

*Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 - 2029*

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 145-2024-OS/CD**

Lima, 19 de julio de 2024

**CONSIDERANDO:**

**1. ANTECEDENTES**

Que, con fecha 10 de junio de 2024, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“Osinergmin”), publicó la Resolución N° 112-2024-OS/CD (“Resolución 112”), mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 (“PI 2025-2029”);

Que, con fecha 01 de julio de 2024, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (“Seal”), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración contra la Resolución 112, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, Seal solicita:

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.

## **2.1 RETIRAR EL BANCO DE COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN LA SET CIUDAD DE DIOS**

### **2.1.1 Sustento del Petitorio**

Que, Seal manifiesta que es posible mejorar el nivel de tensión en la SET Ciudad de Dios incrementándolo en la barra de 33 kV de la SET Parque Industrial, para ello adjunta, imágenes de los flujos de potencia realizados por Seal. Asimismo, hace referencia al futuro proceso de modificación del PI 2025-2029, en caso sea necesario el banco de compensación propuesto por el Osinergmin.

### **2.1.2 Análisis de Osinergmin**

Que, para incrementar el nivel de tensión en la barra de 33 kV de SET Ciudad de Dios, 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 regulación en los transformadores de 138/33 kV de SET Socabaya, como se aprecia en el archivo remitido por Seal;

Que, 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;

Que, 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 la SET Socabaya, se determina que, mediante acciones operativas realizadas por la concesionara 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;

Que, teniendo en consideración lo expuesto, y que la solicitud de Seal, se basa en que realizará maniobras operativas en sus propias instalaciones para superar el nivel de tensión mínimo en la barra de 33 kV de dicha subestación, se acepta el retiro del banco de compensación capacitiva de 0,9 MVAR, siendo responsabilidad de la concesionaria mantener niveles de tensión adecuados en la zona norte del sistema eléctrico de Arequipa, conforme a sus obligaciones legales;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado.

## **2.2 POSTERGAR LA PUESTA EN OPERACIÓN DE LOS ELEMENTOS APROBADOS EN SET CHUQUIBAMBA**

### **2.2.1 Sustento del Petitorio**

Que, Seal plantea los siguientes puntos: i) la postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva en la SET Chuquibamba; y ii) la reprogramación de elementos aprobados en el PI 2025-2029 del año 2025 al año 2026, incluyendo un módulo de Servicios Auxiliares;

Que, Seal refiere aspectos técnicos donde señala que el equipamiento 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 Osinergmin, para el año 2026 se requería una demanda de 7,36 MW, por lo que el equipamiento podría operar hasta dicho año;

Que, 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.

### **2.2.2 Análisis de Osinergmin**

Que, de lo expuesto por Seal en este extremo del petitorio, se observan dos pretensiones: 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 para la subestación Chuquibamba para el año 2026 e inclusión de Servicios Auxiliares (SS.AA.);

Que, con relación a la primera pretensión, 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 con un banco de compensación capacitiva en dicha subestación. Seal 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”, sin brindar mayor desarrollo ni sustento al respecto. Por tal motivo, su solicitud no resulta fundamentada;

Que, con relación a la segunda pretensión, la implementación de celdas de 60 kV y 23 kV propuestas por Seal y aprobadas por Osinergmin, 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” en el que indica, y fue validado que requiere elementos para viabilizar la instalación del transformador aprobado en dicha subestación;

Que, se debe precisar que, en el proceso correspondiente a la modificación del Plan de Inversiones 2021 - 2025, a solicitud de Seal se aprobó el transformador de 60/23 kV - 15 MVA para la SET Chuquibamba, cuya puesta en operación se programó para el año 2025, siendo que en dicho proceso la concesionaria no solicitó como parte de su

pedido la aprobación de elementos adicionales para dicha subestación; asimismo, durante la continuación del proceso del presente PI 2025-2029, tampoco presentó alguna sugerencia al respecto;

Que, Seal indica que, su pedido de reprogramación para el año 2026, se sustenta en que se puede soportar una potencia de 7,56 MW superior a la 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;

