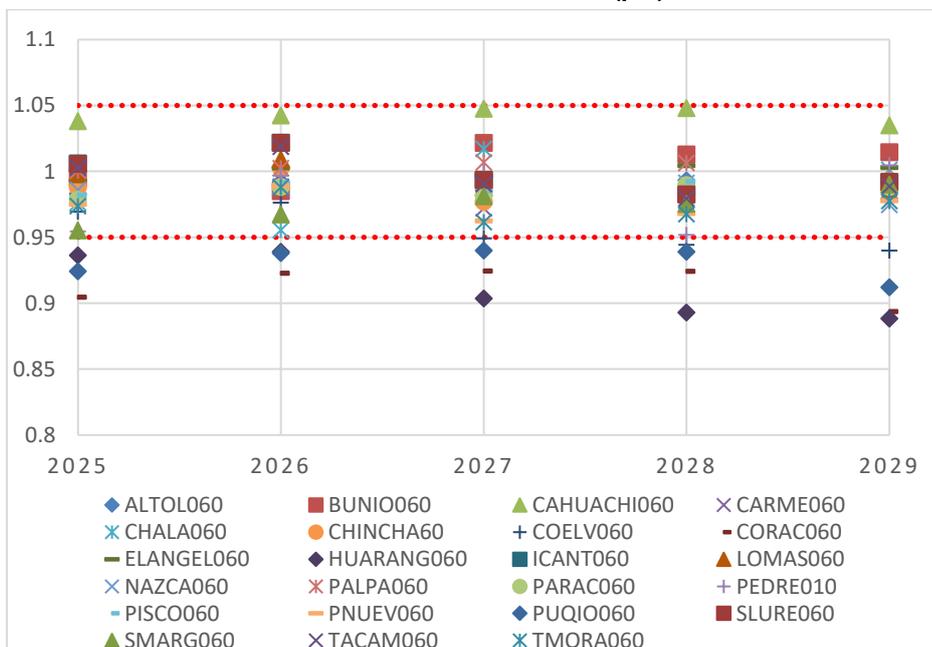
Así con relación a las líneas de transmisión, en el sistema eléctrico Villacurí, se tendrá congestión en la línea en 60 kV que sale de la SET Villacurí hasta la SET Huarango (107,259 %), esto a partir del año 2028. La cargabilidad de las líneas de transmisión se muestra en el Gráfico N° 6-2.

Gráfico N° 6-2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Respecto a los perfiles de tensión, las subestaciones cuyas barras en 60 kV presentarán problemas de tensión en el año 2029 son las siguientes: Coracora (0,893 p.u.) y Puquio (0,912 p.u.), en el sistema eléctrico Nazca y; Villacurí (0,940 p.u.) y Huarango (0,888 p.u.), en el sistema eléctrico Villacurí. Dichos perfiles, se muestran en la Gráfica N° 6-3.

Gráfico N° 6-3
Perfil de tensiones (p.u)



Al respecto, se debe señalar que, se está tomando en cuenta los proyectos de “Instalación de Transmisión de Conexión” (ITC) “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala)” y “Ampliación de

Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica” en el año 2027, aprobados en el Plan de Transmisión 2023-2032 y que han sido encargados a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante “PROINVERSIÓN”) para su licitación, con estos proyectos se mejorará el performance del Área de Demanda 8.

Por lo expuesto, como resultado del diagnóstico general y teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, los sistemas eléctricos que requieren nuevas inversiones en transmisión son: sistema Chincha, Ica, Villacurí, Nazca y Coracora; sin perjuicio de las necesidades que podrían identificarse respecto a celdas de transformador y/o alimentador en los otros sistemas.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 8, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

El diagnóstico advierte una problemática en el sistema eléctrico Chincha, Ica, Villacurí, Nazca y Coracora, reflejados en los perfiles de tensión, sobrecarga de las líneas y la cargabilidad de los transformadores. Al respecto, sobre la base de la propuesta de los TITULARES, se plantean alternativas que solucionen dicha problemática. Asimismo, de la revisión de la propuesta, se identifican solicitudes de Elementos que corresponde sean incluidos en el PI 2025-2029, de acuerdo con las razones señaladas por dichos TITULARES. En tal sentido, para efectos del PI 2025-2029, se ha considerado lo siguiente:

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Chincha

- a) Implementación de un (1) nuevo Transformador de Potencia (en adelante “TP”) en 60/22,9/10 kV de 40 MVA, para la SET Chincha Nueva.

Para el período 2025-2029, ELECTRODUNAS señala que para el año 2027 es necesaria la ampliación de capacidad del transformador en la SET Chincha Nueva, mediante el reemplazo del TP de 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA por un TP de 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA.

Al respecto, se debe mencionar que, en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 se aprobó para el año 2024 la rotación de un TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA para la SET Chincha Nueva, sin embargo, de acuerdo con los resultados de la proyección de demanda, la capacidad del transformador de la SET Chincha Nueva alcanzaría su límite en el año 2026, Ver Cuadro N° 6-7.

Cuadro N°6-7
Evaluación de Cargabilidad según Demanda de Osinerghmin

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación													
		Lado	KV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SET ATMT CHINCHA NUEVA	MAX DEM (1)	HV	60		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	MAX DEM (1)	MV	23														
	MAX DEM (1)	LV	10														
TP 60/22,9/10 kV - 13/5/9 MVA (Rotado de SET ATMT TACAMA)	POT. INST. (MVA)	HV	60				13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
	POT. INST. (MVA)	MV	23				9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
	POT. INST. (MVA)	LV	10				9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
	FACTOR DE USO	HV	60				0,71	0,77	0,85	0,90	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	1,01	1,02
	FACTOR DE USO	MV	23				0,25	0,32	0,38	0,43	0,47	0,48	0,49	0,50	0,50	0,51	0,51
	FACTOR DE USO	LV	10				0,88	0,94	1,02	1,06	1,12	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,20

En ese sentido, y por criterios de estandarizar la potencia de los transformadores, se considera oportuno incrementar la capacidad de

transformación de la SET Chincha Nueva para el año 2026 con un TP 60/22,9/10 kV con potencias iguales de 40/40/40 MVA reemplazando el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA; mientras que, para el año 2027 el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA se rotará a la SET El Ángel.

Por otro lado, del formato F-204 se identifica la necesidad de incorporar una Celda de Alimentador en 10 kV adicional en la SET Chincha Nueva para el año 2026, debido al incremento de demanda y a los traslados propuestos.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Pisco

a) Implementación de un (1) nuevo TP en 60/22,9/10 kV de 40 MVA, para la SET El Ángel.

Para el año 2027, ELECTRODUNAS propone la ampliación de capacidad de transformación en la SET El Ángel mediante el reemplazo del TP en 60/10 kV de 8,4 MVA por un TP en 60/22,9/10 kV de 40 MVA, porque existen cargas en 22,9 kV ubicadas dentro del área de la SET El Ángel, y por tanto corresponde ser atendidas por dicha subestación.

ELECTRODUNAS en la etapa de opiniones y sugerencias menciona que, la carga propuesta a trasladar en 22,9 kV involucra tanto demanda libre como demanda regulada, por lo que, propone inicialmente realizar el traslado de un alimentador en 10 kV proveniente de la SET Alto La Luna para ser atendido en 22,9 kV desde SET EL Ángel. Al respecto, del mapa de densidad realizado, se verifica que la principal demanda propuesta a trasladarse corresponde al cliente libre "Caliza Cemento Inca" (Ver Anexo A), el cual, según información del SICLI es atendido actualmente de la SET Paracas, y la empresa no ha presentado el sustento correspondiente que determine la imposibilidad de seguir atendiéndose de dicha SET.

Asimismo, se verifica que, las SETs aledañas como Alto La Luna y Paracas, tienen suficiente capacidad de transformación en el devanado de 22,9 kV para tomar carga, tal como se aprecia a continuación:

Cuadro N°6-8
Evaluación de Cargabilidad SET Alto La Luna (Fuente F-202)

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación										
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
					-2	-1	0	1	2	3	4	5		
SET AT/MT ALTO LA LUNA	MAX. DEM. (1)	HV	60		17	20	22	25	27	28	28	28		
	MAX. DEM. (1)	MV	23		3	4	6	7	9	9	9	9		
	MAX. DEM. (1)	LV	10		14	15	16	17	18	18	19	19		
TP - 60/23/10 kV - 37.5/37.5/25 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	60		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50		
	POT. INST. (MVA)	MV	23		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50		
	POT. INST. (MVA)	LV	10		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00		
	FACTOR DE USO	HV	60		0.45	0.53	0.59	0.66	0.72	0.73	0.75	0.76		
	FACTOR DE USO	MV	23		0.07	0.11	0.16	0.20	0.24	0.24	0.24	0.24		
	FACTOR DE USO	LV	10		0.57	0.62	0.66	0.70	0.72	0.74	0.75	0.77		

Cuadro N°6-9
Evaluación de Cargabilidad SET Paracas (Fuente F-202)

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSION		Año Fabricación										
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
					-2	-1	0	1	2	3	4	5		
SET AT/MT PARACAS	MAX. DEM. (1)	HV	60		19	20	21	21	22	22	22	22		
	MAX. DEM. (1)	MV	23		6	6	7	7	7	7	7	7		
	MAX. DEM. (1)	LV	10		13	14	14	14	15	15	15	15		
TP-60/23/10 kV - 37.5/37.5/25 MVA	POT. INST. (MVA)	HV	60		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50		
	POT. INST. (MVA)	MV	23		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50		
	POT. INST. (MVA)	LV	10		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00		
	FACTOR DE USO	HV	60		0.51	0.53	0.55	0.57	0.58	0.58	0.58	0.59		
	FACTOR DE USO	MV	23		0.15	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19		
	FACTOR DE USO	LV	10		0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.59	0.59	0.60		

Por lo tanto, el cliente libre “Caliza Cemento Inca”, puede atenderse tanto de la SET Alto La Luna como de la SET Paracas, en donde existe capacidad de transformación en el nivel de 22,9 kV.

En ese sentido, no corresponde aprobar un nuevo transformador 60/22,9/10 kV de 40 MVA para la SET El Ángel, sin embargo, se considera pertinente rotar el TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA de la SET Chinchá Nueva el año 2027, considerando que se está dando de Baja el TP 60/10 kV de 8,4 MVA por antigüedad. Asimismo, aprobar para el año 2027 celdas conexas en 22,9 kV para la SET El Ángel (1 Celda de Transformador, 1 Celda de Medición y 1 Celda de Alimentador) de tal manera que se pueda tomar carga regulada en dicho nivel de tensión.

- b) Implementación de un (1) Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva) y celdas conexas en la SET Independencia.

Para el período 2025-2029, ELECTRODUNAS señala que para el año 2029 es necesaria la ampliación de capacidad de transformación en la SET Independencia, mediante el reemplazo del Transformador de Distribución en 10/22,9 kV de 3 MVA por un TP en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva), debido a la limitación de la atención de la demanda en 22,9 kV por la capacidad del transformador de 3 MVA.

Respecto a la alimentación desde la SET Independencia en 22, 9 kV (zona de Humay), se observa del documento “REGISTRO DE EVENTOS.xlsx” y del documento “Cargas_MapasDensidades.xlsx” que la máxima carga atendida en 22,9 kV es de 0,4 MW para las cargas atendidas por ADINELSA y de 1,755 MW de las cargas propuestas por ELECTRODUNAS y aprobadas, en ese sentido, la empresa no tendrá mayor inconveniente en atender la zona en mención con el transformador de 3 MVA disponible.

De igual forma, se debe mencionar que, existe capacidad de transformación disponible en el nivel de tensión de 10 kV de los 2 TPs existentes en la SET Independencia. Por lo que, ELECTRODUNAS debe buscar alternativas de solución en distribución ya que tiene capacidad de transformación disponible tanto en 22,9 kV como en 10 kV para atender la demanda dentro del radio de acción de la SET Independencia.

Cuadro N° 6-10
Evaluación de Cargabilidad según Demanda de Osinergmin

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación													
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
					-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SET MATIAT INDEPENDENCIA	MAX. DEM. (1)	LV	10		2	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4
TP - 220/60/10 kV - 50/50/30 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
TP - 220/60/10 kV - 50/50/30 MVA	POT. INST. (MVA)	LV	10		30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	FACTOR DE USO	LV	10		0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

En ese sentido, no corresponde aprobar la rotación del Transformador de Potencia en 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA (rotado de SET Chinchá Nueva) y las celdas conexas en SET Independencia.

De manera complementaria, ELECTRODUNAS no ha presentado la respuesta formal de la empresa Red de Energía del Perú S.A. donde se evidencie que el espacio propuesto por ELECTRODUNAS para la instalación del TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA en la SET Independencia pueda ser utilizado (Patio de 220 kV).

Por otro lado, en la etapa de Observaciones se advirtió el problema de confiabilidad en el Sistema Eléctrico Pisco ante la salida de la LT 220 kV Independencia – El Ángel. Al respecto, con la demanda adicional sustentada por los TITULARES en la etapa de opiniones y sugerencias, se ha realizado el análisis de contingencia N-1, verificando que ante la desconexión de la LT 220 kV Independencia – El Ángel se presentan tensiones por debajo de lo permitido desde el año 2025. Consecuentemente, ante la contingencia descrita, a partir del año 2025 se presentan sobrecargas por encima del 120% en los Transformadores 220/60/10 kV de la SET Independencia durante el horizonte de estudio, lo que representa un grave riesgo para la continuidad del suministro en los Sistemas Pisco y Villacurí.

Cuadro N°6-11
Tensiones en Barra del Sistema Eléctrico Pisco ante contingencia de la LT 220 kV Independencia – El Ángel

Elemento en Contingencia	Elemento Monitoreado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LT 220 kV Independencia - El Ángel	ALTOLO10	0.859709	0.879248	0.896123	0.830056	0.876782	0.853889	0.848701	0.875801	0.802247	0.847628
	ALTOLO23	0.87236	0.892039	0.90897	0.84438	0.890635	0.868344	0.863461	0.890272	0.818415	0.863062
	ALTOLO60	0.883943	0.889834	0.875345	0.875975	0.875307	0.870279	0.866195	0.87607	0.868031	0.867056
	DALTO60	0.885114	0.891124	0.876657	0.877341	0.876661	0.871663	0.867597	0.877448	0.869485	0.868484
	DFUNSUR60	0.886518	0.893176	0.878903	0.880007	0.879422	0.874667	0.870767	0.88066	0.873082	0.872058
	ELANGELO10_1	0.897084	0.903807	0.889761	0.890912	0.890386	0.885699	0.881886	0.891666	0.884286	0.883305
	ELANGELO60	0.896343	0.903059	0.889025	0.890175	0.88965	0.884967	0.881157	0.890929	0.883555	0.882575
	FUNSUR	0.886426	0.893084	0.87881	0.879914	0.879329	0.874573	0.870673	0.880567	0.872988	0.871964
	PARACO10	0.86891	0.887534	0.871628	0.860517	0.859598	0.866317	0.861839	0.872608	0.828893	0.827644
	PARACO10A	0.86891	0.887534	0.871628	0.860517	0.859598	0.866317	0.861839	0.872608	0.828893	0.827644
	PARACO23	0.873412	0.891852	0.876243	0.865364	0.864523	0.871172	0.866803	0.877439	0.834481	0.833283
	PARACO23A	0.873412	0.891852	0.876243	0.865364	0.864523	0.871172	0.866803	0.877439	0.834481	0.833283
	PARACO60	0.875442	0.88198	0.867413	0.86844	0.867767	0.862927	0.85891	0.868937	0.861084	0.859998
	PISCO010	0.858606	0.893782	0.863596	0.863822	0.892732	0.871993	0.852847	0.877417	0.839929	0.838614
PISCO060	0.883223	0.889192	0.87462	0.875235	0.874483	0.869428	0.865306	0.875143	0.867106	0.866056	

Cuadro N°6-12
Cargabilidad de los TPs de SET Independencia ante contingencia de la LT 220 kV Independencia – El Ángel

Elemento en Contingencia	Elemento Monitoreado	Bus1Bar	Bus2Bar	Bus3Bar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LT 220 kV Independencia - El Ángel	T3-261	9	INDEP060	INDEPENDENCIA 10A	130.620816	127.6574599	138.9158804	145.6756311	146.203681	148.2445192	148.775637	151.1193344	154.4326588	155.2651534
	T4-261	10	INDEP060	INDEPENDENCIA 10B	124.1573985	127.0448334	138.2523537	145.0152401	145.5764442	147.6110496	148.160009	150.6099979	153.8983528	154.744209

En ese sentido, para el año 2025 resulta necesario incorporar de oficio en el PI 2025-2029 la segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel de 23,1 km aéreo y 0,1 km subterráneo, con sus respectivas celdas, bajo la titularidad de ELECTRODUNAS.

6.2.3.3 Sistema Eléctrico Ica

- a) Implementación de Nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA conectado desde la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Ttotal.

Para el año 2028, ELECTRODUNAS propone la Nueva SET Ocucaje 220/60/22,9 kV de 40 MVA conectado desde la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Ttotal, que descargará la SET Santa Margarita y permitirá atender la demanda al sur de esta última subestación.

Al efectuar el análisis de la alternativa propuesta por ELECTRODUNAS, se observa lo siguiente:

- En el Plan de Transmisión 2023 – 2032 se aprobó el proyecto ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica”, el cual contempla la SET Mayorazgo con un área prevista para un banco de transformadores, dicha SET se encuentra ubicada a 8 km de la SET Ocucaje propuesta por ELECTRODUNAS. De igual forma, esta ITC contempla una LT 60 kV Totoral – Santa Margarita de doble terna, para cumplir con el criterio de N-1 para la SET Santa Margarita. En ese sentido, esta ITC contempla una nueva SET Mayorazgo con espacio disponible para instalar transformadores de potencia que puedan atender la demanda existente en esa zona.
- Implementar una nueva SET Ocucaje con un TP 220/60/22,9 kV de 40 MVA implicará considerar costos de obras comunes y costos de servicios auxiliares correspondientes a una nueva subestación, cuando ya se tiene prevista la SET Mayorazgo 220 kV situada a 8 km.

Además, de la información remitida por ELECTRODUNAS, se observa que, la ubicación óptima para una nueva subestación se encuentra más cerca a la SET Mayorazgo que a la nueva SET Ocucaje propuesta por ELECTRODUNAS, ya que, la SET Mayorazgo se encuentra a 3 km del punto de ubicación óptima, mientras que la SET Ocucaje propuesta se encuentra a 5,6 km del punto óptimo.

Por último, según el “Procedimiento Técnico del COES: Ingreso, Modificación y Retiro de instalaciones del SEIN” (PR – 20) para realizar el seccionamiento de una línea en 220 kV del Sistema de Transmisión Troncal Regional se tiene como criterio que la distancia mínima entre un nodo existente y un nodo producido no debe hacerse a menos de 30 km, por lo cual, la propuesta de ELECTRODUNAS de realizar una nueva SET Ocucaje seccionando la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral a 8 km de la SET Mayorazgo, estará incumpliendo con el PR-20 de COES.

Sin embargo, con la finalidad de atender la problemática descrita por ELECTRODUNAS, se ha evaluado la implementación de un transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA en la futura SET Mayorazgo, que permitirá atender la demanda de la zona de Ocucaje en 22,9 kV y a la vez descargar la SET Santa Margarita, permitiendo distribuir la carga en 22,9 kV entre ambas subestaciones.

Cabe resaltar que, con la Alternativa mencionada, se podrá utilizar de manera eficiente los proyectos aprobados para el AD 8. Además, al contar con un devanado en 60 kV, se podrá utilizar ese nivel de tensión en los años siguientes en caso de ser necesario.

En ese sentido, se han evaluado dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de estudio:

Alternativa 1:

- Para el año 2028 se considera la incorporación de un (1) TP 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA en la SET Mayorazgo con las respectivas Celdas de Transformador en 220 kV Doble Barra, Celda de Medición en 22,9 kV,

Celda de Transformador en 22,9 kV y dos (2) Celdas de Alimentador en 22,9 kV.

Alternativa 2:

- Para el año 2028 se considera la incorporación de la nueva SET Ocucaje 220/22,9 kV de 40 MVA, además de un tramo de conexión mediante una LT 220 kV Deriv. Ocucaje – Ocucaje doble terna de 0,3 km. Asimismo, en la nueva SET Ocucaje se considera la inversión de dos (2) Celdas de Línea en 220 kV Simple Barra, una (1) Celda de Transformador en 220 kV, una Celda de Transformador en 22,9 kV, una Celda de Medición en 22,9 kV y dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6-13
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 8**

ÁREA DE DEMANDA		8							
SISTEMA ELÉCTRICO		Ica							
Alternativa	Valor presente (US\$)								
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total	
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	-	-	1 382 975	184 006	1 566 981	111 615	-57 860	1 620 736	
Alternativa 2	80 577	-	2 931 776	301 866	3 314 220	349 493	-116 520	3 547 192	
Alternativa seleccionada:		Alternativa 1							

Fuente: Formatos F-205 (Osinermin)

Al respecto, se identifica que, la Alternativa N° 1 representa el menor costo en un horizonte de análisis de 10 años.

Por lo expuesto, resulta coherente aprobar la implementación de un transformador trifásico en 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA en la SET Mayorazgo con las celdas respectivas en los niveles de tensión 220 y 22,9 kV, con lo cual, ELECTRODUNAS podrá atender la demanda en 22,9 kV y se utilizará de manera eficiente las inversiones. Esta inversión será prevista para el año 2028, un año después de la POC prevista para la ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica”.

En consecuencia, no se acepta la propuesta de ELECTRODUNAS sobre la implementación de una nueva SET Ocucaje 220/60/22,9 kV de 40 MVA en consecuencia tampoco se acepta la implementación de la derivación de la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral en el PI 2025-2029.

- b) Implementación de una LT 60 kV Totoral – Ica Norte con 19,3 km aéreo y 1 km subterráneo, por confiabilidad N-1.

Para el año 2028, ELECTRODUNAS propone la LT 60 kV El Totoral – Ica Norte con 1 km de línea subterránea (XLPE 1000 mm²) y 19,3 km de línea aérea de 400 mm², por el criterio de confiabilidad N-1.

Al respecto, del diagnóstico, se verifica que para el año 2029, en un escenario de contingencia en la LT 60 kV Ica Parcona – Ica Norte, se produciría una sobrecarga del 115% en la LT 60 kV Ica Parcona – Derivación Ica Norte. Por lo

que, en el período de evaluación no se verifica una necesidad de redundancia por el criterio de N-1.

c) Implementación de una celda de alimentador en 10 kV en SET Ica Norte

Para el año 2029, ELECTRODUNAS propone la implementación de una (1) Celda de Alimentador en 10 kV para SET Ica Norte.

Al respecto, se debe mencionar que, la SET Ica Norte cuenta con Celdas de Alimentadores existentes en 10 kV, por lo que, con la demanda actualizada por Osinergmin, no se requerirá una Celda de Alimentador en 10 kV adicional (conforme se corrobora en el F-204). En ese sentido, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 10 kV.

6.2.3.4 Sistema Eléctrico Nazca

a) Implementación de Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25 MVA conectado desde la derivación de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi.

Para el año 2026, ELECTRODUNAS propone la Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA conectada con una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km preparada para doble terna. ELECTRODUNAS señala que, la Nueva SET Copara resolverá el problema de sobrecarga de la SET Nazca y el problema de contingencia N-1 ante la salida de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca.

En la etapa de opiniones y sugerencias ELECTRODUNAS ha presentado información que evidencia la falta de espacio en la SET Nazca y la dificultad de tender más alimentadores en 22,9 kV desde dicha SET, además, de evidenciar que el centro de carga se ha desplazado al Sur de Nazca.

Por otro lado, ELECTRODUNAS propone el proyecto de SET Copara en 60/22,9/10 kV para el año 2026, sin embargo, del diagnóstico se verifica que, la problemática del Sistema Nazca se presenta desde el año 2025, evidenciándose problemas de caída de tensión por debajo de 0,95.

En ese sentido, se han evaluado dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de estudio:

Alternativa 1:

- Para el año 2025 se considera la incorporación de la nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA con las respectivas celdas en 60 y 22,9 kV, además de una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km.

Alternativa 2:

- Para el año 2025 se considera la incorporación de la nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA, con las respectivas celdas en 60 y 22,9 kV, además de una LT 60 kV Derivación Copara – Copara de 13,2 km doble terna.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los siguientes resultados mostrados en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6-13
PROPUESTA Osinerghin - ÁREA DE DEMANDA 8**

ÁREA DE DEMANDA		8						
SISTEMA ELÉCTRICO		Nazca						
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	1 940 364	-	2 869 735	4 810 099	650 325	-3 211 804	2 248 620
Alternativa 2	-	2 080 913	-	2 689 825	4 770 737	692 298	-2 929 448	2 533 588
Alternativa seleccionada:		Alternativa 1						

Fuente: Formatos F-205 (Osinerghin)

Al respecto, se identifica que la Alternativa N° 1 representa el menor costo en un horizonte de análisis de 10 años.

De la comparación de alternativas, se considera pertinente aprobar para el año 2025 la SET Copara en 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA, con una LT 60 kV Cahuachi - Copara de 14,1 km en simple terna.

Por otro lado, del diagnóstico se verifica que, la SET Palpa presentará sobrecargas, por lo que, se aprueba un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA para el año 2026 asimismo, la Baja del TP 60/22,9/10 kV de 9 MVA saliente de dicha SET.

6.2.3.5 Sistema Eléctrico Bella Unión – Chala

- a) Implementación de Nueva SET Jaqui 60/22,9 kV de 9 MVA (rotado de SET Chala) y LT 60 kV Derivación Jaqui – Jaqui de 8,4 km.

SEAL propone la nueva SET Jaqui 60/22,9 kV de 9 MVA conectada desde la derivación de la LT 60 kV Bella Unión – Chala con una LT 60 kV Derivación Jaqui – Jaqui de 8,4 km simple terna. SEAL señala que, la Nueva SET Jaqui resolverá los problemas de tensión presentados en el alimentador Platinos de la SET Bella Unión.

Al respecto, cabe señalar que, SEAL presenta la tensión existente en el alimentador Platinos, sin embargo, no demuestra haber evaluado otras alternativas de solución previas a proponer una nueva instalación de transmisión, como, por ejemplo, la implementación de un nuevo alimentador, implementación de reguladores de tensión, entre otros.

Por otro lado, de la revisión de la causal por la que SEAL solicita la nueva SET Jaqui, se verifica que es por demanda, debido al incremento de un cliente libre (incorporado) en la zona, es decir que, la necesidad de la nueva SET Jaqui es por el incremento de un cliente libre exclusivo. En ese sentido, de requerir los clientes libres una nueva SET, deberá ser implementada por dichos clientes.

Por lo mencionado y lo descrito en el “Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de SEAL” numeral 39 del Anexo A del Informe N° 089-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD, no resulta procedente aprobar la Nueva SET Jaqui.

- b) Implementación de Nueva SET Chaparra 60/22,9 kV de 25 MVA y LT 60 kV Chala - Chaparra.

SEAL propone la nueva SET Chaparra 60/22,9 kV de 25 MVA conectada desde la SET Chala con una LT 60 kV Chala – Chaparra de 50,06 km. SEAL señala que, la Nueva SET Chaparra resolverá los problemas de caída de tensión, asimismo, con este proyecto, SEAL propone mejorar la tensión en la SET Coracora, al tomar carga que actualmente se atiende desde dicha SET.

Al respecto, se debe señalar que, en el largo plazo se prevé que la SET Chaparra se conecte a la SET Coracora mediante una LT 60 kV Chaparra – Coracora para mejorar el nivel de tensión. Sin embargo, debido a las extensas distancias, la Alternativa en 60 kV presentará problemas de subtenensión en el largo plazo, por lo que, se plantean dos alternativas que solucionen adecuadamente la necesidad del sistema en el horizonte de análisis.

Alternativa 1:

- Para el año 2029 se considera la inversión de la SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA, además de una LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46 km, de doble terna con un solo circuito implementado. Asimismo, se debe resaltar que en la nueva SET Chaparra se considera la inversión de un TP 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, una celda de transformador en 138 kV, una celda de línea en 138 kV, una celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV.

Alternativa 2:

- Para el año 2029 se considera la inversión de la SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA, además de una LT 138 kV San Isidro – Chaparra de 123 km, de doble terna con un solo circuito implementado. Asimismo, se debe resaltar que en la nueva SET Chaparra se considera la inversión de un TP 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, una celda de transformador en 138 kV, una celda de línea en 138 kV, una celda de transformador en 22,9 kV, una celda de medición en 22,9 kV y dos celdas de alimentador en 22,9 kV.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los siguientes resultados mostrados en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6-15
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 8**

ÁREA DE DEMANDA		8						
SISTEMA ELÉCTRICO		Bella Unión – Chala						
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	4 938 933	-	2 249 683	308 383	7 038 784	1 122 279	-3 203 963	4 957 099
Alternativa 2	11 981 052	-	2 249 683	308 383	14 539 117	2 296 549	-3 250 940	13 584 726
Alternativa seleccionada:		Alternativa 1						

Fuente: Formatos F-205 (Osinermin)

Al respecto, se puede notar que la Alternativa 1 es la alternativa de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años. Dicha alternativa, corresponde a implementar una nueva SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA, con una LT 138 kV desde la SET Pampa.

En ese sentido, se verifica la necesidad de la SET Chaparra, la cual, permitirá descargar a la SET Coracora con alimentadores en 22,9 kV desde la SET Chaparra, permitiendo así mejorar el nivel de tensión en la SET Coracora, adicionalmente, permitirá atender tanto la demanda regulada como libre presente en la zona. Y en el largo plazo, permitirá la conexión en 60 kV con la SET Coracora.

Por lo mencionado previamente, se considera pertinente aprobar la SET Chaparra 138/60/22,9 kV – 40/40/40 MVA con una LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46,6 km para el año 2029.

6.2.3.6 Sistema Eléctrico Coracora

- a) Implementación de SET Nueva Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA con LT 138 kV Pampa – Nueva Relave y LT 60 kV Relave – Coracora.

ADINELSA propone la nueva SET Relave 138/60/22,9 kV de 30 MVA conectada desde la SET Pampa con una LT 138 kV Pampa – Nueva Relave y una LT 60 kV Nueva Relave – Coracora. ADINELSA señala que en la zona de Relave existe una demanda potencial no atendida principalmente minera, y que por problemas de caída de tensión y redes MT muy extensas no pueden ser atendidas desde la SET Coracora.

