
Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD

Lima, julio de 2024

Resumen Ejecutivo

El 10 de junio del 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 del 2024, la empresa Electro Dunas S.A.A. (en adelante “Electro Dunas”) interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 112, en el que solicita en los siguientes extremos:

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 subestación Mayorazgo.
4. Retirar del PI 2025-2029 la Baja propuesta para la línea 60 kV Marcona – Cahuachi 120 mm².
5. Dejar sin efecto el retiro de los Elementos pertenecientes al PI 2021-2025.
6. Incluir al PI 2025-2029 un transformador de reserva adicional de 25 MVA en 60/22,9/10 kV para los Sistemas Chincha y Pisco.
7. Incluir en la valorización los costos comunes correspondientes.
8. Considerar la línea 60 kV Cahuachi – Copara preparada para doble terna y aumentar el área de terreno de la subestación Copara.

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundado en parte el extremo 8 y declarar infundado los extremos 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

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 extremos que sean declarados fundados o fundados en parte en los recursos de reconsideración interpuestos.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 ANTECEDENTES	4
2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN	6
2.1 CONSIDERAR LA PUESTA EN SERVICIO DE LA LT 220 KV INDEPENDENCIA – EL ÁNGEL PARA EL AÑO 2026	7
2.1.1 Sustento del Petitorio	7
2.1.2 Análisis de Osinergmin	7
2.1.3 Conclusión.....	8
2.2 MODIFICAR LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SET COPARA PARA EL AÑO 2026.....	9
2.2.1 Sustento del Petitorio	9
2.2.2 Análisis de Osinergmin	9
2.2.3 Conclusión.....	10
2.3 CONSIDERAR UNA CAPACIDAD DE 60 MVA PARA EL TP 220/60/22,9 KV EN LA SET MAYORAZGO.....	10
2.3.1 Sustento del Petitorio	10
2.3.2 Análisis de Osinergmin	10
2.3.3 Conclusión.....	10
2.4 RETIRAR LA BAJA PARA LA LT EN 60 KV MARCONA – CAHUACHI	11
2.4.1 Sustento del Petitorio	11
2.4.2 Análisis de Osinergmin	11
2.4.3 Conclusión.....	12
2.5 DEJAR SIN EFECTO EL RETIRO DE LOS ELEMENTOS PERTENECIENTES AL PI 2021-2025	13
2.5.1 Sustento del Petitorio	13
2.5.2 Análisis de Osinergmin	13
2.5.3 Conclusión.....	13
2.6 INCLUIR UN TRANSFORMADOR DE RESERVA ADICIONAL PARA LOS SISTEMAS CHINCHA Y PISCO	13
2.6.1 Sustento del Petitorio	13
2.6.2 Análisis de Osinergmin	14
2.6.3 Conclusión.....	14
2.7 INCLUIR EN LA VALORIZACIÓN LOS COSTOS COMUNES CORRESPONDIENTES ..	15
2.7.1 Sustento del Petitorio	15
2.7.2 Análisis de Osinergmin	15
2.7.3 Conclusión.....	16
2.8 CONSIDERAR LA LT 60 KV CAHUACHI – COPARA PREPARADA PARA DOBLE TERNA Y AUMENTAR EL ÁREA DE TERRENO DE LA SET COPARA.....	17
2.8.1 Sustento del Petitorio	17

2.8.2 Análisis de Osinergmin17

2.8.3 Conclusión.....18

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES19

1. Introducción

El presente informe contiene el análisis del recurso de reconsideración presentado por la empresa Electro Dunas S.A.A. (en adelante “Electro Dunas”) 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, aprobado con Decreto Ley N° 25844 (en adelante “LCE”), en sus artículos 8 y 42 establecen 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 estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Así también, los artículos 43 y 44 de la LCE establece 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 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 al Área de Demanda 8, el 01 de julio del 2024, Electro Dunas interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando 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/osinergmin, 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 al Área de Demanda 8, mediante escrito de fecha 01 de julio de 2024, Electro Dunas ha presentado recurso de reconsideración contra la Resolución 112, solicitando lo siguiente:

