Osinergmin
TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURA Y SOSTENIBLE

Gerencia de Regulación de Tarifas

Informe N° 545-2024-GRT

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

Lima, julio de 2024

Resumen Ejecutivo

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

El 28 de junio del 2024, la empresa Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 112 solicitando lo siguiente:

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

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundado el petitorio 4, infundados los petitorios 2, 3 y 5 e improcedente el petitorio 1.

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 3
1.1 ANTECEDENTES 3
2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN 5
2.1 RECONOCER DOS CELDAS DE ALIMENTADOR DE 22,9 KV (CMC5 Y CMC6) EN LA SET CÁCLIC 5
2.1.1 Sustento del Petitorio 5
2.1.2 Análisis de Osinergmin 6
2.1.3 Conclusión 7
2.2 EVALUAR LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN BAGUA CHICA – MUYO – CHIRIACO EN 138 KV 7
2.2.1 Sustento del Petitorio 7
2.2.2 Análisis de Osinergmin 7
2.2.3 Conclusión 7
2.3 APROBAR BANCO DE CONDENSADORES EN LA SET TARAPOTO 8
2.3.1 Sustento del Petitorio 8
2.3.2 Análisis de Osinergmin 8
2.3.3 Conclusión 9
2.4 REEVALUAR LA NECESIDAD DE EQUIPAMIENTO ADICIONAL EN LA SET JUANJUÍ 9
2.4.1 Sustento del Petitorio 9
2.4.2 Análisis de Osinergmin 9
2.4.3 Conclusión 10
2.5 REEVALUAR LA NECESIDAD DE UN TRANSFORMADOR DE RESERVA ADICIONAL PARA EL ÁREA DE DEMANDA 4 10
2.5.1 Sustento del Petitorio 10
2.5.2 Análisis de Osinergmin 11
2.5.3 Conclusión 12
3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 13

1. Introducción

El presente informe contiene el análisis del recurso de reconsideración presentado por la empresa Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR") 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 Nº 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 Nº 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 2 y 4, el 28 de junio del 2024, ELOR 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 2 y 4, mediante escrito de fecha 28 de junio de 2024, ELOR ha presentado recurso de reconsideración contra la Resolución 112, solicitando lo siguiente:

- Reconocer dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV (CMC5 y CMC6) en la SET Cáclic.
- Evaluar la línea de transmisión Bagua Chica – Muyo – Chiriaco en 138 kV.
- Aprobar un (01) banco de condensadores de 4x2.5 MVAR en la SET Tarapoto.
- Reevaluar la necesidad de equipamiento adicional en la SET Juanjuí.
- Reevaluar la necesidad de un transformador de reserva adicional para el Área de Demanda 4.

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

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

2.1.1 Sustento del Petitorio

ELOR señala que en la etapa de Opiniones y Sugerencias cometió un error material al indicar en el informe técnico y en los diagramas unifilares que presentó que el alimentador CMC5 interconectaba la “Subestación Cáclic” y la “CH Cáclic”. Con la finalidad de corregir dicho error, 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).

Asimismo, ELOR adjunta un diagrama unifilar del sistema eléctrico de Chachapoyas antes de que se conecte al SEIN. Indica que en ese contexto la energía eléctrica era suministrada por la CT Chachapoyas y la CH Cáclic. También, que esta última contaba con tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV con las siguientes características:

- El alimentador CAC201 conectaba la CH Cáclic y la CT Chachapoyas en la barra de 22,9 kV, de esta última se conectaban el alimentador ROM201 hacia Rodríguez Mendoza y un transformador de potencia de 2,5 MVA – 22,9/10 kV, que alimentaba la ciudad de Chachapoyas a través de dos (02) alimentadores CHA101 y CHA102.
- El alimentador CAC 202 de 22,9 kV atendía principalmente a la carga de las ciudades de Pedro Ruiz y Pomacochas.
- El alimentador CAC 203 de 22,9 kV atendía principalmente a la ciudad de Leymebamba.

