
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 4

Período 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 4¹, para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 4 comprende instalaciones de la empresa Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que ELOR presentó su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 4, correspondiente al periodo 2025-2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinergmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinergmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinergmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se ha considerado la propuesta presentada por ELOR, las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinergmin a las Propuestas, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinergmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por ELOR, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por la empresa ELOR:

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se ha incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 4; así como

¹ Área de Demanda 4: Abarca el departamento de San Martín.

Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.

- Las sobrecargas en la transformación fueron atendidas mediante la rotación de transformadores, con puntuales adquisiciones de nuevas unidades. Para el efecto se realizó la proyección espacial de la potencia, considerando para el año base (2022) los valores de pulsos registrados en los medidores ubicados en cada devanado de los transformadores, a fin de identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio.
- Se consideran las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025 a fin de no considerar instalaciones adicionales en el nuevo Plan de Inversiones 2025-2029.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, dentro del Plan de Inversiones 2025-2029, se aprueban:

- En la SET Tarapoto, un (01) banco de condensadores de 3x1,25 MVA de 10 kV con una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión, una (01) celda de alimentador de 10 kV, dos (02) celdas de línea de 138 kV y un (01) transformador de reserva compartida de 138/22,9/10 kV de 30 MVA.
- En la SET Yurimaguas, un (01) banco de condensadores de 2x1,25 MVA de 10 kV con una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión, tres (03) celdas de alimentador de 33 kV, dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, una (01) celda de transformador de 10 kV y una (01) celda de medición de 10 kV.
- En la SET Moyobamba, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de medición de 22,9 kV, una (01) celda de alimentador de 22,9 kV, una (01) celda de línea transformador de 138 kV, una (01) celda de transformador de 60 kV y una (01) celda de línea de 60 kV.
- En la SET Gera, dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de medición de 22,9 kV y una (01) celda de transformador de 10 kV.
- En la SET Rioja, tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV, una (01) celda de transformador de 22,9 kV, una (01) celda de medición de 22,9 kV y un (01) transformador de reserva compartida de 60/22,9/10 kV de 20/20/20 MVA.
- En la SET Juanjuí, se aprueba la implementación de un (01) transformador de 138/22,9/10 kV de 20/20/20 MVA.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 4, para el período 2025-2029, se muestra a continuación:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 4
Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 4	5 776 419	-	70	33
ELOR	5 776 419	-	70	33
AT	1 224 559	-	20	3
Celda	511 125	-	-	2
Línea		-	-	-
Transformador	713 434	-	20	1
MAT	2 847 115	-	50	5

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celda	1 008 834	-	-	3
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 838 282	-	50	2
MT	1 704 745	-	-	25
Celda	1 546 265	-	-	23
Compensación	158 479	-	-	2

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	6
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.....	8
2. UBICACIÓN	12
3. PROPUESTA INICIAL	16
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	16
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	17
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS.....	20
5. PROPUESTA FINAL.....	23
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	23
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	24
6. ANÁLISIS DE OSINERGHMIN.....	27
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	27
6.1.1 Información Base.....	28
6.1.1.1 Ventas de energía	28
6.1.1.2 Variables explicativas.....	28
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	28
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	28
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	29
6.1.5 Proyección Global	29
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)	30
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	31
6.2.1 Consideraciones.....	32
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual.....	33
6.2.3 Análisis de Alternativas	35
6.2.3.1 SET Rioja	35
6.2.3.2 SET Moyobamba.....	36
6.2.3.3 SET Tarapoto	38
6.2.3.4 SET Bellavista	39
6.2.3.5 SET Yurimaguas	40
6.2.3.6 SET Gera	42
6.2.3.7 SET Juanjuí.....	42
6.2.3.8 Transformadores de Reserva	43
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029.....	45
6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	45
6.2.4.2 Programación de Bajas.....	45
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025.....	47
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
8. ANEXOS.....	49
9. REFERENCIAS	91

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de concesiones eléctricas establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía (en adelante “Osinerghmin”).

En ese sentido, en el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 4 (en adelante “AD4”), para el período mayo 2025 - abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Electro Oriente S.A. (en adelante “ELOR”) es la empresa concesionaria (en adelante “TITULAR”) que tiene instalaciones de transmisión en el AD4 y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y/o Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2025-2029; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinerghmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado el Estudio Técnico - Económico presentado por el TITULAR como sustento de su propuesta de inversión para el período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los Artículos 8° y 42° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”) ².

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del Artículo 43° de la LCE, modificado por la Ley N° 28832³.

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergrmin, 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 20.2⁵ de la Ley N° 28832, establece que las instalaciones del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de esta Ley, mientras que en el literal b)⁶ del numeral 27.2 del Artículo 27° de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los SST.

En el Artículo 139° del Reglamento de la LCE (modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM y posteriormente mediante los Decretos Supremos N° 010-2009-EM, N° 021-2009-EM, N° 014-2012-EM, N° 018-2016-EM y N° 028-2016-EM) se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, donde se incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

² **Artículo 8°.**- La Ley establece 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 según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

³ **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁴ **Artículo 44°.**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁵ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁶ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(...)

⁷ **Artículo 139°.**-

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinergrmin, teniendo presente lo siguiente:

Para cumplir con estos aspectos regulatorios, con Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron 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 siguientes normas, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobado por 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 (en adelante “Norma de Altas y Bajas”).
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD, modificada 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, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD (en adelante “NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”).

La base normativa antes citada, comprende para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

a) Criterios Aplicables

(...)

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinergrmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinergrmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinergrmin podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinergrmin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.1 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

Osinerghmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “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”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los “Estudios Técnico Económicos que sustentan las Propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión correspondiente al período 2025-2029”, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló entre los días 22 y 23 de junio de 2023, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico económico de sus propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinergrmin notificó a los Titulares correspondientes las observaciones a los estudios presentados por éstos como sustento de sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 20 de noviembre de 2023 los respectivos Titulares presentaron las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinergrmin a sus estudios.