- Considerar la puesta en servicio de la LT 220 kV Independencia – El Ángel para el año 2026.
- Modificar la puesta en servicio de la SET Copara para el año 2026.
- Considerar una capacidad de 60 MVA para el transformador 220/60/22,9 kV en la subestación Mayorazgo.
- Retirar del PI 2025-2029 la Baja propuesta para la línea 60 kV Marcona – Cahuachi 120 mm².
- Dejar sin efecto el retiro de los Elementos pertenecientes al PI 2021-2025.
- Incluir al PI 2025-2029 un transformador de reserva adicional de 25 MVA en 60/22,9/10 kV para los Sistemas Chincha y Pisco.
- Incluir en la valorización los costos comunes correspondientes.
- Considerar la línea 60 kV Cahuachi – Copara preparada para doble terna y aumentar el área de terreno de la subestación Copara.

Asimismo, mediante escrito presentado el 11 de julio de 2024, Electro Dunas ha presentado información complementaria al recurso de reconsideración, referida a retirar del PI 2025-2029 la Baja propuesta para la línea 60 kV Marcona – Cahuachi, aumentar el área de la SET Copara y al plazo de la SET Copara y línea asociada.

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

A continuación, se analiza en detalle el recurso de reconsideración presentado por Electro Dunas, impugnando la Resolución 112.

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

Electro Dunas señala que, la culminación definitiva del proceso de aprobación del PI 2025-2029 será el 1 de agosto de 2024, y considerando dicha fecha, se tendrán 16 meses de plazo para la ejecución del proyecto LT 220 kV Independencia – El Ángel, plazo que señala es insuficiente.

Electro Dunas agrega que, teniendo en cuenta la magnitud del proyecto, las inversiones para su ejecución serán aprobadas a fines del año 2024, y los flujos de efectivo podrán materializarse en el año 2025. También, Electro Dunas menciona que no han contemplado este proyecto en su presupuesto anual, sin embargo, han realizado un ajuste a su cronograma contemplando iniciar trabajos de planificación el año 2024 y las licitaciones el año 2025.

Electro Dunas señala que, en base a su estimación, los estudios de ingeniería culminarán en marzo de 2025 y la aprobación del estudio de Pre-Operatividad se dará en julio de 2025.

Electro Dunas menciona que, la licitación del equipamiento primario termina en setiembre de 2025, y las adquisiciones del equipamiento primario tomarán hasta agosto del 2026, incluyendo la llegada a obra, agrega que, para esta estimación ha tenido en cuenta el plazo de entrega de la Celda de Línea GIS a instalarse en la SET Independencia. Asimismo, como parte de su sustento ha adjuntado el contrato que tiene con el proveedor de celdas GIS en 220 kV, donde se indican los plazos de entrega y cronograma del proyecto.

Además, Electro Dunas manifiesta que las obras electromecánicas y puesta en operación comercial finalizarán en noviembre de 2026 (adjunta el cronograma del proyecto).

Agrega que, no es posible incluir el proyecto de implementación de la segunda terna a la obra en curso del proyecto SET El Ángel debido a que implicaría modificar el estudio de impacto ambiental, lo cual generará un retraso en la fecha puesta en operación comercial (POC) del proyecto SET El Ángel.

En tal sentido, Electro Dunas solicita que se considere para el año 2026 la puesta en servicio de la implementación de la segunda terna de la LT 220 kV independencia – El Ángel.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Al respecto, debemos de precisar 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 esto mediante la aprobación del Plan de Inversiones, incorporando proyectos que se requieren y deben entrar en operación comercial de acuerdo a la necesidad de la demanda y dentro del periodo regulatorio.

De igual forma, debemos de precisar que Osinergmin aprueba el año de puesta en servicio de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones considerando las necesidades del sistema eléctrico, evaluadas y sustentadas por la misma empresa concesionaria, es decir, el planeamiento

obedece a la necesidad del sistema. Cabe señalar que, las gestiones internas para la implementación del proyecto son responsabilidades de las propias concesionarias; por lo que, no resulta como justificación para la postergación del proyecto en cuestión, temas como el de la inclusión de dicho proyecto dentro de su presupuesto anual o los tiempos para desarrollar actividades como el suministro de equipos.

