
Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD

Lima, julio de 2024

Resumen Ejecutivo

El 10 de junio de 2024 se publicó la Resolución N° 112-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 112”), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029 (en adelante “PI 2025-2029”).

El 01 de julio de 2024, la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”) interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 112, en el que solicita los siguientes extremos:

1. Retirar el banco de compensación capacitiva en la SET Ciudad de Dios.
2. Postergar la puesta en operación de los elementos aprobados en la SET Chuquibamba para el año 2026.
3. Cambiar el transformador en la SET La Curva para el año 2029.
4. Aprobar una celda en 33 kV en la SET La Huerta para el año 2029.
5. Reconocer celdas en subestaciones.
 - 5.1 Reconocimiento de celdas en la SET Intermedia Norte.
 - 5.2 Reconocimiento de celdas en la SET Secocha.
 - 5.3 Reconocimiento de celdas en la SET Base Islay.
 - 5.4 Reconocimiento de celdas en la SET Cháparra.
6. Postergar la puesta en operación comercial del transformador de reserva de 33/23/10 kV para el año 2026.

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundado los petitorios 1 y 6, fundado en parte los petitorios 2, 3, 5.1, 5.2 y 5.4, y declarar improcedente los petitorios 4 y 5.3.

El Plan de Inversiones 2025-2029, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración, será consignado en el informe que sustenta la resolución complementaria, la cual dispondrá la aprobación de las modificaciones a la Resolución 112 como consecuencia de los extremos que sean declarados fundados o fundados en parte en los recursos de reconsideración interpuestos.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 ANTECEDENTES	3
2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN	5
2.1 RETIRAR EL BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SET CIUDAD DE DIOS	5
2.1.1 Sustento del Petitorio	5
2.1.2 Análisis de Osinerghmin.....	6
2.1.3 Conclusión.....	7
2.2 POSTERGAR LA PUESTA EN OPERACIÓN DE LOS ELEMENTOS APROBADOS EN SET CHUQUIBAMBA	7
2.2.1 Sustento del Petitorio	7
2.2.2 Análisis de Osinerghmin.....	8
2.2.3 Conclusión.....	11
2.3 CAMBIAR EL TRANSFORMADOR EN SET LA CURVA	11
2.3.1 Sustento del Petitorio	11
2.3.2 Análisis de Osinerghmin.....	13
2.3.3 Conclusión.....	18
2.4 APROBAR UNA CELDA EN 33 KV EN SET LA HUERTA	18
2.4.1 Sustento del Petitorio	18
2.4.2 Análisis de Osinerghmin.....	19
2.4.3 Conclusión.....	21
2.5 RECONOCER CELDAS EN SUBESTACIONES	21
2.5.1 Sustento del Petitorio	21
2.5.2 Análisis de Osinerghmin.....	21
2.5.3 Conclusión.....	24
2.6 POSTERGAR LA PUESTA EN OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA DE 33/23/10 KV.....	24
2.6.1 Sustento del Petitorio	25
2.6.2 Análisis de Osinerghmin.....	25
2.6.3 Conclusión.....	25
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	26

1. Introducción

El presente informe contiene el análisis del recurso de reconsideración (en adelante “RECURSO”) presentado por la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (en adelante “SEAL”) contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 112”), publicada en el diario oficial El Peruano el 10 de junio de 2024, mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones para el período del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 (en adelante “PI 2025-2029”).

1.1 Antecedentes

La Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada con Decreto Ley N° 25844 (en adelante “LCE”), en sus artículos 8 y 42 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, y sobre los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Así también, los artículos 43 y 44 de la LCE establecen que las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas, y que 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 20.2 de la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (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) del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST).

Ahora bien, de conformidad con el numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante “RLCE”), se indica que Osinergmin revisa y aprueba el Plan de Inversiones.

Para cumplir con el mandato del RLCE, Osinergmin, mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria, aprobó 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 aprobaron las normas y/o resoluciones vinculadas a la Norma Tarifas, tales como:

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT”, aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Áreas de Demanda según lo establecido en el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobados mediante Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificados 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 y modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada mediante 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.

Ahora bien, el proceso de aprobación del PI 2025-2029 se inició el 01 de junio de 2023, con la presentación de los estudios técnico - económicos, preparados por las empresas titulares de las instalaciones de transmisión.

El proceso de aprobación del PI 2025-2029 se desarrolló según las etapas y plazos señaladas en el Anexo A.2.1 de la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Luego de la etapa de publicación del proyecto de resolución que aprueba el PI 2025-2029 (publicado mediante Resolución N° 017-2024-OS/CD) y de la etapa de recepción de opiniones y sugerencias a dicho proyecto, el 10 de junio de 2024 se aprobó el PI 2025-2029, mediante la Resolución 112.

Con relación a las Áreas de Demanda 8 y 9, el 01 de julio de 2024, la empresa SEAL interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinermin, recurso de reconsideración contra la Resolución 112, cuyo análisis es materia del presente informe.

Cabe mencionar que, toda la información disponible relacionada con el proceso de aprobación del PI 2025-2029, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinermin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “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”.

2. Recurso de Reconsideración

Con relación a las Áreas de Demanda 8 y 9, mediante escrito de fecha 01 de julio de 2024, SEAL ha presentado recurso de reconsideración contra la Resolución 112 (en adelante "RECURSO"), solicitando lo siguiente:

1. Retirar el banco de compensación capacitiva en la SET Ciudad de Dios.
2. Postergar la puesta en operación de los elementos aprobados en la SET Chuquibamba para el año 2026.
3. Cambiar el transformador en la SET La Curva para el año 2029.
4. Aprobar una celda en 33 kV en la SET La Huerta para el año 2029.
5. Reconocer celdas en subestaciones.
 - 5.1 Reconocimiento de celdas en la SET Intermedia Norte.
 - 5.2 Reconocimiento de celdas en la SET Secocha.
 - 5.3 Reconocimiento de celdas en la SET Base Islay.
 - 5.4 Reconocimiento de celdas en la SET Cháparra.
6. Postergar la puesta en operación comercial del transformador de reserva de 33/23/10 kV para el año 2026.

Cabe señalar que no se han presentado opiniones y sugerencias en relación al recurso de reconsideración de SEAL.

A continuación, se analiza en detalle el RECURSO presentado por SEAL, impugnando la Resolución 112.

2.1 Retirar el banco de compensación capacitiva en la SET Ciudad de Dios

2.1.1 Sustento del Petitorio

SEAL menciona que, Osinergmin en la selección de la alternativa 1, considerando el incremento de la demanda en la SET Ciudad de Dios producto de las demandas adicionales que han sido debidamente sustentadas por SEAL, establece que se requerirá de un banco de

compensación capacitiva de 0,9 MVAR el año 2025 en dicha subestación, con la finalidad de mantener los niveles de tensión.

Al respecto SEAL menciona que es posible mejorar el nivel de tensión en la SET Ciudad de Dios incrementándolo en la barra de 33 kV de SET Parque Industrial; para ello adjunta como medio probatorio imágenes de los flujos de potencia realizados por SEAL, y en el Anexo N° 01 de su RECURSO incluye la base de datos de los mismos.

Asimismo, SEAL hace referencia al futuro proceso de modificación del PI 2025-2029, en caso sea necesario el banco de compensación propuesto por Osinerghmin.

En base a lo mencionado, SEAL solicita el retiro del banco de compensación capacitiva de 0,9 MVAR para la SET Ciudad de Dios del PI 2025-2029.

