

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.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° 144-2024-OS/CD

Lima, 22 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, Electro Dunas S.A.A. ("Electro Dunas"), dentro del término de ley, presentó recurso de reconsideración contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Electro Dunas solicita:

1. Considerar la puesta en servicio de la LT 220 kV Independencia – El Ángel para el año 2026.
2. Modificar la puesta en servicio de la SET Copara para el año 2026.
3. Considerar una capacidad de 60 MVA para el transformador 220/60/22,9 kV en la SET Mayorazgo.
4. Retirar la Baja para la LT en 60 kV Marcona – Cahuachi.
5. Dejar sin efecto el retiro de los Elementos pertenecientes al PI 2021-2025.
6. Incluir un Transformador de Reserva adicional para los Sistemas Chíncha y Pisco.
7. Incluir en la valorización los costos comunes correspondientes.
8. Considerar la LT 60 kV Cahuachi – Copara preparada para doble terna y aumentar el área de terreno de la SET Copara.

2.1 CONSIDERAR LA PUESTA EN SERVICIO DE LA LT 220 KV INDEPENDENCIA – EL ÁNGEL PARA EL AÑO 2026

2.1.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas señala que, la culminación definitiva del PI 2025-2029 será el 1 de agosto de 2024, y considerando esa fecha, se tendrán 16 meses de plazo para la ejecución del proyecto LT 220 kV Independencia – El Ángel, plazo que, a criterio de la empresa, será insuficiente;

Que, Electro Dunas agrega que, no ha contemplado este proyecto en su presupuesto anual, sin embargo, refiere que han realizado un ajuste a su cronograma contemplando iniciar trabajos de planificación el año 2024 y las licitaciones el año 2025;

Que, Electro Dunas añade que, la licitación del equipamiento primario concluirá en septiembre de 2025, y las adquisiciones correspondientes tomarán hasta agosto de 2026, incluyendo la llegada del equipo a obra, agrega que, para esta estimación, se ha considerado el plazo de entrega de la Celda de Línea GIS a instalarse en la SET Independencia;

Que, Electro Dunas señala que, las obras electromecánicas y la puesta en operación comercial

finalizarán en noviembre de 2026. Al respecto, añade que no es viable agregar la implementación de la segunda terna al proyecto SET El Ángel, ya que, implicaría modificar el estudio de impacto ambiental, lo cual, retrasaría la fecha de puesta en operación comercial del proyecto SET El Ángel.

2.1.2 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, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, 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, 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. 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 en el PI 2025-2029, 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 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 Electro Dunas 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, la LT 220 kV Independencia – El Ángel es un proyecto aprobado por razones de confiabilidad bajo el criterio N-1. Modificar el año de ingreso del proyecto y retrasarlo un año implicaría problemas de sobrecarga en los transformadores de potencia de la SET Independencia por encima del 120% y problemas de tensión en los Sistemas Eléctricos de Pisco y Villacurí por debajo de 0,90 pu. Ante ello, Electro Dunas no ha presentado sustento técnico sobre las acciones que tomará para enfrentar estos problemas;

Que, Electro Dunas tampoco ha presentado los posibles impactos sobre la demanda debido al retraso del proyecto ni ha especificado medidas para mitigar los efectos de la salida de la LT 220 kV Independencia – El Ángel, como rechazos de carga o la postergación del ingreso de nuevos clientes;

Que, sin perjuicio de lo mencionado, se precisa que, Electro Dunas es responsable de eventos que se presenten y afecten la continuidad de la atención de la

demanda eléctrica, a consecuencia de la postergación del referido proyecto, pues la ley así lo ordena;
Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.2 MODIFICAR LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SET COPARA PARA EL AÑO 2026