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinergrmin publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024 y; se definió un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la audiencia pública descentralizada, para opiniones y sugerencias.

Segunda Audiencia Pública

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 27 de febrero de 2024, en la que Osinergrmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los Especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de Osinergrmin, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

Opiniones y Sugerencias

Hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados presentaron a Osinergrmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Por otra parte, mediante escrito del 08 de mayo de 2024, ELOR ha presentado argumentos adicionales producto de la audiencia privada de presentación de sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, solicitada por dicha empresa, la cual fue realizada el 14 de marzo de 2024. Al respecto, considerando que dichos argumentos han sido calificados por ELOR como complementarios a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinergrmin.

Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

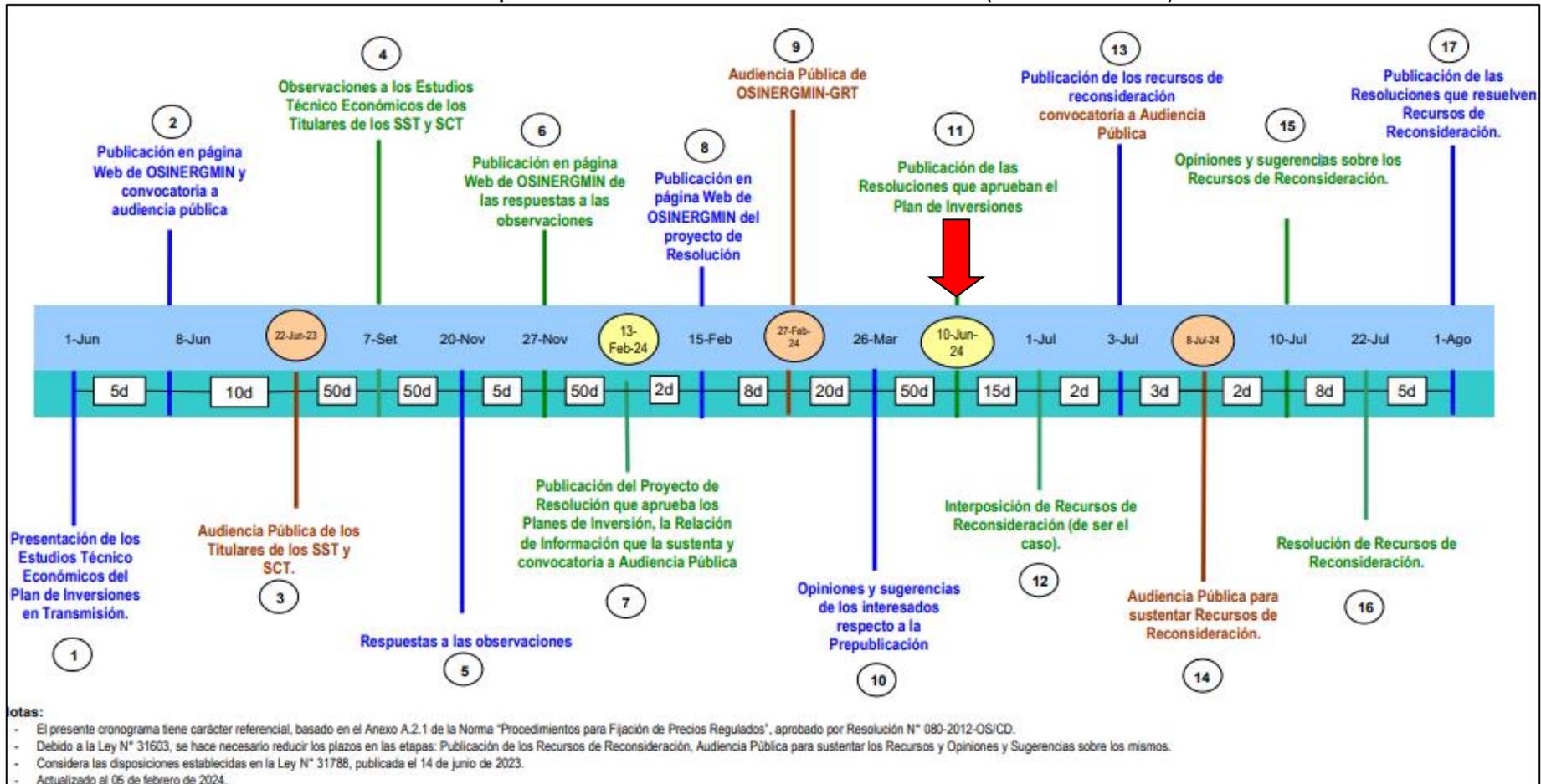
De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinergrmin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la

resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinermin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos:

Figura 1.1
Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

El AD4 está circunscrita al departamento de San Martín, el cual se ubica en la región Nor Oriental del Perú.