Luego, ELOR adjunta un diagrama unifilar del sistema eléctrico de Chachapoyas después de que se conecte al SEIN a través de la SET Cáclic. Al respecto, señala que a consecuencia de dicha conexión la CT Chachapoyas dejo de generar electricidad mientras que la CH Cáclic sigue operando con sus tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV, de acuerdo con lo siguiente:

- El alimentador CMC5 que atiende principalmente a la ciudad de Rodríguez Mendoza a través de dos alimentadores de distribución (ROM101 y ROM102) de 22,9 kV.
- El alimentador CMC6 que atiende principalmente a la ciudad de Chachapoyas a través de dos alimentadores de distribución (CHA101 y CHA102) de 22,9 kV.
- El alimentador CMC7 que conecta la SET Cáclic y la CH Cáclic, el cual es exclusivamente de transmisión.

En ese sentido, ELOR solicita que se reconozca la inversión efectuada en las dos (02) celdas de distribución (CMC5 y CMC6) instaladas en la SET Cáclic y que se consideren los sustentos adicionales presentados en el petitorio.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

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. En ese contexto, 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. 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.

Sin perjuicio de lo anteriormente señalado, a continuación, se procede al análisis de los demás puntos tratados por ELOR en su recurso de reconsideración.

Respecto al error material en la función del alimentador CMC5 señalado por ELOR, se debe indicar que, en la etapa de Opiniones y Sugerencias, mediante Carta N° GE-0718-2024 recibida el 8 de mayo de 2024, ELOR presentó información complementaria. En dicha carta ELOR manifestó que había identificado algunos puntos que requerían ser aclarados y/o complementados sobre su solicitud de reconocimiento de las celdas de 22,9

kV de la SET Cáclic. Asimismo, solicitó considerar el Informe Técnico N° GWP 159-2024. Precisamente, es en este informe que ELOR indicó que el alimentador CMC5 permite atender la demanda de la ciudad de Rodriguez de Mendoza. Por lo tanto, esta información 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.

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

2.1.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este 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

ELOR señala que la extensión del sistema de transmisión mediante la ampliación de la capacidad de la línea de transmisión Bagua Chica – Muyo, dando de da baja a la actual, y la nueva línea de transmisión Muyo – Chiriaco, es más eficiente en 60 kV. Añade que, sin embargo, la demanda en la zona de Nuevo Seasme 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.

En ese contexto, 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. Por lo tanto, solicita que se realice dicha evaluación.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

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 138 kV. Por otro lado, el nivel de 60 kV, con la demanda proyectada para el año 30, podría atender crecimientos no previstos que eventualmente pudieran duplicar la demanda. Por lo tanto, no se justifica la necesidad de dejar equipada la línea de transmisión en 138 kV.

Sobre la sugerencia de ELOR que la línea de transmisión esté preparada para 138 kV para atender futuras cargas desde la SET Nueva Jaén, y que podría operar inicialmente en 60 kV, se debe señalar que, ELOR no ha presentado el sustento técnico – económico de su propuesta. Ahora bien, 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 cuadriplique la demanda, se necesitarían de equipos de compensación capacitiva en serie, motivo por el cual técnicamente no es recomendable el nivel de 138 kV.

2.2.3 Conclusión

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

2.3 Aprobar Banco de Condensadores en la SET Tarapoto

2.3.1 Sustento del Petitorio

ELOR señala que la SET Tarapoto atiende a 9 alimentadores, es la más importante del Área de Demanda 4 y, durante el mes de mayo, la subestación requirió entre 2,5 MVAR y 8,8 MVAR de potencia reactiva capacitiva. Además, 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 (pasos de 1,25 MVAR) no optimiza los niveles de tensión y no mejoran los perfiles de tensión.

Teniendo en cuenta lo anterior, 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.

ELOR agrega 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. ELOR señala que, por lo tanto, 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.