2.2.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas indica que, no es posible ejecutar y poner en servicio el proyecto SET Copara para diciembre de 2025. Electro Dunas señala haber elaborado un cronograma para la ejecución del proyecto considerando plazos optimistas, teniendo como ruta crítica la adquisición del terreno, la ingeniería básica y el estudio de Pre-Operatividad como ruta crítica. Agrega que, solo la adquisición del transformador lleva más de 13 meses, incluyendo fabricación, llegada a obra y montaje;
Que, Electro Dunas, manifiesta que, las pruebas y puesta en operación comercial culminarán a fines de octubre de 2026;
Que, Electro Dunas señala que, el plazo de ejecución estimado para el proyecto SET Copara es menor al de otros proyectos de similar magnitud, como, por ejemplo, el proyecto “SET Ayacucho Sur 66/22,9/10 kV de 25 MVA”, cuyo plazo de interconexión es de 3 año y 2 meses.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Que, en el presente caso aplica el criterio expuesto en el numeral 2.1.2 de la presente resolución, en el que se concluye que, carecen de asidero los argumentos que sustentan las solicitudes de postergación de POC, referidos al cronograma para la implementación del proyecto, el cual contempla plazos optimistas acordes a proyectos de gran envergadura, cuya ruta crítica incluye la adquisición del terreno, la ingeniería básica y el estudio de Pre-Operatividad, dado que 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;
Que, en el caso concreto, la SET Copara es un proyecto aprobado por incremento de la demanda, por lo que modificar el año de ingreso del proyecto y retrasarlo un año podría tener como consecuencia, a partir del año 2025, que en el Sistema Nasca se presenten tensiones que trasgreden la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE). Ante esto, Electro Dunas no ha presentado sustento sobre las acciones que tomará para enfrentar estos problemas. Además, no ha presentado un estudio de los posibles impactos en la demanda debido al retraso del proyecto, ya que, con la demanda aprobada por Osinergmin, se verifica que, a partir del año 2025, se presentan tensiones por debajo de 0,95 en la SET Coracora y en la SET Puquio, sin especificar qué medidas tomaría para mitigar estos valores de tensión, como rechazos de carga o posponer el ingreso de clientes libres;
Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.3 CONSIDERAR UNA CAPACIDAD DE 60 MVA PARA EL TRANSFORMADOR 220/60/22,9 KV EN LA SET MAYORAZGO

2.3.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas manifiesta que, en su Propuesta Final documentó proyectos inmobiliarios y cargas industriales en el radio de acción de la SET Ocucaje, aunque muchos fueron desestimados;
Que, Electro Dunas menciona que, se identificaron zonas de expansión habitadas sin suministro de energía, como el “Centro Poblado las Lomas de Ocucaje”, que será electrificado el presente año. Manifiestan que, dicha demanda no está incluida en las proyecciones del formato F-100;

Que, agrega que, el proyecto aprobado por Osinergmin en la subestación Mayorazgo ofrece una solución a corto y mediano plazo. En tal sentido, para garantizar el desarrollo eficiente de la transmisión a largo plazo, menciona que es necesario ampliar la capacidad de transformación de la subestación Mayorazgo;
Que, solicita que, se considere un transformador de 60 MVA – 220/60/22,9 kV en la subestación Mayorazgo.

2.3.2 Análisis de Osinergmin

Que, en la Resolución 112 se aprobó un transformador 220/60/22,9 kV de 40 MVA para la SET Mayorazgo, con el objetivo de atender la demanda en el radio de acción de dicha subestación utilizando el devanado en 22,9 kV;
Que, durante la evaluación de la capacidad del transformador, Osinergmin determinó que para el año 2054 la cargabilidad será del 42% con una potencia de 40 MVA, lo que evidencia que no es necesario aumentar la potencia del transformador aprobado;
Que, en el largo plazo, en caso se requiera incrementar la potencia de la SET Mayorazgo, se evaluará la instalación de un transformador 220/60/22,9 kV de 40 MVA en paralelo;
Que, de acuerdo con lo indicado, no se requiere el incremento de potencia del transformador 220/60/22,9 kV de 40 MVA aprobado para la SET Mayorazgo.
Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.4 RETIRAR LA BAJA PARA LA LT EN 60 KV MARCONA – CAHUACHI