2.1.2 Análisis de Osinerghmin

Producto de la incorporación de las demandas adicionales sustentadas por SEAL, en el diagnóstico del sistema eléctrico de Arequipa, se identificó una disminución de los perfiles de tensión (debajo de 0,95 p.u.) en la barra de 33 kV de la SET Ciudad de Dios, basado en el análisis de flujo de carga que considera la operación más eficiente de dicho sistema eléctrico. Por tal motivo, se determinó la incorporación de un banco de compensación capacitiva de 0,9 MVAR en SET Ciudad de Dios para el año 2025, con la finalidad de afianzar los niveles de tensión hasta el ingreso de la SET Intermedia Norte 138/33 kV.

Sobre el sustento del retiro del banco de compensación capacitiva de la SET Ciudad de Dios efectuado por SEAL, se observa que la recurrente utiliza principalmente la variación del cambio de tap en el transformador 138/33 kV de la SET Parque Industrial, observándose por ejemplo que para el año 2026, presenta un flujo de carga que muestra sobretensiones en la barra de 33 kV de la SET Socabaya entre otras barras cercanas, originadas por la disminución de taps en los transformadores de 138/33 kV de la SET Socabaya.

De la revisión de los flujos de carga presentados por SEAL, se advierte que, si bien para el año 2025 se incrementa la tensión en la barra de 33 kV de la SET Ciudad de Dios, ello deriva en el incremento de las pérdidas del sistema; asimismo, el nivel de carga del transformador de la SET Parque Industrial debido a la regulación realizada pasa de 58,9 % a 72,4 % sin banco de compensación, haciendo operar dicho transformador con un bajo factor de potencia.

Adicionalmente, de la revisión de los flujos de carga con el nivel de regulación de tap en el transformador de la SET Parque Industrial como lo propone SEAL, y manteniendo una adecuada regulación en subestaciones como en la SET Socabaya (solucionando la sobretensión que se observa en el archivo presentado por SEAL), se determina que mediante acciones operativas realizadas por la concesionaria en sus instalaciones se puede superar ligeramente el límite de tensión mínima de la barra de 33 kV de la SET Ciudad de Dios y mantenerlo hasta el ingreso de la SET Intermedia Norte; sin embargo, se toma un escenario menos eficiente, haciendo que el transformador de la SET Parque Industrial opere con un bajo factor de potencia, incrementado las pérdidas del sistema y reduciendo la capacidad de transferencia de potencia activa de dicho transformador.

Teniendo en consideración lo expuesto, y que la solicitud de SEAL sobre el retiro del banco de compensación capacitiva de la SET Ciudad de Dios, se basa en que dicha concesionaria realizará maniobras operativas en sus propias instalaciones para superar el nivel de tensión mínimo en la barra de 33 kV de dicha SET, sumado a que SEAL hace referencia al futuro proceso de modificación del PI 2025-2029, en caso sea necesario el banco de compensación propuesto por Osinerghmin, se acepta el retiro del banco de compensación capacitiva de 0,9 MVAR, siendo de responsabilidad de la concesionaria mantener niveles de tensión adecuados en la zona norte del sistema eléctrico de Arequipa.

2.1.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.2 Postergar la puesta en operación de los elementos aprobados en la SET Chuquibamba

2.2.1 Sustento del Petitorio

SEAL dentro del desarrollo del presente petitorio, menciona los siguientes puntos en su RECURSO: a) la postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la SET Chuquibamba; y b) la reprogramación de elementos aprobados en el PI 2025-2029 del año 2025 al año 2026, incluyendo un módulo de Servicios Auxiliares.

Con relación a postergar la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la SET Chuquibamba, SEAL no efectúa un desarrollo que sustente algún pedido de postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva de 2,4 MVAR aprobado para el año 2026.

Con relación a reprogramar los elementos aprobados en la SET Chuquibamba para el año 2026 e incluir un módulo de Servicios Auxiliares., SEAL manifiesta que Osinerghmin, sustenta los nuevos elementos aprobados para dicha SET por la nueva capacidad de transformación (aprobada en el proceso de modificación del PI 2021-2025) y el sustento presentado por SEAL respecto al actual equipamiento de la subestación; en ese sentido la puesta en operación de los nuevos elementos fue aprobada para el año 2025.

SEAL argumenta aspectos técnicos donde señala que la corriente máxima del equipo en 60 kV es de 100 A, por lo que soporta una potencia de 10 MVA; asimismo, realiza una descripción del equipamiento actual en 22,9 kV de dicha subestación conformado por seccionadores tipo Cut-Out, transformadores de corriente, transformadores de tensión y un reconectador (recloser) en 22,9kV, indicando que la celda de barra soporta una potencia de 7,56 MW. Asimismo, SEAL indica que el sistema de pórticos y barras del tipo exterior puede soportar una capacidad mínima de 8,8 MW.

SEAL señala que, el equipamiento de 60 kV y 23 kV (22,9 kV) existente en la SET Chuquibamba soporta una capacidad mínima de 7,56 MW, y de acuerdo a la Demanda de Potencia no Coincidente determinada por Osinerghmin, para el año 2026 se requería atender una demanda de 7,36 MW, por lo que el equipamiento podría operar hasta dicho año.

Adicionalmente, SEAL solicita una “celda de Servicios Auxiliares”, relacionando su pedido al módulo de Servicios Auxiliares de 23 kV – 100

kVA en zona de sierra (código SA-023-100SI) mostrando el listado de los componentes de dicho módulo.

Por lo expuesto, SEAL solicita que la puesta en operación del equipamiento de protección en 60 kV y 23 kV de la SET Chuquibamba aprobado en el PI 2025-2029 sea reprogramado del año 2025 al año 2026, incluyendo el módulo de Servicios Auxiliares solicitado.

2.2.2 Análisis de Osinerghmin

De lo expuesto por SEAL en su RECURSO en este petitorio, se observan dos pedidos:

- a) Postergar la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la SET Chuquibamba

Al respecto, cabe mencionar que producto de la incorporación de las demandas sustentadas por SEAL en el proceso de aprobación del PI 2025-2029, se requiere de compensación reactiva a partir del año 2026, por lo que la Resolución 112 aprobó la incorporación de un banco de compensación capacitiva en dicha subestación, con una capacidad variable de 2,4 MVAR con dos pasos (1,2x2) derivado del análisis de flujo de carga, incluyendo la respectiva celda para su conexión en 23 kV.

Con relación a este pedido, SEAL en su RECURSO sólo indica: *“Postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la subestación Chuquibamba”* como título del numeral 2 del “Informe de Recurso de Reconsideración contra la Resolución del Plan de Inversión de Transmisión de SEAL 2025-2029”, realizando dicho pedido de manera enunciativa, sin brindar mayor desarrollo ni sustento al respecto; por lo que con respecto a postergar el banco de compensación capacitiva aprobado para el año 2026, su solicitud no resulta fundamentada.

- b) Reprogramar elementos aprobados en el PI 2025-2029 para la SET Chuquibamba para el año 2026 e incluir un módulo de Servicios Auxiliares.

Al respecto, cabe mencionar que la implementación de celdas de 60 kV y 23 kV propuestas por SEAL en el PI 2025-2029 y aprobadas por Osinerghmin, se sustentan en el informe “ANEXO 0 – Informe de la Infraestructura de la SET Chuquibamba” adjunto por SEAL en su informe “Plan de Inversión de Transmisión de SEAL- AD09 2025-2029 Informe Final” correspondiente a su propuesta final presentada como parte del proceso de aprobación del PI 2025-2029, en el cual se detalla el equipamiento con el que cuenta dicha subestación, así como las condiciones de las salidas en 23 kV (22,9 kV) con las que actualmente atiende su demanda en la zona; asimismo, indicaban que requerían elementos para viabilizar la instalación del transformador aprobado en dicha subestación.