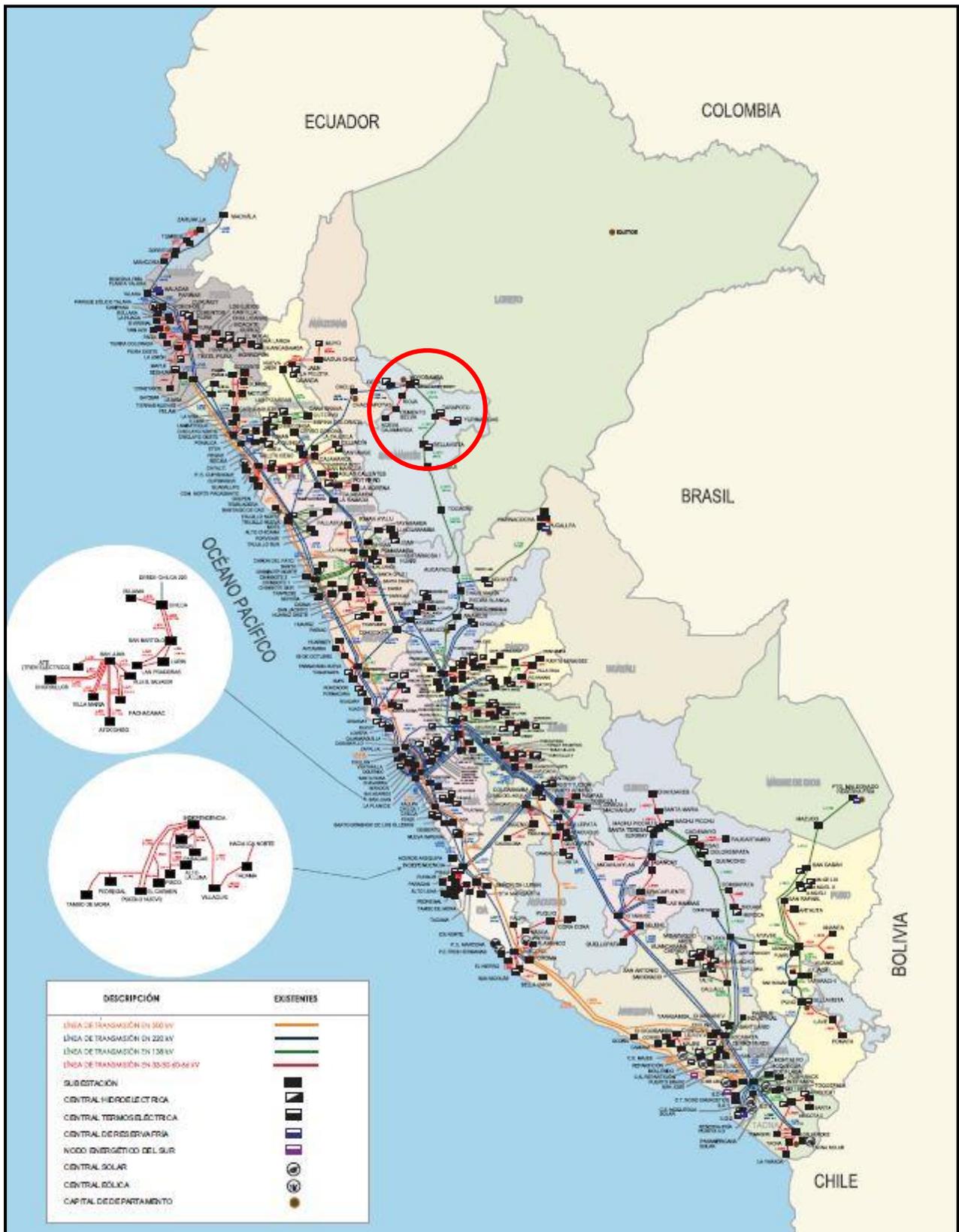
En dicha Área de Demanda se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, perteneciente únicamente a la empresa ELOR.

De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el AD4 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

- Rioja
- Gera, Moyobamba Rural, Moyobamba Urbano, Rioja Oriente, Tarapoto, Tarapoto Rural y Pongo de Caynarachi
- Bellavista Rural, Bellavista Urbano Rural.

En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del AD4.

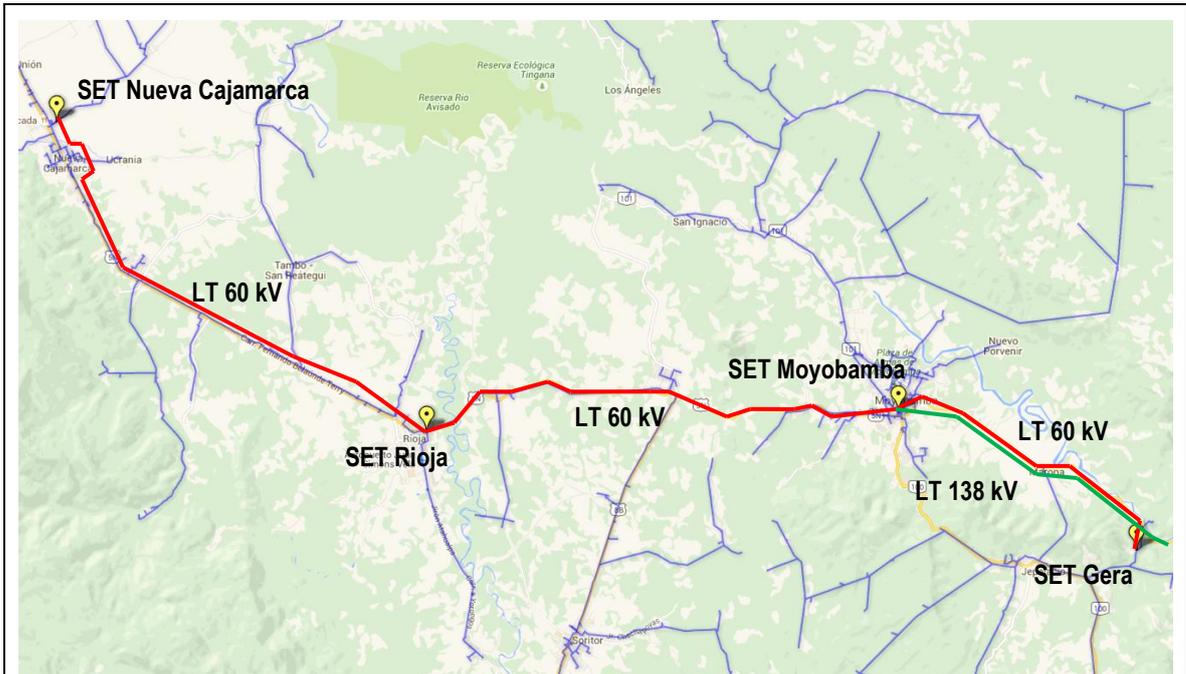
Gráfico N° 2.1: Ubicación Geográfica del Área de Demanda 4