En ese sentido, esta aprobación no esta subordinada a la autorización de otra entidad ni a otras consideraciones como: trámites, gestiones internas, financiamiento, o procesos que dependen enteramente de la concesionaria eléctrica. En tal caso, deberán ser los procesos y gestiones internas las que deban de adecuarse y/o acelerarse para cumplir con la ejecución de las inversiones, así como, efectuarse en su debida oportunidad y en el tiempo que la demanda lo requiera.

Adicionalmente, se debe precisar que la LT 220 kV Independencia – El Ángel es un proyecto aprobado por razones de confiabilidad por N-1, y modificar el año de ingreso del proyecto (retraso de un año) implica que, ante la salida de la LT 220 kV Independencia – El Ángel se produzcan problemas de sobrecarga en los transformadores de la SET Independencia por encima del 120%, así como también problemas de tensión en los Sistemas Eléctricos de Pisco y Villacurí por debajo de 0,90 pu. Ante ello, Electro Dunas no ha presentado el sustento sobre las acciones que tomará ante la problemática mencionada.

Adicionalmente, Electro Dunas no ha presentado los posibles impactos generados sobre la demanda al retrasar el proyecto, asimismo, no especifica qué medidas tomará para mitigar los efectos de la salida de la LT 220 kV Independencia – EL Ángel, precisando si será necesario realizar rechazos de carga, posponer ingreso de clientes libres, entre otros.

En virtud de lo expuesto, 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.

Sin perjuicio de lo indicado, 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.

Por consecuencia, teniendo en cuenta lo descrito en los párrafos anteriores, así como el análisis desarrollado en el informe legal que complementa al presente informe, la necesidad de la segunda terna de la LT 220 kV Independencia – El Ángel es para el año 2025, por lo que no se acepta la nueva fecha de entrada en servicio.

2.1.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este 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

Electro Dunas señala que no es posible ejecutar y poner en servicio el proyecto SET Copara en diciembre de 2025. Agrega que, han 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. Mencionan que solo la adquisición del transformador lleva más de 13 meses, incluyendo fabricación, llegada a obra y montaje.

Por lo tanto, Electro Dunas manifiesta que, las pruebas y puesta en operación comercial culminarán a fines de octubre de 2026 (adjunta el cronograma del proyecto).

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.

Finalmente, concluyen que la fecha de puesta en servicio propuesta (octubre 2026) es optimista pero factible si no se consideran riesgos externos.

Por lo expuesto, Electro Dunas solicita que se considere el año 2026 para la puesta en servicio de la SET Copara y línea asociada.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Tal como indicamos en el numeral 2.1.2 del presente informe, precisamos que Osinergmin aprueba el año de puesta en servicio de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones considerando las necesidades del sistema eléctrico, evaluadas y sustentadas por la empresa concesionaria, es decir, el planeamiento obedece a la necesidad del sistema. En ese sentido, las gestiones internas para la implementación del proyecto son responsabilidades de las propias concesionarias; por lo que, no resulta como justificación para la postergación del proyecto en cuestión, temas como de adquisición del terreno, ingeniería básica y otros que señala, así como los tiempos para desarrollar actividades como el suministro de equipos.

Se debe precisar que, la SET Copara es un proyecto aprobado por incremento de la demanda, y modificar el año de ingreso del proyecto (retraso de un año) tendrá como consecuencia, a partir del año 2025, que en el Sistema Nazca se presenten tensiones que trasgrede la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE). Asimismo, Electro Dunas no ha presentado el sustento sobre las acciones que tomará ante la problemática mencionada.

Adicionalmente, Electro Dunas no ha presentado un estudio de posibles impactos generados en la demanda debido al retraso el proyecto, ya que, con la demanda aprobada por Osinergmin se verifica que, a partir del año 2025 del diagnóstico, se presentan tensiones por debajo de 0,95 en la SET Coracora y en la SET Puquio, asimismo, Electro Dunas no especifica qué medidas tomará ante estos valores de tensión, mencionando si realizará rechazos de carga, posponer ingreso de clientes libres, entre otros.