Que, dada la nueva capacidad de transformación de 15 MVA programada para el año 2025, los elementos aprobados son requeridos para dicho año, por lo cual no pueden ser reprogramados dada la necesidad identificada;

Que, con relación a la solicitud de inclusión del módulo de Servicios Auxiliares, de la visita técnica efectuada a las instalaciones de dicha subestación, se ha verificado que los componentes de los actuales SS.AA. son insuficientes para los nuevos elementos aprobados;

Que, 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 SS.AA., seleccionándose el módulo de Servicios Auxiliares sierra de 160 kVA, el cual se ajustó en base a las necesidades identificadas para la operación de los elementos aprobados, considerando ello, se incluyen los respectivos costos de los componentes de SS.AA. necesarios, por consiguiente, corresponde modificar la valorización de los elementos aprobados asociados a la SET Chuquibamba;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte, fundado respecto a considerar los componentes de SS.AA. según lo indicado en el numeral 2.2.2 del Informe [N° 557-2024-GRT](#), e infundado respecto a la postergación de la puesta en operación del banco de compensación capacitiva y de los elementos aprobados para la SET Chuquibamba, así como el pedido de inclusión del módulo de de Servicios Auxiliares de 23 kV – 100 kVA.

## **2.3 CAMBIAR EL TRANSFORMADOR EN SET LA CURVA**

### **2.3.1 Sustento del Petitorio**

Que, Seal indica que, la Resolución 112 se ha basado en el hecho que la demanda eléctrica puede ser atendida con los alimentadores existentes, pero no permite una evaluación espacial de la demanda, es por ello que, en la etapa de opiniones, Seal señala haber presentado un análisis de MT de los alimentadores, el cual, según manifiesta, no fue comentado por Osinergmin;

Que, la recurrente presenta mayores argumentos, los cuales según indica, se basan en los siguientes puntos: 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.

### **2.3.2 Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a que la carga del transformador de la SET La Curva, superará la capacidad del actual transformador el año 2029, Seal se basa en una proyección de demanda considerando a las habilitaciones urbanas como cargas incorporadas, afirmando además que Osinergmin 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 Osinergmin a la opinión 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;

Que, adicionalmente Seal asegura que, en anteriores procesos del Plan de Inversiones en Transmisión se han considerado a las habilitaciones urbanas como demandas incorporadas. Al respecto, es importante aclarar que, lo mencionado es incorrecto, para ello corresponde citar los formatos F-100 del Área de Demanda 2 del Plan de Inversiones en Transmisión 2021-2025, en los cuales se considera que las cargas referidas a habilitaciones urbanas son tomadas en la proyección de la demanda vegetativa;

Que, no existe un cambio de criterio como afirma Seal. Al respecto, la recurrente no ha sustentado dicha afirmación con algún ejemplo en concreto que lo avale; por lo tanto, se ratifica que los criterios empleados por Osinergmin se mantienen;

Que, con relación a lo afirmado por Seal sobre que la SET La Curva es la subestación con el mayor impacto negativo debido a que el incremento vegetativo no cubre la demanda incorporada de habilitaciones urbanas; se observa que la demanda coincidente en dicha subestación a diciembre de 2018 alcanzó 1,46 MW, mientras que al año 2022 fue 1,48 MW, es decir en cuatro años no se ha evidenciado mayor crecimiento. 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;

Que, respecto a que la vida útil del transformador de la SET La Curva se superará el año 2025, Seal presentó los datos de placa del transformador de potencia de la SET La Curva, en la cual figura el año 1995; sin embargo, en la visita de campo realizada en marzo de 2024 a dicha subestación, se registró que dicho transformador tiene dos placas, la original y otra indicando que ha tenido un Overhaul el año 2010; es decir, estaría en condiciones adecuadas para su operación en años futuros, ya que dicho mantenimiento mayor del año 2010 implica un reacondicionamiento del transformador a condiciones similares a su puesta en operación original. Conforme a lo anterior, Seal no ha demostrado técnicamente que el transformador se encuentre en condiciones que sustenten su reemplazo a partir del año 2025;