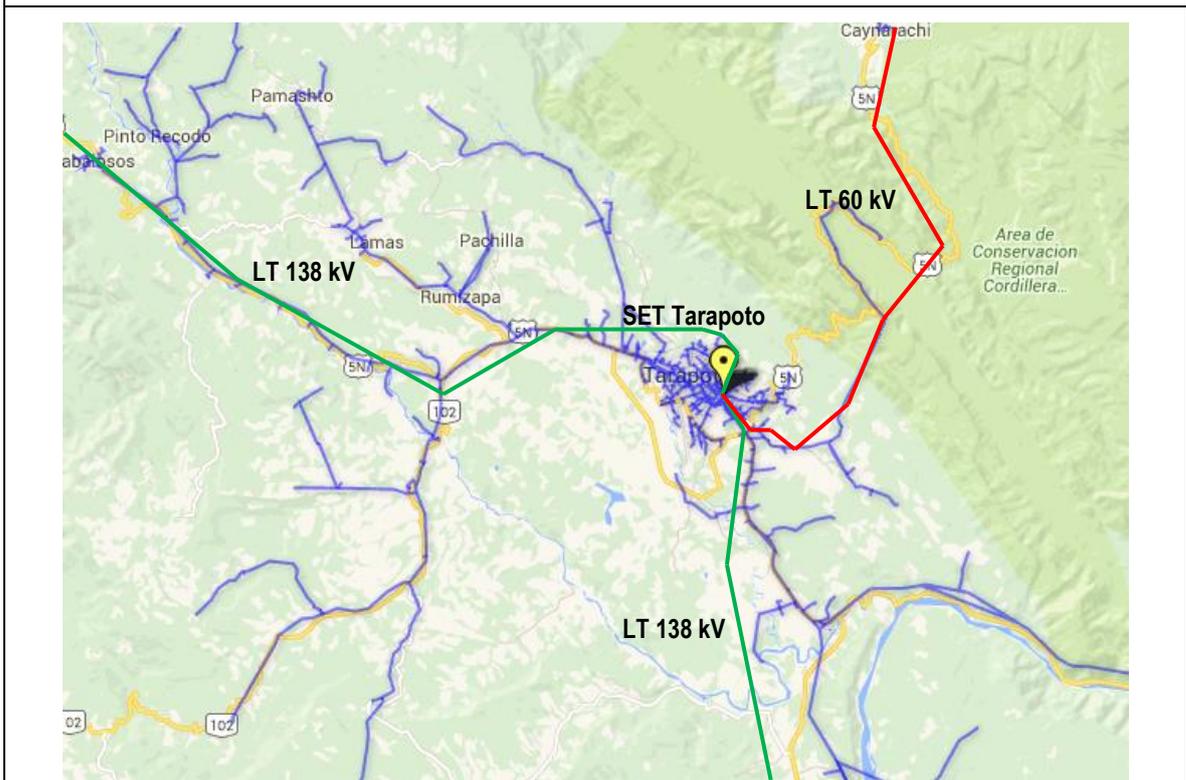
Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: octubre 2023

Asimismo, en el Gráfico N° 2.2 se muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente, que corresponden al AD4.

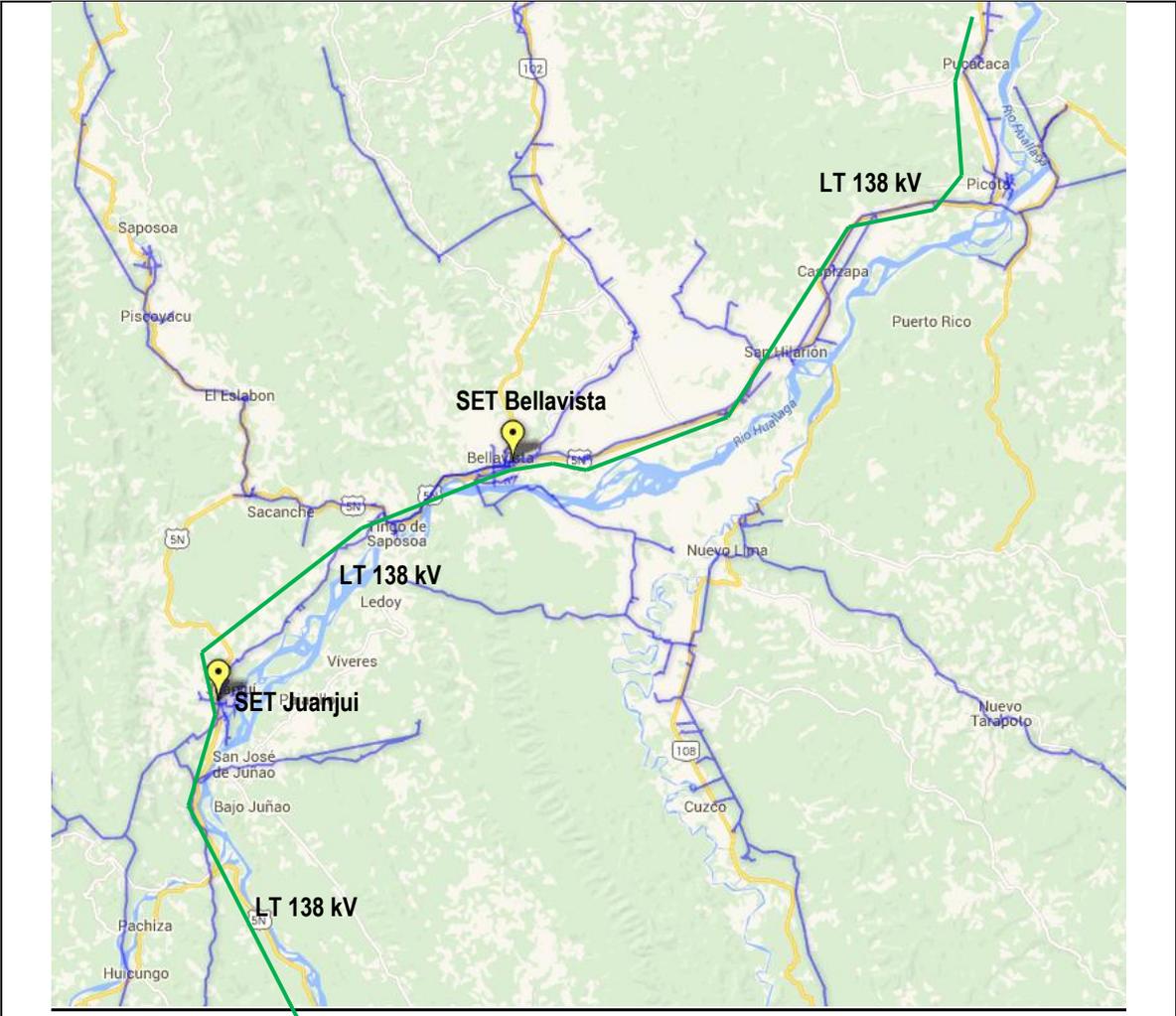
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 4