Imagen 2.1



Teniendo en consideración lo anteriormente expuesto, se debe precisar que en el proceso correspondiente a la modificación del Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025, a solicitud de SEAL se aprobó el transformador de 60/23 kV - 15 MVA cuya puesta en operación se programó para el año 2025, siendo que en dicho proceso la recurrente no solicitó como parte de su pedido la aprobación elementos adicionales en la SET Chuquibamba; asimismo, durante el proceso del presente PI 2025-2029, en la etapa de opiniones y sugerencias SEAL no presentó alguna opinión o sugerencia con relación al proyecto que aprobaba los elementos considerados para dicha subestación el año 2025.

Con relación a los argumentos presentados por SEAL en su RECURSO, como se observa en la página 14 de su "Informe de Recurso de Reconsideración contra la Resolución del Plan de Inversión de Transmisión de SEAL 2025-2029", el detalle de los elementos indicados tanto en 60 kV como en 22,9 kV son los mismos que los presentados en el informe "ANEXO 0 - Informe de la Infraestructura de la SET Chuquibamba" adjunto por SEAL en su propuesta final.

Con respecto al ingreso de los elementos aprobados para el año 2025, SEAL indica como pedido su reprogramación para el año 2026, argumentado que la SET Chuquibamba puede soportar una potencia de 7,56 MW superior a la demanda prevista para el año 2026, sin embargo, el suministro se basa en condiciones de operación normal; es decir, sin la posibilidad de que se presente alguna falla donde los elementos de protección y maniobra necesarios deban de actuar.

Dicho ello, la necesidad de la implementación de los elementos aprobados para el año 2025, surge de la misma propuesta final de SEAL, ya que en dicha propuesta se indica: "El equipamiento en 60 kV fue concebido como equipamiento para protección y maniobra de subestaciones tipo rural para tensiones no mayores a 138 kV e inferiores a 15 MVA" (página 133); asimismo, se indica: "El equipamiento en 60 kV NO TIENE LA CAPACIDAD para cubrir la potencia nominal del nuevo transformador de potencia de 15 MVA" (página 134).

Imagen 2.2

2.1.2 Conclusiones y recomendaciones El equipamiento en 60 kV fue concebido como equipamiento para protección y maniobra de subestaciones tipo rural para tensiones no mayores a 138 kV e inferiores a 15 MVA.		
Unidad Integrada de Consultoría Primavera 607, Oficina 506. Lago de Surco, Lima – Perú. T 271 – 6979	 LUIS ANTONIO TORRES SALINAS INGENIERO ELECTRICISTA Reg. CIP N° 127788	133 www.sidec.com.pe
	PLAN DE INVERSIÓN DE TRANSMISIÓN DE SEAL 2025-2029	2022_12_ER_PIT_SEAL Versión 00
El equipamiento en 60 kV NO TIENE LA CAPACIDAD para cubrir la potencia nominal del nuevo transformador de potencia de 15 MVA. La configuración de tipo rural en 60 kV NO ES APTA para el nuevo TP de 15 MVA.		

Asimismo, como parte de sus conclusiones indica que el sistema de barras no soporta el nuevo nivel de corriente de barras requerido para el nuevo transformador, y no cuenta con sistema de apantallamiento (cable de guarda), mencionando además que, en el caso del relé de protección este no cuenta con las funciones de protección requeridas para el nuevo transformador de 15 MVA.

En ese sentido, de lo expuesto dada la nueva capacidad de transformación de 15 MVA programado para el año 2025, los elementos aprobados son requeridos para dicho año, por lo cual no pueden ser reprogramados dada la necesidad identificada.

Ahora bien, con relación a la solicitud de inclusión del módulo de Servicios Auxiliares en 23 kV – 100 kVA en zona de sierra (código SA-023-100SI), sin perjuicio de lo indicado anteriormente respecto a los elementos aprobados en el PI 2025-2029, se revisó el “ANEXO 0 – Informe de la Infraestructura de la SET Chuquibamba” adjunto por SEAL en su propuesta final; en el cual se indica respecto a los servicios auxiliares (SS.AA.) que el banco de baterías y el cargador rectificador se encuentran en mal estado por falta de ventilación, indicando que se requiere un transformador de servicios auxiliares de una capacidad de 150 kVA, banco de baterías y cargador rectificador en 110 Vcc; asimismo, con relación a la visita técnica efectuada a las instalaciones de dicha subestación, se ha verificado que los componentes de los actuales servicios auxiliares son insuficientes para los nuevos elementos aprobados.

En función a lo expuesto, cabe señalar que en la Base de Datos de Módulos Estándares no hay un módulo definido para este caso; sin embargo, se evaluó el requerimiento de incluir el módulo de Servicios Auxiliares, según se muestra en el formato F-300, seleccionándose el módulo de 160 kVA para sierra, el cual se ajustó en base a las necesidades identificadas para la operación de los elementos aprobados, considerando lo siguiente:

- Se retira el grupo electrógeno y tablero de transferencia, dado que SEAL no sustenta este requerimiento.
- Se incluye un solo nivel en DC, por lo indicado, se retira el banco de 48 Vcc, así como el cargador rectificador y tableros DC correspondientes de este nivel de tensión.

Considerando ello, se incluyen los respectivos costos de los componentes de SS.AA. necesarios. Cabe señalar, que, es responsabilidad de la concesionaria solicitar módulos de Servicios Auxiliares para estos casos en el siguiente proceso de Reestructuración de los Módulos Estándares de Transmisión, según lo normado en Resolución N° 171-2014-OS/CD, correspondiente al “Procedimiento para la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Transmisión”.

Por lo expuesto, respecto al pedido de postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la subestación Chuquibamba, no existen fundamentos para dicho pedido, por lo que se mantiene la fecha aprobada para el año 2026; y respecto al pedido de la reprogramación de elementos aprobados en el PI 2025-2029 para el año 2026 e inclusión de un módulo de Servicios Auxiliares, se mantiene las fechas programadas para los nuevos elementos aprobados para el año 2025, incorporándose los componentes de SS. AA. que se detallan en el formato F-300 para el Área de Demanda 9. Por consiguiente, corresponde modificar la valorización de los elementos aprobados asociados a la SET Chuquibamba.

Cabe mencionar, que el equipamiento que la concesionaria finalmente instale como servicios auxiliares podrá variar dependiendo de la necesidad sustentada técnicamente por parte de SEAL, para lo cual, en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT deberá presentar un informe técnico que respalde su implementación; asimismo, se debe precisar que en caso se presenten 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.

2.2.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.2.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.3 Cambiar el transformador en la SET La Curva

2.3.1 Sustento del Petitorio

Osinermin menciona que SEAL no ha sustentado adecuadamente la necesidad de requerir un nuevo nivel de tensión para atender la demanda en la SET La Curva, ni ha descartado que pueda ser atendido mediante una reforma en la red de media tensión (MT) que parte de dicha subestación.

Asimismo, SEAL indica que la Resolución 112 se ha basado en el hecho que la demanda eléctrica puede ser atendida con los alimentadores existentes, haciendo referencia a los formatos F-200 que, según su opinión, determinan la necesidad de alimentadores basándose sólo en la demanda eléctrica; es decir es aritmético, pero no permite una evaluación espacial de la demanda, es por ello que, en la etapa de opiniones y sugerencias a Osinermin, SEAL señala haber presentado un análisis de MT de los alimentadores, el cual según manifiesta, no fue comentado por Osinermin.

Al respecto, SEAL en su RECURSO presenta mayores argumentos de análisis, los cuales se basan en lo siguiente: a) la cargabilidad del transformador de la SET La Curva, b) la vida útil de dicho transformador, c) las condiciones climáticas adversas, d) la caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón que hace necesario cambiar al nivel de tensión de 22,9 kV, e) las elevadas pérdidas de energía en dicho alimentador, y f) la distribución geográfica de los alimentadores dada la distribución geográfica de las cargas.