2.4.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas señala que, para evaluar la importancia de la LT de 60 kV Marcona – Cahuachi en la confiabilidad del sistema Nasca, debido a la indisponibilidad del transformador 220/60/10 kV de la subestación Cahuachi, se analizaron dos alternativas: i) Costo Total de falla considerando la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi, y, ii) Costo Total de falla sin la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi, agrega que, para el segundo caso, se incluye el Costo Medio Anual (CMA) vigente de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi;
Que, Electro Dunas, manifiesta que, el análisis realizado, considera las tasas de falla y tiempos de reparación para transformadores de 220 kV consignados en la Norma Reserva de Transformación; sin embargo, añade que, para el caso de fallas graves se ha considerado otras referencias internacionales;
Que, Electro Dunas precisa que, debido a los problemas de tensión del Sistema Nazca, se han evaluado múltiples escenarios de demanda que pueden ser cubiertos por la LT 60 kV Marcona – Cahuachi por la indisponibilidad del transformador 220/60/10 kV de la SET Cahuachi;
Que, Electro Dunas menciona que, ante la indisponibilidad del transformador de la SET Cahuachi, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi beneficia la confiabilidad del sistema Nasca a partir de 4 MW; mejorando considerablemente cuando la demanda es mayor, limitado solo por las tensiones bajas.

2.4.2 Análisis de Osinergmin

Que, respecto a retirar la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi, Electro Dunas sustenta esta solicitud por confiabilidad N-1 ante una contingencia y/o mantenimiento del transformador 220/60/10 kV de la SET Cahuachi. Sin embargo, según se indica en la Norma Tarifas, no se contempla el criterio de confiabilidad de “N-1” para transformadores. Además, las simulaciones de flujo de carga verifican que, con la demanda proyectada por Osinergmin, no se justifica mantener la LT 60 kV Marcona – Deriv. Cahuachi, ya que en el año 2025 dicha línea solo transportará 1,8 MW en operación normal;
Que, ante la falla del transformador 220/60/10 kV de la SET Cahuachi, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi no representa aporte en el Sistema Nazca, dado que se debe realizar un rechazo de carga de más de 20 MW, por lo

que mantener la LT 60 kV Marcona – Cahuachi no ofrece una solución integral ante la salida del transformador 220/60/10 kV de la SET Cahuachi;

Que, respecto al cálculo presentado por Electro Dunas, se debe mencionar que se identifican inconsistencias, como la omisión del CMA correspondiente a la Celda de Línea y tramo de LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 250 metros;

Que, respecto a las referencias internacionales para las tasas de fallas graves, el cálculo de Electro Dunas utiliza tiempos de reparación para transformadores de 735 kV y 765 kV, que no son aplicables al transformador 220/60/10 kV de la SET Cahuachi;

Que, en consecuencia, se mantiene la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi.

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.5 DEJAR SIN EFECTO EL RETIRO DE LOS ELEMENTOS PERTENECIENTES AL PI 2021-2025

2.5.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas señala que, como consecuencia del análisis realizado en el extremo del petitorio anterior, se debe dejar sin efecto el retiro de los Elementos correspondientes a un tramo de LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 250 metros y una Celda de Línea en 60 kV que pertenece al PI 2021-2025, los cuales fueron aprobados para hacer posible la conexión de la LT 60 kV proveniente desde SET Marcona a SET Cahuachi.

2.5.2 Análisis de Osinergmin

Que, teniendo en cuenta que se mantiene la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi, también corresponde mantener el retiro de una Celda de Línea en 60 kV en la SET Cahuachi y el tramo de LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 250 metros aprobados en el PI 2021-2025;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.6 INCLUIR UN TRANSFORMADOR DE RESERVA ADICIONAL PARA LOS SISTEMAS CHINCHA Y PISCO

2.6.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas señala que, para determinar la reserva de transformación, evaluó dos casos y utilizó la reserva obtenida en el escenario donde se consideró el parámetro de “Porcentaje de umbral para diferenciar tipo de reserva” con un valor de $X=8\%$ (Electro Dunas presenta cálculos en su Informe Técnico), resultando en la obtención de 4 transformadores de reserva compartida;