En consecuencia, teniendo en cuenta lo descrito en los párrafos anteriores, así como el análisis desarrollado en el informe legal que acompaña al presente informe, se desestima la solicitud de posponer el año de ingreso de un proyecto por demanda. Por lo cual, se mantiene para el año 2025.

2.2.3 Conclusión

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

2.3 Considerar una capacidad de 60 MVA para el TP 220/60/22,9 kV en la SET Mayorazgo

2.3.1 Sustento del Petitorio

Electro Dunas señala que, en su Propuesta Final documentó proyectos inmobiliarios y cargas industriales en el radio de acción de la SET Ocucaje, los cuales muchos de ellos fueron desestimados por falta de sustento. Agrega que, durante inspecciones con Osinergmin, 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.

Electro Dunas añade que, el proyecto aprobado por Osinergmin en la subestación Mayorazgo ofrece una solución a corto y mediano plazo. En ese sentido, para garantizar el desarrollo eficiente de la transmisión a largo plazo, es necesario ampliar la capacidad de transformación de la subestación Mayorazgo.

Por lo mencionado, Electro Dunas solicita considerar un transformador de 60 MVA – 220/60/22,9 kV en la subestación Mayorazgo.

2.3.2 Análisis de Osinergmin

Con la Resolución 112 se aprobó un TP de 220/60/22,9 kV de 40 MVA para la SET Mayorazgo, con la finalidad de utilizar el devanado en 22,9 kV para atender la demanda en el radio de acción de dicha subestación. Al respecto, en dicha etapa, se evaluó la capacidad del transformador de potencia en función de la demanda a atenderse tanto en el corto, mediano y largo plazo, evidenciándose que, para el año 2054, se tendrá un 42% de cargabilidad para una capacidad de 40/40/40 MVA, y por consiguiente no se evidenció la necesidad de aumentar la potencia del transformador aprobado para la SET Mayorazgo.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo precedente, se debe señalar que, en el largo plazo, de requerirse un incremento de potencia en la SET Mayorazgo, se evaluará instalar un segundo transformador 220/60/22,9 kV de 40 MVA en paralelo al aprobado.

En ese sentido, de acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, no se requiere el incremento de potencia del TP 220/60/22,9 kV de 40/40/40 MVA aprobado para la SET Mayorazgo.

2.3.3 Conclusión

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

2.4 Retirar la Baja para la LT en 60 kV Marcona – Cahuachi

2.4.1 Sustento del Petitorio

Electro Dunas señala que para evaluar la importancia de la LT de 60 kV Marcona – Cahuachi en la confiabilidad del Sistema Nazca, 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) el costo total de falla sin la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi, agrega que, para el segundo caso, se incluye el CMA vigente de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi.

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.

Electro Dunas precisa que, debido a los problemas de tensión del Sistema Nazca, han evaluado múltiples escenarios de demanda que pueden ser cubierto por la LT 60 kV Marcona – Cahuachi por la indisponibilidad del TP 220/60/10 kV de la SET Cahuachi.

Electro Dunas menciona que, ante la indisponibilidad del transformador de la SET Cahuachi, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi beneficia la confiabilidad del Sistema Nazca a partir de 4 MW; mejorando considerablemente cuando la demanda es mayor, limitado solo por las tensiones bajas.

Por lo tanto, Electro Dunas afirma que mediante dichos resultados verifica que, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi mejora la confiabilidad del Sistema Nazca. Asimismo, presenta un archivo Excel con los cálculos mencionados.