Respecto a la cargabilidad del transformador de la SET La Curva, SEAL indica tener requerimientos de nuevas demandas, y respecto a la propuesta de Osinerghmin, indica que observa un cambio de criterio en la consideración de las cargas mayores a 200 kW correspondiente a las habilitaciones urbanas, ya que en la Resolución 112 se considera que están incluidas en las proyecciones de la demanda vegetativa; sin embargo, SEAL manifiesta que no se realiza evaluación alguna, ya que no se mide el impacto de las mismas en la demanda vegetativa.

Además, SEAL manifiesta que la SET La Curva es la subestación con el mayor impacto negativo, ya que observa que el crecimiento vegetativo no cubre la demanda incorporada de las habilitaciones urbanas esperadas y solicitadas por lo que no podría atenderlas. Bajo la evaluación de SEAL, que considera a las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas, determina que el transformador de la SET La Curva presentaría sobrecargas a partir del año 2029, y sugiere a Osinerghmin retomar el criterio de las regulaciones anteriores y considerar a las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas, no solo para la SET La Curva sino también para otras subestaciones ya que según su parecer, son demandas que no forman parte del crecimiento vegetativo de la demanda actual; asimismo, indica que la demanda que presentan para la SET La Curva tiene un comportamiento similar a los sistemas aislados que se incorporan al sistema interconectado, y el tratamiento correcto, según lo manifestado por SEAL, es incluirlo por fuera tal como se hizo en las regulaciones tarifarias de tarifa en barra o inclusive en la formulación del Plan referencial de Electricidad del 2026.

Respecto a la vida útil del transformador de la SET La Curva, SEAL indica que el transformador tiene como año fabricación 1995, con una antigüedad de 29 años, por lo que cumplirá 30 años de vida útil el año 2025. Como sustento adjunta una imagen de la placa del transformador, en la cual se aprecia la fecha de fabricación correspondiente al año 1995.

Respecto a las condiciones climáticas adversas, SEAL manifiesta que la SET La Curva se encuentra ubicada en la provincia de Islay a 9 msnm y es limítrofe con la costa del Océano Pacífico, indicando que las condiciones climatológicas son las mismas que en la SET Base Islay, con relación a lo descrito por Osinerghmin para esta última subestación, afirmando que la SET La Curva también está siendo afectada por factores externos como la humedad salina.

Respecto a la caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón que hace necesario cambiar al nivel de tensión de 22,9 kV, SEAL sostiene que en la situación actual, el alimentador en media tensión (AMT) "Punta de Bombón" de 23 km tiene una máxima demanda de 1,39 MW; siendo que actualmente presenta caídas de tensión por debajo de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), llegando a una tensión de 0,89 p.u. en el extremo, para ello adjunta un diagrama de caída de tensión. Asimismo, indica que, considerando la demanda proyectada bajo el criterio de SEAL, el alimentador presentaría caídas de

tensión por debajo de la NTCSE, llegando una tensión de 0,608 p.u. en su extremo. En base a ello, requiere el cambio del nivel de tensión actual de 10 kV al nivel de tensión de 22,9 kV (23 kV). Al respecto, como información de sustento, presenta los archivos de simulaciones de flujo en dicho alimentador.

Respecto a las pérdidas de energía en el alimentador en media tensión Punta de Bombón, SEAL sostiene que, con la demanda actual, dicho alimentador presenta una pérdida de 11,21%, indicando que mediante el Informe Técnico N° 819-2023-GRT anexo 12, (relacionado al proceso del VAD 2023-2027), se establecen las pérdidas técnicas de potencia en media tensión la cual es de 2,31%, por lo cual, en la situación actual las pérdidas están por encima de lo establecido. Asimismo, indica que, con la demanda proyectada bajo su criterio, se tendría una pérdida de potencia de 34,13%, por lo que se presentarían pérdidas por encima de lo establecido.

Respecto a la distribución geográfica de los alimentadores dada la distribución geográfica de las cargas, SEAL solo indica que la SET La Curva se implementará con alimentadores en 10 kV y en 23 kV, considerando las áreas de influencia, en la cual incluye al alimentador Punta de Bombón con una tensión de 23 kV (22,9 kV); asimismo indica que, de la demanda proyectada bajo su criterio, dicho alimentador para el año 2029 tendría una cargabilidad de 3,76 MW, por lo que SEAL sostiene que se sobrecargaría el transformador de la SET La Curva el año 2029, el alimentador Punta de Bombón presenta caídas de tensión que superan los límites establecidos por la NTCSE, las pérdidas de energía exceden los límites establecidos en el Informe Técnico N° 819-2023-GRT, y adicionalmente por configuración geográfica requiere implementar un alimentador en 23 kV.

Por tal motivo, para la SET La Curva solicita la aprobación del transformador de potencia de 33/23/10 kV, 10-12 MVA, una (01) celda de transformador en 23 kV, una (01) celda de alimentador en 23 kV, una (01) celda de medición en 23 kV y Servicios Auxiliares.

2.3.2 Análisis de Osinerghmin

Con relación a los argumentos planteados por SEAL en su RECURSO, estos se analizan a continuación:

- a) La carga del transformador de la SET La Curva superará la capacidad del actual transformador de 33/10 kV – 3,5 MVA el año 2029:

Al respecto, SEAL realiza una proyección de demanda considerando a las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas, afirmando además que Osinerghmin no habría realizado una evaluación al criterio de considerar a las habilitaciones urbanas dentro de la demanda vegetativa. Dicha afirmación no es correcta, tal como se puede verificar en el análisis de Osinerghmin a la opinión y sugerencia de SEAL que se muestra en el numeral 3 del anexo A correspondiente al Informe Técnico N° 439-2024-GRT que sustenta el PI 2025-2029 del Área de Demanda 9, aprobado con la Resolución 112, donde se menciona entre otros lo siguiente:

“El criterio de no considerar las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas se sostiene en que, en una habilitación urbana los consumidores finales de electricidad son mayormente usuarios residenciales; cuyos patrones de consumo, preferencias y sistema de medición se adaptan mejor o corresponden a los Usuarios Regulados, (...).”

Adicionalmente, SEAL asegura que, en procesos del Plan de Inversiones en Transmisión anteriores se han considerado a las habilitaciones urbanas como demandas incorporadas en las proyecciones de demanda. Es importante aclarar que lo mencionado anteriormente es incorrecto, tal como se aprecia en la siguiente imagen que muestra un extracto de la evaluación de nuevas cargas de los formatos F-100 del Área de Demanda 2 del Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025. En esa evaluación se considera que las cargas referidas a habilitaciones urbanas son tomadas en la proyección de la demanda vegetativa.

Por lo indicado, no existe un cambio de criterio como lo afirma SEAL, más aún que la concesionaria no ha sustentado dicha afirmación con algún ejemplo en concreto que la avale; por lo tanto, se ratifica que los criterios empleados por Osinergmin se mantienen.