Que, respecto a la presencia de condiciones climáticas adversas en la SET La Curva, comparándolas con las condiciones de la SET Base Islay, cabe mencionar que, de la visita técnica, no se ha observado componentes que muestren evidencia de 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 la SET Base Islay donde se observaba corrosión en la ferretería de los componentes;

Que, es de 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 que el equipamiento de la SET La Curva esté siendo afectado por corrosión salina. Por lo tanto, no se ha sustentado que el equipamiento de dicha subestación este deteriorado por alguna condición adversa en la zona;

Que, respecto a la caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón que hace necesario cambiar al nivel de tensión de 22,9 kV (23 kV), 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 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 descartó que pueda ser atendida mediante una reforma en la red de MT que parte de la SET La Curva, lo cual fue indicado 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 Osinergmin;

Que, se observa de la información presentada por Seal, que la actual red en media tensión 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 la SET La Curva, y retorna 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;

Que, de la revisión de la información presentada por Seal sobre la caída de tensión en el alimentador Punta de Bombón, se verifica que las caídas de tensión bajo la actual configuración del alimentador Punta de Bombón excederán el límite mínimo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (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 siguiendo la Carretera Costanera con una distancia de alrededor de 5 km desde la SET La Curva a Punta de Bombón, siendo que el actual alimentador en 10kV de Punta de Bombón, con dicha ruta superaría 13 km de distancia;

Que, de la revisión del archivo de flujo de carga que adjunta Seal, 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;

Que, con la nueva información presentada se sustenta que, los niveles de tensión en 10 kV para el alimentador Punta de Bombón continuaran disminuyendo en sus extremos, por lo que surge 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;

Que, al respecto, la actual topología de la red en media tensión es poco 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;

Que, si bien se determina que la actual configuración topológica origina mayores pérdidas en comparación de una red más eficiente, ello corresponde al manejo 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 son sustento suficiente para prever una solución a través de inversiones en transmisión;

Que, con relación al argumento sobre la distribución geográfica de los alimentadores, como se puede apreciar de lo analizado respecto a los datos de ubicación de las nuevas cargas, en el presente caso, se observa que la nueva carga vegetativa se viene expandiendo a lo largo de la Carretera Costanera, lo cual sustenta adicionalmente futuras caídas de tensión por la necesaria extensión del alimentador Punta de Bombón;

Que, adicionalmente a los argumentos anteriormente analizados, entre los elementos solicitados, Seal incluye servicios auxiliares (SS.AA.) 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 aprobar SS.AA. adicionales;

Que, con la nueva información presentada, 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 y 10 MVA para el año 2029; asimismo, corresponde aprobar los siguientes elementos adicionales para dicho año: una (01) celda de transformación en 23 kV, una (01) celda de alimentador en 23 kV y una (01) celda de medición en 23 kV;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte, fundado respecto a cambiar el transformador de la SET La Curva por uno de 33/23/10 kV y 10/10/10 MVA, incluyendo (01) celda de transformación, (01) celda de alimentador y (01) celda de medición en el nivel de tensión de 23 kV, e infundado respecto al pedido de inclusión del módulo de Servicios Auxiliares solicitado para dicha subestación.

## **2.4 APROBAR UNA CELDA EN 33 KV EN SET LA HUERTA**

### **2.4.1 Sustento del Petitorio**

Que, la recurrente menciona que, Osinergmin en su evaluación 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;

Que, Seal señala 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: a) el sustento de la reconfiguración de cargas desde la SET La Huerta, b) el sustento de reconocimiento de carga incorporada en el Sistema Aislado de Atico, c) la cargabilidad del alimentador en media tensión Cerro de Arena-Atico, y d) el sustento de la inversión de la celda en 33 kV en SET La Huerta.

