

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 Hidrandina representan actos de administración 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, la aprobación de la SET Chócope se sustentó en la sobrecarga del transformador de la SET Casagrande 2 y en el informe de la DSE de zonas críticas, donde señala que las líneas L-3340 y L-3341 presentan criticidad por continuas salidas de servicio;

Que, considerando la información remitida por Hidrandina sobre el convenio con la empresa Agroindustrial Casagrande S.A. respecto a la generación de 4,32 MW, no se justificaría el proyecto de la SET Chocope por demanda en el PI 2025-2029, debido a que no se estaría presentando sobrecarga de la SET Casagrande 02;

Que, respecto a la criticidad de las líneas L-3340 y L-3341, con la información remitida por Hidrandina, por los mantenimientos, estudios de coordinación de protecciones y el cambio de conductor que realizará, se alivia la criticidad identificada por la DSE, hasta el año 2034, luego del cual bajo ese escenario se tendrá que sustentar un nuevo proyecto de suministro eléctrico en un nivel de tensión superior;

Que, por lo indicado, corresponde aceptar el retiro del proyecto de la SET Chócope del PI 2025-2029, considerando que es responsabilidad de Hidrandina implementar las mejoras mencionadas, asimismo, se desestima el retiro del transformador de la SET Paiján aprobado en el PI 2021-2025;

Que, por lo expuesto, este extremo del petitorio del recurso de reconsideración debe ser declarado fundado en parte, aceptando el retiro de la SET Chócope manteniendo el transformador de la SET Paiján en el PI 2021-2025, sin aceptar los sustentos administrativos propios de la empresa para no realizar los proyectos.

Que, se han emitido los Informes N° 543-2024-GRT y N° 544-2024-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 Osinergmin, 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 Osinergmin, aprobado por 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 Osinergmin en su Sesión N° 24-2024 de fecha 19 de julio de 2024.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar fundados los extremos del petitorio 1 y 2 del recurso de reconsideración interpuesto por Hidrandina S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.1.2 y 2.2.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar fundado en parte el extremo del petitorio 3 del recurso de reconsideración interpuesto por Hidrandina S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Incorporar los Informes N° 543-2024-GRT y N° 544-2024-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, serán 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° 543-2024-GRT y N° 544-2024-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

2309617-1

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Electro Oriente 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° 139-2024-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 28 de junio de 2024, Electro Oriente S.A. ("ELOR"), 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. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Elor solicita:

1. Reconocer dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV (CMC5 y CMC6) en la SET Cáclic.
2. Evaluar la línea de transmisión Bagua Chica – Muyo – Chiriaco en 138 kV.
3. Aprobar un (01) banco de condensadores de 4x2,5 MVAR en la SET Tarapoto.

4. Reevaluar la necesidad de equipamiento adicional en la SET Juanjui.

5. Reevaluar la necesidad de un transformador de reserva adicional para el Área de Demanda 4.

2.1 Reconocer dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV (CMC5 y CMC6) en la SET Cáclic

2.1.1 Sustento del Petitorio

Que, ELOR señala que, en la etapa de Opiniones, cometió un error material al indicar que el alimentador CMC5 interconectaba la “Subestación Cáclic” y la “CH Cáclic”.

Que, ELOR ha presentado diagramas unifilares y el Informe Técnico N° GWP 159-2024, en los cuales se indica que el alimentador CMC5 tiene como carga principal la ciudad de Rodríguez Mendoza (ROM101 y ROM102);

Que, ELOR presenta un diagrama unifilar del sistema eléctrico de Chachapoyas antes de su conexión al SEIN, indicando que, la energía eléctrica era suministrada por la CT Chachapoyas y la CH Cáclic. Además, señala que la CH Cáclic contaba con tres celdas de alimentador de 22,9 kV y detalla sus características;

Que, ELOR también presenta un diagrama unifilar del sistema eléctrico de Chachapoyas tras su conexión al SEIN a través de la SET Cáclic, indicando que, como resultado de esta conexión, la CT Chachapoyas dejó de generar electricidad, mientras que la CH Cáclic continúa operando con sus tres celdas de alimentador de 22,9 kV y detalla sus características;