Respecto a esta solicitud se debe señalar que, la proyección de demanda determinada por Osinergmin para la zona de Relave no justifica la implementación de una nueva SET, dado que, conforme se detalla en los formatos F-100 que sustentan el presente informe, ADINELSA no remite documentación de sustento para nuevas cargas en la zona.

Por otro lado, respecto a las cargas aprobadas en el proceso de Modificación del Plan de Inversiones 2021-2025, resulta conveniente que puedan ser atendidas desde la nueva SET Chaparra por lo que, se considera pertinente aprobar dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV por disposición geográfica.

Por lo mencionado y lo descrito en el “Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la Propuesta Inicial de ADINELSA” numeral 26 del Anexo A del Informe N° 089-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD, no resulta procedente aprobar la SET Nueva Relave.

- b) Renovación de Elementos en SET Coracora

ADINELSA propone la renovación de la Celda de Línea 60 kV, Celda de Transformador 60 kV y 22,9 kV y Costos Incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones para la SET Coracora. ADINELSA señala que, con el enlace de la LT 60 kV Nueva Relave – Coracora, la SET Coracora ya no será una SET que se encuentre en cola, por lo que, se requiere mejorar la confiabilidad y operatividad.

Respecto a esta solicitud se debe señalar que, la Celda de Línea 60 kV y Celdas de Transformador en 60 y 22,9 kV no corresponde su aprobación,

debido a que ADINELSA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la obsolescencia y la inoperatividad de las mismas, limitándose a señalar que SET Coracora no estará en cola y se requiere mejorar la confiabilidad.

Asimismo, se debe mencionar que, en el período del PI 2025-2029 la conexión de la SET Coracora se mantendrá mediante la LT 60 kV Puquio – Coracora.

Por otro lado, respecto a los costos incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones para la SET Coracora, no corresponde aprobar, debido a que ADINELSA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la necesidad de la implementación de incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones, asimismo, de acuerdo con el Artículo N° 16 de la NORMA TARIFAS, los costos de inversión incremental de Centro de Control y Telecomunicaciones no aplica para SETs existentes.

6.2.3.7 Sistema Eléctrico Villacurí

a) Implementación de Nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA (Transformador rotado de SET Huarango) y LT 60 kV El Ángel – Huerto.

CVC ENERGÍA propone la Nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA (TP rotado) con Celdas MT, así como también la LT 60 kV El Ángel – Huerto de 20 km. CVC ENERGÍA señala que, existe una problemática en el alimentador 22,9 kV T1-7 de la SET Coelvisac I, asimismo, agrega que, en el recorrido de dicho alimentador existe potencial demanda no atendida por dicha limitación técnica.

Al respecto, en la etapa de opiniones y sugerencias CVC ENERGÍA ha presentado mayor documentación de las nuevas factibilidades, por lo que, con la demanda actualizada por Osinergmin, se verifica un incremento de demanda en el Sistema Eléctrico Villacurí. Dicho incremento, produce que el TP instalado en la SET Coelvisac I presente sobrecargas a partir del año 2027.

En ese sentido, y tomando en cuenta la densidad de demanda presente en la zona de Huerto, se considera pertinente aprobar una nueva subestación en la zona, por lo que, se han evaluado dos alternativas:

Alternativa 1:

- Para el año 2025 se considera la incorporación de la nueva SET Huerto con un TP 60/22,9 kV de 20 MVA (Rotado de SET Huarango) con las respectivas Celdas en 60 y 22,9 kV, además de una LT 60 kV El Ángel – Huerto de 20 km.

Alternativa 2:

- Para el año 2025 se considera la incorporación de la nueva SET Huerto con un TP 60/22,9 kV de 20 MVA (Rotado de SET Huarango) con las respectivas Celdas en 60 y 22,9 kV, además de una LT 60 kV Lomas – Huerto de 18,1 km.

Ambas alternativas se han evaluado económicamente, obteniéndose los resultados mostrados en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6-16
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 8**

ÁREA DE DEMANDA		8						
SISTEMA ELÉCTRICO		Villacurí						
Alternativa	Valor presente (US\$)							
	Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total
	MAT	AT	MAT/AT	AT/MT				
Alternativa 1	-	2 752 290	-	1 595 928	4 348 218	850 485	-2 148 540	3 050 162
Alternativa 2	-	2 490 822	-	1 595 928	4 086 750	803 659	-1 424 834	3 465 575
Alternativa seleccionada:		Alternativa 1						

Fuente: Formatos F-205 (Osinerghmin)

Al respecto, se puede notar que la Alternativa 1 es la alternativa de mínimo costo en un horizonte de análisis de 10 años. Dicha alternativa, corresponde a implementar una nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA, con una LT 60 kV El Ángel – Huerto.

b) Implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango.

CVC ENERGÍA propone la implementación de una (01) nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango por las sobrecargas presentadas debido al incremento de demanda en el año 2026 además de los problemas de tensión en la barra de 60 kV de la SET Huarango.

Por lo expuesto anteriormente y según lo obtenido en el análisis realizado del diagnóstico, resulta necesario implementar una nueva LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 240 mm² de 15,5 km para el año 2025, dicha línea será de doble terna. Asimismo, se considera pertinente dar de Baja a la LT 60 kV existente Coelvisac I – Huarango de 120 mm² en el año 2025.

c) Banco de condensadores de 4x3 MVAR en 22,9 kV en SET Huarango.

CVC ENERGÍA propone la implementación de un banco de condensadores de 4x3 MVAR en 22,9 kV para la SET Huarango, debido a que, la tensión en la barra 60 kV se encuentra debajo de 0,95 pu.

Del análisis realizado mediante flujo de potencia, se evidencia que, resulta necesario implementar un equipo de compensación reactiva en el Sistema Eléctrico Villacurí, Osinerghmin ha evaluado la alternativa de colocar un Banco de Capacitores 3 MVAR en el lado de 22,9 kV en la SET Huarango a fin de mejorar el perfil de tensión.

Por lo expuesto, se aprueba un Banco de Condensadores en SET Huarango para el año 2028, en el PI 2025-2029. Asimismo, se aprueba la celda de compensación correspondiente.

d) Celdas de Alimentador en 22,9 kV

CVC ENERGÍA propone la implementación de 3 Celdas de Alimentador en 22,9 kV para la SET Huarango (1 Celda para el 2025, 1 Celda para el 2026 y una Celda para el 2027) y 1 Celda de Alimentador en 22,9 kV para la SET Lomas a implementarse el año 2029.

Al respecto, para la SET Huarango, se visualiza que según el formato F-204 se requiere un total de tres (03) Celdas de Alimentador en 22,9 kV una (01) para el año 2024, otra (01) para el año 2026 y una adicional (01) para el año 2027, sin embargo, se debe mencionar que desde la SET Huarango se atenderá al cliente libre incorporado “Tengda Cerámica Perú S.A.C.”, el cual tiene una máxima demanda de 13,5 MW. Este cliente requiere dos (02) Celdas de Alimentador en 22,9 kV de atención exclusiva, las cuales, deben ser implementados por dicho usuario.

Por consiguiente, se establece que solo es pertinente aprobar una (01) Celda de Alimentador en 22,9 kV para el año 2028 para la SET Huarango.

Por otro lado, respecto a la SET Lomas, se debe mencionar que cuenta con 3 Celdas de Alimentador existentes en 22,9 kV, asimismo, no se encuentra justificado la instalación de la Celda de Alimentador en 22,9 kV (conforme se corrobora en el F-204).

e) Centro de Control y Sistema de Telecomunicaciones

CVC ENERGÍA propone la implementación de un centro de control con su correspondiente sistema de telecomunicaciones para sus instalaciones.

Respecto a esta solicitud se debe reiterar que no corresponde su aprobación, debido a que CVC ENERGÍA no ha presentado el sustento necesario que demuestre la necesidad de la implementación de instalaciones adicionales para remitir sus señales al COES, ya que no ha evidenciado como se realiza el envío de sus señales actualmente ni precisado la ubicación del centro de control en cuestión, solo se ha limitado a indicar que de existir algún incumplimiento por parte de CVC ENERGÍA será responsabilidad de Osinergmin.

Por lo mencionado, no se aprueba la solicitud de la implementación de un Centro de Control con su sistema de Telecomunicaciones.

Asimismo, respecto a los costos incrementales de Telecomunicaciones que CVC ENERGÍA considera para sus instalaciones existentes, no corresponde aprobar, debido a que, de acuerdo con el Artículo N° 16 de la NORMA TARIFAS, los costos de inversión incremental de Centro de Control y Telecomunicaciones no aplica para SETs existentes.

6.2.3.8 Transformadores de Reserva

a) Implementación de tres (3) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA para los Sistemas Eléctricos de Chincha, Pisco y Nazca.

ELECTRODUNAS, a fin de brindar confiabilidad al parque de transformadores del Área de Demanda 8, propone incluir en el PI 2025-2029 la implementación de tres (3) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV de 25 MVA a ubicarse en las subestaciones de Chincha Nueva, El Ángel y Copara.

b) Implementación de un (1) transformador de reserva en 60/22,9 kV de 25 MVA para las subestaciones Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

SEAL, a fin de brindar confiabilidad a sus equipos de transformación que forman parte del Área de Demanda 8, propone incluir en el PI 2025-2029 la

implementación de un (1) transformador de reserva compartida en 60/22,9 kV de 25 MVA para las SET's Chala, Bella Unión, Jaqui y Chaparra.

Al respecto, no corresponde aprobar la implementación de tres (3) transformadores de reserva de 25 MVA para ELECTRODUNAS y un (1) transformador de reserva de 25 MVA para SEAL, debido a que, de la evaluación efectuada con el Modelo de Transformadores de Reserva, se requiere para brindar confiabilidad a todo el parque del Área de Demanda 8, contar con un total de dos (2) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV: un (1) transformador de 40/40/40 MVA y un (1) transformador de 25/25/25 MVA.

Por lo expuesto, para el Área de Demanda 8 se aprueba un transformador de reserva adicional en 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA a ubicarse en la SET Copara. Toda vez que ya existe una reserva en 60/22,9/10 kV de 40 MVA en la SET Ica Norte.

Asimismo, es preciso indicar que la evaluación de las solicitudes de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8, son desarrolladas en el Anexo C del presente informe.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinergmin, en el Anexo F se detallan los proyectos requeridos para el período 2025-2029, que formarían parte del SCT a ser remunerado por la demanda. Asimismo, en el formato "F-305", se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

Cabe mencionar que, en la fecha de puesta en operación comercial de las instalaciones en transmisión, en cuanto a las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** En caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la

alternativa de mínimo costo elegida por Osinermin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a unidades disponibles, en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso.

En el caso del Área de Demanda 8, se han programado las Bajas para el período 2025-2029 de acuerdo a lo consignado en el Cuadro 6-15.

Cuadro N° 6-17
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 8

Programación de Bajas AD08				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 7 MVA (*)	SET Nazca
2	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (*)	SET Pueblo Nuevo
3	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 12 km	Línea
4	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 35,17 km	Línea
5	ELECTRODUNAS	2026	Transformador de 60/22,9/10 kV de 9 MVA	SET Palpa
6	ELECTRODUNAS	2027	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (**)	SET Santa Margarita

(*) Ambos TPs actualmente se encuentran ubicados en SET El Carmen

(**) Este TP actualmente se encuentra ubicado en SET Pisco

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 8, que requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6-16.

Cuadro N° 6-18
PROPUESTA Osinermin - ÁREA DE DEMANDA 8
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (US\$)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 08	28 519 399	119,4	185	50
ELECTRODUNAS	12 190 796	37,3	145	26
AT				
Celda	726 949			2
Línea	1 940 364	14,1		1
TP	3 961 119		105	4
MAT				
Celda	1 874 974			3
Línea	1 239 066	23,20		2
TP	1 375 381		40	1
MT				
Celda	1 072 943			13
SEAL	9 277 373	46,6	40	9
MAT				
Celda	1 370 666			3

Línea	5 637 014	46,6		1
TP	1 873 309		40	1
MT				
Celda	396 384			4
CVC ENERGÍA	6 831 536	35,5	3	13
AT				
Celda	1 524 946			4
Línea	4 289 461	35,5		2
MT				
Celda	921 137			6
Banco	95 991			1
ADINELSA	219 694			2
MT				
Celda	219 694			2

En el cuadro anterior, se incluyen únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinerghmin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta revisión del Regulador, tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, en caso que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el

⁸ "Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinerghmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

⁹ "Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinerghmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo".

plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

De la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el Área de Demanda 8, se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que los Elementos retirados de dicho Plan son:

Cuadro N° 6-19
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Titular	Nombre Elemento	Instalación	Código Modular Estándar	Año
ELECTRODUNAS	Línea Transmisión SET Marcona - SET Cahuachi (aéreo)	Línea	LT-060COR0PMS0C1120A	2024
ELECTRODUNAS	Celda de Línea 60 kV a SET Marcona	SET MAT/AT Cahuachi	CE-060COC1EDBLI	2024

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ELECTRODUNAS, SEAL, ADINELSA y CVC ENERGÍA se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Área de Demanda 8 es de 2,9%, menor que el presentado por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL (3,0%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 8, en el período comprendido entre el 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 28 519 399 según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 24% a CVC ENERGÍA, 42% a ELECTRODUNAS, 33% a SEAL y 1% a ADINELSA.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 8, se han previsto Bajas en el período 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 8, correspondiente al período mayo 2025 – abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que en las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptados, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/rho

Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.
- Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.
- Anexo C** Metodología y determinación de transformadores de reserva.
- Anexo D** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información del TITULAR.
- Anexo E** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo F** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo G** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELECTRODUNAS a la PREPUBLICACIÓN

1. [Incorporación de nuevas cargas](#)

ELECTRODUNAS menciona que existen cargas nuevas que no fueron consideradas en la PREPUBLICACIÓN.

Sustento

ELECTRODUNAS presenta una tabla con comentarios de las cargas que se deben considerar en las proyecciones.

Por tanto, ELECTRODUNAS solicita la incorporación de las cargas mencionadas en el estudio del Área de Demanda 8.

Cabe señalar que, ELECTRODUNAS, además de las Opiniones y Sugerencias presentadas, mediante carta GT-2508-2024/PG del 10 de mayo de 2024, presentó información complementaria sobre las solicitudes de nuevas cargas.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la documentación presentada por ELECTRODUNAS, en esta etapa se adicionan las cargas “Agroindustrial Beta S.A.” y “Predio de JUSTINO FEDERICO AYBAR MOLINA” como Demandas Incorporadas.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por ELECTRODUNAS, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda”, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factib. ELDU”, correspondiente al Área de Demanda 8.

Por tanto, corresponde modificar el proyecto del PI 2025 – 2029 debido a la inclusión de dos Demandas Incorporadas en el Área de Demanda 8.

Conclusión

Por las razones explicadas, se acoge parcialmente esta opinión.

2. [Barra 22,9 kV en SET El Ángel](#)

ELECTRODUNAS menciona que Osinerghmin omite los sustentos respecto a la necesidad de implementar la barra de 22,9 kV en la SET El Ángel para la atención de cargas reguladas y libres en dicha subestación, entre ellos, la carga del cliente libre “Caliza Cemento Inca”.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la necesidad de implementar la barra en 22,9 kV en SET El Ángel, agrega que, en dicho análisis se analizaron las cargas de CVC ENERGÍA que se encuentran en el área de influencia de la SET El Ángel.

ELECTRODUNAS añade que, el objetivo de implementar la barra en 22,9 kV en SET El Ángel es atender cargas reguladas y libres que se encuentran dentro del área de influencia teórica de dicha SET, para lo cual, adjunta una imagen con las SETs del Sistema Pisco y Villacurí con las cargas georreferenciadas.

ELECTRODUNAS añade una imagen señalando el alimentador en 22,9 kV que se propone conectar a la barra en 22,9 kV de la SET El Ángel, agrega que, dicho alimentador atenderá cargas reguladas y al Cliente Cementera Inca.

ELECTRODUNAS concluye que, el alimentador de 22,9 kV propuesto para la SET El Ángel no será de uso exclusivo del cliente “Caliza Cemento Inca”.

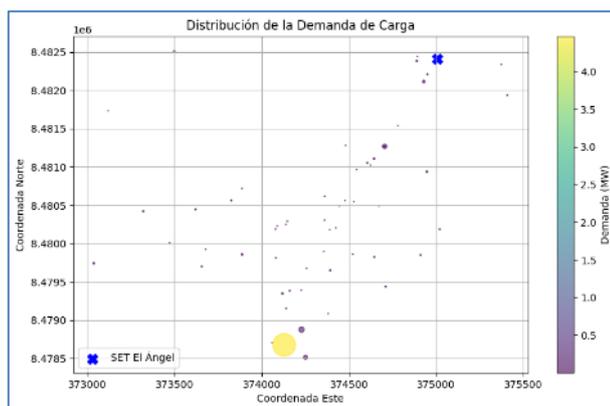
Solicitud

En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita incluir al PI 2025-2029 la implementación de la barra de 22,9 kV en la SET El Ángel, considerando 01 celda de transformación, 01 celda de medición y 01 celda de alimentador.

Análisis de Osinerghmin

Sobre la solicitud, se debe mencionar que el TP de 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA propuesto para ser trasladado desde la SET Chinchá Nueva a la SET El Ángel tiene un devanado en 22,9 kV, por lo tanto, en base a los argumentos presentados por ELECTRODUNAS, se considera pertinente aprobar la barra en 22,9 kV compuesta por 01 celda de transformación, 01 celda de medición y 1 celda de alimentador.

Por otro lado, en cuanto a la red de distribución de 22,9 kV “inicial”, se ha utilizado el archivo Excel “SET El Angel.xlsx” presentado por ELECTRODUNAS para obtener la densidad del alimentador 22,9 kV propuesto para la SET El Ángel:



Al respecto, se observa que la carga de Caliza Cemento Inca representa la principal demanda (aproximadamente 70% de la carga total) del alimentador propuesto en 22,9 kV, pero ELECTRODUNAS no ha sustentado la imposibilidad de atender la carga Caliza Cemento Inca desde subestaciones aledañas como SET Alto La Luna o SET Paracas, teniendo en cuenta que ambas tienen capacidad de transformación en 22,9 kV, tal como se observa a continuación:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Año Fabricación									
		Lado	kV		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
SET AT/MT ALTO LA LUNA	MAX. DEM. (1)	HV	60		-2	-1	0	1	2	3	4	5	
	MAX. DEM. (1)	MV	23		17	20	22	25	27	28	28	28	
TP - 60/23/10 kV - 37.5/37.5/25 MVA	MAX. DEM. (1)	LV	10		3	4	6	7	9	9	9	9	
	POT. INST. (MVA)	HV	60		14	15	16	17	18	18	19	19	
	POT. INST. (MVA)	MV	23		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	
	POT. INST. (MVA)	LV	10		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	
	FACTOR DE USO	HV	60		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	
	FACTOR DE USO	MV	23		0.45	0.53	0.59	0.66	0.72	0.73	0.75	0.76	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.07	0.11	0.16	0.20	0.24	0.24	0.24	0.24	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.57	0.62	0.66	0.70	0.72	0.74	0.75	0.77	
SET AT/MT PARACAS	MAX. DEM. (1)	HV	60		-2	-1	0	1	2	3	4	5	
	MAX. DEM. (1)	MV	23		19	20	21	21	22	22	22	22	
TP-60/23/10 kV - 37.5/37.5/25 MVA	MAX. DEM. (1)	LV	10		6	6	7	7	7	7	7	7	
	POT. INST. (MVA)	HV	60		13	14	14	14	15	15	15	15	
	POT. INST. (MVA)	MV	23		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	
	POT. INST. (MVA)	LV	10		37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	37.50	
	FACTOR DE USO	HV	60		25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	
	FACTOR DE USO	MV	23		0.51	0.53	0.55	0.57	0.58	0.58	0.58	0.59	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.15	0.17	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.19	
	FACTOR DE USO	LV	10		0.54	0.55	0.56	0.57	0.59	0.59	0.59	0.60	

Por lo tanto, ELECTRODUNAS debe considerar la atención del usuario libre Caliza Cemento Inca desde las SETs Paracas o Alto La Luna, y utilizar el alimentador en 22,9 kV aprobado en la SET El Ángel para atender demanda regulada, de tal manera que la

red en distribución en dicho nivel de tensión pueda ampliarse en el mediano y largo plazo.

Conclusión

Por las razones explicadas, se acoge parcialmente esta opinión.

3. Transformador de 60/22,9/10 kV en SET El Ángel

ELECTRODUNAS menciona que, el transformador de 13/5/9 MVA propuesto por Osinerghmin para la SET El Ángel, presentaría sobrecargas en el devanado de 22,9 kV.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la necesidad de ampliar la capacidad del transformador de la SET El Ángel, agrega que, en dicha Propuesta se determinó la demanda atendida a partir de la SET El Ángel en el corto, mediano y largo plazo, agrega que, se realizó también el análisis considerando a la futura SET Santa Cruz (SET Huerto).

ELECTRODUNAS menciona que, la demanda dentro del área de cobertura de la SET El Ángel es de 20,3 MW al 2025, sin embargo, será asumida de forma progresiva a mediano y largo plazo.

ELECTRODUNAS añade que, en su Propuesta, se considera una carga inicial de 4,7 MVA en 10 kV y 6,8 MVA en 22,9 kV (entre ellas la carga Cementera Inca), por lo cual, de mantener el TP de 13/5/9 MVA rotado a la SET El Ángel se tendrán sobrecargas en el devanado en 22,9 kV de 136% a partir del año 2025. Agrega que, la magnitud de cargas iniciales se incrementará de forma progresiva en el mediano y largo plazo.

ELECTRODUNAS realiza un cálculo de potencia óptima para el parque de transformadores existente en el Sistema Pisco, considerando una alternativa de 25 MVA y 40 MVA. De dicho estudio, concluye que, la potencia óptima resultante es de 40 MVA. Por lo que, propone un nuevo transformador de 40 MVA – 60/22,9/10 kV para la subestación El Ángel.

Solicitud

En base a lo expuesto, ELECTRODUNAS solicita el reconocimiento de un nuevo TP de 40 MVA y 60/22,9/10 kV para la SET El Ángel.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS menciona que, considera una carga inicial de 4,7 MVA en 10 kV y 6,8 MVA en 22,9 kV (entre ellos, la carga de la Cementera Inca), por lo que, el transformador de 13/5/9 MVA en la SET El Ángel presentaría sobrecargas -desde el inicio- en el devanado de 22,9 kV ($6,8/5 = 136\%$).

Al respecto, en el proyecto del PI 2025-2029 se ha propuesto que la carga Caliza Cemento Inca puede atenderse desde la SET Alto La Luna o desde la SET Paracas debido a que ambas tiene capacidad disponible en el devanado de 22,9 kV, y por lo cual no se presentarán sobrecargas en el devanado en 22,9 kV del TP de 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA de la SET El Ángel.

Por otro lado, se ha verificado en el SICLI que la carga Caliza Cementera Inca – desde marzo 2023 – se atiende desde la SET Paracas, por lo que, puede seguir manteniendo su punto de suministro, ya que, se encuentra dentro del radio de acción en 22,9 kV

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del PI 2025-2029 debido al presente comentario.

Conclusión

Por las razones explicadas, no se acoge esta opinión.

4. Transformador de 13/5/9 MVA en SET Independencia

ELECTRODUNAS menciona que, Osinergmin indica que se deben buscar soluciones en distribución para atender la demanda creciente en la zona en 10 kV, lo cual no es eficiente ni confiable para el sistema de distribución en la SET Independencia.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la problemática de la red de distribución en la subestación Independencia, agrega que, la SET Independencia tiene implementado la barra de 10 kV para el desarrollo de la distribución, además se tiene en servicio el alimentador SI213 (22,9 kV), que se conecta a la SET Independencia a través de un transformador elevador de 10/22,9 kV, el cual atiende la zona de Humay en Pisco y que corresponde a un sector típico rural.

ELECTRODUNAS adjunta imágenes que muestran las cargas atendidas con el alimentador SI213 y estado de las cargas en 22.9 kV que se documentaron en la propuesta final. Además, añade que, el diseño de la red propuesta para atender dichas cargas es desde la red en 22,9 kV por lo que no es posible implementar soluciones en distribución en 10 kV para estas nuevas cargas.

ELECTRODUNAS añade que, el ingreso de estas cargas asociadas a proyectos agroindustriales requiere la confiabilidad de un sistema de transmisión robusto y que pueda ser remunerado, dado que, actualmente el transformador provisional de 3 MVA no forma parte del sistema de transmisión (SST y/o SCT).

ELECTRODUNAS menciona que, para normalizar y garantizar un desarrollo eficiente de la distribución a corto, mediano y largo plazo, propone implementar un TP de 60/22,9/10 kV (rotación) y celdas de transformación, medición y un alimentador, en 22.9 kV.

Otros aspectos de confiabilidad

ELECTRODUNAS menciona que, ha sustentado un reporte de fallas enviado en la Propuesta Final, donde, señala que, la potencia original del transformador elevador que existía en el 2019 en la SET Independencia fue de 750 KVA, pero a consecuencia de las interrupciones se fueron utilizando transformadores disponibles para atender la contingencia de diversas potencias. Añade que, para el año 2022 ELECTRODUNAS tenía conocimiento del pedido de la nueva carga de "Agrícola Los Andenes S.A.C", razón por la cual se decidió adquirir un transformador que pueda cubrir esa demanda de manera provisoria hasta que se normalice la situación de la transformación en 22,9 kV.

ELECTRODUNAS sostiene que, dichos transformadores elevadores, no forma parte del diseño eficiente de la red de distribución considerado en la fijación del VAD.

Agrega que, el TP de 3 MVA y 22.9/10 kV no cuenta con una reserva en el sistema de distribución, por lo que, no es posible garantizar la atención de la demanda en 22.9 kV ante contingencias.

Disponibilidad de espacios en SET Independencia

ELECTRODUNAS menciona que, el 15 de diciembre de 2023, mediante la carta CS00078-23011141, la empresa Red de Energía del Perú S.A. (REP) confirmó la disponibilidad de espacios para la implementación de un transformador de 60/22,9/10 kV y la barra de 22,9 kV en la SET Independencia (adjunta carta).

Solicitud

En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita incluir en el PI 2025-2029 la instalación del transformador de 13/5/9 MVA e implementación de la barra de 22,9 kV

en la SET Independencia, considerando 01 celda de transformación, 01 celda de medición y 01 celda de alimentador.

Análisis de Osinerghmin

Otros aspectos de confiabilidad

Respecto a los eventos de interrupción, se debe mencionar que, corresponde a fallas ocurridas en el equipamiento instalado o debido a acciones de mantenimiento, además, el reciente TP elevador instalado por ELECTRODUNAS tiene año de fabricación 2022, fecha en la cual también se realizó su instalación, y desde entonces no se han presentado eventos de fallas.

Disponibilidad de espacios en SET Independencia

se verifica que con la demanda en la barra de 22,9 kV atendida por ADINELSA y los clientes libres aprobados en la presente etapa, se puede seguir atendiendo la demanda desde el TP elevador de 3 MVA instalado por ELECTRODUNAS, ya que, según el archivo Excel enviado por la misma empresa, denominado “Cargas_MapaDensidades.xlsx”, el alimentador en 22,9 kV atiende al año 2034 una demanda de 1,755 MW, asimismo, las cargas de ADINELSA según el archivo Excel “REGISTRO DE EVENTOS.xlsx” corresponden a 0,4 MW, por lo que, podrá seguir atendiendo las cargas propuestas en 22,9 kV desde el TP elevador. Los valores coinciden con el archivo Excel “PlanSETs.xlsx” enviado por ELECTRODUNAS en su PROPUESTA FINAL.

Subestación AT/MT				2027			2028			2029			2030			2031			2032			2033			2034			
SET	Código	nTR	KV	TR	PI	FU	MD																					
INDEPENDENCIA	IND	1	60	TR1	13	35%	4.1	13	34%	4.4	13	35%	4.5	13	35%	4.6	13	36%	4.6	13	36%	4.7	13	17%	2.2	13	17%	2.3
	IND	1	10	Tr1-10	13	35%	4.1	13	34%	4.4	13	35%	4.5	13	35%	4.6	13	36%	4.6	13	36%	4.7	13	17%	2.2	13	17%	2.3
	IND	1	23	Tr1-23	5	27%	2.4	9	29%	2.6	9	30%	2.7	9	30%	2.7	9	31%	2.8	9	31%	2.8	9	4%	0.3	9	4%	0.3
	IND	2	60	TR2	5	33%	1.6	5	35%	1.8	5	36%	1.8	5	36%	1.8	5	37%	1.9	5	37%	1.9	5	36%	1.9	5	36%	1.9
	IND	2	10	Tr2-10																								
	IND	2	23	Tr2-23																								

Por otro lado, respecto, al sustento de espacio que ELECTRODUNAS ha presentado para esta solicitud, es una carta por parte de REP donde no se puntualiza los espacios disponibles que requerirá esta implementación, tampoco se evidencia un plano de la disposición de los equipos propuestos ni mucho menos una confirmación específica para este proyecto por parte de REP, esta información es necesaria ya que ELECTRODUNAS plantea utilizar el patio en 220 kV y como mencionamos no se evidencia una coordinación entre dichas empresas.

Conclusión

Por las razones explicadas, no se acoge esta opinión.

5. Segunda terna LT 220 kV Independencia – El Ángel

ELECTRODUNAS menciona que el plazo establecido para la ejecución y puesta en operación comercial del segundo circuito de la línea 220 kV “Independencia – El Ángel” es insuficiente.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, de acuerdo con el cronograma establecido para el proceso del PI 2025-2029, la aprobación será el 10 de junio de 2024, por lo que, el plazo para la ejecución hasta la puesta en servicio del segundo circuito 220 kV “Independencia – El Ángel”, sería de 18 meses, lo cual resulta insuficiente por los siguientes motivos:

- Aprobación de CAPEX: Dado el alcance del proyecto, las inversiones para su ejecución serían aprobados a fines del 2024 y los flujos de efectivo recién se pueden materializar el 2025.

- Los estudios de ingeniería básica y estudio de Pre-Operatividad se estiman que culminen Julio del 2025, los procesos de licitación y adquisición del equipo primario tomarán hasta diciembre del 2026 incluyendo la llegada a obra, estos plazos son teniendo en cuenta de que se tiene previsto adquirir un equipo GIS en 220 kV.
- Modificación del Estudio de Impacto Ambiental-Semi detallado: 12 meses
- Las obras electromecánicas y puesta en operación comercial culminan en marzo del 2027.