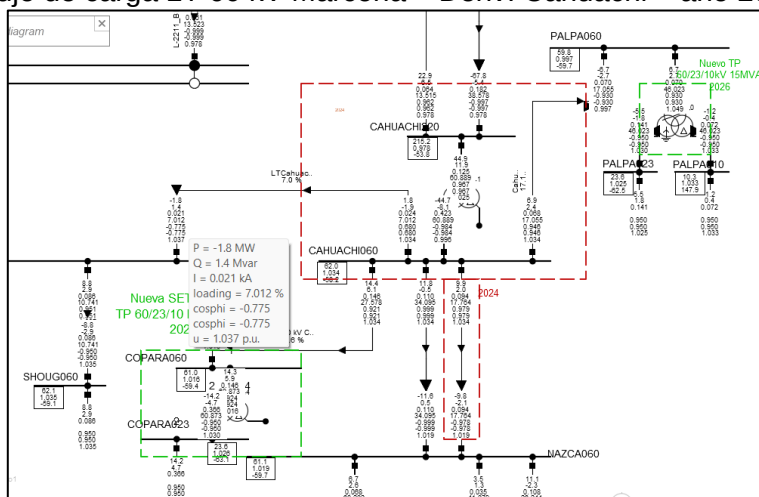
Por lo expuesto, Electro Dunas concluye que, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi es necesaria para mejorar la confiabilidad del Sistema Nazca en el período 2025-2034, evitando la interrupción total de la carga, limitada solo por bajas tensiones.

2.4.2 Análisis de Osinerghmin

Con relación 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. Al respecto, se debe precisar que, según el numeral 12.3 de la Norma Tarifas, no se contempla el criterio de confiabilidad de “N-1” para transformadores.

Sin perjuicio de ello, a partir de las simulaciones de flujo de carga, se verifica que, considerando la demanda proyectada por Osinerghmin, no se justifica mantener la LT 60 kV Marcona – Deriv. Cahuachi debido a que en el año 2025 dicha línea solo transportará 1,8 MW en operación normal, ver la figura a continuación:

Figura N° 2.1:
Flujo de carga LT 60 kV Marcona – Deriv. Cahuachi – año 2025



Asimismo, se debe mencionar que, ante la falla del TP 220/60/10 kV de SET Cahuachi, la LT 60 kV Marcona – Cahuachi no representa un gran aporte en el Sistema Nazca, ya que, se debe realizar un rechazo de carga de más de 20 MW, en ese sentido, mantener la LT 60 kV Marcona – Cahuachi no representa una solución integral ante la salida del TP 220/60/10 kV de la SET Cahuachi.

Por otro lado, respecto al cálculo presentado por Electro Dunas, se encontraron inconsistencias, por ejemplo, para el Costo de Inversión, solo se está considerando el CMA de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 35,17 km, pero no el CMA correspondiente a la Celda de Línea y tramo de LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 250 metros. En ese sentido, el cálculo presentado por Electro Dunas está incompleto y no representa una solución el supuesto que Electro Dunas indica (falla del TP 220/60/10 kV de SET Cahuachi).

Sobre considerar referencias internacionales para las tasas de fallas graves, se debe mencionar que, en el cálculo presentado por Electro Dunas, el tiempo de reparación ante falla grave consignado corresponde a transformadores de 735 kV y 765 kV (según el documento citado por la recurrente), asimismo, en dicho documento, se menciona que, el tiempo de reparación para transformadores de 735 kV y 765 kV no ha sido incluido en el estudio principal debido a una muestra limitada de transformadores. En ese sentido, no corresponde tomar dicho valor para realizar el cálculo de Energía No Servida (ENS) para el TP 220/60/10 kV de la SET Cahuachi.

En ese sentido, de acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, se mantiene la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi.

2.4.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, este 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

Electro Dunas señala que, como consecuencia del análisis realizado en el 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.

En ese sentido, Electro Dunas solicita retirar la Baja de los elementos correspondientes a un tramo de línea y una celda de línea aprobados en el proceso de la modificación del PI 2021-2025.

2.5.2 Análisis de Osinergmin

Teniendo en cuenta que se mantiene la Baja de la LT 60 kV Marcona – Cahuachi (ver numeral 2.4.2 del presente informe), corresponde mantener el retiro de una celda de línea en 60 kV en la SET Cahuachi y un tramo de LT 60 kV Marcona – Cahuachi de 250 metros aprobados en el PI 2021-2025. Asimismo, se precisa que esta Baja es para fines remunerativos.

Por lo tanto, corresponde mantener el retiro de los Elementos pertenecientes al PI 2021-2025.

2.5.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este 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

Electro Dunas indica 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.

Sin embargo, 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.

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 03 transformadores de reserva del tipo compartida, y la evaluación con el parámetro $X=8\%$, se requiere contar con 3 transformadores de reserva del tipo compartida.