Que, ELOR solicita que se reconozca la inversión efectuada en las dos celdas de distribución (CMC5 y CMC6) instaladas en la SET Cáclic.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Que, de conformidad con la definición contenida en la Ley 28832, el Plan de Transmisión es el estudio periódico, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas con el que se identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema;

Que, en los artículos 13.5 y 14.2 del Reglamento de Transmisión aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se establece como uno de los objetivos del Plan de Transmisión, el promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica, comprendiendo dentro de sus alcances a determinadas instalaciones que permitan la integración de sistemas aislados al SEIN;

Que, en ese orden, la interconexión de los sistemas aislados al SEIN no se encuentra dentro de los alcances de los Planes de Inversiones cuya aprobación está a cargo de Osinergmin, sino dentro del Plan de Transmisión a ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, en la norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM se prevén criterios exclusivos para la integración de los sistemas aislados al SEIN como parte del Plan de Transmisión, como lo previsto en el artículo 16.12;

Que, 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 y modificada por la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, establece una metodología específica para evaluar la integración de sistemas aislados al SEIN;

Que, a través del Acta de Energización del Sistema Eléctrico Chachapoyas en la SET Cáclic, se verifica que el alimentador CMC5, que atiende a la zona de Rodríguez de Mendoza, fue el primero en energizarse. Es decir, esta celda interconectó el Sistema Eléctrico Chachapoyas al SEIN;

Que, por lo tanto, dado que la interconexión de sistemas aislados al SEIN no se encuentra contemplada en el ámbito del Plan de Inversiones, no corresponde aprobar la celda CMC5 en el Plan de Inversiones 2025-2029;

Que, respecto al error material en la función del alimentador CMC5 señalado por ELOR, se debe indicar que, en el Informe Técnico N° GWP 159-2024, ELOR indicaba que el alimentador CMC5 permite atender la demanda de la ciudad de Rodríguez de Mendoza. Por lo tanto, la información a la que se refiere ELOR no es nueva, sino que ya ha sido considerada en el Informe Técnico N° 432-2024-GRT que sustenta la Publicación del PI 2025-2029 del Área de Demanda 2;

Que, respecto a la celda CMC6, que permite atender la demanda de un sistema eléctrico ya integrado al SEIN y sobre la cual ELOR solicita reconocimiento, se precisa que dicha celda ya ha sido aprobada en el PI 2025-2029;

Que, de ese modo, considerando que con este extremo del recurso se pretende la incorporación de dos celdas (CMC5 y CMC6), una de ellas sirve para la interconexión del sistema aislado, lo que no es parte del presente procedimiento regulatorio, y la otra ya se encuentra reconocida en la Resolución 112, careciendo de objeto un pronunciamiento por sustracción de la materia; no procede la incorporación solicitada;

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

2.2 Evaluar la Línea de Transmisión Bagua Chica – Muyo – Chiriaco en 138 kV

2.2.1 Sustento del Petitorio

Que, ELOR señala que, la extensión del sistema de transmisión mediante la ampliación de la capacidad de la LT Bagua Chica – Muyo, dando de da baja a la actual, y la nueva línea de transmisión Muyo – Chiriaco, es más eficiente en 60 kV;

Que, la recurrente indica que, la demanda en la zona de Nuevo Seasmé está en crecimiento y en el mediano plazo el objetivo es atender dicha zona y no solo Chiriaco, lo cual estaría limitado en 60 kV por las distancias;

Que, ELOR considera pertinente que las líneas de transmisión aprobadas estén preparadas para un nivel de tensión de 138 kV, a fin de que las futuras extensiones se realicen desde la barra de 138 kV en la SET Nueva Jaén.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Que, el proyecto aprobado en el PI 2025-2029 ha sido evaluado considerando el crecimiento de la demanda de 30 años, y no se ha evidenciado la necesidad de utilizar el nivel de tensión de 138 kV;