Sistema: Moyobamba



Sistema: Tarapoto – Tarapoto Rural



Sistema: Bellavista

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, mediante carta N° G-352-2023, el 01 de junio de 2023, ELOR presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2025-2029 (en adelante “PI 2025-2029”), en el AD4.

En adelante, se hace referencia a estos documentos, en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, ELOR señala que la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados del AD4 se ha realizado sobre la información histórica de ventas de energía, desglosada por sistema eléctrico y por nivel de tensión. Con los valores de potencia por barra obtenidos a partir de los registros de carga, se ha proyectado su crecimiento vegetativo con las tasas de crecimiento de ventas de energía del mercado regulado de los sistemas de transmisión. Agrega que, en la formulación del modelo de proyección de energía del AD4, se aplicaron métodos tendenciales y econométricos, lo cual requirió que presenten las pruebas estadísticas que permitan sustentar debidamente la selección del modelo de proyección.

Por su parte, en la proyección de la demanda de los usuarios libres, ELOR ha considerado las cargas concentradas en cada punto de suministro. Para las cargas de usuarios libres existentes consideró aquellas vigentes a diciembre del año 2022, con relación a las cargas nuevas (demanda incorporada), se han tomado aquellas con solicitudes de factibilidad de suministro sustentadas.

Para obtener la proyección de la demanda del AD 4, ELOR menciona que, finalmente, se han agregado las demandas de los clientes libres y las demandas adicionales.

En el Cuadro N° 3.1 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de ELOR.

Cuadro N° 3.1
PROPUESTA INICIAL- ÁREA DE DEMANDA 4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Moyobamba, Tarapoto, Yurimaguas, Bellavista, Gera, Rioja Oriente, Tarapoto Rural y SER Bellavista
2022	80,66
2023	82,79
2024	88,22
2025	92,97
2026	97,76
2027	101,82
2028	104,05
2029	106,33
2030	108,68
2031	111,09
2032	113,55
2033	116,09
2034	118,69
TC	3,27%

Fuente: F-121 de los formatos F-200

Notas:

- (1) Dado que en el F-121 se advirtieron registros ceros en la Barra CSELVA23 se tomaron los valores de esa carga del formato F-121 que se despliega en los formatos F-200 de la PROPUESTA INICIAL.
- (2) La tasa de crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro N° 3.1 se desprende que ELOR propone un incremento de demanda en el sistema eléctrico “Moyobamba, Tarapoto, Yurimaguas, Bellavista, Gera, Rioja Oriente, Tarapoto Rural y SER Bellavista” de 31,8% en el año 2029 (106,33 MW) respecto del año 2022 (80,66 MW).

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

ELOR, como parte de su PROPUESTA INICIAL, plantea las siguientes inversiones en el PI 2025-2029:

Sistema Moyobamba:

- **SET Moyobamba**
 - 01 celda de alimentador en 10 kV, para el año 2026.
 - 01 celda de línea en 138 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de transformador en 138 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de transformador en 60 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de transformador en 22,9 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de alimentador en 22,9 kV, para el año 2025.

- 01 celda de medición en 22,9 kV, para el año 2025.
- 01 celda de línea en 60 kV, para el año 2025.
- 02 bancos de condensadores de 1000 kVar en 10 kV, para el año 2026.
- 02 celdas en 10 kV para los bancos de condensadores, para el año 2026.
- 02 reactores de 1250 kVar, para el año 2026.
- 02 celdas en 10 kV para los bancos de reactores, para el año 2026.
- 01 celda de alimentador en 10 kV, para el año 2026.
- **SET Gera**
 - 01 celda de transformador en 22,9 kV, para el año 2027.
 - 01 celda de transformador en 10 kV, para el año 2027.
 - 02 celdas de alimentador en 22,9 kV, para el año 2027.
 - 03 celdas de alimentador en 10 kV, para el año 2027.
- **SET Rioja**
 - 01 celda de medición en 22,9 kV, para el año 2025.
 - 03 celdas de alimentador en 22,9 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de transformador en 22,9 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de línea en 60 kV, para el año 2025.
 - 01 celda de alimentador en 22,9 kV para transformador zigzag, para el año 2025.
 - 01 celda de alimentador en 22,9 kV, para el año 2026.
- **SET Nueva Cajamarca**
 - 02 bancos de condensadores de 1000 kVar en 22,9 kV, para el año 2026.
 - 02 celdas en 22,9 kV para los bancos de condensadores, para el año 2026.
- **LT 60 kV Rioja – Nueva Cajamarca (L-6092 y L-6094)**
 - Cambio de 24,3 km de línea, para el año 2026.