Electro Dunas agrega que, de la comparación de alternativas, la evaluación con el parámetro $X=8\%$ es la mejor alternativa, por lo que señala que, requiere contar con 3 transformadores de reserva del tipo compartida, ubicados en la SET Alto La Luna de 25 MVA, SET Huarango de 40 MVA y SET Nazca de 25 MVA.

Por lo expuesto, solicita incluir un transformador de reserva adicional 60/22,9/10 kV de 25 MVA en la SET EL Ángel o SET Chincha Nueva debido a la disponibilidad de espacio.

2.6.2 Análisis de Osinergmin

Electro Dunas indica que efectuó la evaluación de reserva considerando dos escenarios, el primero con el parámetro $X=8\%$ y el segundo con $X=0\%$, indicando que con $X=0\%$ requiere contar con 5 transformadores de reserva del tipo cambio rápido y otros 3 transformadores de reserva del tipo compartida. Al respecto, la Norma Reserva de Transformación tiene por finalidad aprobar únicamente transformadores de reserva del tipo compartida, y no transformadores de reserva de cambio rápido o línea paralelo.

Por otro lado, en la publicación del PI 2025-2029 se evaluó la necesidad de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8, determinándose que se necesita dos (02) transformadores de reserva para brindar confiabilidad, asimismo, en la evaluación se efectuó una comparación de alternativas entre lo propuesto por Electro Dunas (costo de confiabilidad de USD 6 193 031,16) y lo propuesto por Osinergmin (costo de confiabilidad de USD 5 412 187,95), resultando la mejor alternativa la planteada por Osinergmin al presentar el menor costo total de confiabilidad. Sin perjuicio de lo mencionado, Electro Dunas no ha presentado los motivos por los cuales no está de acuerdo con los transformadores de reserva asignados al Área de Demanda 08, solo se limitó a plantear una tercera alternativa cuyo costo de confiabilidad alcanza USD 5 774 238,44.

Sin embargo, Electro Dunas requiere un transformador de reserva adicional, a los aprobados en el PI 2015-2029, bajo el sustento de que difiere a lo planteado por Osinergmin en 7%. Sin embargo, se debe indicar que, no tiene un sustento técnico relacionar el porcentaje de diferencia que resulta de la comparación de alternativas con el parámetro X , toda vez que el parámetro se utiliza en la evaluación económico financiero de confiabilidad para diferenciar tipos de reservas y definir la viabilidad de un tipo de reserva (cambio rápido, línea o en bodega) más no se utiliza para definir la mejor alternativa. Además, se advierte que la alternativa planteada por Electro Dunas, no es mejor que la planteada por Osinergmin debido a que el costo total de confiabilidad resulta mayor, tal como lo afirma la propia recurrente.

Por tal motivo, considerando que Electro Dunas no sustenta los motivos por los cuales no está de acuerdo con el estudio de transformadores de reserva, y tampoco argumentó que la alternativa propuesta en el presente recurso de reconsideración es superior a la alternativa aprobada en el PI 2025-2029, no corresponde incluir la aprobación de un transformador de reserva adicional para el Área de Demanda 8.

2.6.3 Conclusión

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

2.7 Incluir en la valorización los costos comunes correspondientes

2.7.1 Sustento del Petitorio

Respecto a la SET Chincha Nueva, Electro Dunas señala que desde su concepción no contempló la construcción de un edificio de celdas MT, solo contempló el espacio reservado para futuros elementos, y actualmente la subestación se encuentra construida tal como lo estipula el contrato, es decir sin edificios de Celdas MT

Electro Dunas añade que, en la SET Chincha Nueva se necesita espacio adicional para colocar los tableros de control y protección de proyectos como la LT 60 kV Chincha 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.

Por otro lado, respecto a la SET Mayorazgo, Electro Dunas menciona que dicho proyecto se adjudicó en junio de 2024, y en el Anexo N°1 del contrato se establece 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 MT.

Por lo expuesto, Electro Dunas solicita que se reconozca el costo de obras comunes correspondientes al edificio de celdas MT en las SETs Chincha Nueva y Mayorazgo.