Al respecto, ELECTRODUNAS añade que, no es posible agregar el proyecto de implementación de la segunda terna a la obra en curso del proyecto “SET El Ángel” dado que implicaría modificar el estudio de impacto ambiental que se tiene previsto presentar lo cual generará un retraso en la POC del proyecto el Ángel.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita considerar en el año 2027 la puesta en servicio del segundo circuito 220 kV “Independencia – El Ángel”.

Análisis de Osinerghmin

Sobre la solicitud, se verifica que con la demanda incorporada en la presenta etapa, a partir del año 2025 se presentan congestiones en los transformadores de la SET Independencia y trasgresiones en las barras del Sistema Eléctrico Pisco por lo que, se reafirma la necesidad de contar con la segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel a partir del año 2025.

Elemento en Contingencia	Elemento Monitoreado	Bus1Bar	Bus2Bar	Bus3Bar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
LT 220 kV Independencia - El Ángel	T3-261	9	INDEP060	INDEPENDENCIA 30A	130.620816	127.6674599	128.9158894	126.6758911	126.705891	128.2945192	128.775937	131.1193348	134.423588	135.2651529
	T4-261	10	INDEP060	INDEPENDENCIA 30B	124.1572295	127.0448331	128.2923537	126.0352307	126.5764442	127.6119056	128.160000	130.6099720	133.8083528	134.744220
Elemento en Contingencia	Elemento Monitoreado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034			
LT 220 kV Independencia - El Ángel	ALTOL010	0.859709	0.879248	0.896123	0.830056	0.876782	0.853889	0.848701	0.875801	0.802247	0.847628			
	ALTOL023	0.87236	0.892039	0.90897	0.84438	0.890635	0.868344	0.863461	0.890272	0.818415	0.863062			
	ALTOL060	0.883943	0.889834	0.875345	0.875975	0.875307	0.870279	0.866195	0.87607	0.868031	0.867056			
	DALTO60	0.885114	0.891124	0.876657	0.877341	0.876661	0.871663	0.867597	0.877448	0.869485	0.868484			
	DFUNSUR60	0.886518	0.893176	0.878903	0.880007	0.879422	0.874667	0.870767	0.88066	0.873082	0.872058			
	ELANGELO10_1	0.897084	0.903807	0.889761	0.890912	0.890386	0.885699	0.881886	0.891666	0.884286	0.883305			
	ELANGELO60	0.896343	0.903059	0.889025	0.890175	0.88965	0.884967	0.881157	0.890929	0.883555	0.882575			
	FUNSUR	0.886426	0.893084	0.87881	0.879914	0.879329	0.874573	0.870673	0.880567	0.872988	0.871964			
	PARAC010	0.86891	0.887534	0.871628	0.860517	0.859598	0.866317	0.861839	0.872608	0.828893	0.827644			
	PARAC010A	0.86891	0.887534	0.871628	0.860517	0.859598	0.866317	0.861839	0.872608	0.828893	0.827644			
	PARAC023	0.873412	0.891852	0.876243	0.865364	0.864523	0.871172	0.866803	0.877439	0.834481	0.833283			
	PARAC023A	0.873412	0.891852	0.876243	0.865364	0.864523	0.871172	0.866803	0.877439	0.834481	0.833283			
	PARAC060	0.875442	0.88198	0.867413	0.86844	0.867767	0.862927	0.85891	0.868937	0.861084	0.859998			
	PISCO010	0.858606	0.893782	0.863596	0.863822	0.892732	0.871993	0.852847	0.877417	0.839929	0.838614			
PISCO060	0.883223	0.889192	0.87462	0.875235	0.874483	0.869428	0.865306	0.875143	0.867106	0.866056				

Por tal motivo, se considera pertinente mantener la fecha de ingreso del proyecto segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel considerado en el proyecto del PI 2025-2029.

Conclusión

Por las razones explicadas, no se acoge esta opinión.

6. Transformación de 220/60/22,9 kV en SET Mayorazgo

ELECTRODUNAS menciona que, la propuesta de implementar el desarrollo de la distribución en la SET Mayorazgo, no garantiza un desarrollo eficiente de la distribución a corto, mediano y largo plazo.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la problemática de la red de distribución en la SET Santa Margarita; añade que, también se sustentó el problema de capacidad de transformación y la necesidad de cumplir con el criterio N-1 en la línea de transmisión 60 kV “Ica Parcona – Santa Margarita”.

ELECTRODUNAS agrega que, la red troncal existente en 22,9 kV en la SET Santa Margarita tiene una longitud mayor a 23 km hacia el sur y 13 km hacia el norte, por lo que, con dichas premisas, la red de distribución "inicial" de SET Mayorazgo tendría más de 20 km.

Agrega que, en dicho escenario, el desarrollo de la red en 22,9 kV de la SET Mayorazgo estará operando en condiciones deficientes y con tensiones fuera del rango establecido en la NTCSE, al respecto, ELETRODUNAS adjunta un cuadro de los valores y tensiones de pérdidas en la red de 22,9 kV considerando 25 km. Añade que, las pérdidas en la red de 22,9 kV superan lo reconocido (1,8%) en alimentadores con longitud mayor a 10 km y presentan caídas de tensión a partir de los 13,0 km.

ELECTRODUNAS menciona que, para el caso de SET Mayorazgo, la longitud de la troncal de alimentador en 22,9 kV superará los 20 km, por lo que, la tensión será de 0,90 pu y las pérdidas de 4,32%.

Añade que, con el incremento de la cobertura eléctrica, los problemas de calidad y eficiencia serán más severos a mediano y largo plazo.

Incremento de cobertura eléctrica

ELECTRODUNAS menciona que, documentó proyectos inmobiliarios que se desarrollarán al sur de la SET Santa Margarita y dentro del radio de acción de la SET Ocucaje, agrega que, esta demanda no está incluida en las proyecciones de demandas consignadas en el formato F-100.

Restricciones para desarrollo de la distribución

ELECTRODUNAS menciona que, la zona donde se construirá Mayorazgo está rodeada de predios agrícolas, por lo que, las alternativas para construir alimentadores de distribución desde esa ubicación son limitadas debido la escasez de accesos, además adjunta una imagen con unidades catastrales alrededor de la SET Mayorazgo.

ELECTRODUNAS añade que, en la inspección de campo se ha identificado dos rutas más probables donde se tendría que cerrar acuerdos con terceros para la construcción de redes.

Rutas potenciales de red de distribución

ELECTRODUNAS menciona que, existe el riesgo de que el proyecto Mayorazgo al no poder cerrarse acuerdos con los terceros, no tenga la utilidad prevista en el plan, teniendo finalmente una infraestructura ociosa.

ELECTRODUNAS añade que, tienen el antecedente de la problemática de la SET Santa Margarita, la cual está rodeada de predios agrícolas, y cuya vía de acceso está controlada por privados.

Solicitud

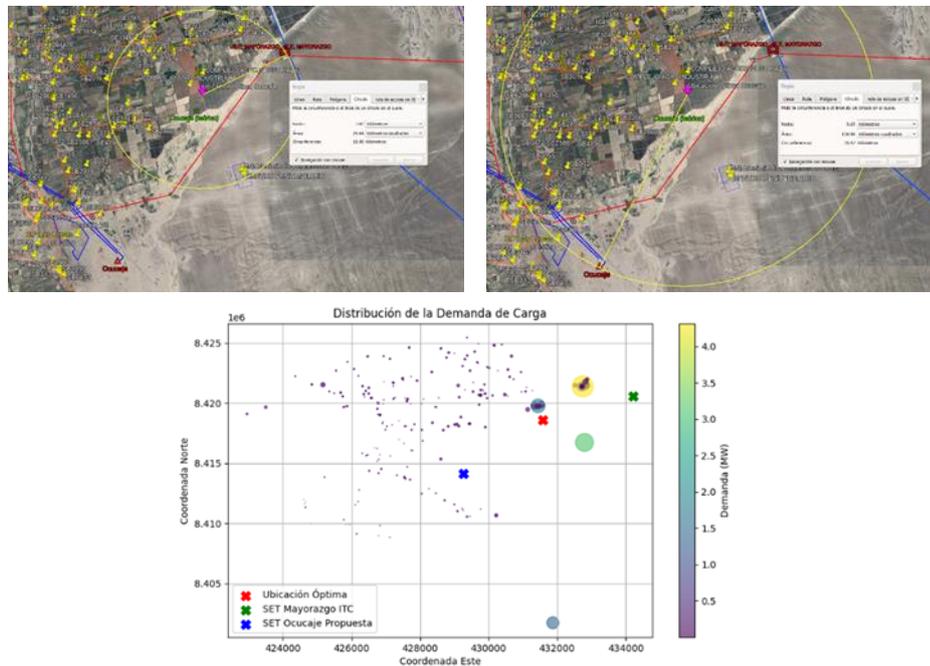
En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita retirar del proyecto del PI 2025-2029 la implementación del TP de 220/60/22,9 kV y la barra de 22,9 kV en la SET Mayorazgo.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la problemática de la red de distribución en la SET Santa Margarita y los problemas de capacidad de transformación se debe mencionar que, estas se evaluaron en el proyecto del PI 2025-2029, resultando que para el año 2029 se requiere un nuevo punto de alimentación en el sur de Ica, por lo que, en dicha etapa, se aprobó la instalación de un TP 220/60/22,9 kV y 40/40/40 MVA en la SET Mayorazgo.

ELECTRODUNAS menciona que, la propuesta de implementar el desarrollo de la distribución en la SET Mayorazgo no garantiza un desarrollo eficiente de la distribución

a corto, mediano y largo plazo. Al respecto, en la etapa de PREPUBLICACION en el literal b, numeral 38 del Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, se analizó con el cálculo remitido por ELECTRODUNAS, que la ubicación óptima para un nuevo punto de alimentación es más cerca a la SET Mayorazgo que a la SET Ocucaje (propuesta de ELECTRODUNAS). En la presente etapa, el punto se ha recalculado con las demandas incorporadas y validadas por Osinergmin, obteniéndose un resultado similar, donde se observa que, el punto de atención óptimo se encuentra a 3 km de la SET Mayorazgo y a 5,6 km de la SET Ocucaje.



Por otro lado, sin perjuicio de lo anterior, se debe mencionar que, según el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” (PR-20) para realizar el seccionamiento de una línea en 220 kV del Sistema de Transmisión Troncal Regional se tiene como criterio que la distancia mínima entre un nodo existente y un nodo producido no debe hacerse a menos de 30 km, por lo cual, la propuesta de ELECTRODUNAS, de realizar una nueva SET Ocucaje seccionando la LT 220 kV Mayorazgo – El Totoral a 8 km de la SET Mayorazgo, estará incumpliendo con el PR-20, aspecto sobre el cual, ELECTRODUNAS no ha desarrollado un mayor análisis que sustente lo contrario.

Desarrollo en redes de distribución e incremento de cobertura eléctrica

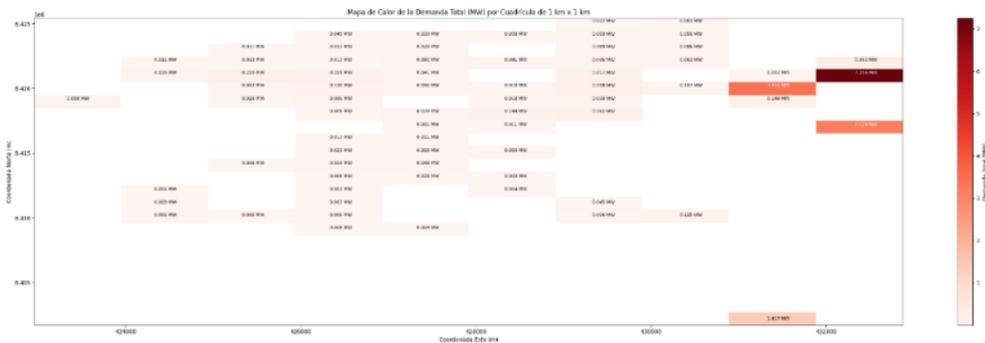
ELECTRODUNAS presenta un cálculo de tensiones y pérdidas con las premisas de una demanda de 10 MW y tensión en barra de 1,02 pu en la barra 22,9 kV, donde expone que, el desarrollo de la red en 22,9 kV desde la SET Mayorazgo estaría operando en condiciones deficientes y con tensiones fuera del rango establecido en la NTCSE, dicho cálculo ha sido observado en el literal a del numeral 38 del Anexo A del Informe N° 089-2024-GRT, asimismo, se debe mencionar que, ELECTRODUNAS no sustenta los resultados con un archivo de flujo de potencia, sino con una hoja de cálculo denominada “Flujo_MT23kV.xlsm”, donde, se consideran diversos factores los cuales no han sido sustentados debidamente, por ejemplo, se considera un “factor de manzaneo” de 1,21 el cual no tiene trazabilidad.

Asimismo, se aprecia que, tanto en el documento “Observaciones al Informe Técnico N° 089-2024-GRT que aprueba el proyecto del PI 2025-2029 del Área de Demanda 8” y en

el archivo Excel presentado por ELECTRODUNAS se asigna una demanda de 10 MW (Variable “DS Alimentador”) al alimentador en 22,9 kV, la cual luego es dividida entre un Factor de Simultaneidad de 0,8 lo aumenta la demanda a 12,5 MW.

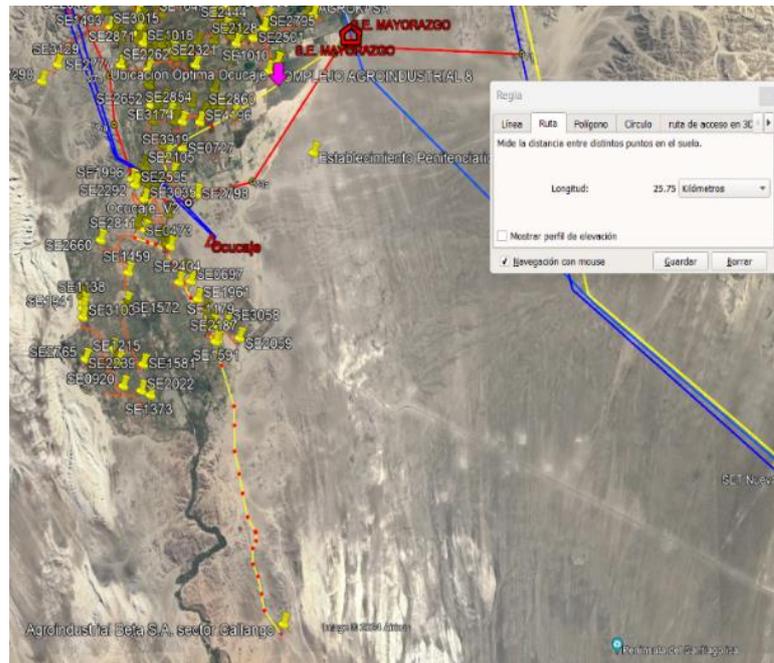
	A	B	C	D
10	Fs (SETs)		0.90	
11	Fs (ALS)		0.80	
12	Ncargas		10	
13	¿Tensión(1)/Pérdidas(2)?		1	
14				
15	Base			
16	Potencia Base		100	
17	Zbase		5.24	
18				
19	Demanda alimentador			
20	Cantidad mínima		7.6 Als	
21	DS Alimentador		10.0 MW	
22	MD Alimentador		12.5 MW	
23	DC Alimentador		9 MW	
24	Carga x tramo (p.u.)		0.0125	

Además, se observa que, en dicho cálculo, se considera un alimentador de 30 km, con una demanda uniformemente distribuida cada 3 km, con 1,25 MW por tramo, lo cual, no corresponde a la densidad proyectada en la zona del sur de Ica, ya que, según las cargas Teóricas propuestas por ELECTRODUNAS en la hoja “F-120 (SET)” del archivo Excel “SET Ocucaje.xlsx” se tendría la siguiente densidad en la zona de Ocucaje para el año 2034:



En ese sentido, ELECTRODUNAS no ha sustentado la distribución de carga utilizada en su archivo “Flujo_MT23kV.xlsm”, la cual, no coincide con la densidad de las cargas presentes y proyectadas al sur de Ica.

Asimismo, se debe mencionar que ELECTRODUNAS realiza el cálculo con una distancia de 30 km, lo cual, no ha sido sustentado, ya que, según el archivo kmz, presentado por ELECTRODUNAS, y utilizando parte de la ruta de su alimentador en 22,9 kV SM218, se obtiene una distancia de 25,75 km hasta la última carga “Agroindustrial Beta S.A. sector Callango” tal como se observa a continuación:



Restricciones para desarrollo de la distribución

Al respecto, se verifica que, de la información presentada por ELECTRODUNAS, la zona identificada por la empresa como “limitada debido a la escasez de accesos” ya cuenta con alimentadores en 22,9 kV (alimentador SM218), tal como se aprecia a continuación:



Además, corresponde a ELECTRODUNAS buscar soluciones en distribución, ya que, se observa gran densidad de cargas en dicha zona, la cual, debe ser atendida independientemente de la ubicación de la subestación.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

7. Nueva SET Ocucaje 220/60/22,9 kV

ELECTRODUNAS menciona que, Osinerghmin ha descartado el análisis de la problemática del sistema distribución que se presentó para la SET Santa Margarita y

desestimó la SET Ocucaje 220/22,9 kV que resuelve dicho problema a mediano y largo plazo.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 desarrolló cinco alternativas de solución para resolver el problema de capacidad de transformación, la necesidad de cumplir con el criterio N-1 en la línea de transmisión 60 kV "Ica Parcona – Santa Margarita" y la problemática de la red de distribución en la SET Santa Margarita.

Agrega que, los resultados obtenidos en dicho análisis determinaron la necesidad de una nueva SET Ocucaje, ubicado al sur de la SET Santa Margarita

ELECTRODUNAS menciona que, la ubicación final de la SET Ocucaje propuesta se desplazó al sur, tomando en consideración el potencial de crecimiento de la demanda en dicha zona a largo plazo.

ELECTRODUNAS añade que, otro criterio fundamental para definir la ubicación de una SET es la factibilidad de desarrollar las redes de distribución en la zona, por lo que, la ubicación propuesta por ELECTRODUNAS para la SET Ocucaje queda adyacente o muy cerca de la Panamericana Sur, permitiendo la construcción de nuevos alimentadores.

Agrega que, con la ubicación propuesta, se tendrá un adecuado reparto de la demanda entre las SET's Santa Margarita y Ocucaje.

Devanado en 60 kV en SET Ocucaje

ELECTRODUNAS menciona que respecto a su PROPUESTA FINAL considera pertinente agregar un devanado en 60 kV, dado que la proyección al largo plazo es atender la ZRT hacia el sur de Ica.

Solicitud

En base al análisis realizado, ELECTRODUNAS solicita incluir al PI 2025-2029 la nueva SET Ocucaje 220/60/22,9 kV y su tramo de conexión en 220 kV.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS menciona que, Osinerghmin ha descartado el análisis de la problemática del sistema distribución que se presentó para la SET Santa Margarita y desestimó la SET Ocucaje de 220/22,9 kV la cual resuelve el problema a mediano y largo plazo. Al respecto, Osinerghmin ha realizado el análisis de la problemática al Sur de la SET Santa Margarita, por lo cual, se aprobó en la etapa de PREPUBLICACIÓN un TP de 220/60/22,9 kV en la SET Mayorazgo de tal manera, que pueda tomar carga en 22,9 kV de la SET Santa Margarita y atender el crecimiento en la zona sur de Ica.

Asimismo, se debe recalcar lo mencionado en el análisis a la Observación 7 realizada por ELECTRODUNAS en la presente etapa, debido a que, la ubicación óptima calculada por la empresa se encuentra más cerca a la SET Mayorazgo que a la SET Ocucaje propuesta, y se reitera que no hay sustento suficiente para considerar un nuevo punto de alimentación en 220 kV a 8 km de la SET Mayorazgo propuesta.

Respecto a lo mencionado por ELECTRODUNAS, acerca de un adecuado reparto de la demanda entre las subestaciones Santa Margarita y Ocucaje, se debe mencionar que, para la SET Santa Margarita en el PI 2021-2025 se aprobó un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA, asimismo, en el PT 2023-2032 de COES mediante el proyecto "Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica" se consideró una línea doble terna en 60 kV desde la SET El Totoral hacia la SET Santa Margarita debido a que dicha subestación atiende más de 30 MW (Confiabilidad N-1), por lo que, se debe aclarar que, la demanda debe ser repartida de forma coherente con los proyectos aprobados para las instalaciones del AD 08.

Por otro lado, respecto al devanado en 60 kV, Osinerghmin ha previsto dicho devanado en la etapa de PREPUBLICACIÓN con la finalidad de tender líneas en 60 kV en un futuro.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

8. Segunda terna de la Línea 60 kV Ica Parcona – Luren

ELECTRODUNAS menciona que, la implementación de la segunda terna en la línea 60 kV “Ica Parcona – Luren”, propuesta para resolver el criterio N-1 en el largo plazo, no es necesario en el período 2025-2029; asimismo, su implementación no es factible.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, de los resultados obtenidos, la línea L-6623 de 60 kV estaría presentando sobrecargas que superan el 20% a partir del año 2032, por lo que, agrega que, a partir de los resultados obtenidos, en el período 2025-2029. Además, agrega que, la propuesta de implementar un segundo circuito en la línea “Ica Parcona – Luren” no sería factible.

Añade que, la expansión del sistema de transmisión debe contemplar el horizonte de largo plazo, que incluye entre otros, a las futuras subestaciones en el sistema Ica, por lo que, ELECTRODUNAS sugiere que dicho proyecto se evalúe en el siguiente proceso; considerando, un nuevo escenario de demanda, futuros proyectos como la SET Ica Oeste y mayor certeza respecto a los plazos de ejecución y puesta en servicio del proyecto ITC del Área de Demanda 8.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita el retiro del segundo circuito “Ica Parcona – Luren” del proyecto del PI 2025-2029 previsto para el 2029, y su análisis sea revisado en el proceso de Modificación del PI 2025-2029.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, por las razones presentadas por ELECTRODUNAS, se considera pertinente retirar del PI 2025-2029 el segundo circuito “Ica Parcona – Luren” previsto para el 2029 y se considera la evaluación en los siguientes procesos regulatorios.

Sin perjuicio de lo antes mencionado se debe aclarar lo siguiente: en el literal b) del capítulo 6.2.3.3 del Informe N° 089-2024-GRT se mencionó:

“Al respecto, del diagnóstico, se verifica que para el año 2029, en un escenario de contingencia en la LT 60 kV Ica Parcona – Ica Norte, se produciría una sobrecarga del 115% en la LT 60 kV Ica Parcona – Derivación Ica Norte. Aunque esta sobrecarga se encuentra dentro de los parámetros permitidos, se ha identificado que, a largo plazo, la sobrecarga podría exceder el 120% en situaciones de contingencia. Esto justifica la necesidad de un proyecto que brinde confiabilidad N-1 para el Sistema Eléctrico de Ica.”

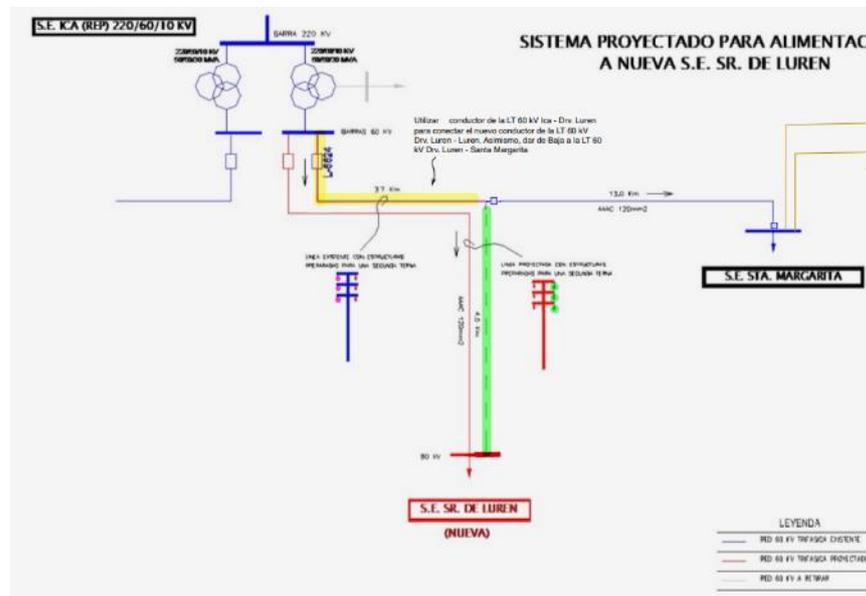
Por lo que, Osinerghmin identificó sobrecargas ante contingencias en el período de largo plazo y debido a la solicitud de la empresa, se consideró pertinente aprobar en la PREPUBLICACIÓN un proyecto eficiente que solucione el Sistema Ica.

Factibilidad de implementar segunda terna en línea “Ica Parcona – Luren”:

- Respecto a lo mencionado por ELECTRODUNAS acerca de que ya está implementado el segundo circuito “Ica Parcona – Derivación a Luren”, por la LT 60 kV Ica Parcona – Santa Margarita se observa que, dicha línea podrá

desenergizarse en cuanto ingrese el proyecto ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica” ya que, en dicho proyecto se considera dos circuitos en 60 kV desde la SET Totoral hacia SET Santa Margarita con conductores de 240 mm².

En ese sentido, en los siguientes procesos se deberá evaluar reutilizar el segundo circuito “Ica Parcona – Derivación a Luren” y la aprobación de la segunda terna de la LT 60 kV Derivación a Luren – Luren, de tal forma que se tenga la siguiente configuración:



De esta manera se estaría utilizando de manera eficiente las instalaciones que se remunerarán.

- Respecto a lo mencionado por ELECTRODUNAS acerca de que la línea presentará problemas de DMS al implementar la segunda terna, se debe aclarar que atendiendo a dicha afirmación, mediante Memorandum N° 0329-2024-GRT se solicitó a la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE) que, en el marco de lo establecido en el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS, proceda con la evaluación correspondiente. Al respecto, mediante Informe Técnico N° DSE-SIE-141-2024 emitido por DSE, menciona que, se tiene el vano T026-T027 con una vivienda que cumple la DMS que se ubica dentro del ancho de faja de servidumbre, sin embargo, la concesionaria utilizará la alternativa de Retiro de Construcciones, concluye que, en el actual vano deficiente se cumple con la DMS establecida por el CNE S-2011.
- Asimismo, la empresa menciona que, la puesta en operación del proyecto ITC del Área de Demanda 8 está prevista para el año 2028, sin embargo, es incierto y no depende de ELECTRODUNAS. Al respecto, se debe mencionar que, tanto en su Propuesta Inicial como en su Propuesta Final ELECTRODUNAS propone el proyecto LT 60 kV Ica Norte – El Totoral con 19,3 km aéreo y 1 km subterráneo para el año **2028**, lo cual es inconsistente con lo mencionado en la presente etapa, donde sustenta que, un motivo de infactibilidad de implementar el segundo circuito en la línea “Ica Parcona – Señor de Luren” para el año **2029**, es la fecha de puesta en operación del proyecto ITC “Ampliación de capacidad de suministro eléctrico de Ica”.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

9. Restricciones de espacio en SET Nasca

ELECTRODUNAS menciona que, la propuesta de implementar un nuevo transformador de 40 MVA y 60/22,9/10 kV, dos bancos de capacitores en 10 y 22,9 kV, un transformador de reserva de 40 MVA - 60/22,9/10 kV y celdas de conexión en 10 y 22,9 kV en la SET Nasca, no es factible por falta de espacios disponibles.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en la Prepublicación, Osinerghmin propone ampliaciones que no son factibles de ejecutar en la subestación Nasca.

Añade que, la instalación de las celdas de transformadores para los capacitores y la celda de alimentador en 22.9 kV, no serán posibles debido a la falta de espacios disponibles en el edificio de celdas de la SET Nasca.

Además, ELECTRODUNAS agrega que, teniendo en consideración el área de losa estándar para los bancos de condensadores se invade el espacio mínimo de tránsito de las grúas, la cual es fundamental para la operación y el mantenimiento.

Por lo tanto, añade que, según el diseño estándar, no es posible instalar bancos de condensadores sin afectar el espacio de tránsito.

Transformador de reserva 40 MVA – 60/22,9/10 kV

ELECTRODUNAS menciona que, actualmente, se tiene instalado un transformador de 40 MVA en la SET Nasca, trasladado para atender la sobrecarga del transformador N°1 de 15 MVA ocurrida en el año 2023, este transformador ha sido instalado de forma provisional, hasta establecer la solución definitiva para el sistema Nasca, y se ha colocado dejando una distancia mínima para la circulación de los vehículos de mantenimiento de 4,8 m, a pesar de ello, no se cumple la distancia requerida en la norma NFPA-850.

Instalación de transformador de 40 MVA – 60/22,9/10 kV

ELECTRODUNAS indica que, instalar un transformador de 40 MVA en reemplazo de los existentes implica instalar el transformador a menos de 1,5 m de distancia del edificio de fuerza y control. Lo cual, para cumplir la sugerencia de la norma NFPA-850 debería de construir un muro cortafuego con disposición adyacente al edificio de aproximadamente 21 metros.

Agrega que, adyacente al edificio se encuentra la canalización de cables de fuerza y considerando que la base del muro cortafuego tiene generalmente 2,7 metros de ancho, es inviable construir un muro cortafuego adyacente al edificio.

ELECTRODUNAS adjunta adjunta un esquema de planta de la SET Nasca en formato CAD, así como fotos de las instalaciones de la SET.

Solicitud

Por lo expuesto, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2025-2029 la instalación de un nuevo transformador de 40 MVA - 60/22,9/10 kV, dos bancos de capacitores en 10 y 22,9 kV, un transformador de reserva de 40 MVA - 60/22,9/10 kV y celdas de conexión en 10 y 22,9 kV en la SET Nasca.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS en la presente etapa, ha sustentado la falta de espacio en la SET Nasca. En ese sentido, se considera pertinente retirar la instalación de un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV de 40 MVA, dos bancos de capacitores en 10 y 22,9 kV, un transformador de reserva de 60/22,9/10 kV de 40 MVA y celdas de conexión en 10 y 22,9 kV en la SET Nasca.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

10. Ampliación de capacidad en SET Nasca

ELECTRODUNAS menciona que, se ha desestimado la solución propuesta para el sistema de distribución en la SET Nasca.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, sobre la base de sus resultados de proyección de demanda, se determinó el centro de carga de toda la demanda atendida a partir de la SET Nasca, y se encuentra a 7,0 km de dicha subestación, en dirección a la SET Copara propuesta por ELECTRODUNAS.