Que, Electro Dunas menciona que el análisis realizado por Osinergmin se limitó a analizar la necesidad de reserva considerando el parámetro de $X=8\%$ para dos escenarios de agrupamiento, con lo cual se obtiene 2 transformadores de reserva para el Área de Demanda 8;

Que, Electro Dunas añade que, ha evaluado una tercera alternativa de agrupamiento, que incluye el criterio de mínimo costo con el parámetro $X=0\%$, con el que requiere contar con 5 transformadores de reserva del tipo cambio rápido y 3 transformadores de reserva del tipo compartida, y, realizando la evaluación con el parámetro $X=8\%$, se requiere contar con 3 transformadores de reserva del tipo compartida;

Que, Electro Dunas agrega que, de la comparación de alternativas, la evaluación con el parámetro $X=8\%$ es la mejor alternativa, por lo que indica que, requiere contar con 03 transformadores de reserva del tipo compartida, ubicados en las SETs Alto La Luna, Huarango y Nazca de 25 MVA, de 40 MVA y 25 MVA, respectivamente.

2.6.2 Análisis de Osinergmin

Que, es preciso indicar que la Norma Reserva de Transformación solo aprueba transformadores de reserva de tipo compartida, no de cambio rápido o línea paralelo, como plantea la recurrente;

Que, en los archivos que sustentan la Resolución 112, se determinó que se necesitan 2 transformadores de reserva para el Área de Demanda 8, siendo la propuesta de Osinergmin (costo de confiabilidad de USD 5 412 187,95) la mejor alternativa por su menor costo total de confiabilidad en comparación con la propuesta de Electro Dunas (USD 6 193 031,16). Electro Dunas no presentó el debido sustento para rechazar los transformadores de reserva asignados y propuso una tercera alternativa cuyo costo de confiabilidad es USD 5 774 238,44, pero sin justificación técnica adecuada;

Que, la propuesta de Electro Dunas de un transformador de reserva adicional no tiene sustento técnico, ya que el porcentaje de diferencia entre alternativas no se relaciona con el parámetro X , utilizado para evaluar la viabilidad económica de los tipos de reserva;

Que, la alternativa de Electro Dunas no es óptima respecto a la de Osinergmin debido a su mayor costo total de confiabilidad. Por estos motivos, no corresponde incluir la aprobación de un transformador de reserva adicional para el Área de Demanda 8;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.7 INCLUIR EN LA VALORIZACIÓN LOS COSTOS COMUNES CORRESPONDIENTES

2.7.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas manifiesta que, respecto a la SET Chinchá Nueva, desde su concepción no contempló la construcción de un edificio de celdas de media tensión, solo contempló el espacio reservado para futuros elementos, y actualmente la subestación se encuentra construida tal como lo estipula el contrato, sin edificios de celdas de media tensión;

Que, Electro Dunas añade que, en la SET Chinchá Nueva se necesita espacio adicional para colocar los tableros de control y protección para los proyectos como la LT 60 kV Chinchá Nueva – Pedregal y el TP 60/22,9/10 kV de 40 MVA. Además, señala que la empresa Red de Energía del Perú S.A. ha manifestado que no existen espacios disponibles en su sala de control para la instalación de algún tablero de control y protección asociado;

Que, Electro Dunas menciona que, respecto a la SET Mayorazgo dicho proyecto se adjudicó en junio de 2024, y en el Anexo N° 1 del contrato se establecen los espacios futuros para el equipamiento en los niveles de tensión de 220 kV, 60 kV 13,8 kV y 22,9 kV. Sin embargo, como alcance del proyecto no se contempla construir el edificio de celdas de media tensión;

Que, solicita que, se reconozca el costo de obras comunes correspondientes al edificio de celdas de media tensión en las SETs Chinchá Nueva y Mayorazgo.