Que, con la demanda proyectada para el año 30, en el nivel de 60 kV se podría atender crecimientos no previstos que eventualmente pudieran duplicar la demanda en la zona de Nuevo Seasmé; por lo tanto, no se justifica la necesidad de dejar equipada la línea de transmisión en 138 kV;

Que, ELOR no ha presentado sustento técnico – económico de su propuesta a fin de que la línea de transmisión esté preparada para 138 kV para atender futuras cargas desde la SET Nueva Jaén;

Que, para operar una línea de transmisión en 138 kV de más de 200 km (línea larga) considerando la demanda de la zona, incluso cuando se cuadruplica la demanda, se necesitarían de equipos de compensación capacitiva en serie, motivo por el cual técnicamente no es recomendable el nivel de 138 kV;

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

2.3 Aprobar Banco de condensadores en la SET Tarapoto

2.3.1 Sustento del Petitorio

Que, ELOR señala que la SET Tarapoto atiende a nueve alimentadores, siendo la más importante del Área de Demanda 4 y que, durante un determinado mes, la subestación requirió entre 2,5 MVAR y 8,8 MVAR de potencia reactiva capacitiva;

Que, ELOR indica que, la propuesta de Osinergmin de instalar un banco de condensadores de 3x1,25 MVAR, totalizando 3,75 MVAR, es insuficiente, ya que esta

configuración no optimiza los niveles de tensión y no mejoran los perfiles de tensión;

Que, ELOR propone instalar un banco de condensadores de 4x2,5 MVAR (10 MVAR), lo cual a su entender se ajusta a la realidad y permite cubrir la demanda actual y futura;

Que, la recurrente añade que el COES, en su plan operativo a corto y mediano plazo, advierte congestión en la LT 138 kV Tingo María – Aucayacu (L-1122), lo cual ocasiona perfiles de tensión críticos; por ello, señala que contar con el banco de condensadores de 4x2,5 MVAR garantizará el cumplimiento de los perfiles de tensión conforme a la normativa vigente del sector eléctrico.

2.3.2 Análisis de Osinergmin

Que, en el numeral 6.2.2 “Diagnóstico de la situación actual” del Informe N° 432-2024-GRT, se constató que la SET Tarapoto de 138 kV presentaba caídas de tensión superiores al 5% durante el período 2025 – 2029 y, por ello, se aprobó la instalación de un banco de condensadores de 3x1,25 MVAR, el cual se considera adecuado para mitigar dicha caída de tensión;

Que, la aprobación del banco de 3x1,25 MVAR, se encuentra sustentada en los archivos “pdf”, donde se demuestra que los perfiles de tensión en 138 kV y 10 kV durante el período analizado están dentro de los límites permitidos en las normas;

Que, ELOR no ha sustentado su afirmación respecto a que el banco aprobado no mejorará los niveles de tensión;

Que, el banco de 3x1,25 MVAR aprobado está diseñado para resolver los problemas de tensión en 138 kV en el corto plazo, hasta la entrada en operación del ITC LT 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte, y no para satisfacer la demanda de reactivos;

Que, el COES, en su Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN - Período: Avenida 2023 - Estiaje 2025 (Informe COES/DP/SPL-026-2021), ha planteado como alternativa de solución a la congestión de la LT 138 kV Tingo María – Aucayacu – Tocache (L-1122 y L-1124) la apertura de la LT 138 kV Tarapoto – Picota en el extremo de Picota y como solución definitiva los proyectos “Enlace 220 kV Cajamarca – Cálciu – Moyobamba (Segundo Circuito)” e “ITC – Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 Circuitos)”. Es decir, el COES plantea la apertura de anillos como solución de la congestión identificada hasta la entrada en operación de estos proyectos, lo cual se prevé para el 2025 y 2027, respectivamente;

Que, sin perjuicio de lo indicado, se ha verificado mediante simulaciones de flujos de carga que la compensación capacitiva (10 MVAR) requerida por ELOR ocasionaría sobrecargas en el devanado de 10 kV de la SET Tarapoto;

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

2.4 Reevaluar la necesidad de equipamiento adicional en la SET Juanjuí

2.4.1 Sustento del Petitorio

Que, ELOR señala que en el PI 2025-2029 se aprobó la implementación de un transformador de potencia de 138/22,9/10 kV y 20/20/20 MVA para la SET Juanjuí;