Sistema Tarapoto – Tarapoto Rural:

- **SET Tarapoto**

- 02 celdas de línea en 138 kV, para el año 2027.
- 01 transformador de reserva en 138/60/22,9/10 kV de 30 MVA, para el año 2026.
- **SET Yurimaguas**
 - 03 bancos de condensadores de 1250 kVar en 10 kV, para el año 2026.
 - 03 celdas en 10 kV para los bancos de condensadores, para el año 2026.
 - 02 bancos de reactores de 1250 kVar en 10 kV, para el año 2026.
 - 02 celdas en 10 kV para los bancos de condensadores, para el año 2026.
 - 03 celdas de alimentador en 33 kV, para el año 2026.
 - 01 celda de alimentador en 10 kV, para el año 2026.
- **LT 33 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas**
 - No dar de Baja a la línea y pasarla a distribución.

Sistema Bellavista:

- **SET Juanjuí**
 - Reconocimiento de las inversiones y el COyM, para el año 2025.

Así, los montos de inversión en instalaciones que formarían parte del SCT en el período mayo 2025 - abril 2029, propuestos por ELOR, son los que se resumen en el Cuadro N° 3.2:

Cuadro N° 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 4
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 4	13 126 216	24,3	40	58
ELOR	13 126 216	24,3	40	58
AT	3 677 629	24,3		8
Celda	1 342 709			6
Línea	2 334 920	24,3		2
Transformador				
MAT	5 400 857		40	7
Celda	2 484 444			5
Transformador	2 916 413		40	2
MT	4 047 730			43
Celda	3 572 778			37
Compensación	474 952			6

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante el Oficio N° 1536-2023-GRT, el 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a ELOR las observaciones al Estudio Técnico Económico presentado por esta empresa como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

Tales observaciones se clasificaron en generales y específicas, precisándose que las observaciones generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

Se indicó también que la absolución de las observaciones debía estar conformada por: 1°) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2°) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Se señaló, además, que el Titular revise completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en esta revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, podrían constituirse en razones para la no aprobación de la Propuesta.

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para

efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinergrmin a la PROPUESTA INICIAL de ELOR, son las siguientes.

- En el resumen ejecutivo del ESTUDIO no se presenta de manera clara la relación de proyectos a darse de Baja, que resultaría producto del planeamiento propuesto en el PI 2025-2029. Asimismo, no se incluye la totalidad de Elementos que serían candidatos a Baja. Por ejemplo, las celdas de la SET Moyobamba. En ese sentido, se requiere que se complete la información faltante o, en caso contrario, se indique con el sustento debido el destino de dichos Elementos.
- ELOR no ha presentado todos los formatos establecidos en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del PI 2025-2029. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los formatos F-001, F-002 y F-003. En ese sentido, ELOR debe presentar los formatos en base a lo establecido en el artículo 31 de la NORMA TARIFAS.
- ELOR presenta una proyección de demanda hasta el año 2052. Al respecto, es preciso indicar que conforme a lo señalado en el numeral 6.2.1 de la NORMA TARIFAS, el periodo de proyección es de 30 años, contabilizados a partir del año de vigencia de la fijación de tarifas (año 2025). Por tanto, el periodo de proyección de demanda debe estar comprendido hasta el año 2054.
- ELOR debe revisar, actualizar y corregir la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas, de manera que toda la información (hojas de cálculo, Formatos F-100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFAS.
- ELOR no presenta los documentos que justifican la demanda (ampliación de carga de nuevos Usuarios Libres y Demandas Incorporadas), por lo que el sustento de la proyección de demanda está incompleto.
- Sobre los factores de expansión de pérdidas equivalentes en Media Tensión y Baja Tensión, no se ha evidenciado el sustento de su cálculo. Al respecto, ELOR debe justificar dichos cálculos, en su defecto, emplear los factores de expansión de pérdidas vigentes.
- En cuanto a la incorporación de nuevas cargas dentro de la proyección de demanda, se debe presentar la totalidad de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, tal como se indica en el numeral 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- No se cumple con lo requerido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS, ya que el ESTUDIO no contiene el desarrollo de la configuración del sistema para los 30 años de horizonte. Al respecto, ELOR debe

presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

- De acuerdo con lo requerido en el numeral 12.1.8.c de la NORMA TARIFAS, el ESTUDIO debe considerar un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SET's.
- Si bien ELOR en su ESTUDIO presenta metodologías y criterios para realizar la planificación de sus sistemas de transmisión, no los aplica en su propuesta de Plan de Inversiones.
- ELOR presenta archivos de sustento que no corresponden con lo propuesto en su ESTUDIO. Por ejemplo, formatos F-200, F-300, F-400, archivos de flujo, etc. Al respecto, ELOR debe corregir donde corresponda en cumplimiento de la NORMA TARIFAS.
- Se observa que los mapas de densidad de carga no han sido presentados, ni en formatos PDF, ni en los formatos de AutoCAD según lo requerido en la NORMA TARIFAS.
- ELOR indica que para la valorización de sus alternativas de planeamiento ha considerado la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), actualizada mediante Resolución N° 017-2023-OS/CD. Al respecto, ELOR debe considerar la última actualización de la BDME aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Se requiere que ELOR sustente sus solicitudes empleando adecuadamente los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS. Esto es, el criterio de confiabilidad que se refiere a la redundancia bajo el criterio de N-1, para una demanda superior a los 30 MW; mientras que el criterio de seguridad corresponde a líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad o con los anchos mínimos de faja de servidumbre.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido para el efecto, con Carta N° G-747-2023, la empresa ELOR presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL, las que conjuntamente con la información que se acompañó a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. Asimismo, se consideró como parte de la PROPUESTA FINAL, la información complementaria que presentó ELOR, el 27 de enero de 2024, mediante correo electrónico a requerimiento de Osinerghmin. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 085-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido consignada en la página Web de Osinerghmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados - [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELOR presentó resultados distintos de su proyección de demanda con relación a la PROPUESTA INICIAL, resultando en promedio 0,75% mayor en el periodo 2022 – 2034. Dicha variación está explicada principalmente por la actualización de las expectativas de crecimiento del PBI para el periodo 2023-2025, en la última encuesta del BCRP.