2.7.2 Análisis de Osinergmin

Que, según el artículo 39 de la Norma Tarifas, los Costos Comunes se reconocen para nuevas subestaciones, por lo tanto, no corresponde el reconocimiento de Costos Comunes para las SETs Chinchá Nueva y Mayorazgo. Respecto a la SET Chinchá Nueva, en la Modificación del PI 2021-2025 se aprobó la rotación de un transformador 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA con celdas en 10 y 22,9 kV para el año 2024, por lo que esta subestación es existente y ya cuenta con espacios en 22,9 y 10 kV;

Que, el Contrato de Concesión SGT del proyecto “Subestación Chinchá Nueva de 220/60 kV” prevé espacio para futuras celdas en 60 kV, un transformador de potencia y equipamiento en 10 y 22,9 kV, además de espacios para ampliaciones futuras;

Que, respecto al plano de la SET Chinchá Nueva adjunto al recurso de Electro Dunas, se debe mencionar que es del año 2021, y corresponde a la ingeniería básica y de detalle, en ese sentido, no refleja necesariamente la realidad actual de la disposición de la SET Chinchá Nueva, ya que, no corresponde al plano conforme a obra;

Que, Electro Dunas pretende construir un edificio paralelo al edificio de control de propiedad de la empresa del Grupo ISA, argumentando que no tiene espacios

suficientes para las instalaciones aprobadas. Al respecto, la recurrente no ha sustentado técnicamente que la actual subestación no cuente con los espacios suficientes, o que no pueda utilizar el actual edificio de control, instalaciones que se rigen por el libre acceso;

Que, respecto a la SET Mayorazgo, el proyecto es parte de la ITC "Ampliación de capacidad de suministro de Ica" y prevé espacio para futuras celdas en 60 kV, transformadores de potencia y equipamiento en 22,9 kV, además de espacio para ampliaciones futuras;

Que, en consecuencia, no corresponde aprobar el reconocimiento de Costos Comunes en el Plan de Inversiones;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

2.8 CONSIDERAR LA LT 60 KV CAHUACHI – COPARA PREPARADA PARA DOBLE TERNA Y AUMENTAR EL ÁREA DE TERRENO DE LA SET COPARA

2.8.1 Sustento del Petitorio

Que, Electro Dunas menciona que, según la Norma Tarifas, para el caso de los clientes libres y nuevas cargas, las proyecciones se realizan en base a encuestas y/o nuevas solicitudes de factibilidad. Agrega que, usualmente el resultado de dichas encuestas contempla horizontes de corto y mediano plazo. Sin embargo, para el largo plazo, se mantiene constante el último valor estimado, por lo que sostiene que no se está considerando las proyecciones de los clientes libres existentes y las nuevas cargas incorporadas;

Que, Electro Dunas señala que, existen probabilidades que la SET Copara supere los 30 MW en el largo plazo, tal es así que, en el mes de mayo recibió más información de nuevas cargas ubicadas en el radio de acción de la SET Copara, las cuales totalizaban una demanda de 2,76 MW;

Que, Electro Dunas añade que, la ubicación de la SET Copara se encuentra en una zona de crecimiento acelerado de la demanda y con potencial de crecimiento aún mayor. Agrega que, en ese escenario, la expansión de la transmisión sería a partir de la SET Cahuachi o Copara y dada la ubicación de ambas subestaciones, para la expansión de la transmisión en el largo plazo, resulta conveniente tener la LT 60 kV Cahuachi – Copara preparada para doble terna. Además, Electro Dunas, solicita diseñar la SET Copara considerando que, a futuro, la barra en 60 kV tendrá 3 Celdas de Línea, por lo cual, menciona que el área óptima de terreno para la SET Copara resulta ser de 2 436 m²;

Que, agrega que, en la carpeta "6_Dimensionamiento SET COPARA" se adjunta el plano de planta propuesto para la subestación y las cargas que no han sido consideradas en la proyección de demanda, mostrando el crecimiento de la zona.