ELECTRODUNAS agrega que, el centro de carga se ha desplazado hacia el sur, debido al crecimiento industrial registrado en dicha zona en los últimos años, y que prevé seguirá creciendo.

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la problemática actual de la red de distribución en la subestación Nasca respecto a la red de 22,9 kV, donde la red troncal existente en la SET Nasca tiene una longitud mayor a 30 km hacia el sur. Al respecto, ELECTRODUNAS añade que, en dicho escenario, la red de 22,9 kV se encuentra operando en condiciones deficientes y con tensiones fuera del rango establecido.

Agrega que, para el caso de la SET Nasca, la longitud de la troncal del alimentador de 22,9 kV supera los 30 km. En dicho escenario ELECTRODUNAS estima una tensión mínima de 0,82 pu y pérdidas de 7,08 %.

Añade que, la propuesta de la nueva SET Copara no solo tiene relevancia en resolver problemas de la transmisión, sino también de las redes de distribución, por lo que representa una solución integral.

ELECTRODUNAS menciona que, en la propuesta final documentó con mediciones reales en la red de 22.9 kV los casos de mala calidad de producto, indicándose los usuarios, sus ubicaciones, las fichas de mediciones y cálculo según NTCSE.

Desarrollo de las redes de distribución desde SET Nasca

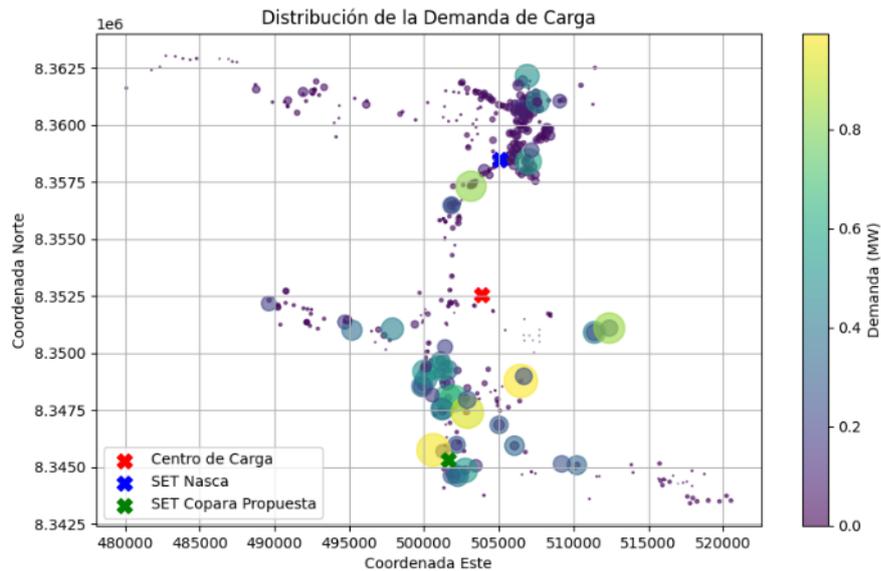
ELECTRODUNAS indica que, el centro de carga se ha trasladado al sur de Nasca, por lo tanto, seguir construyendo alimentadores desde SET Nasca es ineficiente para las cargas en 22,9 kV. Añade que, actualmente se tienen problemas para construir alimentadores desde SET Nasca, puesto que solo existe una vía de acceso público con condiciones para construir alimentadores (carretera Panamericana Sur), el uso de esta vía viene siendo restringida por la administradora de aeropuertos de Nasca, dado que manifiestan que actualmente ya no es posible tender redes aéreas en las zonas adyacentes al aeródromo.

Solicitud

En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2025-2029 la ampliación de la capacidad de transformación en la SET Nasca.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS menciona que el centro de carga se ha desplazado hacia el Sur, debido al incremento de cargas industriales. Al respecto, se verifica dicha información.



Respecto a lo mencionado por ELECTRODUNAS de los problemas en la red de 22,9 kV mostrados en el cuadro “Tensión y pérdidas en red 22,9 kV”, se debe reiterar que, ELECTRODUNAS no sustenta dichos resultados con un archivo de flujo de potencia, sino con una hoja de cálculo denominada “Flujo_MT23kV.xlsm”, donde, se consideran muchos factores los cuales no han sido sustentados debidamente, por ejemplo, se considera un “factor de manzaneo” de 1,21 el cual no tiene trazabilidad. Asimismo, se observa que se presentan las mismas premisas para la evaluación de caída de tensión en el Sistema Ica (Carga por tramo, factor de manzaneo, entre otros), lo cual no está debidamente sustentado.

Por otro lado, ELECTRODUNAS ha sustentado información adicional acerca de la dificultad de tender redes aéreas en las zonas adyacentes al aeródromo. Dicha información ha sido verificada, evidenciándose que existen restricciones en la zona, sin embargo, y tal como menciona ELECTRODUNAS, se puede realizar alimentadores subterráneos en las zonas de restricción.

No obstante, considerando que existen factibilidades aprobadas con fuerte magnitud en la zona de Copara sumado a la falta de espacio existente en la SET Nazca la cual se sustentó en la opinión anterior, se considera pertinente retirar del PI 2025-2029 la ampliación de la capacidad de transformación en la SET Nasca.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

11. Incumplimiento de condición N-1 en sistema Nasca

ELECTRODUNAS menciona que, la propuesta de implementar una nueva línea 60 kV “Cahuachi – Nasca” no resuelve la problemática de tensión del sistema Nasca en la condición N-1, en el corto, mediano y largo plazo.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, la propuesta de Osinergmin para resolver el criterio N-1 del sistema Nasca: nueva línea 60 kV Cahuachi – Nasca de 18,61 km e implementación de banco capacitores en 10 kV y 22,9 kV, no resuelve la problemática de tensión a corto, mediano y largo plazo.

Agrega que, debido a la falta de espacio en la SET Nasca, los bancos de capacitores no pueden ser instalados, por lo que, si al proyecto propuesto por Osinergmin se le retiran los bancos de condensadores, para la condición N-1 se tendrán problemas de cargabilidad de las líneas superiores al 20% y tensión en barras por debajo de la

NTCSE. Agrega que, los resultados serían más severos si se consideran las cargas solicitadas a incluir en el presente proceso.

ELECTRODUNAS añade que, la propuesta de Osinerghmin no sustenta el trazo de la nueva línea 60 kV “Cahuachi – Nasca” (18,61 km), de longitud menor al aprobado en la Modificación del PI 2021-2025 (24,1 km).

Solicitud

En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2025-2029 la nueva línea 60 kV “Cahuachi – Nasca”, de 18,61 km.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS menciona que, la nueva línea 60 kV Cahuachi – Nazca de 18,61 km e implementación de los bancos capacitores en 10 kV y 22,9 kV, no resuelve la problemática de tensión a corto, mediano y largo plazo, al respecto, se debe mencionar que, se obtienen los siguientes resultados del archivo de la Prepublicación utilizando el ajuste automático de TAPS:

Elemento en contingencia	Elemento Observado	Bus1Bar	Bus2Bar	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Lne Cahuachi-Nazca1	L-6630/3	PUQIO060	CORAC060	23.64337352	23.82972218	25.08192824	25.45132294	20.79536456	21.10730324	20.92054157	21.23020008	22.22150413	0
	Lne Cahuachi-Nazca2	CAHUACHIO60	NAZCA060	64.3545737	66.78755894	71.15234338	71.46740687	70.39331909	71.39926843	70.84162079	71.68052444	73.58940003	57.05968566
	L-6630/2	NAZCA060	PUQIO060	26.399713	26.79707608	27.95236602	28.36038894	24.06276004	24.3694024	24.17674851	24.48525181	25.51105963	3.49616146
	Lne Cahuachi-Nazca1	CAHUACHIO60	NAZCA060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lne Cahuachi-Nazca2	L-6630/3	PUQIO060	CORAC060	24.13546528	24.29436768	24.33514215	24.85525651	20.50692651	20.7570506	20.63511114	20.93475824	22.01865206	0
	Lne Cahuachi-Nazca2	CAHUACHIO60	NAZCA060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	L-6630/2	NAZCA060	PUQIO060	26.85995737	27.24310949	27.22014473	27.78363648	23.76770942	24.00999095	23.88738719	24.18572856	25.29879587	3.494123945
	Lne Cahuachi-Nazca1	CAHUACHIO60	NAZCA060	108.6144342	112.763984	69.21101905	69.6692783	68.6378559	69.50799444	69.08615971	69.85082877	71.57711137	56.06229146

Elemento en contingencia	Elemento Observado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Lne Cahuachi-Nazca1	CAHUACHIO60	1.027225706	1.037091716	1.047801912	1.039102014	1.015361012	1.013315803	1.022604583	1.023437655	1.011558734	1.01562808	
	CORAC023	0.979154861	1.001558433	0.959198855	0.986892903	0.940508924	0.929120414	0.948133328	0.956638821	0.931460284	1.02338676	
	CORAC060	0.91384981	0.924742522	0.914704409	0.903470297	0.911056675	0.900713777	0.918400916	0.917652036	0.914516145	1.015153438	
	Corac10	0.97117572	0.993240135	0.951782959	0.979097526	0.932287775	0.921167506	0.939846316	0.948270013	0.921982008	1.015776894	
	MARCN60	1.030413605	1.029297641	1.040384559	1.025767637	1.015168015	1.024734227	1.022399011	1.018676387	1.018211452	1.018439567	
	NAZCA010A	0.992952849	1.009898819	0.994675161	0.99318184	0.970223003	0.965556332	0.97725417	0.976645563	0.96187587	0.984482672	
	NAZCA023	0.993161	1.009995856	0.994569951	0.9930926	0.968910921	0.964218419	0.975978061	0.975392103	0.960514952	0.983268227	
	NAZCA023A	0.993161	1.009995856	0.994569951	0.9930926	0.968910921	0.964218419	0.975978061	0.975392103	0.960514952	0.983268227	
	NAZCA060	0.985933022	0.993703567	0.999522437	0.988964545	0.962234577	0.958157971	0.969226096	0.969032774	0.955734779	0.967511078	
	NAZCA10	0.992952849	1.009898819	0.994675161	0.99318184	0.970223003	0.965556332	0.97725417	0.976645563	0.96187587	0.984482672	
	PALPA010	0.977209108	1.011459955	1.022397404	1.034403842	1.00532677	1.001962536	1.012584904	0.991168835	0.976715954	1.001458149	
	PALPA023	0.988883741	1.007760936	1.018659138	1.030710214	1.001521749	0.998062231	1.008726788	0.987414107	0.972709979	0.997472177	
	PALPA060	0.989196598	0.99728903	1.007899114	0.99885237	0.972553999	0.969724469	0.979538823	0.979642669	0.966403964	0.970163589	
	PUQIO010	0.982154491	0.991771429	0.965829615	0.953452452	0.929602443	0.94056297	0.957137858	0.956380717	0.928827836	0.949997436	
	PUQIO023	0.98274571	0.992337522	0.966641443	0.954384122	0.931481908	0.942324527	0.958724245	0.957975026	0.930715696	0.951658833	
	PUQIO060	0.931752463	0.941114779	0.936498923	0.924743252	0.922092973	0.913654427	0.92937123	0.928653131	0.921343575	0.961060735	
	Lne Cahuachi-Nazca2	CAHUACHIO60	1.039211532	1.049147759	1.039953962	1.044938118	1.020518502	1.018691256	1.027743969	1.02876116	1.017495433	1.018090483
		CORAC023	0.971030407	0.992470043	0.968688945	1.031961854	0.976763417	0.967484836	0.984408948	0.994564811	0.972868489	1.023638962
		CORAC060	0.906599597	0.916706017	0.923328358	0.94289783	0.944828511	0.936420819	0.952193994	0.952647177	0.953326828	1.015395006
		Corac10	0.963198653	0.984315144	0.961097659	1.02334985	0.967914779	0.958861373	0.975494012	0.985540037	0.962411541	1.016025242
MARCN60		1.030637549	1.029440619	1.040667692	1.026241414	1.015578839	1.025131329	1.022785141	1.019070235	1.018648279	1.018621625	
NAZCA010A		0.988489448	1.004896612	0.999934598	1.016941867	0.993519628	0.989881007	1.00060051	1.000637811	0.987540989	1.001311591	
NAZCA023		0.988670782	1.004962959	0.999862662	1.017001046	0.992330171	0.988671962	0.999446158	0.999508915	0.98631689	1.000184101	
NAZCA023A		0.988670782	1.004962959	0.999862662	1.017001046	0.992330171	0.988671962	0.999446158	0.999508915	0.98631689	1.000184101	
NAZCA060		0.981747209	0.989061681	1.004487327	1.01118389	0.983829441	0.980688803	0.990866698	0.991259924	0.979466142	0.982941001	
NAZCA10		0.988489448	1.004896612	0.999934598	1.016941867	0.993519628	0.989881007	1.00060051	1.000637811	0.987540989	1.001311591	
PALPA010		0.990923064	1.024852287	1.013669142	1.04101929	1.011216346	1.008112323	1.018453228	0.997143048	0.983406257	1.004287091	
PALPA023		1.002325167	1.021203358	1.009897732	1.0373498	1.007434168	1.004236558	1.014618025	0.993140719	0.979428455	1.000312715	
PALPA060		1.001782417	1.009943229	0.99965527	1.004982022	0.977998012	0.97540569	0.984963406	0.985268786	0.972695123	0.972773418	
PUQIO010		0.975361566	0.984236059	0.973745496	0.989477632	0.960750466	0.974074475	0.98893777	0.989250265	0.964241067	0.965997327	
PUQIO023		0.976016682	0.984872792	0.974481575	0.990065166	0.962299158	0.975485585	0.990197998	0.990507349	0.965753495	0.967491571	
PUQIO060		0.925429331	0.93410248	0.944019096	0.958968739	0.95224091	0.945438314	0.959544259	0.959840888	0.955621046	0.976868741	

De las imágenes previas, se observa que la tensión más baja alcanzada corresponde al año 2030 con 0,900 en la SET Coracora.

Además, ELECTRODUNAS debe tener en cuenta que, en el numeral 6.2.3.5, literal b del Informe N° 089-2024-GRT se aprueba el proyecto SET Chaparra 138/60/22,9 kV – 40 MVA con una LT 138 kV La Pampa – Chaparra de 46,6 km para el año 2029, la cual, entre otros, permitirá descargar a la SET Coracora con alimentadores en 22,9, permitiendo así mejorar el nivel de tensión en la SET Coracora, por lo que, a partir del año 2029, debe considerarse dicho proyecto.

Resultados sin considerar capacitores de 10 y 22,9 kV en SET Nasca

ELECTRODUNAS presenta un estudio de contingencias retirando los bancos de capacitores en 10kV y 22,9 kV previstos en la Prepublicación, los cuales tienen la finalidad de proporcionar potencia reactiva y solucionar el problema de caída de tensión en el Sistema Eléctrico Nasca y Coracora en el corto y mediano plazo. Al respecto, se debe mencionar que el análisis realizado por ELECTRODUNAS no corresponde, debido a que los bancos corresponden a una solución integral conjuntamente con la LT 60 kV Cahuachi – Nasca de 240 mm² prevista en la Prepublicación.

Análisis con nuevas cargas solicitadas en la observación 1

ELECTRODUNAS realiza el análisis bajo el supuesto de ingreso de cargas adicionales, las cuales, no han sido aprobadas en la etapa de Publicación, asimismo, utiliza la premisa de retirar los bancos de capacitores en 10 kV y 22,9 kV previstos en la Prepublicación, lo cual, como ya se mencionó, no corresponde analizar, debido a que contempla parcialmente los proyectos aprobados en la etapa de Prepublicación.

Longitud de nueva línea propuesta: 18,61 km

Al respecto, la longitud propuesta se sustenta en reutilizar el trazo de ruta de la LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 18,61 km 120mm².

Si bien, el estudio eléctrico de contingencias en el Sistema Eléctrico Nasca con los elementos previstos en la Prepublicación demuestra un correcto funcionamiento del Sistema, se verifica que, debido a la indisponibilidad de espacios en la SET Nazca y los problemas de tensión que se incurriría debido a la dificultad de colocar los bancos de capacitores y demás elementos previstos, se considera pertinente evaluar la SET Copara como solución a corto y mediano plazo. En ese sentido, corresponde retirar del PI 2025 – 2029 la nueva LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 18,61 km.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

12. Nueva SET Copara

ELECTRODUNAS menciona que ha desestimado incluir al PI 2025-2029, a la SET Copara, que tiene como objetivo: resolver el criterio N-1 en el sistema Nasca; resolver el problema de tensión en las SET's Nasca, Puquico y Coracora, con riesgo de colapso en la condición N-1; lograr un desarrollo eficiente de la distribución a mediano y largo plazo, y resolver problemas actuales en las redes de distribución de calidad de producto.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, en su Propuesta PI 2025-2029 sustentó la problemática actual de la red de distribución en la subestación Nasca, el incumplimiento del criterio N-1 y los problemas de tensión en la condición N y N-1, agrega que, la solución propuesta por Osinergmin no es factible de ejecutar. Además, agrega que, la puesta en servicio de la SET Copara para el año 2026 resuelve los problemas del sistema Nasca en condición N-1, y permite un desarrollo eficiente de la distribución.

ELECTRODUNAS realiza un cálculo de potencia óptima para el parque de transformadores existente en el Sistema Nasca, considerando una alternativa de 25 MVA y 40 MVA. De dicho estudio, concluye que, la potencia óptima resultante es de 25 MVA. Por lo que, propone un nuevo transformador de 25 MVA – 60/22,9/10 kV para la subestación Copara.

ELECTRODUNAS, menciona que, reformula la conexión de la subestación Copara respecto de su PROPUESTA FINAL, tomando en consideración que la SET Copara en el mediano y largo plazo atenderá un crecimiento importante de la demanda en su zona

de influencia solicitando la aprobación de una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km con conductor AAAC de 240 mm² y preparado para “DOBLE TERNA”.

Solicitud

En base a lo mencionado, ELECTRODUNAS solicita incluir al PI 2025-2029 la nueva SET Copara de 25 MVA y 60/22,9/10 kV; asimismo, la nueva línea de 60 kV de interconexión con SET Cahuachi, AAAC de 240 mm², de aproximadamente 14,1 km y preparado para “DOBLE TERNA”.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, debido a la falta de espacio en la SET Nasca, y que los elementos previstos de implementar en la PREPUBLICACIÓN no son factibles de ejecutar, se considera pertinente aprobar la SET Copara de 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA. Sin embargo, ELECTRODUNAS propone su implementación para el año 2026, lo cual, no corresponde a la necesidad prevista según los resultados del Diagnóstico, ya que, se presentan problemas de tensiones por debajo de la permitido a partir del año 2025 en condiciones normales, tal como se aprecia a continuación:

	2025	2026	2027	2028	2029
CAHUACHI060	1.037135	1.041913	1.046891	1.047278	1.034124
NAZCA060	0.984682	0.987661	0.990782	0.990045	0.973373
CORAC060	0.90197	0.921125	0.922488	0.921833	0.891311
PUQUIO060	0.921903	0.936589	0.938136	0.936862	0.909947

En ese sentido, corresponde aprobar un proyecto para mitigar los problemas de tensión desde el año 2025.

Reformulación de línea 60 kV de conexión a SET Copara

En su PROPUESTA FINAL, ELECTRODUNAS propuso conectar la SET Copara con una derivación en PI con una LT 60 kV Derivación Copara – Copara 240 mm², doble terna, de 13,2 km seccionando la LT 60 kV “Marcona – Cahuchi” de 120 mm², lo cual, al presentar secciones diferentes, produciría sobrecargas en el conductor de 120 mm² cuando la carga de la SET Copara aumente.

En la presente etapa, ELECTRODUNAS ha reformulado su propuesta, conectando a la SET Copara directamente a la SET Cahuachi con una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km doble terna, además, ha propuesto un traslado de carga superior de SET Nasca a SET Copara, lo cual, descarga el ramal Nasca – Coracora, permitiendo así mejorar el perfil de tensión. Asimismo, se debe mencionar que la demanda prevista a atender mediante la SET Copara no sobrepasa los 30 MW en el largo plazo, por lo cual, no se requiere estructuras preparadas para doble terna.

Por lo mencionado previamente, se aprueba una nueva SET Copara de 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA y con una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km simple terna para el año 2025.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

13. Retiro de PI 2021-2025 de línea 60 kV “Cahuachi – Nasca, 240 mm²” e inclusión en PI 2025-2029

En el Comentario 11 de ELECTRODUNAS, ha solicitado el retiro del proyecto nueva línea 60 kV “Cahuachi – Nasca, 240 mm² 18,61 km” del PI 2025-2029; sin embargo, menciona que, para el largo plazo será necesario ya sea por razones de confiabilidad o renovación de infraestructura existente, se propone ejecutar en configuración DOBLE TERNA la línea aprobada en el PI 2021- 2025 “Cahuachi – Nasca, 240 mm² 24,5 km” (Aprobada en simple terna); por lo tanto, con el cambio de características de SIMPLE a DOBLE TERNA, no sería posible su ejecución y puesta en servicio el año 2024.

Sustento

Este cambio involucra redefinir el alcance de los estudios de ingeniería y reiniciar el proceso de adquisiciones.

Por lo tanto, con estas modificaciones se no sería posible su ejecución y puesta en servicio el año 2024.

Solicitud

En base al análisis realizado, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2021-2025, la línea 60 kV “Cahuachi – Nasca”, SIMPLE TERNA de 24,5 km. Asimismo, incluir en el PI 2025-2029, la misma línea pero en “DOBLE TERNA”.

Análisis de Osinergrmin

Retrasar el proyecto aprobado en la Modificación del PI 2021-2025 no es factible debido a que en caso de postergar la LT 60 kV Cahuachi – Nazca de 24,1 km del año 2024 al 2025, se presentarán problemas de sobrecarga en la LT 60 kV Cahuachi – Nazca 120 mm², además, se presentarán problemas de caída de tensión en los Sistemas Nasca y Coracora, por lo que, el proyecto no puede ser retrasado.

Cabe resaltar que, en el año 2025 la SET Nasca será descargada, por lo que, solo atenderá 10,4 MW y en el año 2034 atenderá 12,6 MW, no requiriendo un proyecto por confiabilidad N-1.

Asimismo, se ha realizado análisis de contingencias a las LTs 60 kV Cahuachi – Nazca, obteniéndose los siguientes resultados:

Elemento en contingencia	Elemento monitoreado	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2039	2044	2049	2054
Lne Cahuachi-Nazca2	CAHUACHI060	1.035781	1.033224	1.043127	1.03796	1.028156	1.005793	1.024021	1.026699	1.026384	1.024326	1.02953	1.037512	1.016918	1.010987
	COPARA060	1.017948	1.013905	1.023483	1.017972	1.007735	0.984575	1.003183	1.005802	1.005343	1.003089	1.007702	1.015099	0.992638	0.985401
	CORAC060	0.92602	0.914564	0.908398	0.903614	0.924134	0.903953	0.917991	0.935091	0.94077	0.92043	0.90718	0.925459	1.014716	0.995454
	NAZCA060	0.997551	0.992387	1.000158	0.993707	0.987885	0.964109	0.98255	0.986186	0.985908	0.981558	0.981848	0.988019	0.98098	0.970565
	PALPA060	0.998182	0.993226	1.00299	0.997653	0.986053	0.961766	0.981035	0.98309	0.982103	0.979378	0.98223	0.987226	0.961679	0.951647
	PUQIO060	0.944126	0.934004	0.932649	0.926681	0.940329	0.918033	0.93417	0.946518	0.949951	0.934927	0.924682	0.937694	0.968512	0.955099
Lne Cahuachi-Nazca1	CAHUACHI060	1.035907	1.033323	1.043165	1.038206	1.028102	1.005819	1.023969	1.026735	1.026461	1.024343	1.029546	1.03768	1.016609	1.010593
	COPARA060	1.018077	1.014006	1.023522	1.018224	1.00768	0.984602	1.003129	1.005839	1.005422	1.003107	1.007719	1.015272	0.992318	0.984993
	CORAC060	0.941245	0.930199	0.923476	0.921535	0.937221	0.918768	0.931604	0.949976	0.956426	0.935639	0.923402	0.944539	1.014688	0.995417
	NAZCA060	1.006643	1.0015	1.008857	1.003746	0.996579	0.97345	0.991463	0.995786	0.995915	0.991146	0.991622	0.999057	0.986563	0.976264
	PALPA060	0.998314	0.993329	1.00303	0.997911	0.985995	0.961794	0.980979	0.983128	0.982185	0.979396	0.982248	0.987405	0.961346	0.95122
	PUQIO060	0.957497	0.947673	0.945804	0.942221	0.952121	0.931122	0.946396	0.95983	0.963922	0.948461	0.938993	0.954373	0.974275	0.961006

De los resultados se concluye que, en el corto, mediano y largo plazo, con el proyecto aprobado en la Modificación del PI 2021-2025 y los proyectos aprobados en la presente etapa, no se requiere un segundo circuito.

En ese sentido, no corresponde modificar el PI 2021-2025.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

14. Retiro de la Baja de línea 60 kV “Marcona – Cahuachi, de 120 mm²”

ELECTRODUNAS menciona que, Osinergrmin propone la Baja de línea 60 kV “Marcona-Cahuachi, de 120 mm²”, omitiendo el análisis realizado en su Resolución N° 024-2023-OS/CD, donde se sostiene que la línea incrementa la confiabilidad del sistema Nasca.

Sustento

ELECTRODUNAS, señala que, la Baja de la línea mencionada fue discutida en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, agrega que, Osinergrmin consideró el siguiente análisis (punto 2.4.2 de Resolución N° 024-2023-OS/CD):

“Que, se reitera que, el criterio N-1 solo se aplica a las líneas de transmisión según lo establecido en la NORMA TARIFAS, y no a las contingencias relacionadas con las salidas de transformadores, como propone ELECTRODUNAS; Que, se evaluó la contingencia del transformador de la SET Cahuachi propuesta por ELECTRODUNAS y se determinó que, incluso manteniendo la LT Marcona –

Derivación Cahuachi, se produciría un colapso de tensión en el Sistema Nazca; Que, se ha llevado a cabo una simulación de la contingencia del transformador de SET Cahuachi y el rechazo de carga de 7 MW en el Sistema Nazca, y se ha verificado que el nivel de tensión se mantendrá por encima de 0,90 pu y que la LT 60 kV Marcona – Derivación Cahuachi transportará una potencia de 27,32 MW en este escenario, por lo que se considera conveniente mantener la línea existente de manera que, la confiabilidad del sistema se incremente. Dicha medida se mantendrá hasta que se plantee un proyecto definitivo que permita solucionar la problemática del sistema Nazca de forma integral; Que, de acuerdo con el análisis realizado, se justifica la aprobación del retiro de la baja de la línea de transmisión de 60 kV Marcona-Derivación Cahuachi y la aprobación de una nueva celda de línea en 60 kV en el SET Cahuachi, junto con un tramo de conexión de 250 metros para conectar Cahuachi con Marcona, esto se sustenta, además, en el numeral 12.3.3 de la NORMA TARIFAS que permite brindar redundancia en casos excepcionales que tengan razones de confiabilidad debidamente fundamentadas; Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado.”

ELECTRODUNAS agrega que, en dicho análisis Osinergrmin verificó que la línea que pretende dar de Baja mejora la confiabilidad del sistema Nasca, ante una contingencia en el transformador de la SET Cahuachi, que evitaría la pérdida total de la demanda en dicho sistema y se lograría atender 27,32 MW. ELECTRODUNAS señala que, en el literal a) del numeral 6.2.3.4 del Informe N° 089-2024-GRT, Osinergrmin propone su Baja, sin adjuntar mayor argumento y/o sustento técnico.

ELECTRODUNAS menciona que, la configuración del sistema Nasca no se está alterando significativamente en el período 2025-2034; además, agrega que, la línea que se pretende dar de Baja estaría cumpliendo el mismo objetivo ya evaluado.

- ELECTRODUNAS menciona que, en el largo plazo (2034), considerando la conexión de la SET Coracora (>10 MW) a la futura SET Nueva Relave, con la línea que se pretende dar de Baja se estaría logrando una confiabilidad plena ante una contingencia en el transformador de la SET Cahuachi.

Solicitud

En base al análisis realizado, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2025-2029 la Baja propuesta para la línea 60 kV “Marcona – Cahuachi, 120 mm²”

Análisis de Osinergrmin

Respecto al punto 2.4.2 de la Resolución N° 024-2023-OS/CD, se debe resaltar lo siguiente:

“Que, se reitera que, el criterio N-1 solo se aplica a las líneas de transmisión según lo establecido en la NORMA TARIFAS, y no a las contingencias relacionadas con las salidas de transformadores, como propone ELECTRODUNAS...”