2.7.2 Análisis de Osinergmin

Se debe mencionar que, de acuerdo al Artículo 39 de la Norma Tarifas los Costos Comunes solo corresponde su reconocimiento para nuevas subestaciones (SETs), en ese sentido, no corresponde el reconocimiento de Costos Comunes para las SETs Chincha Nueva y Mayorazgo, dado que estas subestaciones serán consideradas como existentes a la fecha que Electro Dunas requiera implementar sus instalaciones.

Sin perjuicio de lo mencionado, respecto a la SET Chincha Nueva se debe indicar que, en la Modificación del PI 2021-2025 se aprobó un TP 60/22,9/10 kV de 13/5/9 MVA con Celdas en 10 y 22,9 kV para el año 2024, por lo cual, dicha subestación es existente y ya cuenta con espacios en 22,9 y 10 kV.

Por otro lado, Electro Dunas indica que, requiere el edificio de control para los tableros de control y protección, citando como ejemplo el requerido para la LT 60 kV Chincha Nueva – Pedregal, Elemento que fue aprobado en el PI 2021-2025 y no forma parte del presente proceso.

Electro Dunas menciona que en el numeral 2.3.1 del Anexo 1 del Contrato de Concesión SGT del proyecto “Subestación Chincha Nueva de 220/60 kV”, se indica la previsión del espacio futuro para el equipamiento requerido para futuras celdas en 60 kV, un transformador de potencia y equipamiento en 10 y 22,9 kV. Del mismo modo en el literal 2.3.3 del mismo anexo del contrato, indica como alcance de las obras civiles, el espacio para la subestación, así como el espacio para las ampliaciones futuras. Ver figuras contiguas.

Figura 2.2

- f) Previsión de espacio futuro:
- Para cuatro (04) celdas de línea en 60 kV.
 - Para un transformador de potencia 60/22,9/10 kV, de 40 MVA, con celdas de conexión en 60, 22,9 y 10 kV y un mínimo, de cuatro (04) celdas metálicas blindadas en 22.9 kV y de seis (06) celdas metálicas blindadas en 10 kV, del tipo metal-clad, provenientes del transformador 60/22,9/10 kV.

Figura 2.3

- p) Obras civiles
- p1. En forma general el alcance de las obras civiles comprende los trabajos a ejecutar en la nueva subestación Chinchá Nueva, tales como: movimiento de tierras, excavaciones, bases y fundaciones de los equipos, pórticos, canaletas de concreto, ductos de los cables de fuerza, drenajes, construcción de casetas, vías carrozables, demoliciones, cerco perimétrico de material noble (concreto y ladrillo), entre otros, que incluye el área de la subestación más el espacio para ampliaciones futuras.
- Las zonas de tránsito dentro de la subestación deben estar dotadas o construidas con capa asfáltica o similar.
- Las obras civiles se ejecutarán cumpliendo las prescripciones del Reglamento Nacional de Edificaciones.

No obstante, 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.

Asimismo, se debe hacer notar que, Electro Dunas pretende construir un edificio paralelo al edificio de control de propiedad de ISA Perú S.A., 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 de ISA Perú S.A., instalaciones que se rigen por el libre acceso.

Respecto a la SET Mayorazgo, se debe mencionar que, el proyecto está previsto para ser ejecutado como parte del ITC "Ampliación de capacidad de suministro de Ica" y en el Contrato de Concesión de dicho proyecto, se indica la previsión de espacios futuros para el equipamiento requerido para futuras celdas en 60 kV, transformadores de potencia y equipamiento en 22,9 kV, y como alcance de las obras civiles, el espacio para la subestación, así como el espacio para las ampliaciones futuras.

Por otro lado, respecto a lo mencionado por Electro Dunas acerca de que ISA Perú S.A., ha manifestado que no existen espacios disponibles, se debe mencionar que no ha presentado las comunicaciones correspondientes con ISA Perú S.A.

En ese sentido, no corresponde aprobar mediante el proceso del Plan de Inversiones el reconocimiento de Costos Comunes en subestaciones existentes.

2.7.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.7.2, este 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

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. Agregan 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, no se estaría considerando las proyecciones de los clientes libres existentes y las nuevas cargas incorporadas.