### **2.4.2 Análisis de Osinergmin**

Que, respecto a la reconfiguración de cargas desde la SET La Huerta, Seal como sustento sólo presenta su propia planificación de la distribución de los alimentadores desde la SET La Huerta, sin adjuntar mayor sustento que sólo el cambio topológico propuesto en el sistema de 33 kV que actualmente es atendido desde dicha subestación;

Que, tal como se aprecia en el análisis de Osinergmin a la opinión 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 SET La Huerta fue realizada de manera extemporánea, ya que la concesionaria no solicitó, ni en su propuesta inicial ni 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 la SET La Huerta en 33 kV;

Que, Seal presenta nuevamente una propuesta de cambio topológico que no formó parte de ninguna de sus propuestas para el PI 2025-2029 y, a su vez, con relación a los

elementos solicitados por Seal, se advierte que incluye una celda de acoplamiento, lo que constituye un pedido extemporáneo;

Que, de conformidad con el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y el “Procedimiento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión”, contenido en el Anexo A.2.1 de la Resolución N° 080-2012-OS/CD, el proceso de aprobación del Plan de Inversiones consta de etapas claramente definidas, y cada administrado las conoce y sabe los efectos de su incumplimiento;

Que, es responsabilidad de las concesionarias formular sus solicitudes de inversión en la vía directa y oportuna habilitada a efectos de su evaluación y no en una etapa posterior e indirecta, como la etapa de comentarios al proyecto o la etapa impugnativa;

Que, la aplicación de los principios administrativos no son preceptos que habiliten la inobservancia de los plazos normativos dentro de un proceso regulatorio que cuenta con etapas consecutivas y un orden de obligaciones claramente establecido. En efecto, los plazos se encuentran claramente establecidos desde el inicio del procedimiento administrativo;

Que, para el presente caso, aplica lo dispuesto en el artículo 142 del TUO de la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG), en el cual se dispone que los plazos se entienden como máximos y obligan por igual a la administración y a los administrados. Así, de acuerdo a los artículos 147 y 151 del TUO de la LPAG, el plazo otorgado, es perentorio e improrrogable, considerándose que su derecho decae por la extemporaneidad;

Que, lo señalado consagra el principio general de igualdad, así como el principio administrativo de imparcialidad, por los cuales, todos los administrados merecen el mismo tratamiento dentro del marco de las reglas claras, al permitir y admitir a trámite todas las solicitudes dentro del plazo y desestimar las que se apartaron del mismo. También se respeta el principio de preclusión, por cuanto al vencer un plazo se pierde y extingue la facultad otorgada al administrado, toda vez, que existe un orden consecutivo del proceso para cada etapa del mismo, no retornando a una etapa procedimental previa si ésta agotó su plazo. Por tanto, esta pretensión deviene en improcedente;

Que, sin perjuicio de lo señalado, y considerando el diagrama unifilar presentado por Seal, 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. Al respecto, en el ámbito del Plan de Inversiones en Transmisión 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;

Que, respecto al reconocimiento de la carga incorporada en el Sistema Aislado de

Atico, en el extremo referido al cuestionamiento al requerimiento del Regulador sobre el avance del proyecto, corresponde señalar que, en el numeral 8.1.2.c de la Norma Tarifas, se establece que para las demandas nuevas (libres) se considerarán las demandas que cuenten con solicitudes de factibilidad para nuevas cargas sustentadas documentadamente;

Que, resulta necesario obtener información adicional para efectuar el análisis del Plan, y justifique que se carguen inversiones a los usuarios de electricidad. Ello, en sujeción al texto normativo de contar con el sustento debido y conforme a los artículos 78, 79, 80 y 87 del Reglamento General de Osinergmin, el artículo 58 del Decreto Supremo N° 009-93-EM, así como en el Título I del Decreto Legislativo N° 807, en base al artículo 5 de la Ley N° 27332, sobre las potestades para el requerimiento de información;

Que, en el caso concreto, 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, 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 su recurso de reconsideración. Por lo tanto, la proyección de demanda efectuada en la Resolución 112 para el Área de Demanda 9 se mantiene sin modificación;

Que, respecto a la cargabilidad del alimentador en media tensión Cerro de Arena-Atico, aún bajo el supuesto negado de considerarse la demanda prevista por Seal, se evidencia que, bajo este supuesto, 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 en la SET La Huerta;

Que, respecto al sustento de la inversión de la celda en 33 kV en la SET La Huerta, Seal no precisa mayor información a la indicada anteriormente;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado improcedente.