Imagen 2.3

N° Carta/Oficio	Fecha de Carta	Nombre del Remitente de Carta/Oficio	Nombre del Cliente Libre que solicita factibilidad	Nombre del Proyecto / Nombre de Carga	Tipo de Carga	Demanda Final (Watts)	Carga	Comentarios a la PROPUESTA FINAL	Consideración del Formato 100
D-300-2018	17/07/2018	ENSA	Construtora Galilea SAC	Facilidad de Suministro y Fijación de Punto de Diseño para Habilitación Urbana "Vista Alegre"	Habilitación Urbana	655.01 kW	Construtora Galilea SAC	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no corresponde en la proyección de clientes regulados.	No
D-299-2018	17/07/2018	ENSA	Construtora Galilea SAC	Facilidad de Suministro y Fijación de Punto de Diseño para Habilitación Urbana "Isl de Piramide"	Habilitación Urbana	565 kW	Construtora Galilea SAC	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no es considerada en la proyección de clientes regulados.	No
GD-391-2018	11/09/2018	ENSA	Consortio DHMONT & M SAC	Facilidad de Suministro y Fijación de Punto de Diseño para Habilitación Urbana "Los Céspedes de La Victoria"	Habilitación Urbana	1784 kW	Consortio DHMONT & M SAC	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no es considerada en la proyección de clientes regulados.	No
GD-412-2018	25/09/2018	ENSA	Menorca Inversiones SAC	Facilidad de Suministro para la Habilitación Urbana "Isla San Antonio de Chiloay"	Habilitación Urbana	265.53 kW	Menorca Inversiones SAC	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no es considerada en la proyección de clientes regulados.	No
D-428-2018	5/10/2018	ENSA	Los Portales SA	Fijación de punto de diseño para Habilitación Urbana de los Portales SA	Habilitación Urbana	630 kW	Los Portales SA	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no es considerada en la proyección de clientes regulados.	No
D-512-2018	12/12/2018	ENSA	Agrícola Ranchera SA	Facilidad de suministro para Habilitación Urbana "La Cofradía"	Domestico	401.05 kW	Agrícola Ranchera SA	Solo presenta la factibilidad y su plano de ubicación sin sustrato de carga. Su carga hace referencia a una "habilitación urbana" la cual no es considerada en la proyección de clientes regulados.	No

Fuente: Formato F-100 del Área de Demanda 2 del proceso del PI 2021-2025

Teniendo en consideración lo mencionado anteriormente en referencia al Informe Técnico N° 439-2024-GRT, SEAL a pesar de ello, ha realizado la proyección de demanda donde las habilitaciones urbanas son cargas incorporadas, lo cual no corresponde. Con relación a la SET La Curva, se advierte que la demanda coincidente en dicha SET a diciembre de 2018 alcanzó 1,46 MW, mientras que al año 2022 fue 1,48 MW (formato F-121), es decir que en cuatro años no se ha evidenciado un crecimiento significativo. Asimismo, el resultado de la proyección de demanda coincidente al año 2034 es de 1,79 MW, siendo que en el caso de la demanda no coincidente esta asciende a 1,87 MW y 1,94 MW en los años 2029 y 2034 respectivamente, por lo cual no se evidencia sobrecarga en el transformador de potencia de la SET La Curva.

- b) La vida útil del transformador de la SET La Curva se superará el año 2025:

Para ello SEAL presentó los datos de placa del transformador de potencia de la SET La Curva, en la cual figura el año 1995; sin embargo, como se puede apreciar de las imágenes registradas en la visita de campo realizada en marzo de 2024 a dicha subestación, se observa que

estar afectados por humedad salina, lo cual también puede ser apreciado por ejemplo en el estado de conservación de la placa del transformador, a diferencia de lo observado en SET Base Islay donde las placas de algunos equipos eran casi ilegibles y se observaba corrosión en la ferretería de los componentes.

Cabe precisar que la SET Base Islay se encuentra alrededor de 1,5 km del mar en una zona de escasa vegetación y mayor polución, a comparación de la SET La Curva que se encuentra a una distancia de casi 4 km del mar, en una zona agrícola y con escasa polución. Por otra parte, SEAL no ha evidenciado o sustentado que el equipamiento de la SET La Curva esté siendo afectado por corrosión salina. Por lo tanto, SEAL no se ha sustentado adecuadamente que el equipamiento de dicha subestación este deteriorado por alguna condición adversa en la zona.

- d) Caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón que hace necesario cambiar al nivel de tensión de 22,9 kV:

Con relación a los niveles de caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón, cabe mencionar que en su propuesta final SEAL sólo presentó de manera gráfica diagramas de caída de tensión en base a una topología de red en MT cuya distribución se observaba poco eficiente; asimismo, no adjuntó flujos de carga (archivos PFD) que sustenten las caídas de tensión indicadas, por lo que en dicha oportunidad SEAL no sustentó adecuadamente la necesidad de requerir un nuevo nivel de tensión para atender la demanda, ni descarto que pueda ser atendida mediante una reforma en la red de MT que parte de la SET La Curva, lo cual fue puesto de conocimiento en el Informe Técnico N° 439-2024-GRT que sustenta el PI 2025-2029 del Área de Demanda 9, aprobado con la Resolución 112, siendo incorrecta la afirmación de SEAL respecto a que ello no fue comentado por Osinerghmin.

SEAL indica que el alimentador de media tensión Punta de Bombón, el cual opera a una tensión de 10 kV partiendo de la SET La Curva, tiene una longitud de 23 km y una máxima demanda de 1,39 MW que en la actual situación presenta caídas de tensión por debajo de lo establecido en la NTCSE (llegando a 0,89 p.u.); en esta oportunidad SEAL adjunta archivos de simulación de flujos de carga en los cuales se muestra la actual topología del alimentador Punta de Bombón y los resultados que muestra como parte de su informe de sustento.

Al respecto, la actual red en MT del alimentador Punta de Bombón tiene una distribución poco eficiente, ya que recorre un tramo considerable que bordea el valle asociado al poblado de La Curva, atravesando el río que cruza el valle a casi 5 kilómetros al este de SET La Curva, para volver a retornar por la otra margen del río hacia el poblado de Punta de Bombón incrementando la distancia del alimentador aproximadamente en 12 km; en ese sentido, el recorrido actual del alimentador hace que la distancia eléctrica sea considerable.

Debido al análisis de los archivos de flujo de carga, presentados por SEAL, se sustenta que las caídas de tensión bajo la actual configuración del alimentador Punta de Bombón excederán el límite mínimo establecido en la NTCSE; sin embargo, el perfil de tensión puede mejorar con un cambio de la topología de la red, esto es alimentar la carga de Punta de Bombón, a través de un enlace el cual es factible

siguiendo la Carretera Costanera con una distancia de alrededor de 5 km desde la subestación a Punta de Bombón, siendo que el actual alimentador en 10kV de Punta de Bombón con dicha ruta superaría 13 km de distancia.

Al respecto, de la revisión del archivo de flujo de carga que adjunta SEAL en su RECURSO, se debe señalar que, se verifica que el alimentador Punta de Bombón deberá pasar a operar en 22,9 kV (23 kV), ya que a pesar que se obtiene como resultado una reducción en los niveles de caídas de tensión en la red de 10 kV, en los extremos del alimentador aún se presentarían valores de tensión por debajo de lo establecido por la NTCSE considerando las cargas futuras de la demanda regulada; asimismo, de los datos de ubicación de las nuevas cargas de la demanda regulada, la expansión se viene desarrollando en dirección sur a lo largo de la Carretera Costanera, alejándose cada vez más de manera colineal dada la geografía de la zona, con lo cual con dicha expansión los niveles de tensión de los extremos del alimentador seguirían reduciéndose.

Por lo tanto, con la nueva información presentada por SEAL se sustenta que los niveles de tensión en 10 kV para el alimentador Punta de Bombón continuarán disminuyendo en sus extremos, por lo tanto, se valida la necesidad de utilizar un nuevo nivel de tensión superior que permita lograr un mayor alcance para la atención de la carga vegetativa futura con niveles adecuados de tensión.

e) Pérdidas en el alimentador Punta de Bombón:

Con relación a las pérdidas en el alimentador Punta de Bombón, SEAL afirma que estas actualmente superan el 11 % en cuanto a las pérdidas de potencia, siendo superior a lo establecido en el Informe Técnico N° 819-2023-GRT, basándose en la actual topología de la red de media tensión en 10 kV. Al respecto, de lo observado en el literal d) anterior, la actual topología de la red en media tensión no es eficiente, dada la distancia eléctrica que presenta para la atención de la demanda, lo cual trae como consecuencia adicional a la caída de tensión, mayores pérdidas de potencia y energía por el mayor recorrido de la misma.