En el Cuadro N° 5.1 se muestran los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA FINAL de ELOR.

Cuadro N° 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Moyobamba, Tarapoto, Yurimaguas, Bellavista, Gera, Rioja Oriente, Tarapoto Rural y SER Bellavista
2022	80,66
2023	83,00
2024	88,28
2025	93,01
2026	97,82
2027	101,90
2028	104,92
2029	107,97
2030	110,30
2031	112,68
2032	115,12
2033	117,63
2034	120,20
TC	3,38%

Fuente: F-121 de los formatos F-200

Notas:

(1) Dado que en el F-121 se advirtieron registros ceros en la Barra CSELVA23 se tomaron los valores de esa carga del formato F-121 que se despliega en los formatos F-200 de la PROPUESTA FINAL.

La tasa de crecimiento anual (TC) corresponde al período 2022-2034.

Del cuadro N° 5.1, se desprende que ELOR propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Moyobamba, Tarapoto, Yurimaguas, Bellavista, Gera, Rioja Oriente, Tarapoto Rural y SER Bellavista” de 41,3% en el año 2029 (107,97 MW) respecto del año 2022 (76,42 MW).

De otro lado, respecto de la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda para dicho sistema eléctrico en el periodo 2022-2034 se ha incrementado de 3,27% a 3,38%.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

ELOR como parte de su PROPUESTA FINAL propuso las siguientes inversiones en el PI 2025-2029:

Sistema Moyobamba:

- **SET Moyobamba**
 - 01 celda de línea en 138 kV, para el año 2025
 - 01 celda de transformador en 138 kV, para el año 2025
 - 01 celda de transformador en 60 kV, para el año 2025
 - 01 celda de transformador en 22,9 kV, para el año 2025

- 01 celda de alimentador en 22,9 kV, para el año 2025
- 01 celda de medición en 22,9 kV, para el año 2025
- 01 celda de línea en 60 kV, para el año 2025
- 01 celda de alimentador en 10 kV, para el año 2026
- **SET Gera**
 - 02 celdas de alimentador en 22,9 kV, para el año 2025
- **SET Rioja**
 - 01 celda de medición en 22,9 kV, para el año 2025
 - 03 celdas de alimentador en 22,9 kV, para el año 2025
 - 01 celda de transformador en 22,9 kV, para el año 2025
 - 01 celda de alimentador en 22,9 kV para transformador zigzag, para el año 2025
 - 01 transformador de reserva compartida en 60/23/10 kV de 20 MVA, para el año 2026

Sistema Tarapoto – Tarapoto Rural:

- **SET Tarapoto**
 - 02 celdas de línea en 138 kV, para el año 2027
 - 01 transformador de reserva compartida en 138/22,9/10 kV de 30 MVA, para el año 2027
 - 01 celda de acoplamiento en 138 kV, para el año 2027
- **SET Yurimaguas**
 - 03 celdas de alimentador en 33 kV, para el año 2026
 - 03 celdas de alimentador en 10 kV, para el año 2026
 - 01 celda de transformador en 10 kV, para el año 2026
 - 01 celda de medición en 10 kV, para el año 2026
- **SET Pongo de Caynarachi**
 - 01 transformador de reserva compartida en 60/33/10 kV de 20 MVA, para el año 2027.

Sistema Bellavista:

- **SET Juanjuí**
 - Reconocimiento de las inversiones y el COyM, para el año 2025
- **SET Bellavista**
 - 01 celda de línea en 138 kV, para el año 2027
 - 01 transformador de reserva compartida en 138/22,9/10 kV de 30 MVA, para el año 2026

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA FINAL se aprecia que ELOR considera ejecutar el 47,9% de su inversión total en el año 2025, el 18,4% en el año 2026, el 33,7% en el año 2027, mientras que en el 2028 y 2029 no prevé ejecutar ninguna inversión.

Así, los montos de inversión en instalaciones del SCT que conforman la PROPUESTA FINAL de ELOR, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, son los que se señalan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.3
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 4
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 4	10 235 252		110	40
ELOR	10 235 252		110	40
AT	3 106 955		40	6
Celda	1 072 645			4
Línea				
Transformador	2 034 311		40	2
MAT	5 091 533			10
Celda	2 571 479			7
Transformador	2 520 054		70	3
MT	2 036 764			24
Celda	2 036 764			24
Compensación				

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa ELOR tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al AD4 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por el TITULAR, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante "SER") correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinerghmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinerghmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA Osinerghmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinerghmin/> [Ver Referencia 6].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica del AD4, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, ello considerando que en el Estudio presentado por ELOR se han observado ciertas falencias, entre las que destacan las siguientes:

- Los factores de expansión de pérdidas considerados no corresponden a los valores vigentes establecidos mediante Resolución N° 223-2023-OS/CD.

- La fecha y hora de Máxima Demanda Anual del SEIN considerada por ELOR (02/12/2022 15:00 horas) en los formatos F-100 no es la correcta.
- No se ha presentado el sustento documentado para la incorporación de nuevas demandas.
- Es del caso resaltar que, para la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, en el período de análisis, es necesario que la proyección de la demanda de potencia cumpla con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, se ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, sobre la base de la metodología desarrollada en el Anexo B del presente informe.