## **2.5 RECONOCER CELDAS EN SUBESTACIONES**

### **2.5.1 Sustento del Petitorio**

Que, Seal solicita el reconocimiento de elementos adicionales, y en algunos casos el retiro de elementos aprobados en el PI 2025-2029. Al respecto realiza la solicitud para elementos de la SET Intermedia Norte, la SET Secocha, la SET Base Islay y la SET Cháparra, cuyo detalle se muestra a continuación;

Que, Seal menciona respecto al reconocimiento de celdas en la SET Intermedia Norte,

que Osinergmin 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. Indica que, Osinergmin considera que no se requiere terreno para la subestación ya que el mismo será dispuesto cuando se ejecute el proyecto ITC. Seal señala que, se debe considerar que el ITC será desarrollado por un titular distinto y que, si 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 m<sup>2</sup>;

Que, Seal menciona respecto al reconocimiento de celdas en la SET Secocha, que 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;

Que, Seal menciona respecto al reconocimiento de celdas en la SET Base Islay que, observa la falta de la celda de medición en 33 kV, por lo que solicita su incorporación;

Que, Seal indica respecto al reconocimiento de celdas en la SET Cháparra que, 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 Osinergmin**

Que, la SET Intermedia Norte 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, se dispone de una bahía de transformación en 138 kV para la instalación futura;

Que, en lo concerniente a la celda de medición en 138 kV, cabe mencionar que, las instalaciones del proyecto ITC contemplan 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;

Que, 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);

Que, con relación a la solicitud por parte de Seal de considerar la valorización de un

terreno de 1000 m<sup>2</sup>, se debe tener en consideración la legislación que rige el libre acceso, 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 ello. 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 a cargo de Seal;

Que, respecto a los elementos solicitados para la SET Secocha, dada la solicitud de la concesionaria, que depende del grado de precisión en la medición que requiera la misma, 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, de exclusiva responsabilidad de la concesionaria;

Que, se debe aclarar que los servicios auxiliares (SS.AA.) corresponden a determinados módulos, que incluyen una serie de componentes relacionados a los SS.AA., no siendo una celda como tal, según lo solicita la recurrente, lo cual se puede apreciar en la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión;

Que, el pedido de inclusión de un módulo 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 SS.AA. se encuentran prorrateados dentro de los costos asignados a cada componente. Por tal motivo, no corresponde incluir lo solicitado por Seal;

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

Que, 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 con las consecuencias legales correspondientes; sin perjuicio de ello, Seal no sustenta la necesidad de dicha celda;

Que, Seal para el caso de SET Cháparra solicita el retiro de la celda de medición en 23 kV; al respecto, se debe considerar lo analizado para la SET Secocha respecto al retiro de la celda de medición, resultando también procedente el retiro de la celda de medición solicitada para este caso, ya que se encuentra en el ámbito operativo de sus instalaciones siendo de exclusiva responsabilidad de la concesionaria;

Que, por otro lado, Seal indica la falta de una *“celda de los servicios auxiliares”*. Al respecto, se debe considerar de manera similar lo analizado para la SET Secocha respecto a la solicitud del módulo de Servicios Auxiliares, por lo que el pedido de su

inclusión, no corresponde para el caso de la SET Cháparra, al ser esta una subestación nueva, y los costos relacionados a los SS.AA. se encuentran prorrateados dentro de los costos asignados a cada componente;

Que, como parte del análisis de la SET Cháparra, y dado que se observa una mayor potencia para el módulo de Servicios Auxiliares consignado por Seal como SA-023-160CO, corresponde actualizar de oficio dicho módulo al tratarse de 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, 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;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte; fundado respecto al pedido de celda de medición en 33 kV en la SET Intermedia Norte y respecto al pedido del retiro de la celda de medición en 33 kV y 23 kV para la SET Secocha y la SET Cháparra respectivamente, e infundado respecto al pedido de considerar módulos de SS.AA. para la SET Secocha y la SET Cháparra, respecto a considerar una celda de medición en 138 kV y la valoración de terreno para la SET Intermedia Norte, e improcedente respecto al pedido de celda de medición en 33 kV para la SET Base Islay. 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 33/23/10 KV**