*“Que, se ha llevado a cabo una simulación de la contingencia del transformador de SET Cahuachi y **el rechazo de carga de 7 MW** en el Sistema Nazca, y se ha verificado que el nivel de tensión se mantendrá por encima de 0,90 pu y que la LT 60 kV Marcona – Derivación Cahuachi transportará una potencia de 27,32 MW en este escenario, por lo que se considera conveniente mantener la línea existente de manera que, la confiabilidad del sistema se incremente. **Dicha medida se mantendrá hasta que se plantee un proyecto definitivo que permita solucionar la problemática del sistema Nazca de forma integral**”*

Al respecto, se debe mencionar que, el escenario actual ha cambiado respecto a lo aprobado en la etapa de Modificación del PI 2021-2025, debido a que, ya no se debe hacer un rechazo de carga solo de 7 MW, con la nueva demanda sustentada por ELECTRODUNAS, se tendrán 41 MW en el año 2025 entre los Sistemas Nazca y

Coracora, por lo que, solo para llegar a la convergencia ante la salida del TP de la SET Cahuachi, se deberá realizar un rechazo de carga de 10,2 MW entre los Sistemas de Nazca y Coracora, tal como se aprecia a continuación:

Carga Monitoreada	2025		
	Demanda Condición N	Demanda con Rechazo	
Iod.coracora010(1)	0.8028	0.509200986	0.29359901
Iod.coracora023	8.119999886	5.236309601	2.88369028
Iod.coracora060	0	0	0
Iod.nazca023	8.844763756	10.49183189	-1.64706813
Iod.nazca023A	8.844763756	5.760971658	3.0837921
Iod.nazca10	6.869999886	4.147572062	2.72242782
Iod.palp10	1.230000019	0.753705228	0.47629479
Iod.palp23	5.460000038	3.423513688	2.03648635
Iod.puqui10	0.680000007	0.431961453	0.24803855
Iod.puqui23	0.340000004	0.216118777	0.12388123
	41.19232735	30.97118534	10.221142

Considerando el escenario anterior, el Sistema estará incumpliendo la NTCSE, ya que se tendrán tensiones en barra por debajo de 0,80 pu tal como se aprecia a continuación:

Nombre	Tensión
CAHUACHI060	0.820943977
CORACO60	0.704985706
NAZCA060	0.779981156
PALPA060	0.79140484
PUQIC060	0.723649245

En ese sentido, mantener la LT 60 kV Marcona – Cahuachi no garantiza una adecuada operación del Sistema Nazca ante la falla del TP 220/60/10 kV de la SET Cahuachi, toda vez que su aporte sería bastante limitado ante dicha situación. Además, se reitera que, según lo establecido en la NORMA TARIFAS, no se contempla el criterio N-1 para transformadores.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

15. Retiro de Baja de línea 60 kV “Cahuachi – Nasca, de 120 mm²”

La baja de la línea 60 kV existente “Cahuachi – Nasca, de 120 mm²” no forma parte de la solución al problema de tensión en el Sistema Nasca.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, Osinerghmin en la PREPUBLICACIÓN aprueba una nueva línea 60 kV “Cahuachi – Nazca de 240 mm² y 18,61 km”, adicional a la aprobada en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 para el año 2027 (línea 60 kV Cahuachi – Nazca de 240 mm² y 24,1 km). Asimismo, debido a la inclusión de la nueva línea, propone dar de Baja a la línea existente “Cahuachi – Nazca de 120 mm²”, para el año 2027.

ELECTRODUNAS agrega que, reitera su pedido de incluir al PI 2025-2029 a la SET Copara y línea de conexión a la SET Cahuachi, por lo cual, la línea existente 60 kV “Cahuachi – Nasca, 120 mm²”, es necesario para el sistema Nasca, en el período 2025-2034. Por lo tanto, no corresponde su Baja.

Solicitud

En base al análisis realizado, ELECTRODUNAS solicita retirar del PI 2025-2029 la Baja propuesta para la línea 60 kV “Cahuachi – Nasca, 120 mm²”.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se considera pertinente retirar la Baja propuesta para la línea 60 kV "Cahuachi – Nasca, 120 mm²". Sin perjuicio de ello, se debe mencionar que debido a que el ramal Nazca – Coracora será descargado con la SET Copara de 60/22,9/10 kV y con el ingreso de la SET Chaparra 138/60/22,9 kV, la carga atendida por las LT 60 kV Cahuachi – Nazca no supera los 30 MW, por lo que, no requiere confiabilidad N-1, en ese sentido, corresponde evaluar su Baja en los procesos posteriores.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

16. Puesta en servicio de Proyecto ITC de Área de Demanda 8.

Las alternativas evaluadas para resolver el N-1 del sistema Ica, consideran fechas distintas en la operación del proyecto ITC del Área de Demanda 8.

Sustento

Para el N-1 del sistema Ica, Osinermin analiza dos alternativas:

Alternativa 1: Para el año 2029 se considera la implementación de la LT 60 kV Ica Parcona – Señor de Luren 7,31 km aéreo más celdas de conexión. En dicha alternativa considera la puesta en servicio del proyecto ITC para el 2027.

Alternativa 2: Para el año 2029 ELECTRODUNAS considera la implementación de la LT 60 kV Ica Norte – El Totoral con un tramo de 19,3 km aéreo y un tramo de 1 km subterráneo más celdas de conexión. En esta alternativa considera la puesta en servicio del proyecto ITC para el 2028.

Solicitud

Considerar el año 2028 la puesta en servicio del proyecto ITC del Área de Demanda 8.

Análisis de Osinermin

Al respecto, se debe mencionar que se está utilizando la Fecha Requerida de Operación Comercial conforme el PT 2023-2032 (Anexo N - INFORME COES/DP-02-2022), sin embargo, corresponde uniformizar el año de ingreso de los proyectos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

17. Diferencias en parámetros de líneas

Los parámetros de las líneas considerados por Osinermin en la modelación eléctrica difieren de lo presentado por ELECTRODUNAS.

Sustento

ELECTRODUNAS adjunta una imagen con las diferencias de resistencia y reactancia de las líneas del Área de Demanda 8.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita considerar los parámetros presentados ya que éstos corresponden a cálculos efectuadas en dichas líneas.

Análisis de Osinermin

En atención a la mencionado, ELECTRODUNAS solicita considerar los parámetros indicando que éstas corresponden a cálculos efectuados en dichas líneas, sin embargo, no adjunta información que sustente lo indicado. Sin perjuicio de ello, es importante señalar que, con relación a los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, estos se vienen utilizando en los procesos anteriores, los cuales han pasado por varios procesos de revisión.

Ahora bien, cualquier modificación que proponga ELECTRODUNAS deberá estar debidamente sustentado, para lo cual debería presentar los cálculos y la información de sustento (características de conductores, configuración de la estructura, etc.), que permita modificar la base de datos utilizada.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

18. Elementos retirados de PI 2021-2025

ELECTRODUNAS menciona que, Osinerghmin propone el retiro de Elementos necesarios para la mejora de confiabilidad del sistema Nasca, listados en el Cuadro N° 6-17 del Informe N° 089-2024-GRT.

Sustento

ELECTRODUNAS agrega que, como consecuencia de la opinión 16, se debe dejar sin efecto el retiro de los Elemento listados en el Cuadro N° 6-17.

ELECTRODUNAS señala que, dichos Elemento fueron aprobados en el proceso de Modificación del PI 2021-2025 para hacer posible la conexión de la línea 60 kV existente a la SET Cahuachi, necesario para mejorar la confiabilidad del sistema Nasca ante una contingencia en el transformador de la SET Cahuachi.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita dejar sin efecto el retiro de los Elemento listados en el Cuadro N° 6-17 del Informe N° 089-2024-GRT.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 14 de ELECTRODUNAS, por lo tanto, se mantiene el retiro de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi (250 mts) y la Celda de Línea en 60 kV prevista para conectar la LT 60 kV Marcona - Cahuachi.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

19. Sobrecarga en transformador de SET Llipata (Palpa).

ELECTRODUNAS menciona que, el transformador de la subestación Llipata presenta sobrecargas a partir del año 2027.

Sustento

ELECTRODUNAS señala que, según los resultados de proyección de demanda obtenidos en la Prepublicación, el transformador de la SET Llipata presentaría sobrecargas a partir del año 2027.

Además, ELECTRODUNAS realiza un cálculo de potencia óptima, de los resultados, se propone el reemplazo del transformador existente (9/9/2,5 MVA – 60/22,9/10 kV) por uno nuevo de 15 MVA y 60/22,9/10 kV.

ELECTRODUNAS agrega que, ss necesario tener en cuenta que el espacio disponible para instalar el transformador corresponde a un transformador de 15 MVA.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita incluir en la SET Llipata un nuevo transformador de 15 MVA y 60/22,9/10 kV en el PI 2025-2029, en reemplazo del existente; asimismo, la Baja del transformador de 9/9/2,5 MVA.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que existe una sobrecarga del TP 60/22,9/10 kV de 9/9/2,5 MVA ubicado en SET Llipata.

En la etapa de Prepublicación se identificó esta sobrecarga, y se propuso trasladar el TP 60/22,9/10 kV de 15/10/10 MVA saliente de la SET Nasca, sin embargo, en vista de que con la SET Copara no se reconfigurará la SET Nasca, se considera pertinente aprobar un nuevo TP 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA para la SET Llipata.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

20. Tiempos de mantenimiento están invertidos

ELECTRODUNAS menciona que los tiempos considerados para hacer el mantenimiento (período) y durante el mantenimiento (duración) están invertidos.

Sustento

Agrega que, en las celdas "C14:D18" de la hoja "Conf MCMC" del archivo "Modelo de Transformadores de Reserva.xlsm" se consigna el período ó "tiempos mínimo y máximo para hacer el mantenimiento" y en las celdas "E14:F18" de la misma hoja, la duración ó "tiempos mínimo y máximo durante el mantenimiento". Los valores de los tiempos están invertidos; es decir; los valores consignados en las celdas "C14:D18" corresponden a las celdas "E14:F18", y viceversa.

Solicitud

Se solicita corregir la asignación de los tiempos de mantenimiento.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de la revisión del modelo de transformadores de reserva se verificó que los tiempos para hacer mantenimientos y los tiempos durante mantenimientos están invertidos. Por tanto, se corrige los tiempos de mantenimiento según lo precisado por ELECTRODUNAS.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

21. Actualización de costos de racionamiento

ELECTRODUNAS menciona que, el cálculo de transformadores de reserva no considera el "costo de racionamiento" vigente.

Sustento

ELECTRODUNAS señala que, el costo de racionamiento (2,399 S//kWh) consignado en la hoja "Comp Calidad" del archivo "Modelo de Transformadores de Reserva.xlsm" corresponde al fijado el año 2018.

Agrega que, según lo establecido en el numeral 4.5 de la "Norma Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT (Norma Transformadores de Reserva)", para mantenimientos, se utilizará el "costo de racionamiento" establecido en el Procesos de Fijación de Tarifas en Barra vigente.

Solicitud

Para el cálculo de transformadores de reserva, ELECTRODUNAS solicita actualizar el "costo de racionamiento" vigentes.

Análisis de Osinerqmin

Al respecto, según a la Norma Transformación de Reserva, el costo de racionamiento debe actualizarse según el valor consignado en el proceso de fijación de tarifas vigente. Por lo tanto, corresponde actualizar el costo de racionamiento al valor de 277,587 ct/m. S//kWh según la Resolución N° 051-2024-OS/CD.

Es importante precisar que, el valor del costo de racionamiento es un parámetro actualizable, por tanto, no supone una modificación al modelo.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

22. **Actualización de costos de BDME**

ELECTRODUNAS menciona que, el cálculo de transformadores de reserva no considera los costos de la Base de Datos de Módulos Estándar vigente.

Sustento

Agrega que, los costos de los transformadores consignado en la hoja "Costos TRF BDME Vigente" y de las celdas consignadas en la hoja "Costos Celdas BDME Vigente" corresponden a los años 2023 y 2021, respectivamente.

Al respecto, agrega que, en el numeral 5.6 de la Norma Transformadores de Reserva, se establece que el costo de la inversión a considerar en el cálculo de los "Transformadores de Reserva" debe ser obtenida de la Base de Datos de los Módulos Estándar vigente.

Solicitud

Para el cálculo de transformadores de reserva, se solicita considerar la "Base de Datos de los Módulos Estándar" vigente.

Análisis de Osinerqmin

Al respecto, de la revisión efectuada al modelo de reserva se determinó que corresponde actualizar los costos de los transformadores y de las celdas según la Resolución N° 037-2024-OS/CD.

Es preciso indicar que, los costos de los equipos de celdas y transformadores son valores que están sujetos a actualización.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

23. **Equipamiento de transformadores del SER al año 2034**

ELECTRODUNAS menciona que, el cálculo de transformadores de reserva no considera todos los transformadores resultantes del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) al 2034.

Sustento

ELECTRODUNAS agrega que, según los resultados del plan de expansión de subestaciones al año 2034 de la Prepublicación, en el cálculo no se está incluyendo, entre otros, a los siguientes transformadores:

- Transformador de SET El Ángel
- Transformador de SET Chaparra
- Asimismo, en base a las observaciones formuladas en el presente documento, solicita incluir:

- Transformador de SET Copara
- Transformador de SET Independencia
- Transformador de SETs El Ángel, Llipata (ampliaciones)
- Transformadores de futuras SETs resultantes para el período 2029-2034: SET Santa cruz, Ica Oeste, entre otros.

ELECTRODUNAS señala que, lo solicitado obedece a lo establecido en el numeral 5.4 de la Norma Transformadores de Reserva para el cálculo de la Potencia No Suministrada, que indica utilizar la red resultante del proceso de planificación en un horizonte de 10 años; es decir, el SER al 2034 para el proceso en curso.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita actualizar los cálculos incluyendo los transformadores resultantes del SER al año 2034.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, según el numeral 5.4 de la Norma de Transformadores de Reserva el cálculo de la Potencia No Servida deberá efectuarse utilizando la red que se determina a partir de la planificación que se realiza dentro del proceso del Plan de Inversiones y para un horizonte de 10 años.

En ese sentido, para calcular la Potencia No Servida se considera el Sistema Eléctrico a Remunerar al año 2034, resultante del proceso del Plan de Inversiones 2025-2029. Sin embargo, en el análisis para brindar confiabilidad a los transformadores, no se consideran aquellos transformadores de futuras SETs, toda vez que el estudio de la reserva compartida se efectúa para el período vinculante 2025-2029. Por tanto, carece de sentido incluir en el análisis de reserva compartida para el período 2025-2029 transformadores futuros como sugiere ELECTRODUNAS, más cuando son inciertos al no estar aprobados.

Por ello, es importante precisar que, el estudio de transformadores de reserva busca brindar confiabilidad a los transformadores de potencia durante el período de vigencia del PI 2025-2029, por lo cual, en la evaluación de reserva se considera a los transformadores existentes y a los transformadores aprobados en los Planes de Inversión, incluyendo los aprobados en el PI 2025-2029, toda vez que estos tienen definido su año de ingreso dentro de la vigencia del Plan de Inversiones.

En ese sentido, no corresponde incluir en la determinación de la reserva compartida a los transformadores que se encuentran fuera del plan vinculante.

De otro lado, respecto a la inclusión en la evaluación de transformadores de reserva de los transformadores de las SET's Copara y el Ángel, toda vez que estos transformadores se encuentran aprobados en el presente PI 2025-2029 corresponde incluirlos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión en el extremo de incluir en el análisis a los transformadores aprobados de las SET's El Ángel y Copara.

24. Reserva de transformación insuficiente

ELECTRODUNAS señala que, la reserva aprobada para el Área de Demanda 8 es insuficiente.

Sustento

ELECTRODUNAS menciona que, el análisis realizado por Osinergmin evalúa alternativas que no están contempladas en la Norma Transformadores de Reserva.

Agrega que, no se sustenta el criterio técnico utilizado para comparar dichas alternativas, las cuales tienen un “agrupamiento de transformadores” que no son comparables.

ELECTRODUNAS señala que, dicha evaluación realizada, en base a dos alternativas técnicamente no comparables, no está establecido en la Norma Transformadores de Reserva. En las alternativas 1 y 2, los grupos II y IV, agrupan a las mismas subestaciones, lo cual es correcto; sin embargo, en la alternativa 1, agrupa las subestaciones del Grupo I, II y III de la alternativa 2, sin mencionar el criterio técnico utilizado.

ELECTRODUNAS menciona que, dado que dicho análisis realizado por Osinerghmin no está contemplado Norma Transformadores de Reserva, y tomando en consideración las observaciones 16, 17 y 18 formuladas en el presente documento, reiteramos la necesidad de incluir al PI 2025-2029 los transformadores de reserva propuesto y sustentados por ELECTRODUNAS.

Solicitud

ELECTRODUNAS solicita incluir al PI 2025-2029 tres transformadores de reserva de 60/22,9/10 kV: 01 para el sistema Chincha, uno para el sistema Pisco y uno para el sistema Nasca.

Análisis de Osinerghmin

ELECTRODUNAS señala que el Grupo I de la alternativa 1, no es comparable con los grupos I, II y III de la alternativa 2. Al respecto, se indica que el Grupo I de la alternativa 1 contiene la misma cantidad de transformadores con las mismas Potencias No Servidas que tiene en conjunto los Grupos I, II y III de la alternativa 2. Por lo tanto, es totalmente comparable el Grupo I de la alternativa 1 con el conjunto de los Grupos I, II y III de la alternativa 2, dado que para el mismo parque de transformadores se busca la mejor alternativa de agrupamiento que brinde confiabilidad al menor costo.

Es importante mencionar que, el modelo de transformadores de reserva es una herramienta matemática de cálculo, el cual determina la necesidad de reserva en función a los criterios y metodología consignados en la Norma Transformación de Reserva y en función al criterio técnico del especialista o planificador.

Es por ello que, existen diversas formas de agrupar un parque de transformadores. Asimismo, cada agrupamiento tendrá asociado un costo de confiabilidad (función objetivo del modelo de optimización) que proviene de la inversión según la capacidad óptima del transformador de reserva y el costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida que dependerá de la ubicación óptima del transformador de reserva.

Es así que, al existir diversas alternativas de agrupamientos para brindar confiabilidad a un área de demanda, se debe elegir la que corresponda a la alternativa de mínimo costo total. Esto en concordancia al criterio de evaluación de alternativas establecido en la NORMA TARIFAS.

En ese sentido, es técnica y normativamente correcto evaluar alternativas de agrupamientos con el fin de elegir aquella que represente el mínimo costo total de confiabilidad.

Finalmente, del análisis efectuado para determinar la necesidad de transformadores de reserva se concluye que para brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores del Área de Demanda 8, la mejor alternativa por tener un costo total de confiabilidad menor es contar con a) 1 transformador en 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA y 1 transformador en 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA, que contar con b) 3 transformadores en 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA y 1 transformador de 25/25/25 MVA. (Ver Anexo C)

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ADINELSA a la PREPUBLICACIÓN

1. Opinión y Sugerencia 01

ADINELSA menciona que, Osinergmin aprobó para el área de demanda 8, la nueva SE Chaparra 138/60/22.9 kV de 40 MVA, a ser ejecutado por SEAL en el año 2029.

Por otro lado, ADINELSA añade que, se desestimó la solicitud para la nueva SE Relave 138/60/22.9 kV de 30 MVA y renovación de celdas en la SET Coracora.

ADINELSA agrega que, Osinergmin plantea que, la nueva SET Chaparra 138/60/22.9 kV de 40 MVA, se conecte a la SET Coracora en el largo plazo (similar a la propuesta de ADINELSA) y que además, a través de la nueva SET, se descargue la SET Coracora.

ADINELSA menciona que, de la SE Coracora hacia la zona de Chaparra salen 2 alimentadores en 22,9 kV, con una demanda que supera los 10 MW y en direcciones distintas.

Además, ADINELSA menciona que, a los actuales clientes regulados y/o libres que son atendidos por los alimentadores 22,9 kV de la SE Coracora, se les factura los cargos regulados por el VAD en MT y BT a favor de ADINELSA, toda vez que, permite remunerar las inversiones en distribución ya realizadas por la concesionaria en la extensión de redes mostradas anteriormente,

ADINELSA agrega que, con el fin de garantizar la remuneración de las inversiones en las redes de distribución realizadas por ADINELSA y además, con el fin de mejorar la confiabilidad de las redes de distribución, solicita 2 celdas de alimentadores en 22,9 kV.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se considera que, se debe realizar el traslado de carga de la SET Coracora a la SET Chaparra con la finalidad de mejorar los perfiles de tensión del ramal Nazca – Coracora. En ese sentido, y tomando en consideración que, ADINELSA tiene cargas distribuidas en direcciones geográficas distintas, se considera pertinente aprobar dos Celdas de Alimentador en 22,9 kV para la SET Chaparra.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

2. Opinión y Sugerencia 02

ADINELSA menciona que, Osinergmin desestima la solicitud de la renovación de celdas AT y MT en la SET Coracora, por razones de obsolescencia y cambio de topología en el caso se hubiera aprobado la nueva SE Relave.

ADINELSA menciona que, al no aprobarse las celdas, tampoco se aprueba los costos incrementales de centro de control solicitado para la SET Coracora, debido a que fueron agregados a los costos de celdas.

Al respecto, ADINELSA menciona que Osinergmin no indica el mecanismo a seguir para el reconocimiento de los costos incrementales de centro de control, sin embargo, de la revisión a la propuesta del Área de Demanda 6, al ser un caso similar, se indica que para el reconocimiento se debe tener en cuenta el numeral 6.2.5 del Informe N° 262-2022-GRT (Resolución N° 080-2022-OS/CD).

Al respecto, ADINELSA menciona que, de acuerdo al cambio de transformador 60/22,9/10 kV aprobado para la SET Coracora en el proceso de Modificación del PI 2021-2025, seguirá el procedimiento del Informe N° 262-2022 GRT para el reconocimiento de los costos de centro de control locales en el momento de solicitar el alta del transformador. Agrega que, la DSE verifica el alta para la suscripción del acta,

solamente a aquellos elementos aprobados en un Plan de Inversiones de Transmisión, tal como lo indica la Norma de Supervisión del Plan de Inversiones, es decir, para el caso de los costos adicionales de centro de control como parte de la modernización llevada a cabo por ADINELSA, es probable que no considere esa parte de la supervisión al no estar en el Plan de Inversiones y en consecuencia no lo incluya en el acta para el reconocimiento de las inversiones. En ese sentido, no está garantizado el reconocimiento de las inversiones que se realicen por la modernización del CC, toda vez que dependerá de la aprobación al sustento del informe técnico. En ese sentido, ADINELSA requiere se precise si el informe técnico de justificación se presenta a la División de Supresión Eléctrica de Osinerghmin, previo a la suscripción del acta del elemento a entrar en servicio o a la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Complementariamente a lo indicado, ADINELSA señala que durante la visita técnica de los funcionarios del Osinerghmin a la SET Coracora, se les mostró las condiciones actuales de los tableros y la necesidad de renovación, razón por la cual, considera necesario la modernización del centro de control.

Anexo al presente informe, se adjunta el acta de Conformidad de Servicio de la implementación del centro de control de operaciones de ADINELSA, detallándose el monto de inversión y la fecha desde la que viene operando.

Análisis de Osinerghmin

ADINELSA no ha sustentado la necesidad de implementar módulos de centro de control y de telecomunicaciones. Asimismo, no ha demostrado que se encuentra en la obligación de reportar intercambios de información en tiempo real para la operación del SEIN.

De igual forma, ADINELSA debe tener en cuenta que, los módulos correspondientes a costos incrementales de Centro de Control y Telecomunicaciones solo se aplican a subestaciones nuevas, tal y como menciona el artículo 16 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, respecto al párrafo indicado en el numeral 6.2.5 del "Informe N° 262-2022-GRT" que sustenta la Resolución N° 080-2022-OS/CD (reestructuración BDME).

*"Para las **nuevas subestaciones de concesionarias existentes**, se utilizará los módulos de centro de control incremental de 1 SETS. Para el reconocimiento de sistema de control local SAS esta debe estar fundamentada su uso en un informe técnico que deben enviar las concesionarias junto a su Acta de Puesta en Servicio."*

Se debe tener en cuenta que en dicho fragmento se hace mención a la forma de valorizar los módulos de centro de control incremental exclusivamente a subestaciones nuevas, por lo que, el fragmento citado por ADINELSA no aplica para la SET Coracora existente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de CVC ENERGÍA a la PREPUBLICACIÓN

1. Demanda Incorporada

CVC ENERGÍA menciona que, se han rechazado 20 solicitudes de factibilidad, 3 de ellas debido a que son menores de 200 kW, 1 por tratarse de carga inmobiliaria, 2 bajo el sustento que la factibilidad perdió vigencia y 14 solicitudes rechazadas por falta de documentación. Agrega que, por este motivo, ha complementado la documentación requerida en estos 14 clientes de acuerdo con los criterios descritos en el literal B.3.2.2. del Anexo B que forma parte del Informe Técnico N° 089-2024-GRT.

Asimismo, CVC ENERGÍA, menciona que en la hoja "Factib. COEL" del formato F-100 de la PREPUBLICACIÓN, se describen los motivos por los cuales fueron rechazadas cada una de las solicitudes de factibilidad. CVC ENERGÍA agrega que, por tal motivo, en base a dichas observaciones ha completado la documentación faltante, que se detalla a continuación:

- 21.Inmobiliaria Pichihua: se adjunta el compromiso de inversión y cronograma de ejecución de obras.
- 22.Fundo Santa Rosa: se adjunta el cronograma de ingreso de cargas y ejecución de obras.
- 27.Larama Berries: se adjunta el cronograma de ingreso de cargas.
- 28.Andrea (Valerie): se adjunta el cronograma de ingreso de carga, y ejecución de obras.
- 29.Agrícola 3P: se adjunta el cronograma de ingreso de carga, y ejecución de obras.
- 30.Jordan CaPlal: se adjunta el cronograma de ingreso de cargas, cronograma de ejecución de obras y el cuadro de cargas.
- 31.Olivos de Villacurí: el cronograma de ingreso de cargas previsto por el cliente se encuentra en la solicitud de factibilidad la cual indica que el proyecto ingresara al 100% de su carga (475 kW) en un año, por lo cual no se está adjuntando documentación adicional para este cliente.
- 32.Alroma: se adjunta el cronograma de ejecución de obras, compromiso de inversión y las coordenadas UTM Zona 18L (382845; 8462802).
- 33.Andrenarena: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras
- 34.Transporte sol de oro: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras.
- 35.Fundo las dunas: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras.
- 36.Aves del sur: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras
- 37.Coscalla: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras.
- 38.Global Produce: se adjunta cuadro de carga y cronograma de ejecución de obras.

Menciona que, esta información listada, se presenta como Anexo N° 3.1 "Sustento de la demanda".

Finalmente, CVC ENERGÍA señala haber revisado íntegramente la proyección de la demanda del AD8 considerando el sustento de la indicada demanda incorporada (sin considerar las menores de 200 kW).

Solicitud

Por lo expuesto anteriormente, CVC ENERGÍA solicita aprobar la demanda que se encuentra debidamente sustentada en los documentos del Anexo N° 3.1 y que justifican la aprobación de la nueva SET Huerto.

Análisis de Osinerqmin

De la revisión de la documentación presentada por CVC ENERGÍA, considera incorporar como Demanda Incorporada las siguientes cargas siguientes:

Ubicación/Carpetas/ 2.2.Solicitudes de factibilidad	Nombre del Cliente Libre que solicita factibilidad	Área de Demanda	Barra (Definida por la concesionaria)	Tensión (kV)	Máxima Demanda (MW)
22. FUNDO SANTA ROSA.pdf	Fundo Santa Rosa	8	VILLA023	22,9	0,21
27. LARAMA BERRIES.pdf	Larama Berries	8	HUARA023	22,9	0,26
28. ANDREA (VALERIE).pdf	Fundo Valerie - Agrícola Andrea S.A.C.	8	VILLA023	22,9	0,60
29. AGRICOLA 3P.pdf	Soc. Agrícola 3P SAC	8	HUARA023	22,9	0,50
30. JORDAN CAPITAL.pdf	Jordan Capital S.A.C.	8	VILLA023	22,9	1,00
31. Olivos de Villacuri.pdf	Olivos de Villacuri	8	VILLA023	22,9	0,48
33 ADRENARENA.pdf	Adrenarena - Maveco Sand Tour S.R.L.	8	VILLA023	22,9	2,10
34 (SANTO)TRANSPORTE SOL DE ORO.pdf	Empresa de Transporte Sol de Oro S.A.C.	8	VILLA023	22,9	2,00
35. FUNDO LAS DUNAS.pdf	Fundo Las Dunas 2	8	VILLA023	22,9	2,00
36 Aves del sur.pdf	Aves del Sur S.A.C.	8	VILLA023	22,9	0,99
38 GLOBAL PRODUCE.pdf	Global Produce S.A.C.	8	VILLA023	22,9	2,00

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por CVC ENERGÍA, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B "Metodología empleada para el Estudio de Demanda", se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda "F-100", ver hoja "Factib. COEL", correspondiente al Área de Demanda 8.

Por tanto, al considerarse 11 de las 14 cargas opinadas por CVC ENERGÍA, se acoge parcialmente la opinión.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

2. Línea de Trasmisión 60 kV Existente Coelvisac I – Huarango

CVC ENERGÍA, menciona que, en el cuadro de programación de bajas del periodo 2025-2029, erróneamente se considera como titular de la Línea de Trasmisión 60kV existente Coelvisac I – Huarango a CVC ENERGÍA.

Solicitud

CVC ENERGÍA, solicita la corrección del cuadro de Programación de Bajas debido a que la Línea de Trasmisión 60kV existente Coelvisac I – Huarango es de propiedad de ELECTRODUNAS.

Análisis de Osinerqmin

De acuerdo a lo solicitado por CVC ENERGÍA, se ha actualizado el cuadro de programación de Bajas, debido a que la LT 60 kV Coelvisac I – Huarango es propiedad de ELECTRODUNAS.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

3. SET Huerto

CVC ENERGÍA menciona que, a fin de justificar la necesidad de la SET Huerto; ha complementado de manera documentada la información de la demanda incorporada. Producto de ello, menciona los siguientes aspectos:

- Zona de influencia de la SET Huerto

CVC ENERGÍA adjunta una imagen donde señala la demanda para la cual se han presentado las cartas de solicitud de factibilidad de suministro acompañada de la documentación que la sustenta de acuerdo con lo requerido por Osinerghmin.

Agrega que, anteriormente, ya se justificaba la aprobación de la SET Huerto, ya que, según un gráfico con los lotes identificados, existen propietarios que se han resistido a firmar los documentos de sustento de demanda eléctrica, razón por la cual no se ha incluido en la proyección de demanda, sin embargo, CVC ENERGÍA afirma que dicha demanda se desarrollará una vez que vean la disponibilidad de la energía eléctrica a su alcance.

- Registros de calidad de producto MT

CVC ENERGÍA menciona que, Osinerghmin ha desestimado los registros de mala calidad del producto; sin embargo, agrega que, es innegable que a medida que crezca la demanda se irá agravando el problema de calidad de la tensión sobre todo en los alimentadores existentes de extensa longitud.

Añade que, esto ha sido debidamente documentado por CVC ENERGÍA a través de las mediciones realizadas en el suministro PV-466, siendo que en el mes de junio del 2022 se registró un valor mínimo de -3.6%, en el mes de mayo de 2023 se registró un valor mínimo de -4.4%, valores todavía dentro de los límites establecidos en la NTCSE, siendo que mediante una medición realizada en el mes de octubre de 2023 se ha registrado un valor mínimo de -5.3%, vulnerándose así el umbral mínimo permitido por la NTCSE.