Que, la recurrente indica que dicho transformador de potencia no puede ser instalado sobre la base del transformador de potencia antiguo debido a la diferencia de peso y diseño y que, por lo tanto, debe construirse una nueva base que cumpla las normas eléctricas y ambientales;

Que, ELOR indica que, para la puesta en servicio del nuevo transformador, se necesita una celda de transformador de 138 kV, 22,9 kV y 10 kV;

Que, ELOR manifiesta que la falta de equipamiento adecuado para la implementación del nuevo transformador de potencia afectará la capacidad de la subestación para atender la demanda actual y futura de manera segura y eficiente.

2.4.2 Análisis de Osinergmin

Que, se ha verificado que, la base del transformador de potencia de 8,75 MVA de la SET Juanjuí no resistiría el

peso y diseño del transformador de potencia aprobado en el PI 2025 – 2029;

Que, la construcción de una nueva cimentación en el mismo lugar implica el retiro del transformador existente, la construcción de la nueva cimentación, la espera del proceso de secado correspondiente y finalmente la instalación del nuevo transformador, lo cual conlleva la eventualidad de períodos prolongados de interrupciones en el suministro eléctrico, por lo tanto, para evitar cualquier eventualidad de ese tipo, se considera que el nuevo transformador debe ser instalado en una ubicación diferente dentro de la SET Juanjuí;

Que, el costo de una nueva cimentación para el TP de 138/22,9/10 kV y 20/20/20 MVA está contenido dentro del módulo con el cual se aprueba;

Que, debido a que el nuevo transformador debe ser instalado en una ubicación diferente a la del transformador existente en la SET Juanjuí, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 una celda de transformador de 138 kV, una celda de transformador de 22,9 kV y una celda de transformador de 10 kV para el año 2026. Al respecto, se precisa que estas celdas deben ser nuevas, no pudiendo reutilizarse las existentes;

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

2.5 Reevaluar la necesidad de un transformador de reserva adicional para el Área de Demanda 4

2.5.1 Sustento del Petitorio

Que, ELOR señala que en el PI 2025-2029 se aprobaron los transformadores de reserva compartida de 138/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Tarapoto y 60/22,9/10 kV de 20/20/20 MVA en la SET Rioja;

Que, la recurrente señala que, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 01 de la Resolución N° 230-2023-OS/CD, es obligatorio realizar pruebas de análisis físico-químico del aceite de los transformadores de reserva, lo cual requiere que estos transformadores estén en operación. También indica que, la descomposición térmica del papel aislante y del aceite del transformador genera gases disueltos a distintas temperaturas, lo cual es crítico para evaluar la salud del transformador;

Que, ELOR indica que las SET's Tarapoto y Moyobamba atienden diversas subestaciones de potencia, y la falta de un transformador de reserva adicional para el nivel de 138/60 kV crea una situación crítica. Señala, además, que en caso de indisponibilidad de cualquiera de los transformadores en las SET's Tarapoto o Moyobamba, se requeriría movilizar ambos transformadores de reserva aprobados, lo cual es insuficiente y antitécnico;

Que, ELOR indica que los transformadores de reserva aprobados no lograrán cubrir la demanda a corto, mediano y largo plazo y, por lo tanto, es necesario un transformador de reserva adicional de 30 MVA y 138/60/22,9 kV para satisfacer la reserva en las SET's Tarapoto y Moyobamba y garantizar la operatividad de las SET's Pongo de Caynarachi, Yurimaguas, Gera, Rioja, Cementos Selva S.A. y Nueva Cajamarca;

Que, ELOR solicita que se aprueben las celdas de transformador de 138 kV, 60 kV, 22,9 kV y 10 kV porque considera que son necesarios para los transformadores de reserva aprobados;

Que, ELOR requiere que se asegure que los transformadores de reserva y su equipamiento cumplan con todas las normativas eléctricas y ambientales vigentes, considerando la criticidad del sistema eléctrico de Yurimaguas y la necesidad de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico según el criterio “N-1”, dada la importancia social de la zona y sus constantes conflictos sociales.