### **2.6.1 Sustento del Petitorio**

Que, Seal manifiesta que Osinergmin ha aprobado el transformador de reserva 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. 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 Osinergmin**

Que, Osinergmin, en cumplimiento de las funciones previstas en el numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, es la entidad competente de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión que pertenecen a un Área de Demanda, con la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, incorporando proyectos que se requieren y deben entrar en operación comercial dentro del periodo regulatorio;

Que, esta aprobación no está subordinada a la autorización de otra entidad ni a otras

consideraciones como: trámites, gestiones internas, financiamiento, o procesos que dependen del obligado o de su corporación. En tal caso, deberán ser los procesos y las gestiones internas las que deben adecuarse y/o acelerarse para cumplir con la ejecución de las inversiones, así como, efectuarse en su debida oportunidad la propuesta de planeamiento de parte de la concesionaria;

Que, cualquier retiro o modificación sobre la fecha de puesta en operación comercial de los proyectos aprobados, debe obedecer a los criterios técnicos y de eficiencia en cumplimiento de las normas y principios que rigen el accionar del Regulador;

Que, en consecuencia, si el sistema eléctrico requiere de la ejecución de una inversión para determinado año, a efectos de atender las necesidades de la demanda y/o sostener la cargabilidad de instalaciones existentes en condiciones de calidad y confiabilidad, el Regulador no puede modificar artificialmente ese resultado técnico, para establecer que dicha inversión sea ejecutada en periodo posterior al que resulta necesario;

Que, el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 se aprobó en junio de 2024, y puede asignar obras para que se ejecuten en todo el año 2025 y siguientes hasta el 2029; lo que le otorga a la empresa, como mínimo, año y medio para lograr la ejecución. De mediar justificación en la etapa correspondiente, la empresa puede solicitar la reprogramación de la fecha prevista para su puesta en operación comercial, máxime si la demora recae en responsabilidad de terceros o por fuerza mayor calificada. Esta reprogramación no pertenece al proceso de modificación del Plan de Inversiones, sino al del cumplimiento del Plan a cargo de la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin;

Que, en virtud de lo expuesto, lo alegado por Seal sobre los procesos regulados, representan actos de administración, logística y gestión interna, propios de su actividad, siendo la empresa responsable de actuar diligentemente y prever los mecanismos necesarios para evitar los tipos de contingencia que impliquen una vulneración a las normas vigentes y a sus obligaciones. Por tanto, tales argumentos no deben de ser admitidos sino sólo procede la evaluación sobre la necesidad de la instalación;

Que, en el caso concreto, considerando que actualmente Seal tiene aprobado un transformador de reserva compartida de 33/10 kV; para el caso exclusivo de un transformador de este tipo previsto para contingencias y no para operación normal, la solicitud de postergación de un año es aceptada, siendo de 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;

Que, por lo expuesto, este petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado.

Que, se han emitido los Informes [N° 557-2024-GRT](#) y [N° 558-2024-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de

Osinerghmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinerghmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como, en sus respectivas normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinerghmin en su Sesión N° 24-2024 de fecha 19 de julio de 2024.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1.-** Declarar fundados los extremos 1 y 6 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.6.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2.-** Declarar fundados en parte los extremos 2, 3, 5.1, 5.2 y 5.4 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3.-** Declarar improcedentes los extremos 4 y 5.3 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.4.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4.-** Incorporar los Informes [N° 557-2024-GRT](#) y [N° 558-2024-GRT](#), como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5.-** Disponer que las modificaciones en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 - 2029, aprobado con la Resolución N° 112-2024-OS/CD, como consecuencia de lo dispuesto en la presente resolución, sean consignadas en resolución complementaria.

**Artículo 6.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal: <https://www.gob.pe/osinerghmin>; y consignarla junto con los Informes [N° 557-2024-GRT](#) y [N° 558-2024-GRT](#), en la página Web institucional de Osinerghmin: <https://www.osinerghmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

**Omar Chambergó Rodríguez  
Presidente del Consejo Directivo**