- Simulación de calidad de producto MT

CVC ENERGÍA menciona que, se ha realizado nuevamente el análisis eléctrico de las redes MT considerando la nueva demanda, debidamente documentada, utilizando el software DigSILENT a cambio del ASE, a fin de que Osinerghmin pueda revisar su trazabilidad.

CVC ENERGÍA presenta el resultado de las simulaciones sin considerar la nueva SET Huerto para el año 2025 y 2026, agrega que, en dicho cálculo se evidencia problemas de tensión y sobrecarga de conductores, además, añade que, a partir del año 2027, el flujo de potencia ya no converge debido a la excesiva caída de tensión.

CVC ENERGÍA señala que, a caída de tensión identificada anteriormente, mediante registros y simulaciones, es solucionada con la implementación de la nueva SET Huerto ya que esta nueva SET está ubicada justo en el centro de carga de la zona en la que se viene desarrollando el crecimiento de la demanda.

- Capacidad disponible en la SET Coelvisac I

CVC ENERGÍA menciona que, en el archivo F-203 que forma parte del Informe Técnico N° 089-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024, se observa que el transformador de la SET Coelvisac I está quedando sobrecargado, añade que, este hecho real es una justificación más para la aprobación de la nueva SET Huerto a fin de mantener en la SET Coelvisac I el límite de capacidad en 25MVA que se viene remunerando y la vez resolver los problemas de caída de tensión en los extensos alimentadores que se han desarrollado en dirección a la zona de influencia de la nueva SET Huerto.

Solicitud

Por lo expuesto anteriormente, CVC ENERGÍA solicita a Osinerghmin aprobar la nueva SET Huerto 60/22,9 kV – 20 MVA (TP Rotado).

Análisis de Osinermin

Al respecto, se verifica que, CVC ENERGÍA ha sustentado mayor demanda en la zona Oeste de Coelvisac, evidenciándose la diferencia de cargas que se aprobaron en la PREPUBLICACIÓN versus las aprobadas en la presente etapa.

Respecto a los aspectos señalados por CVC ENERGÍA se tiene lo siguiente:

- **Zona de influencia de la SET Huerto**

Se verifica de la información enviada por CVC ENERGÍA, específicamente el archivo "Densidad de carga AD8.xlsx", que existen cargas en la zona propuesta para la SET Huerto.

- **Registros de calidad de producto MT**

En el Plan de Inversiones no corresponde realizar o evaluar instalaciones de distribución, sin embargo y sin perjuicio de ello, se ha utilizado los archivos del sustento presentado por CVC ENERGÍA de las redes MT, donde se verifica que, en las simulaciones presentadas a partir del año 2027, sin la SET Huerto, el flujo de potencia no converge debido a la caída de tensión, sin embargo, CVC ENERGÍA no ha presentado otras soluciones en Distribución, por ejemplo, cambiar la sección del conductor troncal, colocar reguladores de tensión, entre otros, tal como se le solicitó en el literal f, numeral 28 del Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA FINAL.

Asimismo, se debe mencionar que, para la alternativa sin SET Huerto, el conductor troncal del alimentador T17 presenta secciones sin uniformizar, ya que hay tramos con secciones de 150 mm² y secciones de 70 mm².

Por otro lado, se verifica que, con las cargas aprobadas en la presente etapa y, cambiando y uniformizando la sección del conductor troncal a una sección de 185 mm², así como, colocando un regulador de tensión, los problemas de tensión se mitigan hasta el año 2029.

En ese sentido, se debe mencionar que, es incorrecta la afirmación de CVC ENERGÍA cuando señala que, de no implementarse la SET Huerto, se tendrían problemas en distribución, ya que, se podrían instalar equipos que mejoren el performance del sistema, así como reforzar el conductor troncal de los alimentadores.

- **Capacidad disponible en la SET Coelvisac I**

Respecto a lo mencionado por CVC ENERGÍA, el caso ya fue analizado en el proceso de Modificación del PI 2017-2021, sustentado mediante el Informe Técnico N° 443-2018-GRT, por lo que en el presente periodo no corresponde ninguna evaluación ni pronunciamiento respecto a dicha afirmación.

Por otro lado, se verifica que, con la nueva demanda sustentada por CVC ENERGÍA se presentará sobrecarga a partir del año 2025 considerando que la capacidad realmente remunerada en SET Coelvisac I es 25 MVA. Por lo cual, se verifica que se requiere ampliar la capacidad de transformación en el Sistema Eléctrico Villacurí.

Finalmente, y por lo mencionado previamente, se verifica que, debido a la sobrecarga en la SET Villacurí y que existen cargas de media densidad en la zona propuesta para la SET Huerto, se acoge esta solicitud.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

4. Centro de Control y telecomunicaciones

CVC ENERGÍA menciona que, en la PREPUBLICACIÓN del PI 2025-2029, Osinermin no considera la implementación del Centro de Control requerido para las instalaciones

de transmisión existentes en la zona de Villacurí, indicando que no se evidencia de manera documentada el incumplimiento del envío de señales al COES; sin tener en cuenta que de acuerdo a la arquitectura de telecomunicaciones existente es imposible la remisión en tiempo real de la data de operaciones, siendo esto lo que evidencia el incumplimiento por parte de CVC ENERGÍA del numeral 1.4.1 de la NTCOTRSI que textualmente indica:

“1.4.1. Cada Integrante del Sistema contará necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones; así como, estará obligado a cumplir las disposiciones del Coordinador y contará con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir automáticamente información de su Sistema, coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador. Los distribuidores y clientes libres con una demanda total menor o igual a 30 MW y titulares de generación con centrales cuya suma total de potencias efectivas sea menor o igual a 10 MW no están obligados a contar con un Centro de Control, pero deben contar durante las 24 horas del día con un supervisor responsable de la operación de sus instalaciones.”

CVC ENERGÍA agrega que, esta decisión equivale a que CVC ENERGÍA continúe incumpliendo lo señalado, manteniéndose en una posición pasiva hasta que sea sujeto a sanciones o penalidades que podrían aplicársele para que recién pueda de manera documentada justificar ante Osinerghmin la implementación del Centro de Control.

Añade que, no contar con un Centro de Control para el monitoreo y control de las instalaciones trae perjuicios económicos en los tiempos de restablecimiento de servicio ante la ocurrencia de eventos operativos, sobre todo en la SET Independencia y SET Lomas que se encuentran alejados de la SET Coelvisac I.

Por tanto, CVC ENERGÍA menciona que, en estricto cumplimiento del mandato normativo, anteriormente señalado, se solicita a Osinerghmin apruebe la implementación del Centro de Control que además contribuirá a lograr una adecuada gestión de la operación integral de nuestras 3 subestaciones existentes, de manera óptimamente centralizada.

CVC ENERGÍA adjunta una imagen con la arquitectura y jerarquía del nivel de comunicaciones con el que cuenta CVC ENERGÍA en sus instalaciones.

Solicitud

Por lo expuesto, CVC ENERGÍA solicita a Osinerghmin la prioritaria aprobación del Centro de Control y Telecomunicaciones para nuestro sistema eléctrico de Villacurí.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a los Módulos de Centro de Control, se verifica que, CVC ENERGÍA no ha presentado el sustento solicitado por Osinerghmin acerca de los registros de incumplimiento del envío de señales al COES, asimismo, no ha sustentado la ubicación dónde será implementada la instalación del Centro de Control, solo se ha limitado a indicar que de existir algún incumplimiento por parte de CVC ENERGÍA será responsabilidad de Osinerghmin. En ese sentido, se precisa que la responsabilidad de cumplir con las obligaciones que exigen los procedimientos y/o normativa vigente es estrictamente de los propietarios y/o Concesionarios, en este caso de CVC ENERGÍA, por lo que dicha afirmación carece de todo sustento.

Por otro lado, respecto a los Módulos de Telecomunicaciones Incrementales se reitera que no corresponde aprobar en la SET Coelvisac I, debido a que se trata de una subestación existente, y de acuerdo con el artículo 16 de la NORMA TARIFAS, los costos de inversión incremental de Telecomunicaciones no aplican para subestaciones existentes.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

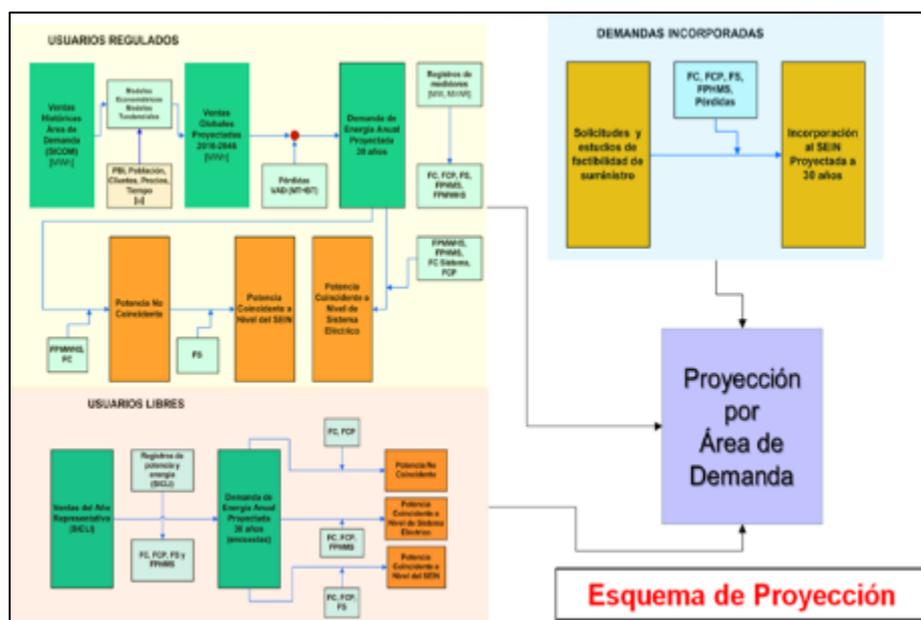
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología aplicada en el presente estudio está basada en lo señalado en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“NORMA TARIFAS”) aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. La Figura N° 1 presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura N° 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



Conforme al artículo 8 de la NORMA TARIFAS, las etapas del estudio se detallan a continuación:

- Recopilación de información requerida.
- Proyección de la Demanda de Energía.
- Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.
- Caracterización de la carga en el Área de Demanda.

La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

B.1 Datos Históricos e Información Base, 1996-2022

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se ha tomado en cuenta las Bases de Datos que dispone Osinerghmin: Sistema de Información Comercial (SICOM) y Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI).

B.1.2 PBI

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Ica, Arequipa y Ayacucho, está en millones de soles del año 2007, es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 8 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 8 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del Área de Demanda 8 del 2022 se calculó con una ponderación del PBI departamental y las ventas de energía de cada uno de esos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 8 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 8 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 8 se calculó con una ponderación de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 8 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 8 del Año Representativo (2022) se obtuvieron de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 8.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 8 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 8 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. Por un lado, la tarifa promedio, en cts. de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del Área de Demanda 8. Por otro lado, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 8 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, en la proyección de esta variable para los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación con el que se especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 8, en ella se observa que está ligado a una función del PBI nacional con un rezago. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 97,78%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 8

Dependent Variable: LOG(PBI08)				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 15:37				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-7.181294	0.506307	-14.18368	0.0000
LOG(PBIPERU(-1))	1.290791	0.039738	32.48261	0.0000
R-squared	0.977760	Mean dependent var	9.258662	
Adjusted R-squared	0.976833	S.D. dependent var	0.466119	
S.E. of regression	0.070947	Akaike info criterion	-2.379972	
Sum squared resid	0.120802	Schwarz criterion	-2.283195	
Log likelihood	32.93963	Hannan-Quinn criter.	-2.352104	
F-statistic	1055.120	Durbin-Watson stat	1.789087	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo se estimó el PBI del Área de Demanda 8 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 3,52%:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 8

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	20 517,41	-
2023	20 335,94	-0,9%
2024	20 651,50	1,6%
2025	21 320,32	3,2%
2026	22 121,75	3,8%
2027	22 953,29	3,8%

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2028	23 816,08	3,8%
2029	24 711,35	3,8%
2030	25 640,21	3,8%
2031	26 604,03	3,8%
2032	27 604,08	3,8%
2033	28 641,70	3,8%
2034	29 718,33	3,8%
2035	30 835,43	3,8%
2036	31 994,56	3,8%
2037	33 197,22	3,8%
2038	34 445,10	3,8%
2039	35 739,85	3,8%
2040	37 083,29	3,8%
2041	38 477,25	3,8%
2042	39 923,60	3,8%
2043	41 424,33	3,8%
2044	42 981,42	3,8%
2045	44 597,10	3,8%
2046	46 273,51	3,8%
2047	48 012,89	3,8%
2048	49 817,70	3,8%
2049	51 690,33	3,8%
2050	53 633,39	3,8%
2051	55 649,43	3,8%
2052	57 741,28	3,8%
2053	59 911,72	3,8%
2054	62 163,80	3,8%
		3,52%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 8

Dependent Variable: CLI08				
Method: Least Squares				
Date: 10/10/23 Time: 15:24				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	65568.29	4207.083	15.58521	0.0000
@TREND	8380.408	277.6081	30.18791	0.0000
R-squared	0.973299	Mean dependent var		174513.6
Adjusted R-squared	0.972231	S.D. dependent var		67423.64
S.E. of regression	11235.41	Akaike info criterion		21.56272
Sum squared resid	3.16E+09	Schwarz criterion		21.65870
Log likelihood	-289.0967	Hannan-Quinn criter.		21.59126
F-statistic	911.3099	Durbin-Watson stat		0.306509
Prob(F-statistic)	0.000000			

Con dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 8 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento promedio en el periodo 2022-2054 es de 1,99%.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 8

Año	Clientes	Δ%
2022	293 516	-
2023	291 839	-0,6%
2024	300 220	2,9%
2025	308 600	2,8%
2026	316 981	2,7%
2027	325 361	2,6%
2028	333 741	2,6%
2029	342 122	2,5%
2030	350 502	2,4%
2031	358 883	2,4%
2032	367 263	2,3%
2033	375 643	2,3%
2034	384 024	2,2%
2035	392 404	2,2%
2036	400 785	2,1%
2037	409 165	2,1%
2038	417 545	2,0%
2039	425 926	2,0%
2040	434 306	2,0%
2041	442 687	1,9%
2042	451 067	1,9%
2043	459 447	1,9%
2044	467 828	1,8%
2045	476 208	1,8%
2046	484 589	1,8%
2047	492 969	1,7%
2048	501 349	1,7%
2049	509 730	1,7%
2050	518 110	1,6%
2051	526 491	1,6%
2052	534 871	1,6%
2053	543 252	1,6%
2054	551 632	1,5%
		1,99%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 8 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39

(https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf).

Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente. Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 8 se construyó sobre los valores departamentales, ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla N° 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde la tasa de crecimiento promedio del periodo 2022-2054 es de 2,01%.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 8

Año	Población	Δ%
2022	1 027 525	-
2023	1 047 785	2,0%
2024	1 068 455	2,0%
2025	1 089 541	2,0%
2026	1 109 451	1,8%
2027	1 129 734	1,8%
2028	1 150 398	1,8%
2029	1 171 449	1,8%
2030	1 192 894	1,8%
2031	1 217 267	2,0%
2032	1 242 143	2,0%
2033	1 267 530	2,0%
2034	1 293 441	2,0%
2035	1 319 885	2,0%
2036	1 346 873	2,0%
2037	1 374 418	2,0%
2038	1 402 529	2,0%
2039	1 431 220	2,0%
2040	1 460 502	2,0%
2041	1 490 387	2,0%
2042	1 520 888	2,0%
2043	1 552 017	2,0%
2044	1 583 788	2,0%
2045	1 616 213	2,0%
2046	1 649 307	2,0%
2047	1 683 082	2,0%
2048	1 717 554	2,0%
2049	1 752 736	2,0%
2050	1 788 643	2,0%
2051	1 825 291	2,0%
2052	1 862 694	2,0%
2053	1 900 868	2,0%

Año	Población	Δ%
2054	1 939 829	2,0%
		2,01%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 8 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,3630 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuario:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

La transformación de la proyección de la energía a proyección de potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT en cada SET se realizó a través de los FC y FCP:

$$\text{Potencia} = \text{Ventas de energía} \times \left(\frac{(1 + \%p)}{h \times \text{FC}} \right) \times \text{FCP}$$

Donde:

- %p : porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.
- FC : factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).
- FCP : factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).
- h : número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 8

MÉTODO:	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial	
ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T ²	VENTAS C T T ² T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)	
(R ²)	0,7494	0,7997	0,7209	0,8434	0,9694	0,8207	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	5,27	156,63	0,04	1,83	9,11	100,77
	Prob.	0,0000	0,0000	0,9704	0,0792	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	8,65	9,99	8,04	6,43	-2,89	10,70
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0084	0,0000
Variable 3	Valor				-3,79	8,14	
	Prob.				0,0009	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,73	
	Prob.					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor	74,77	99,78	64,59	64,62	242,78	114,43	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghin)

La Tabla N° 5 muestra los valores de proyección de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 5,41%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	950 006,99	1 079 641,30	825 259,56	801 252,62	618 939,82	858 408,47
2023	976 968,59	1 138 061,19	834 333,35	791 140,06	506 451,61	874 278,17
2024	1 003 930,19	1 199 642,21	843 088,69	778 281,25	371 583,47	889 868,98
2025	1 030 891,79	1 264 555,40	851 547,19	762 676,21	212 933,00	905 195,19
2026	1 057 853,38	1 332 981,08	859 728,30	744 324,94	29 097,80	920 269,88
2027	1 084 814,98	1 405 109,30	867 649,66	723 227,43	-181 324,53	935 105,10
2028	1 111 776,58	1 481 140,41	875 327,24	699 383,69	-419 736,42	949 711,96
2029	1 138 738,18	1 561 285,60	882 775,60	672 793,72	-687 540,25	964 100,75
2030	1 165 699,77	1 645 767,49	890 008,04	643 457,51	-986 138,44	978 281,00

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2031	1 192 661,37	1 734 820,72	897 036,72	611 375,06	-1 316 933,40	992 261,56
2032	1 219 622,97	1 828 692,67	903 872,81	576 546,38	-1 681 327,52	1 006 050,67
2033	1 246 584,57	1 927 644,08	910 526,58	538 971,47	-2 080 723,22	1 019 656,04
2034	1 273 546,16	2 031 949,79	917 007,51	498 650,32	-2 516 522,91	1 033 084,84
2035	1 300 507,76	2 141 899,53	923 324,35	455 582,94	-2 990 128,98	1 046 343,81
2036	1 327 469,36	2 257 798,70	929 485,19	409 769,32	-3 502 943,84	1 059 439,27
2037	1 354 430,96	2 379 969,23	935 497,57	361 209,47	-4 056 369,91	1 072 377,14
2038	1 381 392,55	2 508 750,46	941 368,47	309 903,38	-4 651 809,58	1 085 163,02
2039	1 408 354,15	2 644 500,11	947 104,39	255 851,06	-5 290 665,27	1 097 802,16
2040	1 435 315,75	2 787 595,23	952 711,41	199 052,50	-5 974 339,38	1 110 299,52
2041	1 462 277,35	2 938 433,29	958 195,18	139 507,71	-6 704 234,31	1 122 659,79
2042	1 489 238,94	3 097 433,27	963 561,02	77 216,69	-7 481 752,47	1 134 887,41
2043	1 516 200,54	3 265 036,82	968 813,88	12 179,43	-8 308 296,27	1 146 986,59
2044	1 543 162,14	3 441 709,47	973 958,43	-55 604,07	-9 185 268,11	1 158 961,29
2045	1 570 123,74	3 627 941,95	978 999,03	-126 133,80	-10 114 070,41	1 170 815,31
2046	1 597 085,33	3 824 251,57	983 939,82	-199 409,76	-11 096 105,56	1 182 552,25
2047	1 624 046,93	4 031 183,58	988 784,67	-275 431,96	-12 132 775,97	1 194 175,51
2048	1 651 008,53	4 249 312,79	993 537,22	-354 200,39	-13 225 484,05	1 205 688,35
2049	1 677 970,12	4 479 245,06	998 200,94	-435 715,06	-14 375 632,20	1 217 093,89
2050	1 704 931,72	4 721 619,08	1 002 779,08	-519 975,96	-15 584 622,84	1 228 395,07
2051	1 731 893,32	4 977 108,07	1 007 274,73	-606 983,09	-16 853 858,36	1 239 594,73
2052	1 758 854,92	5 246 421,68	1 011 690,81	-696 736,46	-18 184 741,17	1 250 695,56
2053	1 785 816,51	5 530 307,98	1 016 030,07	-789 236,07	-19 578 673,69	1 261 700,16
2054	1 812 778,11	5 829 555,49	1 020 295,16	-884 481,91	-21 037 058,30	1 272 610,98
	2,04%	5,41%	0,67%			1,24

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos.

La tasa de crecimiento promedio del modelo tendencial lineal (2,04%) es la que se considera en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado ha considerado una ecuación donde las ventas de energía están explicadas por las variables TARIFA REAL, PBI con un rezago y una variable dicotómica llamada D2015, la cual refleja la migración de usuarios del mercado regulado al mercado libre. En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 8

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6 (seleccionado)
---------	----------	----------	----------	----------	----------	----------------------------

ECUACIÓN:		LOG(VENTAS) C LOG(TARIFA(-1)) LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1)	VENTAS C TARIFA PBI CLIENTES	VENTAS C TARIFA(-1) PBI CLIENTES AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA POBLACION D2015	VENTAS C PBI(-1) TARIFA(-1) CLIENTES(-1) D2015	VENTAS C TARIFA PBI(-1) D2015
R ²		0,9870	0,8871	0,9754	0,9399	0,9276	0,9161
ESTADÍSTICO F:							
Valor		289,16	57,62	150,96	82,06	64,09	80,10
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	3,20	5,47	1,88	7,14	7,70	7,21
	Prob.	0,0047	0,0000	0,0751	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	-2,71	-4,33	-1,96	6,96	2,04	-6,40
	Prob.	0,0138	0,0003	0,0643	0,0000	0,0547	0,0000
Variable 3	Valor	2,53	2,06	2,09	-5,37	-6,13	14,14
	Prob.	0,0203	0,0509	0,0506	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 4	Valor	1,74	-0,05	1,11	-2,88	0,27	2,04
	Prob.	0,0987	0,9610	0,2820	0,0090	0,7865	0,0535
Variable 5	Valor	9,02		10,15	1,37	1,49	
	Prob.	0,0000		0,0000	0,1863	0,1529	
Variable 6	Valor	2,45		3,00			
	Prob.	0,0242		0,0074			

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghin)

En la Tabla N° 7 se aprecia los valores de las proyecciones de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 6, con un estimado de crecimiento promedio de 3,63%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del Área de Demanda 8 (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	772 079,71	887 134,40	734 789,96	832 023,03	807 461,93	857 517,02
2023	773 671,58	879 121,38	735 539,88	890 915,74	863 001,54	907 620,10
2024	788 527,22	892 606,95	749 162,05	852 170,63	855 702,47	899 440,31
2025	808 832,28	921 959,26	768 681,00	850 259,87	870 424,99	913 664,00
2026	831 077,94	957 266,81	790 384,21	876 317,84	898 144,05	943 811,43
2027	853 640,80	993 927,45	812 549,29	911 883,86	930 741,10	979 935,50
2028	876 529,76	1 031 991,28	835 197,65	949 250,30	964 446,46	1 017 417,51
2029	899 754,83	1 071 513,72	858 352,55	988 493,66	999 301,20	1 056 307,76
2030	923 323,54	1 112 544,77	882 035,08	1 029 698,15	1 035 350,69	1 096 661,86
2031	947 246,69	1 155 146,38	906 270,67	1 069 868,84	1 072 635,89	1 138 529,98
2032	971 532,62	1 199 375,12	931 082,59	1 112 055,48	1 111 207,55	1 181 974,31
2033	996 190,05	1 245 290,90	956 495,27	1 156 342,99	1 151 112,00	1 227 051,61
2034	1 021 228,83	1 292 959,33	982 535,14	1 202 815,77	1 192 398,32	1 273 822,02
2035	1 046 657,75	1 342 445,05	1 009 228,17	1 251 572,63	1 235 120,24	1 322 351,36
2036	1 072 486,74	1 393 818,59	1 036 602,43	1 302 708,34	1 279 330,72	1 372 704,53
2037	1 098 723,93	1 447 147,25	1 064 684,69	1 356 325,07	1 325 087,53	1 424 952,30
2038	1 125 379,30	1 502 506,65	1 093 504,74	1 412 524,46	1 372 445,79	1 479 162,22
2039	1 152 461,76	1 559 971,55	1 123 091,98	1 471 415,99	1 421 467,43	1 535 410,16
2040	1 179 981,31	1 619 622,96	1 153 478,06	1 533 111,35	1 472 213,72	1 593 771,17
2041	1 207 947,57	1 681 543,50	1 184 695,15	1 597 731,46	1 524 750,98	1 654 326,54

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2042	1 236 369,86	1 745 817,44	1 216 776,01	1 665 398,73	1 579 146,91	1 717 159,20
2043	1 265 257,81	1 812 533,16	1 249 754,81	1 736 239,54	1 635 470,52	1 782 353,72
2044	1 294 620,72	1 881 780,76	1 283 666,36	1 810 384,69	1 693 794,21	1 849 998,78
2045	1 324 469,59	1 953 659,56	1 318 548,84	1 887 970,33	1 754 191,78	1 920 184,82
2046	1 354 813,66	2 028 265,92	1 354 439,27	1 969 144,38	1 816 744,59	1 993 011,51
2047	1 385 662,51	2 105 700,56	1 391 376,25	2 054 053,40	1 881 531,55	2 068 575,56
2048	1 417 027,35	2 186 073,83	1 429 401,94	2 142 846,46	1 948 635,18	2 146 978,05
2049	1 448 917,66	2 269 493,17	1 468 557,37	2 235 692,33	2 018 145,86	2 228 329,72
2050	1 481 344,55	2 356 075,90	1 508 887,22	2 332 752,53	2 090 151,61	2 312 738,42
2051	1 514 317,40	2 445 936,45	1 550 435,06	2 434 203,81	2 164 748,50	2 400 321,86
2052	1 547 847,80	2 539 202,00	1 593 249,18	2 540 220,60	2 242 030,28	2 491 194,89
2053	1 581 945,66	2 635 996,98	1 637 376,83	2 650 996,17	2 322 101,11	2 585 485,16
2054	1 616 623,03	2 736 458,95	1 682 870,11	2 766 719,25	2 405 062,93	2 683 317,54
	2,34%	3,58%	2,62%	3,83%	3,47%	3,63%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinermin)

En la Figura N° 4 se presenta la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 6) con una bondad de ajuste (R^2) de 91,61%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

Dependent Variable: ENE08 Method: Least Squares Date: 10/10/23 Time: 16:26 Sample (adjusted): 1997 2022 Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	929876.5	128901.1	7.213875	0.0000
TARAD08	-26090.31	4077.037	-6.399331	0.0000
PBIAD08(-1)	45.07497	3.187909	14.13935	0.0000
D2015	157503.0	77181.46	2.040684	0.0535
R-squared	0.916125	Mean dependent var		613193.0
Adjusted R-squared	0.904687	S.D. dependent var		241437.7
S.E. of regression	74538.55	Akaike info criterion		25.41666
Sum squared resid	1.22E+11	Schwarz criterion		25.61021
Log likelihood	-326.4166	Hannan-Quinn criter.		25.47239
F-statistic	80.09802	Durbin-Watson stat		1.295830
Prob(F-statistic)	0.000000			

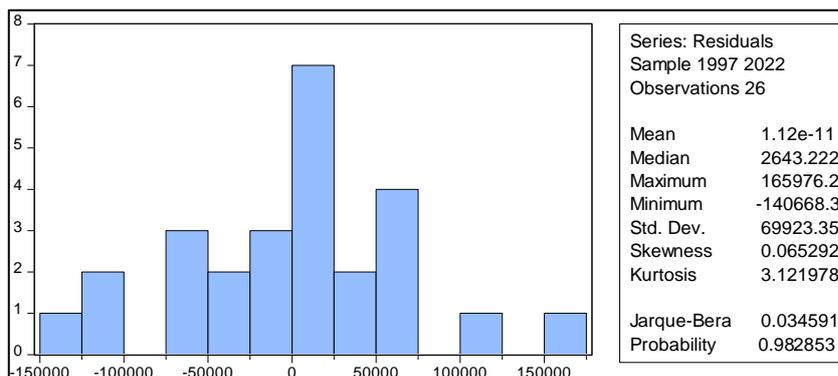
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del Área de Demanda 8 es consistente estadísticamente por pasar las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del del Test de Jarque-Bera >5% (98,28%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos

Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (8,71%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	2.487901	Prob. F(3,22)	0.0871	
Obs*R-squared	6.586282	Prob. Chi-Square(3)	0.0863	
Scaled explained SS	5.003223	Prob. Chi-Square(3)	0.1716	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:31				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.28E+09	5.74E+09	-0.397378	0.6949
TARAD08^2	3204859.	5816305.	0.551013	0.5872
PBIAD08(-1)^2	28.49880	12.19993	2.335980	0.0290
D2015^2	-7.46E+09	6.64E+09	-1.122652	0.2737
R-squared	0.253319	Mean dependent var	4.70E+09	
Adjusted R-squared	0.151498	S.D. dependent var	6.98E+09	
S.E. of regression	6.43E+09	Akaike info criterion	48.14798	
Sum squared resid	9.10E+20	Schwarz criterion	48.34153	
Log likelihood	-621.9237	Hannan-Quinn criter.	48.20372	
F-statistic	2.487901	Durbin-Watson stat	2.076795	
Prob(F-statistic)	0.087081			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (22,97%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.584751	Prob. F(2,20)	0.2297	
Obs*R-squared	3.556703	Prob. Chi-Square(2)	0.1689	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 06:31				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	26781.35	126562.8	0.211605	0.8346
TARAD08	-531.6670	3986.424	-0.133369	0.8952
PBIAD08(-1)	-1.008534	3.157716	-0.319387	0.7527
D2015	-44137.14	79564.08	-0.554737	0.5852
RESID(-1)	0.310611	0.257162	1.207843	0.2412
RESID(-2)	0.222276	0.246058	0.903345	0.3771
R-squared	0.136796	Mean dependent var	1.12E-11	
Adjusted R-squared	-0.079005	S.D. dependent var	69923.35	
S.E. of regression	72632.99	Akaike info criterion	25.42340	
Sum squared resid	1.06E+11	Schwarz criterion	25.71373	
Log likelihood	-324.5042	Hannan-Quinn criter.	25.50700	
F-statistic	0.633900	Durbin-Watson stat	1.743254	
Prob(F-statistic)	0.676250			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,39% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 8 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	716 848,69	-
2023	742 864,59	3,63%
2024	769 824,67	3,63%
2025	797 763,19	3,63%
2026	824 086,33	3,30%
2027	855 627,96	3,83%
2028	888 355,28	3,82%
2029	922 312,19	3,82%
2030	941 124,88	2,04%

Año	Ajuste final	TC
2031	960 321,30	2,04%
2032	979 909,28	2,04%
2033	999 896,80	2,04%
2034	1 020 292,01	2,04%
2035	1 041 103,23	2,04%
2036	1 062 338,94	2,04%
2037	1 084 007,80	2,04%
2038	1 106 118,65	2,04%
2039	1 128 680,51	2,04%
2040	1 151 702,56	2,04%
2041	1 175 194,20	2,04%
2042	1 199 165,01	2,04%
2043	1 223 624,76	2,04%
2044	1 248 583,42	2,04%
2045	1 274 051,17	2,04%
2046	1 300 038,39	2,04%
2047	1 326 555,69	2,04%
2048	1 353 613,86	2,04%
2049	1 381 223,95	2,04%
2050	1 409 397,21	2,04%
2051	1 438 145,13	2,04%
2052	1 467 479,43	2,04%
2053	1 497 412,08	2,04%
2054	1 527 955,26	2,04%
		2,39%

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver formato F-109 del Área de Demanda 8) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

B.3.2 Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considerará consumos constantes para los años siguientes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Por consiguiente, en el Área de Demanda 8, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el

período de análisis, toda vez que no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

Los sustentos de las solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, a ser considerados en la proyección de demanda, deben cumplir con los siguientes criterios:

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

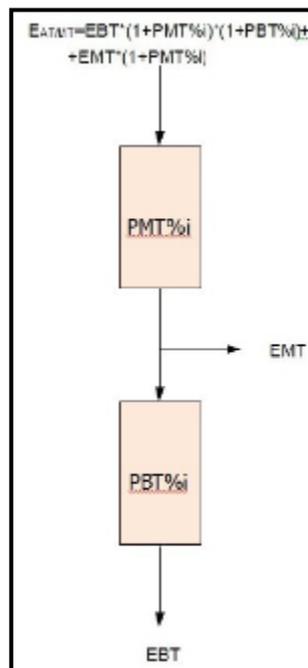
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores.