Por lo mencionado, 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.

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. Agregan 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 tres celdas de línea, por lo cual, menciona que el área óptima de terreno para la SET Copara resulta ser de 2 436 m².

Agrega que, como parte de su recurso 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 Osinergmin

En el presente proceso se aprobó un transformador de potencia (TP) en 60/22,9/10 kV de 25 MVA y una LT 60 kV Cahuachi – Copara de 14,1 km con la finalidad de descargar la SET Nazca. Al respecto, en dicha etapa, se evaluó la potencia del TP en función de la demanda a atenderse, tanto en el corto, mediano y largo plazo, evidenciándose que para el año 2054 se tendrá una demanda de 19,23 MW, por lo cual, no se requerirá dejar la LT 60 kV preparada para doble terna, porque la demanda no supera los 30 MW.

Por otro lado, respecto a la ampliación del área de la SET Copara, se debe mencionar que, se considera pertinente ampliar el área de la SET Copara, toda vez que, se requiere espacio para la instalación del Transformador de reserva de 60/22,9/10 kV y 25 MVA, asimismo se considera pertinente ampliar la Celda Línea – Transformador a un sistema Simple Barra, ya que, a futuro se prevé cerrar el anillo Cahuachi – Nazca – Copara, con estas variaciones, según la Base de Datos de Módulos Estándar, el área estimada es de 2 109 m², distinto a los 2 436 m² solicitados por Electro Dunas. Cabe precisar que, las variaciones entre lo aprobado y construido, deberá ser sustentado por Electro Dunas presentando su contrato de compra-venta en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT correspondiente, para su evaluación.

Por otro lado, en relación a la información complementaria presentada por Electro Dunas con fecha 11 de julio de 2024 respecto a las cargas adicionales identificadas en la zona de análisis, se verifica que Electro Dunas adjunta documentación correspondiente a ocho (08) cargas.

Al respecto, la revisión y validación de cada solicitud de demanda se encuentra en el archivo MS Excel del formato de demanda "F-100" del Área de Demanda 8, ver hoja "Factib. ELECTRODUNAS". Sobre las cuales se analiza lo siguiente:

- Sobre las cargas N° 1, N° 2, N° 3 y N° 4, estas cuatro (04) cargas fueron presentadas por Electro Dunas como parte de su Propuesta Final y, por tanto, fueron evaluadas por Osinergmin en la Resolución 112. En esta etapa no se ha presentado información adicional. En ese sentido, se mantiene el análisis que sustenta la Resolución 112.
- Sobre las cargas N° 6 y N° 7, para la carga N° 7 solo se presenta un cuadro de cargas, y no se presenta la solicitud del cliente. Además, por la potencia requerida menor a 200 kW en ambas solicitudes, estas cargas se encuentran consideradas dentro de la proyección de demanda regulada. Por tanto, no corresponde incluirlas como demandas incorporadas.
- Sobre las cargas N° 5 y N° 8, se verifica que estas solicitudes de factibilidad de suministro tienen fechas del 12 y 13 de junio del 2024, respectivamente, que corresponden a fechas posteriores a la fecha de publicación de la Resolución 112. Por tanto, en este caso, no se consideran como parte del análisis de la proyección de demanda del proceso del PI 2025-2029. Al respecto, este aspecto se analiza en el Informe Legal N° 556-2024-GRT que complementa la evaluación en el presente informe. Sin perjuicio de ello, se ha realizado la evaluación de estas cargas 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.

Por lo tanto, no se requiere dejar preparada la LT 60 kV Cahuachi – Copara para doble terna, pero corresponde ampliar el área de la SET Copara de 752 m² a 2 109 m².

2.8.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.8.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, declarándose fundado en lo concerniente a la ampliación del terreno de la SET Copara, pero no al área solicitada por Electro Dunas; e infundado en lo concerniente a dejar preparada para segunda terna a la LT 60 kV Cahuachi – Copara.

3. Conclusiones y recomendaciones

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

- Declarar fundado en parte el petitorio 8, por las razones señaladas en el numeral 2.8.2 del presente informe.
- Declarar infundado los petitorios 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 por las razones señaladas 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 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 extremos 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