Si bien se determina que la actual configuración topológica origina mayores pérdidas a comparación de una red más eficiente, ello corresponde al manejo propio de la concesionaria, la cual en el diseño topológico de sus redes debe considerar que el modelo que reconoce las pérdidas corresponde a una distribución eficiente, lo cual es responsabilidad directa de la concesionaria de distribución cuyo reconocimiento tarifario se basa en una empresa modelo eficiente. En ese sentido, las pérdidas en la red de distribución no es sustento suficiente para que prever una solución a través de inversiones en transmisión.

f) Distribución geográfica de los alimentadores dada la distribución geográfica de las cargas:

Con relación a la distribución geográfica de los alimentadores, se evidencia que la nueva carga vegetativa se expande a lo largo de la Carretera Costanera, lo cual sustenta adicionalmente futuras caídas de tensión por la necesaria extensión del alimentador Punta de Bombón.

Adicionalmente, a los puntos anteriormente analizados, entre los elementos solicitados, SEAL incluye servicios auxiliares para la SET La Curva; sin

embargo, dicha instalación es una subestación existente y para la cual SEAL no ha adjuntado algún sustento que justifique contar con servicios auxiliares adicionales.

Cabe mencionar que, como parte de sus opiniones y sugerencias previo a la aprobación del PI 2025-2029 mediante la Resolución 112, SEAL presentó un requerimiento de renovación de las celdas de SET La Curva, en el cual indican que son celdas metal clad con una antigüedad que supera los 20 años; sin embargo, los documentos y sustentos hacen referencia a reportes de los equipos en 33 kV donde se aprecia una operación satisfactoria. Respecto a los equipos en 10 kV no adjunta datos de placa ni reportes que evidencien el estado de los equipos. Considerando ello, SEAL no ha adjuntado algún sustento que avale la necesidad de servicios auxiliares adicionales a los existentes; por lo tanto, no corresponde atender lo solicitado en su RECURSO respecto a los servicios auxiliares.

Considerando el análisis anterior, con la nueva información presentada por SEAL se verifica la necesidad de un nuevo nivel de tensión en 23 kV, para lo cual se hace necesario aprobar un nuevo transformador de tres devanados, el cual por estandarización corresponde a un transformador de 33/23/10 kV – 10/10/10 MVA para el año 2029 (TP-033MTMT-010COI); asimismo, corresponde aprobar los siguientes elementos adicionales para dicho año:

- 01 celda de transformación en 23 kV.
- 01 celda de alimentador en 23 kV.
- 01 celda de medición en 23 kV.

Cabe precisar que el actual transformador de la SET La Curva de 33/10 kV – 3,5 MVA quedará como reserva disponible una vez que ingrese en operación el nuevo transformador de tres devanados aprobado en el presente PI 2025-2029.

2.3.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.3.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte.

2.4 Aprobar una celda en 33 kV en SET La Huerta

2.4.1 Sustento del Petitorio

SEAL manifiesta que, Osinerghmin hace un análisis sobre la base de la demanda y el dimensionamiento de los alimentadores que se muestra en el formato F-203, indicando que actualmente la SET La Huerta cuenta con dos celdas en 33 kV las cuales quedaron para atender la demanda residual luego de la implementación de la SET Secocha, dado que la demanda final en la SET La Huerta no superaría los 3 MW al 2034, por lo que no resulta necesario la implementación de un alimentador adicional.

SEAL agrega que, el análisis correcto no es el dimensionamiento aritmético de los alimentadores, sino la topología que hace necesario un nuevo alimentador; en ese sentido, presenta un análisis que incluye el sustento de la reconfiguración de cargas desde la SET La Huerta, el reconocimiento de carga incorporada en el Sistema Aislado de Atico, la cargabilidad del

alimentador en media tensión Cerro de Arena-Atico, y el sustento de la inversión de la celda en 33 kV en la SET La Huerta.

SEAL respecto al sustento de la reconfiguración de cargas desde la SET La Huerta, muestra su planificación de la distribución de los alimentadores desde dicha subestación, adjuntando un diagrama unifilar; asimismo, SEAL manifiesta que la mayor parte de la demanda del alimentador Río Grande sería asumida por la SET Secocha el año 2028, por lo cual, la celda en 33 kV de Jahuay en la SET La Huerta asumirá la carga restante de dicho alimentador.

Respecto al reconocimiento de carga incorporada en el Sistema Aislado de Atico, SEAL indica que Osinergrmin no acepta las cargas de Atico, argumentado que *“no se evidencia el estado de avance de la ejecución del proyecto”*; al respecto SEAL manifiesta que no es requisito para aceptar una demanda sustentar el estado de avance de ejecución de un proyecto, más aún cuando algunas solicitudes de factibilidad están siendo denegadas por falta de capacidad en la central de generación del Sistema Aislado de Atico. Adicionalmente, SEAL indica que al no haber capacidad de generación los interesados no realizan inversiones hasta que se incremente la capacidad de oferta de potencia y energía; por lo tanto, de aprobarse el elemento solicitado, estas demandas denegadas podrían ser atendidas, por lo que consideran que las demandas incorporadas que sustentan en el sistema aislado Atico deberían ser aceptadas.

Respecto a la cargabilidad del alimentador en media tensión (carga proyectada a atender por el alimentador), SEAL considera en su planificación que el alimentador proyectado Cerro de Arena-Atico, atenderá una demanda cuya proyección considera las cargas incorporadas que viene sustentando, con ello, la proyección de la demanda del alimentador actual Cerro de Arena incluyendo la demanda del Sistema Aislado de Atico tendría una carga superior a 3 MW, sustentando con ello la necesidad de incorporar una celda para el alimentador en 33 kV proyectado Cerro de Arena – Atico desde la SET La Huerta.

Respecto al sustento de la inversión de la celda en 33 kV para la SET La Huerta, SEAL no precisa mayor información a la indicada anteriormente.

Finalmente, SEAL solicita la aprobación de una celda de alimentador y una celda de acoplamiento en 33 kV para el año 2029.

2.4.2 Análisis de Osinergrmin

Con relación a la solicitud de una nueva celda en 33 kV para la SET La Huerta, SEAL en su RECURSO expone los siguientes puntos, los cuales se analizan a continuación:

a) Reconfiguración de cargas desde SET La Huerta:

Al respecto, tal como se aprecia en el análisis de Osinergrmin a la opinión y sugerencia de SEAL que se muestra en el numeral 12 del anexo A correspondiente al Informe Técnico N° 439-2024-GRT que sustenta el PI 2025-2029 del Área de Demanda 9, aprobado con la Resolución 112, la solicitud de nuevos elementos en la SET La Huerta fue realizada de manera extemporánea por SEAL, ya que la concesionaria no solicitó, tanto en su propuesta inicial como en su propuesta final durante el proceso de aprobación del PI 2025-2029, celdas en 33 kV en la SET La Huerta, ni la reconfiguración de la red de 33 kV que parte de esta subestación a la SET Ocoña. Por otra parte, SEAL solicitó la SET

Secocha aprobada en el PI 2025-2029, con la finalidad de atender las demandas en Caravelí que descargarán SET La Huerta en 33 kV.

Teniendo en consideración ello, y que SEAL presenta en su RECURSO nuevamente una propuesta de cambio topológico que no formó parte de ninguna de sus propuestas para el PI 2025-2029, no corresponde atender dicha solicitud por ser extemporánea.