2.8.2 Análisis de Osinergrmin

Que, en la Resolución 112 se aprobó la SET Copara con un transformador de 60/22,9/10 kV de 25 MVA y una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km para descargar la SET Nazca. Evaluando la demanda proyectada, se determinó que para el año 2054 la demanda será de 19,23 MW, por lo cual no es necesario preparar la LT 60 kV para doble terna, ya que no se superarán los 30 MW según el Criterio de la Norma Tarifas;

Que, respecto a la ampliación del área de la SET Copara, se considera pertinente debido a la necesidad de espacio para instalar un transformador de reserva de 60/22,9/10 kV y 25 MVA, y para futuras ampliaciones a un sistema de Simple Barra. Se estima un área de 2109 m², y cualquier variación deberá ser sustentada por Electro Dunas en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT correspondiente, para su evaluación;

Que, en la información complementaria presentada por Electro Dunas el 11 de julio de 2024, se adjunta documentación sobre ocho (08) cargas adicionales identificadas en la zona. Las cargas N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4 fueron evaluadas por Osinergrmin en la Resolución 112 sin contar con información adicional en esta etapa, manteniéndose el análisis ya efectuado. Las cargas N°

6 y N° 7, por tener una potencia requerida menor a 200 kW, se consideran dentro de la proyección de demanda regulada y no se incluyen como demandas adicionales. Las cargas N° 5 y N° 8 tienen fechas posteriores a la Resolución 112 y jurídicamente no se consideran en la proyección de demanda del PI 2025-2029;

Que, la información complementaria emitida o suscrita de forma posterior al acto administrativo no podría afectar los alcances de la resolución tarifaria. Para la toma de decisiones se considera la información que se tiene disponible hasta el momento de la emisión del acto; ya que, por seguridad jurídica, la resolución no podría basarse en información posteriormente creada, resultando jurídicamente como improcedente;

Que, sin perjuicio de ello, Osinergrmin tiene la potestad de analizar y, de ser el caso, incorporar de oficio alguna información. La actividad de revisar información de oficio es entendida como una facultad exorbitante de la Administración, considerando aquella que representará una decisión que implique un cambio en las situaciones que regula. Esta potestad no implica incorporar el análisis particular de aquella información, para refutarla y decidir que no motiva ningún cambio, como si se tratara de información formulada en el plazo;

Que, en tal sentido, se ha realizado la evaluación de las cargas N° 5 y N° 8 y posterior análisis de la demanda futura a ser atendida desde la SET Copara, resultando que no se motiva la implementación de la doble terna de la LT Cahuachi – Copara, ya que, en el largo plazo, no se evidencia que la demanda supere los 30 MW en el largo plazo;

Que, en consecuencia, no se requiere preparar la LT 60 kV Cahuachi – Copara para doble terna, pero sí ampliar el área de la SET Copara de 752 m² a 2109 m²;

Que, por los argumentos señalados, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte, fundado respecto a la ampliación del terreno de la SET Copara a 2 109 m² e infundado en lo concerniente a dejar preparada la LT 60 kV Cahuachi – Copara para segunda terna.

Que, Electro Dunas no ha demostrado que se hubiera vulnerado el principio de razonabilidad o el de actuación basado en el análisis costo-beneficio u otro, y que, por ello, la decisión de Osinergrmin resulte arbitraria. Siendo ello así, cabe destacar que Osinergrmin coincide en los conceptos y obligaciones en virtud de los principios administrativos alegados, no correspondiendo mayor pronunciamiento pues son referencias normativas y conceptos en los cuales no se identifica controversia alguna, máxime si no se encuentra vinculada a un caso o pretensión específica al momento de plantearlas;

Que, se han emitido los Informes N° 555-2024-GRT y N° 556-2024-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 Osinergrmin, 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 Osinergrmin, 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 Osinergrmin en su Sesión N° 24-2024 de fecha 19 de julio de 2024.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar fundado en parte el extremo 8 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto

por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.8.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar infundados los extremos 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2, 2.4.2, 2.5.2, 2.6.2 y 2.7.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Incorporar los Informes N° 555-2024-GRT y N° 556-2024-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 4.- 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 5.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y en el portal: <https://www.gob.pe/osinergmin>; y consignarla junto con los Informes N° 555-2024-GRT y N° 556-2024-GRT, en la página Web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2309664-1

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, 22 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;