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 8 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se ha añadido las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C

Metodología para la Determinación de Transformadores de reserva

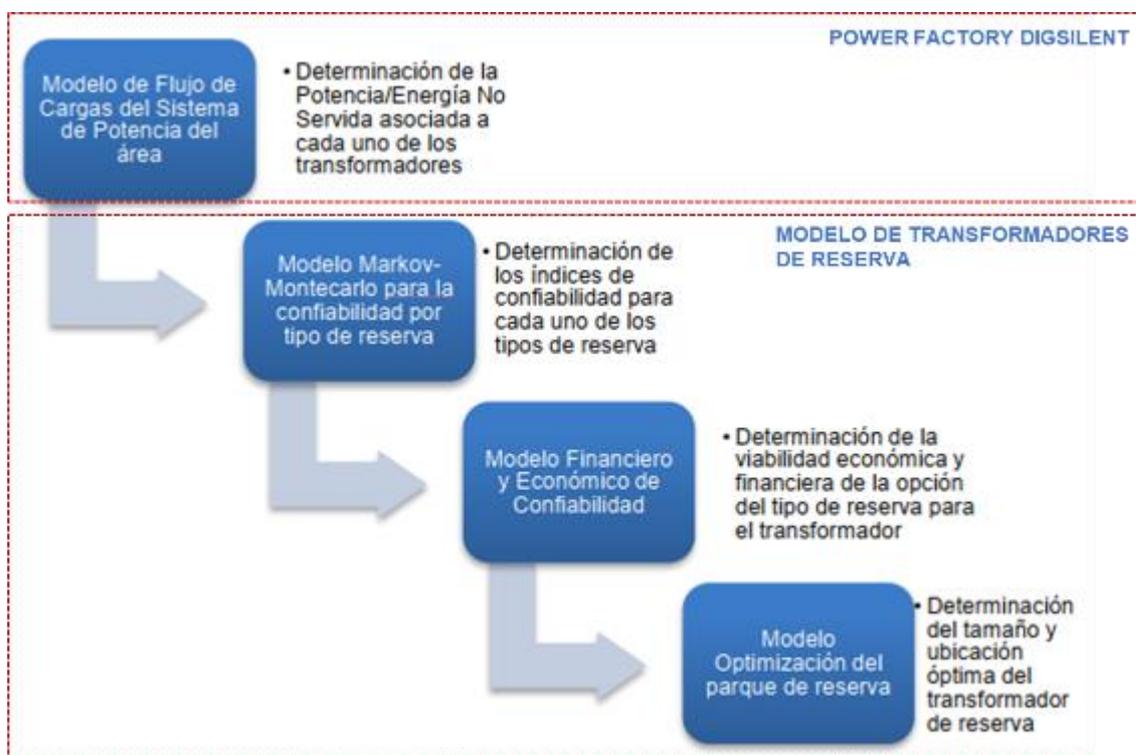
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Asimismo, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N° 1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por área de demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de $Min(Fobj)$ del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$MinFobj(G1) < MinFobj(G2) + MinFobj(G3) + \dots + MinFobj(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

Cabe precisar que, para la evaluación de los transformadores de reserva se efectuaron los cambios en el modelo de reserva según las observaciones acogidas.

A continuación, se muestra las solicitudes de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8, realizadas por SEAL y ELECTRODUNAS:

SOLICITUD DE TRANSFORMADORES DE RESERVA							
Titular	AD	Proopues	Solicitud	Tensión	SET	Tipo	Sustento
Electro Dunas	8	PF	1 TR 40 MVA	60/23/10	Ica Norte	Existente	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	Chincha Nueva	Nuevo	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	El Ángel	Nuevo	094-2022-OS/CD
Electro Dunas	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23/10	Copara	Nuevo	094-2022-OS/CD
Seal	8	PF	1 TR 25 MVA	60/23	Chala	Nuevo	094-2022-OS/CD

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD8

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 8 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

- Transformadores en 60/22,9 kV de 18, 25, 40 y 50 MVA.
- Transformadores en 60/10 kV de 9, 18, 15, 20 y 25 MVA.
- Transformadores en 60/22,9/10 kV de 9, 15, 25, 37.5 y 40 MVA.

Figura N° 2: Parque de Transformadores Área de Demanda 8

Subestación	Potenc	P	S	T	Módulo Estándar
Villacuri	25	60	23		TP-060023-020CO1E
Huarango	50	60	23		TP-060MT-050COE
Lomas	40	60	23		TP-060023-040CO1E
Ica Norte	18.75	60	10		TP-060010-020CO1E
Ica Norte	40	60	23	10	TP-060023010-040CO1E
Sta. Margarita	40	60	23	10	TP-060023010-040COE
Tacama	40	60	23	10	TP-060MTMT-040COE
Señor de Luren	40	60	23	10	TP-060023010-040CO1E
El Carmen	31.25	60	23	10	TP-060023010-025CO1E
Pedregal	31.25	60	10		TP-060010-025CO1E
Pueblo Nuevo	13	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Pueblo Nuevo	18.75	60	10		TP-060010-020CO1E
Chincha Nueva	13	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Tambo de Mora	15	60	10		TP-060010-015CO1E
Tambo de Mora	8.75	60	10		TP-060010-009CO1E
Alto la Luna	37.5	60	23	10	TP-060023010-037.5CO1E

Subestación	Potenc	P	S	T	Módulo Estándar
Paracas	37.5	60	23	10	TP-060023010-037,5CO1E
Pisco	18.75	60	10		TP-060010-018CO1E
Coracora	15	60	23	10	TP-060MTMT-015SIE
Nazca	15	60	23	10	TP-060023010-015CO1E
Nazca	8.75	60	23	10	TP-060023010-009CO1E
Palpa	9	60	23	10	TP-060023010-009CO1E
Puquio	9	60	23	10	TP-060023010-009SI3E
Bella Unión	18	60	23		TP-060023-018CO1E
Chala	25	60	23		TP-060MT-025COE

En el Área de Demanda 8, actualmente se viene remunerando el siguiente transformador de reserva:

Tipo	SET	Transformador Disponible/Reserva
60/22,9/10 kV - 40 MVA	Ica Norte	Reserva

Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción	SET
2025	Nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 25 MVA	Copara
2026	Nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 15 MVA	Palpa
2026	Nuevo transformador en 60/22,9/10 kV de 40 MVA	Chincha Nueva
2025	Rotación de TP en 60/22,9 kV de 20 MVA de SET Huarango a SET Huerto	Huerto
2027	Rotación de TP en 60/22,9/10 kV de 15 MVA de SET Chincha Nueva a SET El Ángel	El Ángel

A continuación, se muestra aquellos transformadores que presentan Potencia No Servida ante la ocurrencia de un evento de falla.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

DATOS DE TRANSFORMADORES (* DATO NECESARIO PARA CONFIABILIDAD, ** DATO NECESARIO)			POTENCIAS NO SERVIDAS, PNS [MW]* (SOLO SE CONSIDERAN DESDE EL AÑO DE REFERENCIA HASTA EL AÑO FINAL DE ANÁLISIS)									
Área de Demanda *	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
8	Villacuri	TP-060023-040CO1E	20.09	21.65	22.47	24.09	25.19	25.37	25.55	25.73	25.92	26.11
8	Huarango	TP-060023-050CO1E	22.03	24.77	28.49	31.40	31.64	31.78	31.91	32.05	32.20	32.34
8	Lomas Coelvisac	TP-060023-040CO1E	10.42	11.15	12.90	13.98	14.07	14.12	14.17	14.23	14.28	14.34
8	Ica Norte	TP-060010-020CO1E	4.80	4.95	5.11	5.27	5.44	5.54	5.63	5.73	5.83	5.94
8	Ica Norte	TP-060023010-040CO1E	21.27	21.88	22.59	23.31	24.08	24.50	24.93	25.35	25.79	26.23
8	Santa Margarita	TP-060023010-040CO1E	27.70	29.69	31.62	19.41	20.24	20.46	20.69	20.92	21.16	21.39
8	Tacama	TP-060023010-040CO1E	12.84	13.10	13.39	13.70	14.00	14.22	14.35	14.49	14.63	14.78
8	Sr de Luren	TP-060023010-040CO1E	19.94	20.33	20.80	21.28	21.79	22.07	22.35	22.65	22.94	23.25
8	El Carmen	TP-060023010-025CO1E	7.94	8.13	8.32	8.51	8.71	8.82	8.94	9.06	9.17	9.30
8	Pedregal Coelvisac	TP-060010-025CO1E	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84	23.00	23.16	23.32	23.48	23.65
8	Pueblo Nuevo	TP-060023010-015CO1E	6.60	7.19	7.71	8.23	8.46	8.61	8.74	8.88	9.02	9.17
8	Pueblo Nuevo	TP-060010-020CO1E	10.71	11.07	11.49	11.84	11.21	11.39	11.58	11.77	11.97	12.17
8	Chincha Nueva	TP-060023010-040CO1E	8.08	9.00	9.73	9.98	11.97	12.03	12.09	12.15	12.22	12.28
8	Tambo de Mora	TP-060010-015CO1E	8.35	8.50	8.66	8.74	8.81	8.86	8.90	8.95	8.99	9.04
8	Tambo de Mora	TP-060010-009CO1E	5.56	5.66	5.77	5.82	5.88	5.91	5.94	5.97	6.00	6.03
8	Alto la Luna	TP-060023010-040CO1E	19.53	21.35	21.00	21.36	21.73	21.94	22.15	22.36	22.58	22.81
8	Paracas	TP-060023010-040CO1E	19.32	19.69	19.22	19.31	19.41	19.46	19.52	19.58	19.64	19.69
8	Pisco	TP-060010-020CO1E	5.33	5.49	5.68	5.87	6.07	6.18	6.29	6.41	6.53	6.65
8	Coracora	TP-060023010-015SI2E	8.92	9.07	9.24	9.42	7.51	7.58	7.66	7.73	7.81	7.89
8	Nasca	TP-060023010-015CO1E	6.68	6.97	7.20	7.43	7.68	7.81	7.95	8.09	8.24	8.38
8	Nasca	TP-060023010-007CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	Palpa	TP-060023010-015CO1E	6.69	7.11	7.25	7.38	7.51	7.58	7.65	7.73	7.81	7.89
8	Puquio	TP-060023010-009SI3E	1.02	1.05	1.09	1.13	1.16	1.18	1.20	1.23	1.25	1.28
8	Bella Union	TP-060023-020CO1E	8.70	8.96	9.53	9.91	10.00	10.06	10.11	10.17	10.22	10.28
8	Chala	TP-060023-025CO1E	12.54	13.28	14.20	14.75	12.26	12.31	12.37	12.42	12.74	12.80
8	Copara	TP-060023010-025CO1E	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61	15.67	15.74	15.81	15.89	15.96
8	El Angel	TP-060023010-015CO1E	0.00	0.00	3.40	3.47	3.54	3.57	3.61	3.65	3.68	3.73
8	Huerto	TP-060023-020CO1E	7.97	8.96	11.07	12.37	12.45	12.49	12.54	12.59	12.63	12.68

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Villacuri	TP-060023-040CO1E	\$ 3,957,227	\$ 3,963,417	\$ 3,465,287	Reserva en Bodega
Huarango	TP-060023-050CO1E	\$ 4,759,568	\$ 4,779,892	\$ 4,289,029	Reserva en Bodega
Lomas Coelvisac	TP-060023-040CO1E	\$ 1,992,123	\$ 1,950,170	\$ 1,389,173	Reserva en Bodega
Ica Norte	TP-060010-020CO1E	\$ 416,755	\$ 352,863	-\$ 210,724	Reserva en Bodega
Ica Norte	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,847,214	\$ 4,869,223	\$ 4,322,436	Reserva en Bodega
Santa Margarita	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,730,074	\$ 3,715,964	\$ 3,121,057	Reserva en Bodega
Tacama	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,686,730	\$ 1,621,400	\$ 959,475	Reserva en Bodega
Sr de Luren	TP-060023010-040CO1E	\$ 3,554,078	\$ 3,536,087	\$ 2,936,675	Reserva en Bodega
El Carmen	TP-060023010-025CO1E	\$ 998,682	\$ 932,368	\$ 293,570	Reserva en Bodega
Pedregal Coelvisac	TP-060010-025CO1E	\$ 5,007,144	\$ 5,054,811	\$ 4,630,636	Reserva en Bodega
Pueblo Nuevo	TP-060023010-015CO1E	\$ 1,485,327	\$ 1,444,377	\$ 857,019	Reserva en Bodega
Pueblo Nuevo	TP-060010-020CO1E	\$ 2,027,993	\$ 2,005,691	\$ 1,496,172	Reserva en Bodega
Chincha Nueva	TP-060023010-040CO1E	\$ 2,200,322	\$ 2,147,667	\$ 1,502,871	Reserva en Bodega
Tambo de Mora	TP-060010-015CO1E	\$ 716,076	\$ 666,711	\$ 130,554	Reserva en Bodega
Tambo de Mora	TP-060010-009CO1E	\$ 388,401	\$ 339,042	-\$ 183,780	Reserva en Bodega
Alto la Luna	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,877,184	\$ 4,890,733	\$ 4,333,912	Reserva en Bodega
Paracas	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,763,083	\$ 1,698,207	\$ 1,037,630	Reserva en Bodega
Pisco	TP-060010-020CO1E	\$ 979,756	\$ 929,763	\$ 383,706	Reserva en Bodega
Coracora	TP-060023010-015S12E	\$ 1,478,680	\$ 1,435,828	\$ 826,228	Reserva en Bodega
Nasca	TP-060023010-015CO1E	\$ 1,669,920	\$ 1,632,390	\$ 1,049,539	Reserva en Bodega
Palpa	TP-060023010-015CO1E	\$ 1,444,426	\$ 1,401,016	\$ 810,896	Reserva en Bodega
Bella Union	TP-060023-020CO1E	\$ 2,188,921	\$ 2,170,523	\$ 1,665,163	Reserva en Bodega
Chala	TP-060023-025CO1E	\$ 3,193,210	\$ 3,193,392	\$ 2,707,187	Reserva en Bodega
Copara	TP-060023010-025CO1E	\$ 3,476,055	\$ 3,472,324	\$ 2,914,346	Reserva en Bodega
El Angel	TP-060023010-015CO1E	\$ 269,129	\$ 196,465	-\$ 432,124	Reserva en Bodega
Huerto	TP-060023-020CO1E	\$ 2,614,163	\$ 2,605,964	\$ 2,114,894	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Nasca	TP-060023010-007CO1E	-\$ 411,243	-\$ 483,816	-\$ 1,086,710	No viable
Puquio	TP-060023010-009S13E	-\$ 224,515	-\$ 297,848	-\$ 916,353	No viable

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

Con la finalidad de evaluar distintas formas de agrupamientos para brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores del Área de Demanda 8, y escoger la mejor solución, se plantean 2 alternativas, las cuales se muestran a continuación:

Alternativa I: Parque de Transformadores del Área de Demanda 8 en dos (02) grupos.

Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Chincha, Pisco e Ica. Esta agrupación está definida en base a la cercanía geográfica entre los tres sistemas eléctricos antes mencionados.

Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Nasca y Bella Unión-Chala.

Alternativa II: Parque de Transformadores del Área de Demanda 8 en Cuatro (04) grupos, agrupados según sistemas eléctricos.

- Grupo I: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Chincha.
- Grupo II: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Pisco.
- Grupo III: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Ica.
- Grupo IV: Conformado por transformadores del Sistema Eléctrico de Nasca y Bella Unión – Chala.

Alternativa I		Alternativa II	
Grupo	SET	Grupo	SET
G1	El Carmen	G1	El Carmen
	Pedregal		Pedregal
	Pueblo Nuevo		Pueblo Nuevo
	Chincha Nueva		Chincha Nueva
	Tambo de Mora		Tambo de Mora
	Alto la Luna	G2	Alto la Luna
	Paracas		Paracas
	Pisco		Pisco
	El Ángel		El Ángel
	Villacuri	G3	Villacuri
	Huarango		Huarango
	Lomas		Lomas
	Ica Norte		Ica Norte
	Tacama		Tacama
	Santa Margarita		Santa Margarita
Sr de Luren	Sr de Luren		
Huerto	Huerto		
G4	Copara	G4	Copara
	Coracora		Coracora
	Nasca		Nasca
	Palpa		Palpa
	Bella Unión		Bella Unión
	Chala		Chala

C.5.5. Resultados de Optimización

Resultados Alternativa 1.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
8_G1_TP-060	Alto la Luna	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Chincha Nueva	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	El Angel	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	El Carmen	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Huarango	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Huerto	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Ica Norte	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Lomas Coelvisa	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Paracas	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Pedregal Coelvi	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Pisco	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Pueblo Nuevo	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Santa Margarita	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Sr de Luren	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Tacama	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Tambo de Mora	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	Villacuri	Móvil	Tacama	27.70	29.69	31.62	31.40	31.64
	8_G2_TP-060	Bella Union	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48
Chala		Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Copara		Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Coracora		Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Nasca		Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Palpa		Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Total general				556.04	596.23	629.76	626.68	631.54

Como se observa, según la alternativa 1, para brindar confiabilidad al parque de transformadores del AD8 se necesita en total dos (2) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV de 40 MVA y 25 MVA a ubicarse en las SETs Tacama y Copara, respectivamente.

Cabe precisar que, la potencia óptima del transformador de reserva para el grupo 1 es de 31,64 MVA; sin embargo, toda vez que en el grupo de transformadores al que brindará confiabilidad dicha reserva hay transformadores de 40 MVA, se estandariza la reserva a esta capacidad. De similar forma sucede para el grupo 2, se estandariza la potencia de la reserva a 25 MVA.

Resultados Alternativa 2.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
8_G1_TP-060	Chincha Nueva	Móvil	Pedregal Coelvisac	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84
	El Carmen	Móvil	Pedregal Coelvisac	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84
	Pedregal Coelvisac	Móvil	Pedregal Coelvisac	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84
	Pueblo Nuevo	Móvil	Pedregal Coelvisac	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84
	Tambo de Mora	Móvil	Pedregal Coelvisac	20.74	22.78	23.11	23.43	22.84
8_G2_TP-060	Alto la Luna	Móvil	Alto la Luna	19.53	21.35	21.00	21.36	21.73
	El Angel	Móvil	Alto la Luna			21.00	21.36	21.73
		NA	Alto la Luna	0.00	0.00			
	Paracas	Móvil	Alto la Luna	19.53	21.35	21.00	21.36	21.73
	Pisco	Móvil	Alto la Luna	19.53	21.35	21.00	21.36	21.73
8_G3_TP-060	Huarango	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Huerto	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Ica Norte	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Lomas Coelvisac	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Santa Margarita	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Sr de Luren	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
	Tacama	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
		Huarango				31.40	31.64	
	Villacuri	Móvil	Ica Norte	27.70	29.69	31.62		
			Huarango				31.40	31.64
8_G4_TP-060	Bella Union	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
	Chala	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
	Copara	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
	Coracora	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
	Nasca	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
	Palpa	Móvil	Copara	14.19	15.25	15.37	15.48	15.61
Total general				469.03	506.97	544.73	546.67	547.90

Como se observa, según la alternativa 2, para brindar confiabilidad al parque de transformadores del Área de Demanda 8 se necesita en total tres (03) transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV – 40 MVA a ubicarse en las SETs Pedregal, Alto la Luna y Huarango; y, un (01) transformador en 60/22,9/10 kV – 25 MVA a ubicarse en SET Copara.

C.5.6. Selección de Alternativas

La mejor alternativa, debe brindar confiabilidad a todo el parque de transformadores del Área de Demanda 8 al menor costo.

A continuación, se resume los resultados de las alternativas evaluadas, para brindar confiabilidad a toda el Área de Demanda 8:

ALTERNATIVAS	GRUPOS	SETs	COSTO CONFIABILIDAD (Modelo Reseva)	COSTO TOTAL CONFIABILIDAD (2029)
Alternativa 1	Grupo I	Villacuri, Huarango, Lomas, Ica Norte, Santa Margarita, Sr Luren, Tacama, El Carmen, Pedregal, Pueblo Nuevo, Chinchu Nueva, Tambo de Mora, Alto la Luna, Paracas, Pisco, El Angel, Huerto	\$ 3,922,152.26	\$ 5,412,187.95
	Grupo II	Coracora, Nasca, Palpa, Bella Union, Chala, Copara	\$ 1,490,035.70	
Alternativa 2	Grupo I	El Carmen, Pedregal, Pueblo Nuevo, Chinchu Nueva, Tambo de Mora	\$ 1,230,661.26	\$ 6,193,031.16
	Grupo II	Alto La Luna, Paracas, Pisco, El Angel	\$ 1,115,753.60	
	Grupo III	Villacuri, Huarango, Lomas, Ica Norte, Santa Margarita, Sr Luren, Tacama, Huerto	\$ 2,356,580.61	
	Grupo IV	Coracora, Nasca, Palpa, Bella Union, Chala, Copara	\$ 1,490,035.70	

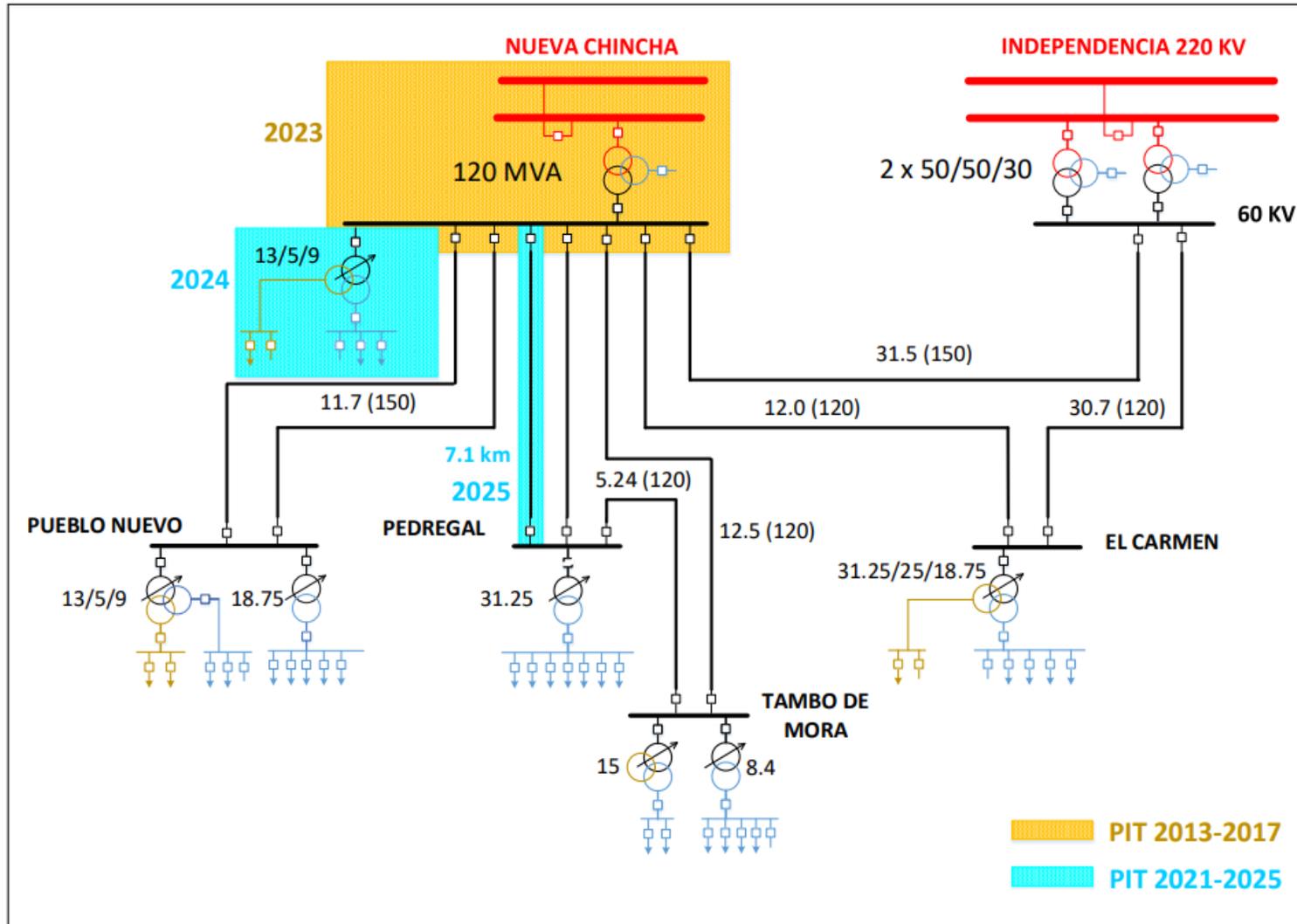
La Alternativa seleccionada es la N° 1 por brindar confiabilidad al Área de Demanda 8 al menor costo total (\$ 5 412 187,95). Por tanto, el Área de Demanda 8 requiere contar con dos transformadores de reserva de 60/22,9/10 kV de 40 MVA y 25 MVA.