Sin perjuicio de lo mencionado, considerando el diagrama unifilar presentado, la celda solicitada se requiere por la necesidad de conexión del Sistema Aislado de Atico al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en la SET La Huerta; sin embargo, en el ámbito del Plan de Inversiones no corresponde analizar estos casos, dado que, esto recae en el Ministerio de Energía y Minas o el COES, según lo señalado en el numeral 16.12 de la norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", aprobada mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM.

b) Reconocimiento de carga incorporada en el Sistema Aislado de Atico:

Con relación a la afirmación que Osinerghmin no acepta las cargas de Atico, argumentado que "*no se evidencia el estado de avance de la ejecución del proyecto*", cabe precisar que en la Resolución 112 y los archivos de cálculo que la sustentan, entre ellos, en el formato F-100 del Área de Demanda 9, hoja "Factibilidades SEAL"; se ha realizado el análisis de cada solicitud de factibilidad presentada por SEAL, conforme a los criterios establecidos para la evaluación de las demandas incorporadas, resultando que, para los requerimientos de cargas incorporadas en Atico, no se presentan los cuadros de cargas que sustenten las demandas requeridas. Además, se indica que los años de ingreso de las cargas serían en 2021 y 2022, sin embargo, no se ha presentado documentación que lo evidencie, y no se ha presentado información adicional en el RECURSO. Por lo tanto, la proyección de demanda efectuada en la Resolución 112 para el Área de Demanda 9 se mantiene sin modificación.

c) Cargabilidad del alimentador en media tensión Cerro de Arena-Atico proyectado en la planificación de SEAL:

SEAL considera en su proyección de demanda las cargas incorporadas que bajo su criterio deben ser consideradas y que pertenecerían a Atico, con ello, la proyección de la demanda del alimentador actual Cerro de Arena incluyendo la demanda del sistema aislado de Atico tendría una carga superior a 3 MW, haciendo un total de 3,4 MW según su proyección para el nivel de tensión en 33 kV hacia SET Ocoña para el año 2029, siendo que al año 2034 bordea los 3,6 MW; sin embargo, como se describió en el análisis del punto b) anterior, de la propia proyección de SEAL, aún bajo el supuesto negado de considerarse la demanda prevista por la concesionaria, se evidencia que, bajo este supuesto, por ejemplo no se superan los 5 MW correspondiente a la capacidad para un alimentador de 23 kV en baja densidad, siendo que una salida de mayor tensión como lo es el nivel de 33 kV tendría mayor capacidad. Dicho ello, no se requeriría una salida adicional en 33 kV.

Finalmente, respecto al sustento de la inversión de la celda en 33 kV SET La Huerta, SEAL no precisa mayor información a la indicada anteriormente.

Con relación a los elementos solicitados por SEAL, se advierte que incluye una celda de acoplamiento, lo cual también es un pedido extemporáneo.

Considerando el análisis anterior, no corresponde atender la solicitud de SEAL respecto a una nueva celda en 33 kV para SET La Huerta incluyendo la celda de acoplamiento, por ser un pedido extemporáneo.

2.4.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, este petitorio debe ser declarado improcedente.

2.5 Reconocer celdas en subestaciones

2.5.1 Sustento del Petitorio

SEAL solicita el reconocimiento de elementos adicionales, y en algunos casos el retiro de elementos aprobados en el PI 2025-2029 para la SET Intermedia Norte, SET Secocha, SET Base Islay y SET Cháparra, cuyo detalle se muestra a continuación:

2.5.1.1 Reconocimiento de celdas en la SET Intermedia Norte:

Sobre esta subestación, SEAL manifiesta que Osinerghmin no ha considerado las celdas de medición en 138 kV y en 33 kV, por lo que solicita la incorporación de dichas celdas de medición. Asimismo, respecto a que Osinerghmin considera que no se requiere terreno para la subestación, ya que el mismo será dispuesto cuando se ejecute el proyecto ITC, SEAL indica que se debe considerar que será desarrollado por un titular distinto, y que sin bien deberá suscribir un convenio de conexión con SEAL, no estará obligado a ceder el terreno, en consecuencia, solicita se considere la valorización del terreno, cuya área indica que es de 1000 m².

2.5.1.2 Reconocimiento de celdas en la SET Secocha:

Sobre esta subestación, SEAL observa que los elementos de medición se encuentran en la celda del transformador, en consecuencia, solicita su retiro, mientras que, por otro lado, indica la falta de la celda de los servicios auxiliares, solicitando la inclusión del módulo correspondiente a servicios auxiliares.

2.5.1.3 Reconocimiento de celdas en la SET Base Islay:

Sobre esta subestación, SEAL observa la falta de la celda de medición en 33 kV, por lo que solicita su incorporación.

2.5.1.4 Reconocimiento de celdas en la SET Cháparra:

Sobre esta subestación, SEAL observa que los elementos de medición se encuentran en la celda del transformador, en consecuencia, solicita su retiro, mientras que, por otro lado, indica la falta de la celda de los servicios auxiliares, solicitando la inclusión del módulo de servicios auxiliares.

2.5.2 Análisis de Osinerghmin

Con relación al reconocimiento de elementos de celdas en subestaciones y otros, SEAL en su RECURSO expone los siguientes puntos, los cuales se analizan a continuación:

a) Reconocimiento de celdas en la SET Intermedia Norte:

Sobre la SET Intermedia Norte, cabe mencionar que esta subestación se encuentra aprobada para su instalación en el espacio de reserva designado desde el diseño de la SET Intermedia Norte correspondiente al ITC "NUEVA SUBESTACIÓN PALCA 220 kV, LT 220 kV PALCA – LA PASCANA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (AREQUIPA)", aprobado en el Plan de Transmisión 2023 – 2032; ya que de acuerdo al Anteproyecto de dicho proyecto ITC, la SET Intermedia Norte tiene espacio suficiente para la implementación de SET Intermedia Norte 138/33 kV a cargo de SEAL, siendo que bajo su diseño dispone de una bahía de transformación en 138 kV para la instalación futura. Asimismo, en lo concerniente a la celda de medición en 138 kV, cabe mencionar que las instalaciones del proyecto ITC contempla el sistema de medición en las subestaciones, entre ellas la SET Intermedia Norte 138 kV; por tal motivo, no corresponde aprobar una celda de medición en 138 kV, debido a que el proyecto SET Intermedia Norte 138/33 kV a cargo de SEAL, se instalará en una SET existente que contará con dicho equipamiento.

Con relación a la celda de medición en 33 kV solicitada por SEAL, es procedente su solicitud por ser una nueva barra, por lo cual corresponde incluir este tipo de elemento como parte de las celdas aprobadas para SET Intermedia Norte 138/33 kV a cargo de SEAL; sin embargo, se observa que SEAL incluye el módulo CE-033SIENISBMD (tipo encapsulado), siendo que por el tipo de celdas aprobadas corresponde el módulo CE-033SIC1ESBMD (tipo convencional).

Con relación a considerar la valorización de un terreno de 1000 m², basado en que el titular de la SET Intermedia Norte 138 kV será distinto a SEAL, y que según afirma no estará obligado a ceder el terreno, se debe tener en consideración el artículo 11 del Reglamento de Transmisión, que norma lo referente a la utilización y acceso al Sistema de Transmisión, la cual indica que los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión tendrán libre acceso, por lo que también pueden recurrir a la solicitud de mandato de conexión en caso tengan dificultades para su libre acceso. En ese sentido, no corresponde incorporar costos de terreno ya que la SET Intermedia Norte 138 kV que forma parte del ITC será una subestación existente que contempla los espacios necesarios para la implementación de la transformación de 138/33 kV.

Finalmente, con relación al proyecto ITC, SEAL podría solicitar al Ministerio de Energía y Minas, como agente interesado, que el proyecto contemple los aspectos de los convenios de conexión para las futuras subestaciones, a fin de viabilizar oportunamente las instalaciones requeridas con lo cual también se agilice su implementación.

b) Reconocimiento de celdas en la SET Secocha:

SEAL observa que los elementos de medición se encuentran en la celda del transformador, por tal motivo solicita su retiro. Al respecto, dada la solicitud de la propia concesionaria, que depende del grado de precisión en la medición que requiera la misma, lo cual corresponde a su propia necesidad, resulta procedente el retiro de la celda de medición en 33 kV

solicitada por SEAL, ya que la solicitud se encuentra en el ámbito operativo de sus instalaciones, siendo la correcta operación de las mismas exclusiva responsabilidad de la concesionaria.