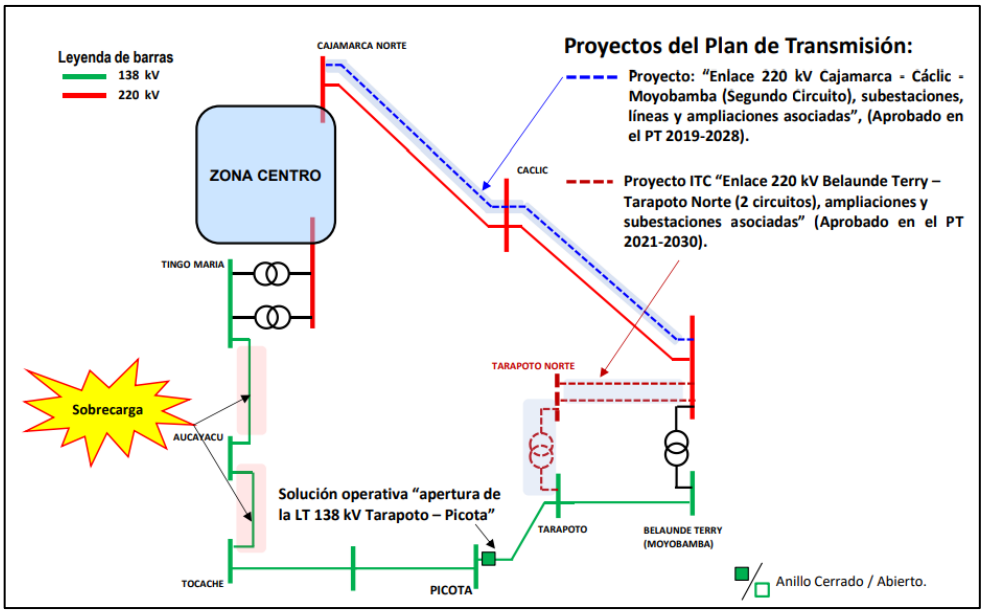
2.3.2 Análisis de Osinergmin

En el numeral 6.2.2 “Diagnóstico de la situación actual” del Informe Nº 432-2024-GRT, se constató que la SET Tarapoto de 138 kV presentaba caídas de tensión superiores al 5% durante el período 2025 – 2029. 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. Asimismo, la aprobación del banco de 3x1,25 MVAR, se encuentra sustentada en los archivos “pfd”, donde se demuestra que los perfiles de tensión en 138 kV y 10 kV durante el período analizado están dentro de lo permitido en las normas.

Ahora bien, ELOR no ha sustentado su afirmación respecto a que el banco aprobado no mejorará los niveles de tensión. Además, el banco aprobado (3x1,25 MVAR) 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.

Finalmente, cabe mencionar que respecto a la congestión de la LT 138 kV Tingo María – Aucayacu – Tocache (L-1122 y L-1124), el COES en su Plan Operativo de Largo Plazo del SEIN - Periodo: Avenida 2023 - Estiaje 2025 (Informe COES/DP/SPL-026-2021) ha planteado como alternativa de solución la apertura de la LT 138 KV Tarapoto – Picota en el extremo de Picota y como solución definitiva los proyectos “Enlace 220 kV Cajamarca – Cáclic – Moyobamba (Segundo Circuito)”, aprobado en el Plan de Transmisión 2019-2028, e “ITC – Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 Circuitos)”, aprobado en el Plan de Transmisión 2021-2030, tal como se muestra en la Figura 1. 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.

Figura 1. Proyectos de PT previstos para solucionar la sobrecarga en la LT 138 kV Tingo María - Aucayacu – Tocache **Fuente:** COES



Sin perjuicio de lo indicado, es importante señalar que 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.

2.3.3 Conclusión

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

2.4 Reevaluar la necesidad de equipamiento adicional en la SET Juanjuí

2.4.1 Sustento del Petitorio

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. Asimismo, 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, por lo cual se requiere la construcción de una nueva base que cumpla las normas eléctricas y ambientales vigentes.