C.6. Resultados TP Reserva Plan de Inversiones 2025-2029

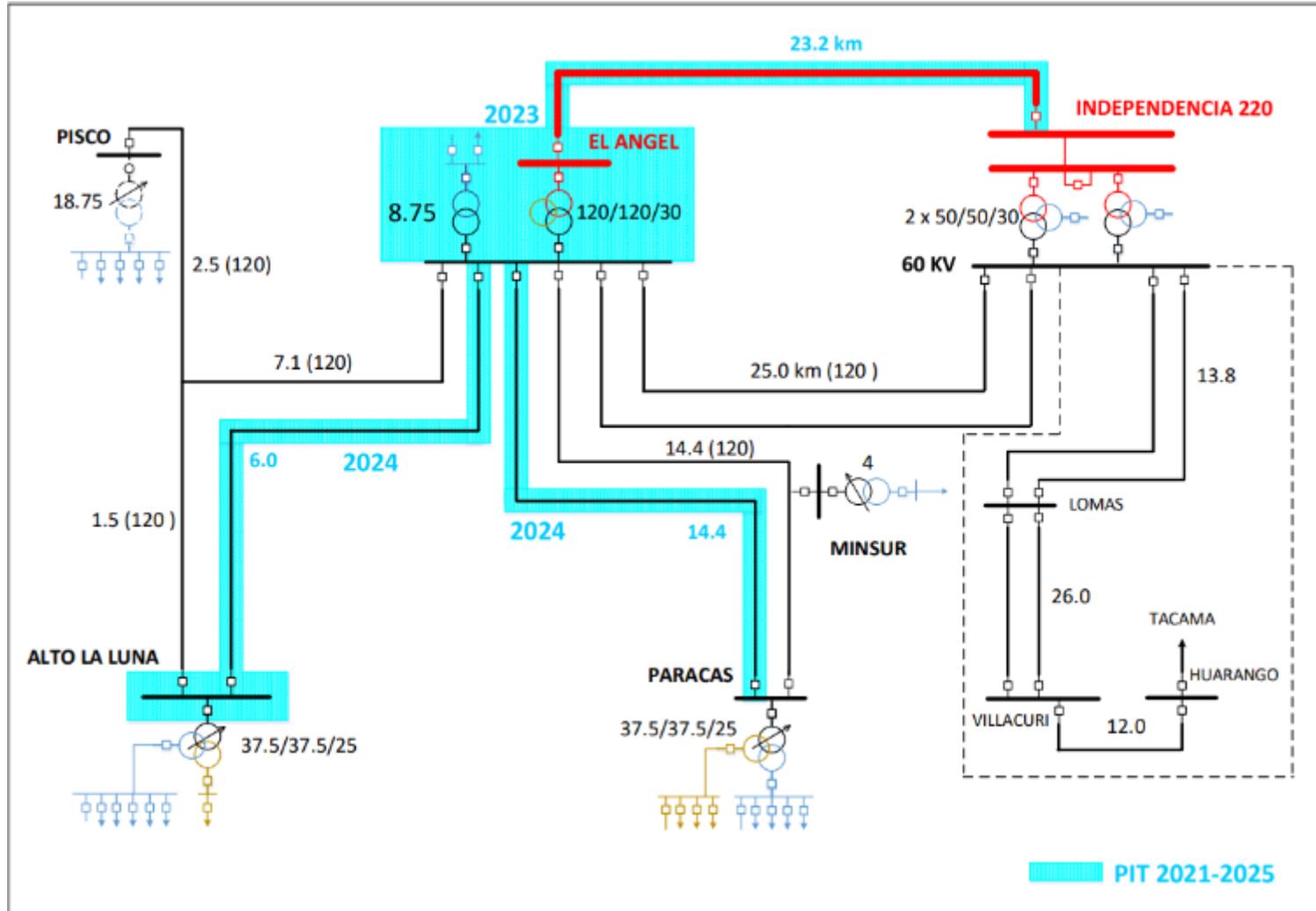
Actualmente en el Área de Demanda 8 se remunera un transformador de reserva de 60/22,9/10 kV de 40 MVA en la SET Ica Norte. En ese sentido, considerando los resultados de la aplicación de la metodología para determinar transformadores de reserva del tipo compartida, se dispone para el presente Plan de Inversiones 2025-2029, aprobar un transformador de reserva adicional de 60/22,9/10 kV de 25 MVA, a ubicarse en la SET Copara. Asimismo, se dispone que, el transformador de reserva existente en Ica Norte sea rotado a la SET Tacama.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

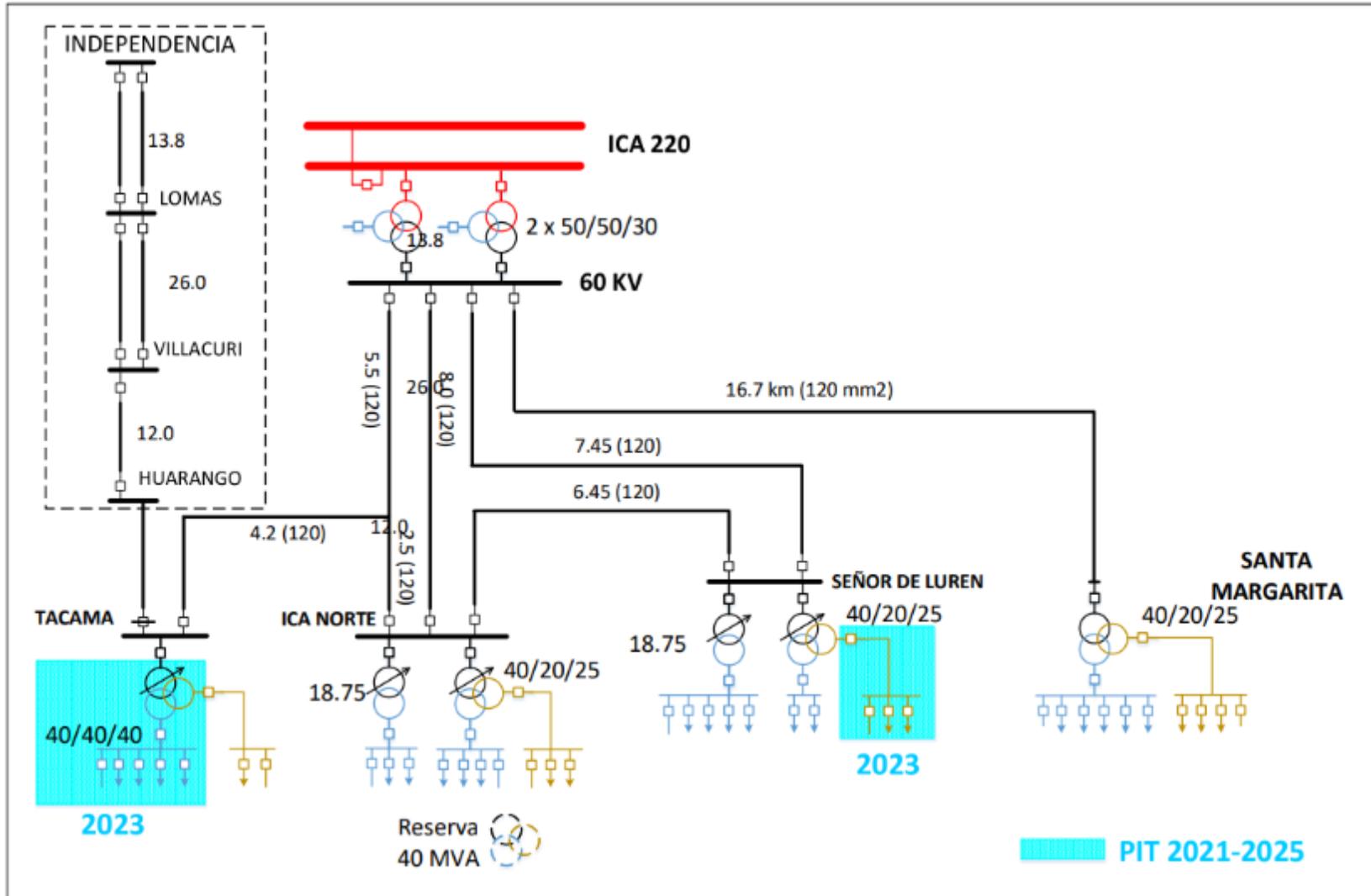
Sistema Chincha



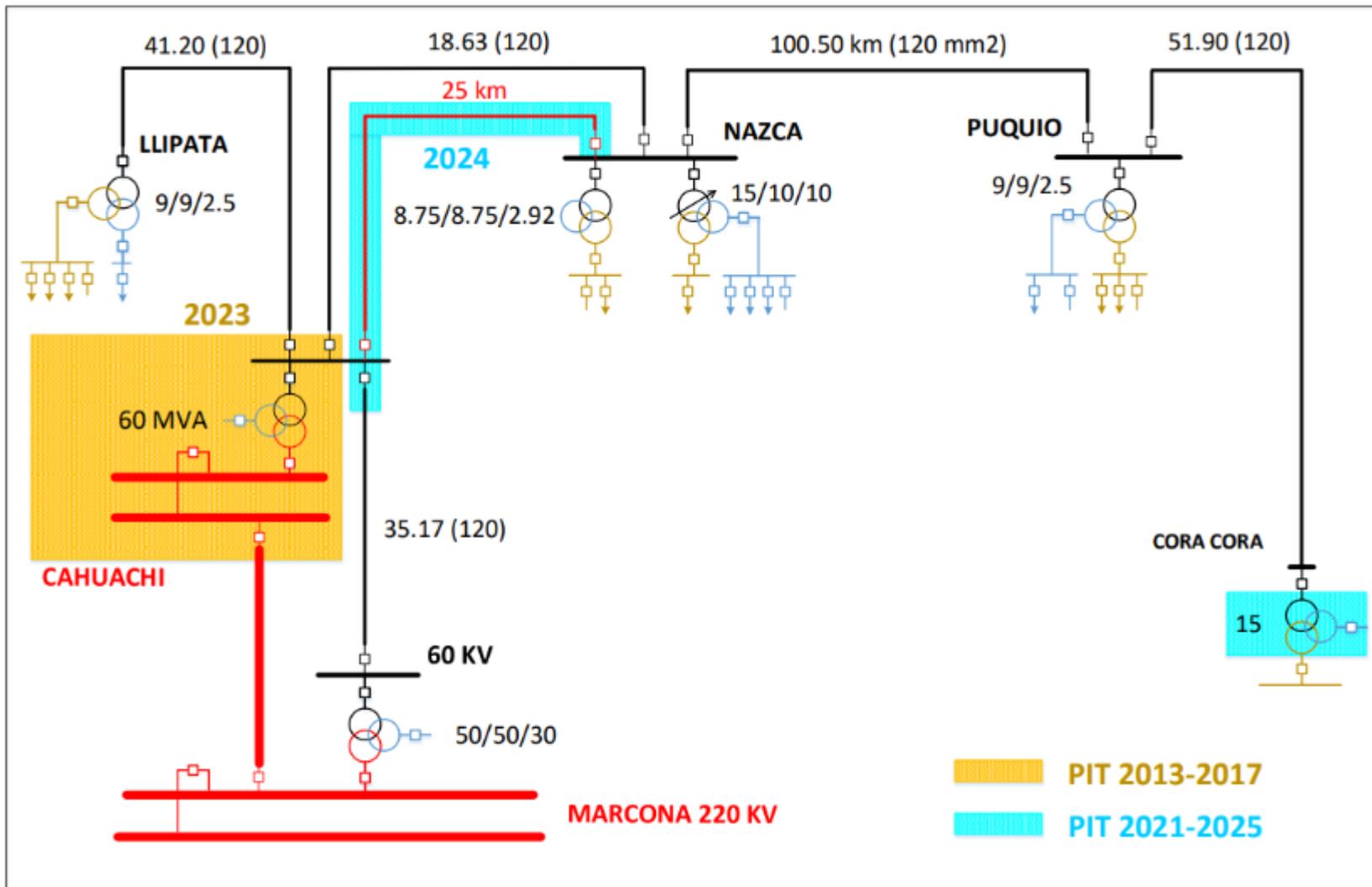
Sistema Pisco



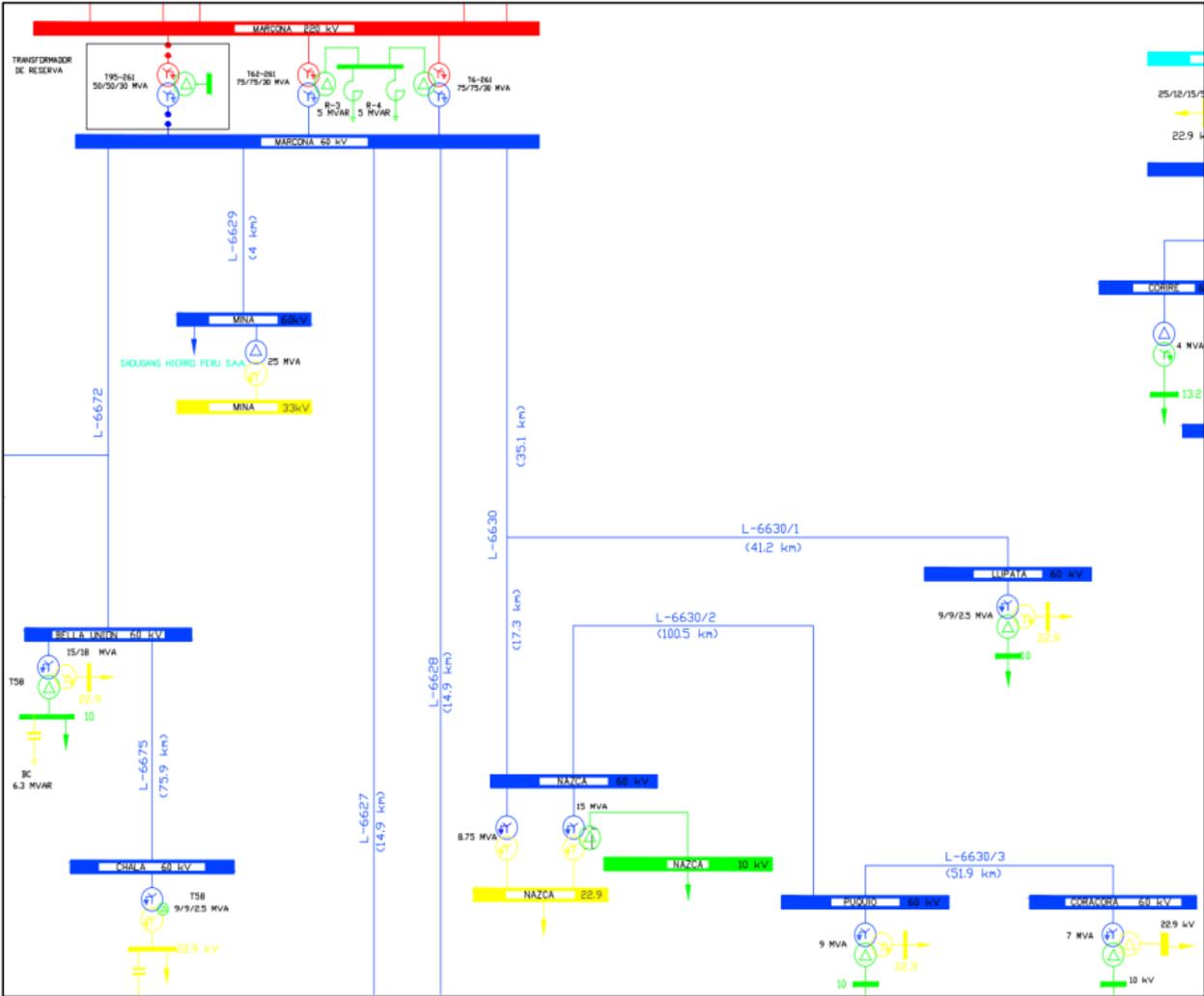
Sistema Ica



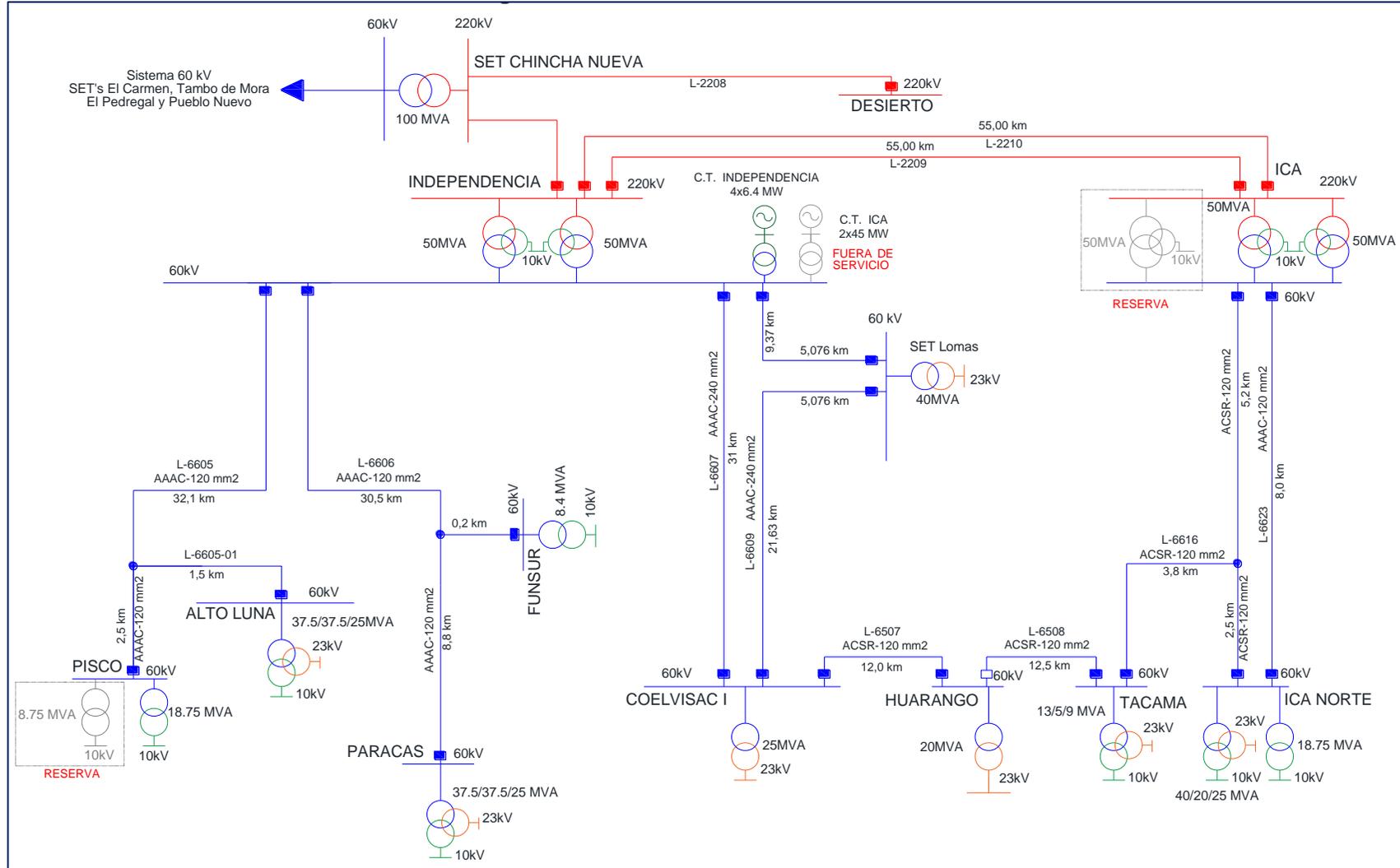
Sistema Nazca



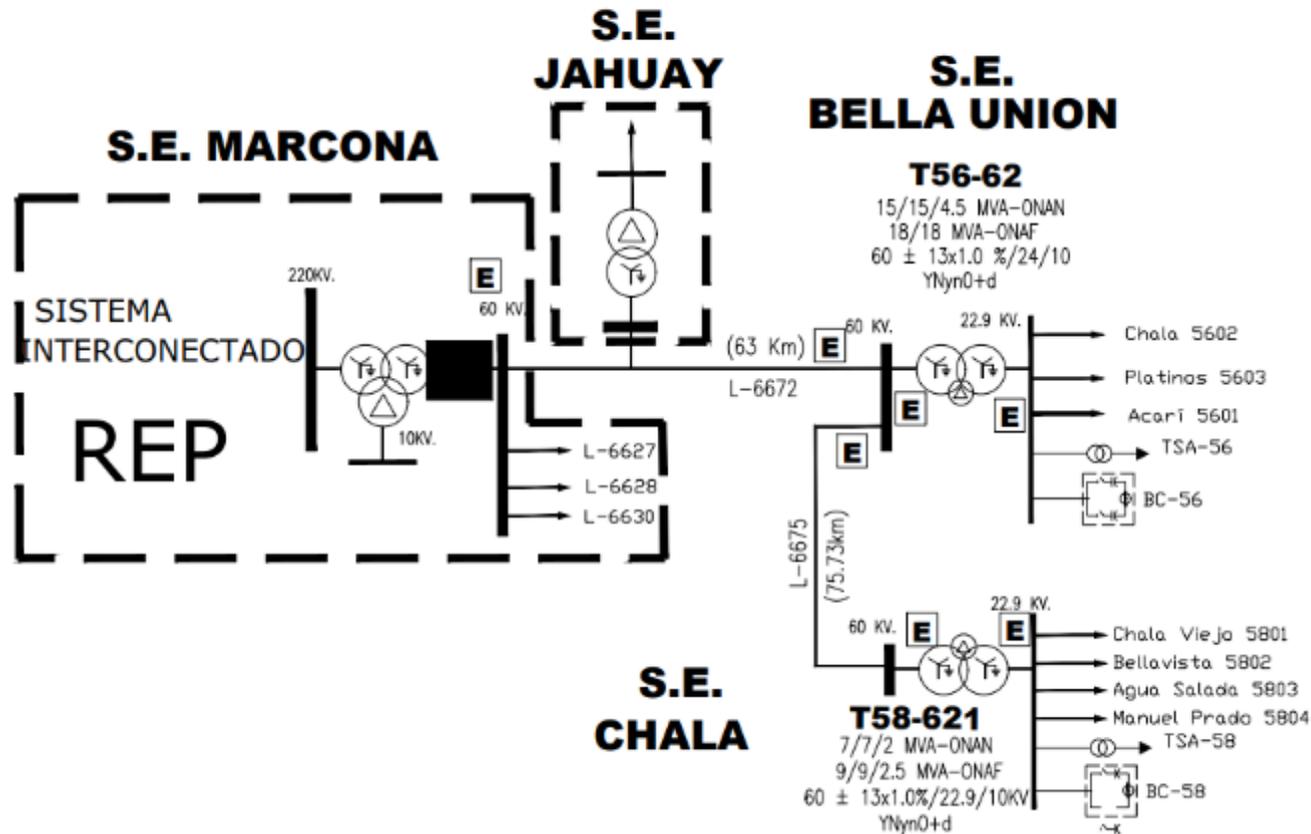
Sistema Coracora



Sistema Villacurí

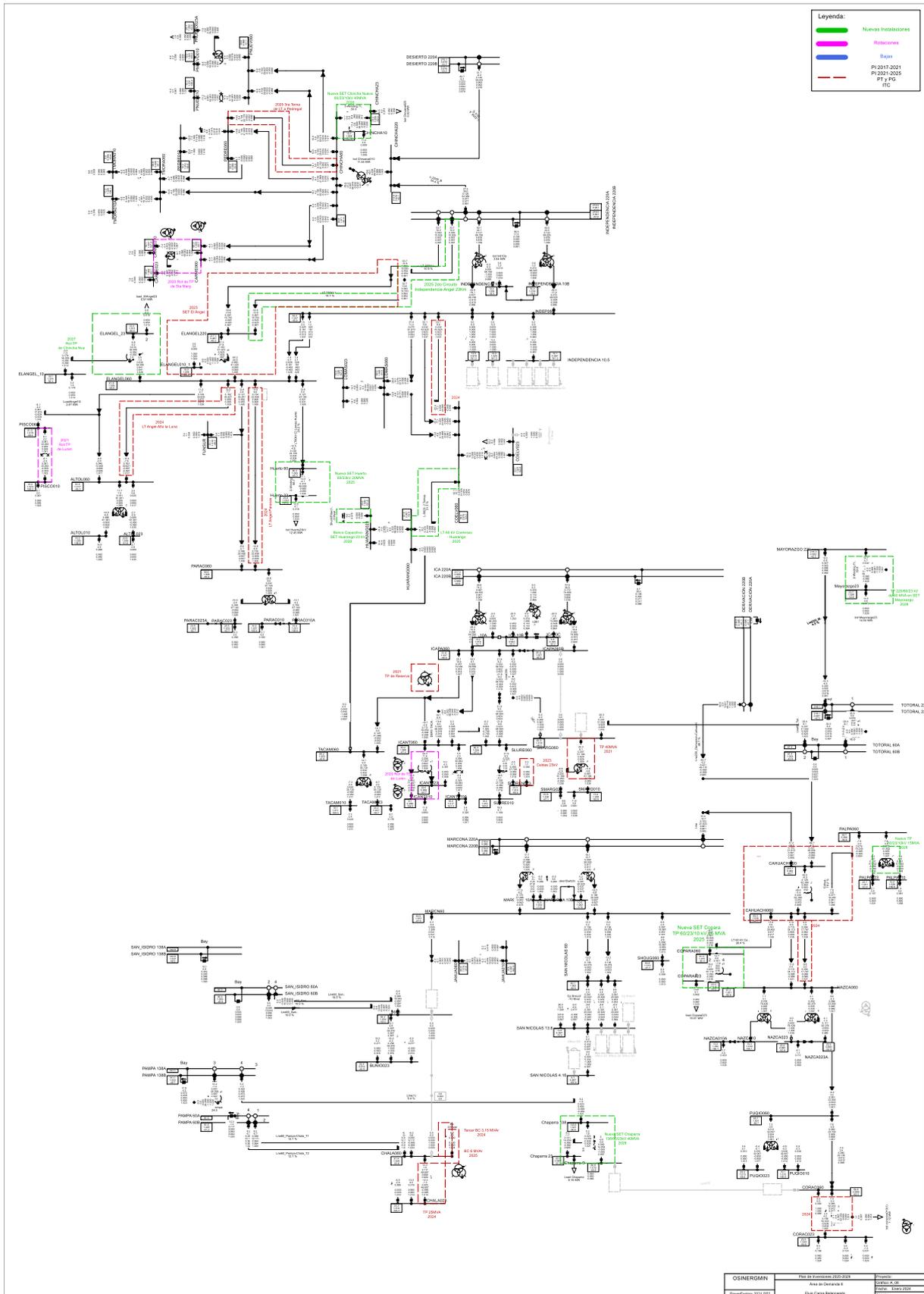


Sistema Bella Unión – Chala



Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Área de Demanda 8 (Año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinermin

PLAN DE INVERSIONES 2025 - 2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 8

Proyecto N°	Año Previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)
1	2025	CVC ENERGÍA	Nueva SET Huerto 60/22,9 kV de 20 MVA (TP Rotado) y LT 60 kV El Ángel – Huerto de 20 km	SET AT/MT HUERTO	4 540 065
2	2025	ELECTRODUNAS	Nueva SET Copara 60/22,9/10 kV de 25/25/25 MVA y LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14 km	SET AT/MT COPARA	4 702 364
3	2025	CVC ENERGÍA	Línea Transmisión 60 kV Coelvisac I - Huarango	Línea	2 055 652
4	2025	ELECTRODUNAS	Segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia - El Ángel de 23,1 km y tramo subterráneo de 0,1 km	Línea	2 651 887
5	2025	ELECTRODUNAS	Transformador de Reserva Compartida de 60/22,9/10 de 25/25/25 MVA	SET AT/MT COPARA	775 323
6	2026	ELECTRODUNAS	Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV de 40/40/40 MVA	SET MAT/AT/MT CHINCHA NUEVA	998 279
7	2026	ELECTRODUNAS	Celda de Alimentador de 10 kV	SET MAT/AT/MT CHINCHA NUEVA	56 721
8	2026	ELECTRODUNAS	Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV de 15/15/15 MVA	SET AT/MT PALPA	723 296
9	2027	ELECTRODUNAS	Celdas en 22,9 kV	SET MAT/AT/MT EL ÁNGEL	186 874
10	2028	ELECTRODUNAS	Transformador 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA y celdas conexas	SET MAT/AT/MT MAYORAZGO	2 096 048
11	2026	CVC ENERGÍA	Banco Capacitivo en 22,9 kV de 3 MVAR y celda conexas	SET AT/MT HUARANGO	164 575
12	2028	CVC ENERGÍA	Celda de Alimentador de 22,9 kV	SET AT/MT HUARANGO	71 242
13	2029	SEAL	Nueva SET Chaparra 138/60/22,9 kV de 40 MVA y LT 138 kV Pampa – Chaparra de 46,6 km	SET MAT/AT/MT CHAPARRA y Línea	9 277 372
14	2029	ADINELSA	Celdas de Alimentador de 22,9 kV	SET MAT/AT/MT CHAPARRA	219 694

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305 que sustenta el presente informe.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

PROGRAMACIÓN DE BAJAS

Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 8

Programación de Bajas AD 8				
N°	Titular	Año	Elemento	Instalación
1	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 7 MVA (*)	SET Nazca
2	ELECTRODUNAS	2025	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (*)	SET Pueblo Nuevo
3	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Coelvisac I – Huarango de 12 km	Línea
4	ELECTRODUNAS	2025	LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 35,17 km	Línea
5	ELECTRODUNAS	2026	Transformador de 60/22,9/10 kV de 9 MVA	SET Palpa
6	ELECTRODUNAS	2027	Transformador de 60/10 kV de 8,4 MVA (**)	SET Santa Margarita

(*) Ambos TPs actualmente se encuentran ubicados en SET El Carmen

(**) Este TP actualmente se encuentra ubicado en SET Pisco

Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Titular	Nombre Elemento	Instalación	Código Modular Estándar	Año
ELECTRODUNAS	Línea Transmisión SET Marcona - SET Cahuachi (aéreo)	Línea	LT-060COR0PMS0C1120A	2024
ELECTRODUNAS	Celda de Línea 60 kV a SET Marcona	SET MAT/AT Cahuachi	CE-060COC1EDBLI	2024

Anexo G
Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 8

Año	ELECTRODUNAS		PROPUESTA Osinerghmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	2 451,20	-	2 313,75	-
2023	2 706,87	10,43%	2 429,91	5,02%
2024	2 835,36	4,75%	2 580,86	6,21%
2025	2 997,79	5,73%	2 741,33	6,22%
2026	3 124,92	4,24%	2 866,19	4,55%
2027	3 265,07	4,48%	2 979,84	3,97%
2028	3 377,00	3,43%	3 072,82	3,12%
2029	3 408,40	0,93%	3 124,67	1,69%
2030	3 432,44	0,71%	3 145,32	0,66%
2031	3 455,15	0,66%	3 165,81	0,65%
2032	3 477,86	0,66%	3 186,72	0,66%
2033	3 519,87	1,21%	3 224,91	1,20%
2034	3 542,58	0,65%	3 246,69	0,68%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT).
La demanda Global en (GWh) de ELECTRODUNAS corresponde a la PROPUESTA FINAL.

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 8
(USD)

Año	Propuesta Inicial ADINELSA (A)	Propuesta Final ADINELSA (B)	Osinerghmin Proyecto (C)	C/A-1	C/B-1
2025	0	0	0	-	-
2026	0	0	0	-	-
2027	0	0	0	-	-
2028	0	0	0	-	-
2029	22 064 856	23 016 970	219 694	-99%	-99%
TOTAL	22 064 856	23 016 970	219 694	-99%	-99%

Año	Propuesta Inicial ELECTRODUNAS (A)	Propuesta Final ELECTRODUNAS (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	3 572 277	2 565 855	8 129 575
2026	1 012 048	5 786 332	1 778 297
2027	3 300 723	1 894 837	186 874
2028	4 703 043	10 167 389	2 096 048
2029	7 743 132	691 668	0
TOTAL	20 331 223	21 106 081	12 190 796

C/A-1	C/B-1
128%	217%
76%	-69%
-94%	-90%
-55%	-79%
-100%	-100%
-40%	-42%

Año	Propuesta Inicial SEAL (A)	Propuesta Final SEAL (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	8 978 614	0	0
2029	0	13 385 381	9 277 372
TOTAL	8 978 614	13 385 381	9 277 372

C/A-1	C/B-1
-	-
-	-
-	-
-100%	-
-	-31%
3%	-31%

Año	Propuesta Inicial COELVISAC (A)	Propuesta Final COELVISAC (B)	Osinerghmin Proyecto (C)
2025	5 631 921	5 137 228	6 595 718
2026	0	0	0
2027	83 346	519 052	0
2028	83 346	254 608	235 817
2029	0	74 141	0
TOTAL	5 798 614	5 985 029	6 831 535

C/A-1	C/B-1
17%	28%
-	-
-100%	-100%
-	-
-	-100%
18%	14%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025 – 2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por los TITULARES y Osinerghmin para la publicación del Plan de Inversiones 2025 – 2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin en la ruta: “Empresas”, “Electricidad”, “Transmisión”, “Regulación Tarifaria”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión Período 2025-2029”.