2.5.2 Análisis de Osinergmin

Que, ELOR no ha remitido ningún estudio de confiabilidad que sustente su requerimiento de transformador de reserva compartida para la SET Tarapoto y Moyobamba;

Que, considerando que los transformadores de potencia de las SET's Tarapoto y Moyobamba son

de 45 MVA y 50 MVA, respectivamente, ELOR no ha sustentado la viabilidad de transportar un transformador de reserva de las capacidades de dichas subestaciones, y solo ha indicado que requiere una reserva de 30 MVA y 138/60/22,9 kV;

Que, de la evaluación de la red eléctrica modelada al año 2034 se advierte que los sistemas de Moyobamba y Tarapoto tendrán confiabilidad debido a que en el Plan de Transmisión 2025-2034 el COES, dentro del Plan Vinculante, prevé el desarrollo del proyecto ITC "Enlace 138 kV Belaunde Terry – Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas". Por lo tanto, con el ingreso de dicha ITC, y los transformadores de reserva en 138/23/10 kV y 60/23/10 kV aprobados en el PI 2025-2029, se mejorará la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Moyobamba – Rioja y Nueva Cajamarca y no se presentarían problemas de confiabilidad de suministro ante la salida del transformador de potencia de 138/60/10 kV de la SET Moyobamba;

Que, en caso de falla del transformador de potencia 138/60/23/10 kV de la SET Tarapoto, el transformador de reserva de 138/23/10 kV – 30 MVA aprobado en el PI 2025-2029 para el Área de Demanda 4, cubrirá la demanda en las barras de 22,9 kV y 10 kV.

Que, adicionalmente, en los siguientes procesos tanto de elaboración como de modificación del Plan de Inversiones, se podrán evaluar alternativas que permitan seguir manteniendo la operación confiable del sistema eléctrico del Área de Demanda 4 según sea necesario;

Que, por lo expuesto, no se incluye en el PI 2025-2029 el transformador de reserva de 138/60/22,9 kV de 30 MVA solicitado por ELOR;

Que, respecto al equipamiento adicional necesario para los transformadores de reserva, se debe precisar que estos transformadores no se mantienen energizados ni en operación de forma permanente, sino que solo son almacenados a la espera de ser trasladados y utilizados únicamente en caso de fallas en transformadores de potencia existentes. Para su energización y operación, se deberán utilizar los equipos de maniobra del transformador fallado. Además, para realizar el análisis físico-químico del aceite del transformador de reserva, no es necesario que el transformador esté operando. Por lo tanto, no es necesario incluir en el PI 2025-2029 las celdas de transformador de 138 kV, 60 kV, 22,9 kV y 10 kV solicitadas por ELOR;

Que, es responsabilidad de ELOR asegurar que los transformadores de reserva cumplan con la normativa eléctrica y ambiental, y que el uso de éstos sea exclusivo para operar en una eventual falla;

Que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 12.3.1 de la Norma Tarifas, no corresponde analizar la confiabilidad del sistema eléctrico Yurimaguas por el criterio N-1 debido a que la demanda no supera los 30 MW;

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

Que, se han emitido los Informes N° 545-2024-GRT y N° 546-2024-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 por 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 el extremo 4 petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Oriente S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.4.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Declarar infundados los extremos 2, 3 y 5 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Oriente S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones señaladas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 y 2.5.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3.- Declarar improcedente el extremo 1 del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Electro Oriente S.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4.- Incorporar los Informes N° 545-2024-GRT y N° 546-2024-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/osinergrmin>; y consignarla junto con los Informes N° 545-2024-GRT y N° 546-2024-GRT, en la página Web institucional de Osinergrmin: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2024.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2309625-1

Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Statkraft Perú 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 OSINERGRMIN N° 140-2024-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 ("Osinergrmin"), 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 28 de junio de 2024, la empresa Statkraft Perú S.A. ("Statkraft"), 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, Statkraft solicita la modificación la puesta en servicio de la Celda de Línea 138 kV en la SET Yaupi para el año 2026.