Por otro lado, SEAL en su RECURSO indica la falta de una “celda de servicios auxiliares”, solicitando la inclusión del módulo correspondiente. Al respecto, se debe aclarar que los servicios auxiliares corresponden a determinados módulos, que incluyen una serie de componentes relacionados a servicios auxiliares, no siendo una celda como tal, lo cual se puede apreciar en la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión.

Teniendo en consideración lo expuesto en el párrafo anterior, el pedido de inclusión de servicios auxiliares, no corresponde para el caso de la SET Secocha, al ser esta una subestación nueva, ya que los costos relacionados a los servicios auxiliares se encuentran prorrateados dentro de los costos asignados a cada componente, como se puede apreciar en el formato F-302 que muestra los costos de elementos y la asignación del módulo SA-033-160CO que es prorrateado entre los elementos aprobados. Por tal motivo, no corresponde incluir “una celda” servicios auxiliares, adicional al módulo de Servicios Auxiliares aprobados, como lo solicita SEAL, ya que en la aprobación del PI 2025-2029 se ha considerado dentro de los costos de inversión.

c) Reconocimiento de celdas en la SET Base Islay:

SEAL observa en su RECURSO, la falta de la celda de medición en 33 kV; sin embargo, cabe mencionar que en el proceso de aprobación del PI 2025-2029, SEAL solicitó la renovación de celdas en SET Base Islay, siendo que, en base a ello y el sustento presentado, se aprobaron por renovación las celdas correspondientes en 33 kV relacionadas a su solicitud. Al respecto cabe mencionar que, en la oportunidad de su solicitud de renovación, SEAL no solicitó entre los elementos la renovación alguna celda de medición en 33 kV, ni la necesidad de contar con dicha celda.

En ese contexto, la solicitud de SEAL respecto a la incorporación de una celda de medición en 33 kV para la SET Base Islay, corresponde a una solicitud extemporánea; sin perjuicio de ello, SEAL no sustenta la necesidad de dicha celda.

Teniendo en consideración lo expuesto en el párrafo anterior, el pedido incorporación de una celda de medición en 33 kV para la SET Base Islay, no resulta procedente por ser extemporáneo.

d) Reconocimiento de celdas en la SET Cháparra:

SEAL observa que los elementos de medición se encuentran en la celda del transformador, por tal motivo solicita su retiro. Al respecto, dada la solicitud de la propia concesionaria, que depende del grado de precisión en la medición que requiera la misma, lo cual corresponde a su propia necesidad, resulta procedente el retiro de la celda de medición en 23 kV (22,9 kV) solicitada por SEAL, ya que se encuentra en el ámbito operativo de sus instalaciones siendo de exclusiva responsabilidad de la concesionaria.

Por otro lado, SEAL en su RECURSO indica la falta de una “celda de servicios auxiliares”, solicitando la inclusión del módulo correspondiente. Al respecto, se debe aclarar que los servicios auxiliares corresponden a determinados módulos, que incluyen una serie de componentes

relacionados a servicios auxiliares, no siendo una celda como tal, lo cual se puede apreciar en la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión.

Teniendo en consideración lo expuesto en el párrafo anterior, el pedido de inclusión de servicios auxiliares, no corresponde para el caso de la SET Cháparra, al ser esta una subestación nueva, ya que los costos relacionados a los servicios auxiliares se encuentran prorrateados dentro de los costos asignados a cada componente, como se puede apreciar en el formato F-302 que muestra los costos de elementos y la asignación del módulo SA-023-100CO que es prorrateado entre los elementos aprobados.

Como parte del análisis, y dado que se observa una mayor potencia para el módulo de servicios auxiliares consignado por SEAL como SA-023-160CO, corresponde actualizar dicho módulo al ser una subestación con mayores componentes a comparación de la SET Secocha para la cual se consigna la misma potencia de SS.AA. Por tal motivo, no corresponde incluir "una celda" de servicios auxiliares como lo solicita SEAL, ya que en la aprobación del PI 2025-2029 se han considerado dentro de los costos de inversión; sin embargo, se actualizará el módulo precisado por la concesionaria. Por consiguiente, corresponde modificar la valorización de los elementos asociados a la SET Cháparra, entre los cuales se encuentran aprobados dos (02) celdas de alimentador en 23 kV, asignadas a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. – Adinelsa.

Considerando el análisis realizado en los literales a), b), c) y d), se determina lo siguiente:

- Aprobar una celda de medición en 33 kV para la SET Intermedia Norte 138/33 kV.
- Retirar la celda de medición en 33 kV de la SET Secocha a solicitud de SEAL.
- Declarar improcedente el pedido de una celda de medición en 33 kV para la SET Base Islay.
- Retirar la celda de medición en 23 kV de la SET Cháparra a solicitud de SEAL.

Finalmente, del análisis realizado en el literal d), corresponde actualizar el módulo de Servicios Auxiliares considerado para la SET Cháparra con el módulo cuyo código es SA-023-160CO.

2.5.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, se debe ser declarar fundado en parte los petitorios 5.1, 5.2 y 5.4; e improcedente el petitorio 5.3. Asimismo, corresponde actualizar el módulo de servicios auxiliares considerado para la SET Cháparra con el módulo cuyo código es SA-023-160CO.

2.6 Postergar la puesta en operación del transformador de reserva de 33/23/10 kV

2.6.1 Sustento del Petitorio

SEAL manifiesta que Osinerghmin ha aprobado el transformador de reserva de 33/23/10 kV - 25/25/25 MVA para el año 2025, por lo que solicita reconsiderar su puesta en operación para el año 2026, sustentado según manifiesta, en que todas las gestiones necesarias para su puesta en operación comercial demandarán más de tres años; sin embargo, solicitan su postergación para el año 2026.

Al respecto, SEAL adjunta un cronograma de actividades relacionadas a la gestión de la empresa para la puesta en operación del transformador.

2.6.2 Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe mencionar que, el sustento de postergación de un proyecto necesario para la operación normal del sistema eléctrico y que soluciona las deficiencias detectadas en el diagnóstico de una determinada área de demanda, no puede ser avalado mediante la sola manifestación de las etapas involucradas para realización de las actividades del proyecto, mucho menos sobre la base de aspectos de responsabilidad de la gestión de la propia concesionaria.

Sin embargo, considerando que actualmente SEAL tiene aprobado un transformador de reserva compartida de 33/10 kV, y que los transformadores de reserva compartida como el aprobado en el presente PI 2025-2029 se originan a pedido de la propia concesionaria, correspondiendo a instalaciones para casos de contingencia y no para operación normal; para el caso exclusivo de un transformador de este tipo, la solicitud de postergación de un año es aceptada, siendo de completa responsabilidad por parte de SEAL el disponer de las acciones necesarias en caso se presente una contingencia en un transformador de su parque de transmisión AT/MT en tanto no cuente con el transformador de reserva aprobado.

2.6.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.6.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

3. Conclusiones y recomendaciones

Con base en el análisis desarrollado en el presente informe, se recomienda lo siguiente:

- Declarar fundados los petitorios 1 y 6, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2 y 2.6.2 del presente informe.
- Declarar fundados en parte los petitorios 2, 3, 5.1, 5.2 y 5.4 por las razones señaladas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 y 2.5.2 del presente informe.
- Declarar improcedentes los petitorios 4 y 5.3 por las razones señaladas en los numerales 2.4.2 y 2.5.2 del presente informe.

El PI 2025-2029, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración, será consignado en el informe que sustenta la resolución complementaria, la cual dispondrá la aprobación de las modificaciones a la Resolución 112 como consecuencia de los petitorios que sean declarados fundados o fundados en parte en los recursos de reconsideración interpuestos.



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

/rho-jfp