Además, ELOR indica que para la puesta en servicio del nuevo transformador se necesita:

- Una (01) Celda de Transformador de 138 kV.
- Una (01) Celda de Transformador de 22.9 kV.
- Una (01) Celda de Transformador de 10 kV.

Finalmente, ELOR menciona 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

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.

Adicionalmente, se debe destacar 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 ello, para evitar cualquier eventualidad de ese tipo, Osinergmin considera que el nuevo transformador debe ser instalado en una ubicación diferente dentro de la SET Juanjuí. Cabe precisar 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 ha sido aprobado.

Para ese fin, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 una (01) celda de transformador de 138 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV y una (01) celda de transformador de 10 kV para el año 2026. Al respecto, es necesario precisar que estas celdas de transformador deben ser nuevas, no pudiendo reutilizarse las existentes.

En otro orden de ideas, luego de la entrada en operación del transformador y de las celdas de transformador, podrá solicitarse el reconocimiento del COyM del resto de la SET.

Finalmente, respecto a las celdas de transformador existentes de 138 kV, 22,9 kV y 10 kV, se debe señalar que las inversiones en la SET Juanjuí no vienen siendo reconocidas por las razones señaladas en el numeral 6.2.3.7 del Informe Técnico N° 434-2024-GRT que sustenta la Publicación del PI 2025-2029 del Área de Demanda 4, motivo por el cual no es necesario que sean dadas de Baja.

2.4.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, este 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

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

Agrega 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.

Además, 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 un cuello de botella crítico.

Señala 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.

ELOR indica que los transformadores de reserva aprobados no lograrán cubrir la demanda a corto, mediano y largo plazo. Por lo tanto, ELOR manifiesta que 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.

En ese sentido, ELOR solicita aprobar la implementación de un transformador de reserva adicional de 30 MVA y 138/60/22.9 kV para atender contingencias en las SET's Tarapoto y Moyobamba.

Adicionalmente, ELOR solicita aprobar 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.

Finalmente, 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

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

Asimismo, considerando que los transformadores de potencia de las SETs 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 indicó que requiere una reserva de 30 MVA y 138/60/22,9 kV.

Sin perjuicio de lo señalado, se advierte de la evaluación de la red eléctrica modelada al año 2034, 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.

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. Adicionalmente, el numeral 5.4 de la Norma Reserva de Transformación establece que para calcular la PNS se deberá utilizar la red que se determina a partir de la planificación que se realiza dentro del proceso del Plan de Inversiones y para un horizonte de 10 años. Es decir, en el análisis de transformadores de reserva se pueden considerar alternativas de mediano plazo que permitan seguir manteniendo la

operación confiable del sistema eléctrico del área de Demanda 4 y que eventualmente se podrán evaluar en los siguientes procesos tanto de elaboración como de modificación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, para el caso del transformador de la SET Tarapoto, como resultado del planeamiento realizado se podría prever como alternativa la LT 138 kV Tarapoto Norte - Pongo de Caynarachi el año 2033. Dicho proyecto permitiría brindar respaldo a las subestaciones en 60 kV de Yurimaguas, Pongo de Caynarachi y Tarapoto, lo cual otorgaría mayor confiabilidad a la SET Tarapoto.

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.

Ahora bien, respecto al equipamiento adicional necesario para los transformadores de reserva, se debe precisar que no está previsto que estos transformadores se mantengan energizados ni en operación de forma permanente, sino que solo serán 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.

Por otro lado, es responsabilidad de ELOR asegurar que los transformadores de reserva cumplan con todas las normativas eléctricas y ambientales vigentes, y el uso de estos sea exclusivo para operar en una eventual falla.

Finalmente, 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.

2.5.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

3. Conclusiones y recomendaciones

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

- Declarar infundado los petitorios 2, 3 y 5, por las razones señaladas en los numerales 2.2.2, 2.3.2 y 2.5.2 del presente informe.
- Declarar fundado el petitorio 4, por las razones señaladas en el numeral 2.4.2 del presente informe.
- Declarar improcedente el petitorio 1, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2 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

/hbc-rtc