A continuación, se resume la proyección de la demanda eléctrica realizada para el AD4, a nivel de barras de cada subestación y por sistema eléctrico.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM del año 2022 que publica Osinergmin en su portal web; y, con relación a las de los años anteriores se han tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI del año 2022 que Osinergmin tiene publicado también en su portal web.

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideraron como variables explicativas: PBI, Población, Clientes y la Tarifa Real. El detalle se describe en el Anexo B del presente informe.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

De acuerdo con la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados se realiza considerando métodos tendenciales y econométricos. La información histórica considerada en tales proyecciones comprende hasta el año 2022 (Año Base).

La metodología establecida en la NORMA TARIFAS se describe en el Anexo B del presente informe.

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo con la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se realiza con lo informado por los propios Usuarios Libres en encuestas efectuadas por los suministradores.

En caso los Usuarios Libres existentes no presenten incremento de carga para el año 2022, los consumos serán considerados como constantes y se consignarán según la información base del SICLI de ese año.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

De tratarse de nuevas demandas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, tal como lo establece la NORMA TARIFAS.

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por el TITULAR a través de una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido validada, revisada y seleccionada por Osinerghmin, de acuerdo con los criterios descritos en el Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

Dicho ello, en el AD4, ELOR en su PROPUESTA FINAL ha consignado como Demanda Incorporada un total de 12 cargas nuevas, de las cuales ninguna ha sido incluida por Osinerghmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo establece la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, ELOR no presentó documentación adicional para las solicitudes de factibilidad.

Cabe indicar que los detalles de la validación y revisión de cada solicitud de demanda nueva no seleccionada por Osinerghmin, se encuentran en el archivo MS Excel de los formatos de demanda “F-100” (ver hoja “Factibilidades Electro Oriente”).

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva) a nivel de barras de cada subestación; se obtiene la proyección global de la demanda del AD4 por nivel de tensión. El resultado se muestra en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro N° 6.1

Proyección Global de Demanda – Área de Demanda 4 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	-	88,44	370,21	458,65
2023	-	89,82	379,87	469,69
2024	-	91,59	392,26	483,85
2025	-	93,39	404,88	498,28
2026	-	95,22	417,68	512,90
2027	-	97,07	430,61	527,68
2028	-	98,93	443,67	542,60
2029	-	100,81	456,84	557,65
2030	-	102,25	466,90	569,15
2031	-	103,72	477,22	580,95
2032	-	105,24	487,81	593,04
2033	-	106,79	498,66	605,45
2034	-	108,38	509,79	618,17

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de la PROPUESTA Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 2,5%.
- (3) ELOR no cuenta con clientes en MAT.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW)

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico ha sido determinada en estricto cumplimiento de la NORMA TARIFAS y en base a la mejor información disponible.

Una vez proyectadas y ajustadas las ventas de energía se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión, lográndose así estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados.

Luego, con fines de proyectar la demanda por subestaciones, se han empleado los siguientes cinco factores de caracterización: el Factor de Contribución a la Punta (FCP), el Factor de Simultaneidad (FS), el Factor de Carga (FC), el Factor de participación en potencia a la hora de la Máxima Demanda del Sistema Eléctrico (FPHMS) y el Factor de participación en energía respecto de la demanda de energía total del Área de Demanda (FPMWHS).

Posteriormente, tomando en consideración la metodología señalada en los numerales 6.1.3 y 6.1.4 del presente informe, se ha desarrollado la proyección de demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada.

Considerando dichas proyecciones, en el Cuadro N° 6.2 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico del AD4.

Cuadro N° 6.2

Máxima Demanda a Nivel Sistema Eléctrico Proyección de la Demanda del Área de Demanda 4 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BELLAVISTA-ELOR	10	1,82	1,87	1,93	1,99	2,05	2,12	2,18	2,25	2,30	2,35	2,40	2,46	2,51
BELLAVISTA-ELOR	22,9	8,67	8,89	9,18	9,48	9,78	10,08	10,38	10,69	10,92	11,16	11,41	11,66	11,92
GERA	22,9	1,15	1,19	1,23	1,28	1,33	1,38	1,42	1,47	1,51	1,55	1,59	1,63	1,67
MOYOBAMBA	10	7,13	7,34	7,61	7,89	8,17	8,45	8,74	9,02	9,24	9,47	9,70	9,93	10,18
NUEVA CAJAMARCA	22,9	6,50	6,68	6,90	7,13	7,36	7,60	7,84	8,08	8,26	8,45	8,64	8,84	9,04
PONGO CAINAR	33	10,50	10,79	11,17	11,55	11,94	12,33	12,72	13,12	13,43	13,74	14,06	14,39	14,72
RIOJA	20	4,42	4,55	4,72	4,89	5,06	5,24	5,42	5,60	5,73	5,87	6,02	6,17	6,32
TARAPOTO	22,9	8,62	8,86	9,17	9,48	9,80	10,12	10,45	10,77	11,02	11,28	11,54	11,81	12,09
TARAPOTO	10	23,51	24,20	25,09	25,99	26,90	27,83	28,76	29,70	30,42	31,16	31,92	32,69	33,49
YURIMAGUAS	10	6,27	6,45	6,67	6,90	7,14	7,37	7,61	7,85	8,03	8,22	8,41	8,61	8,81
YURIMAGUAS	33	0,53	0,54	0,57	0,59	0,61	0,63	0,65	0,68	0,69	0,71	0,73	0,75	0,77
JUANJUI	10	4,03	4,15	4,31	4,48	4,65	4,81	4,98	5,16	5,29	5,42	5,56	5,70	5,85
JUANJUI	22,9	2,26	2,33	2,42	2,52	2,61	2,71	2,80	2,90	2,97	3,05	3,12	3,20	3,28
CEMENTOS SELVA	60	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64	5,64
TOTAL		91,04	93,48	96,61	99,80	103,03	106,29	109,59	112,92	115,46	118,07	120,74	123,48	126,29

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

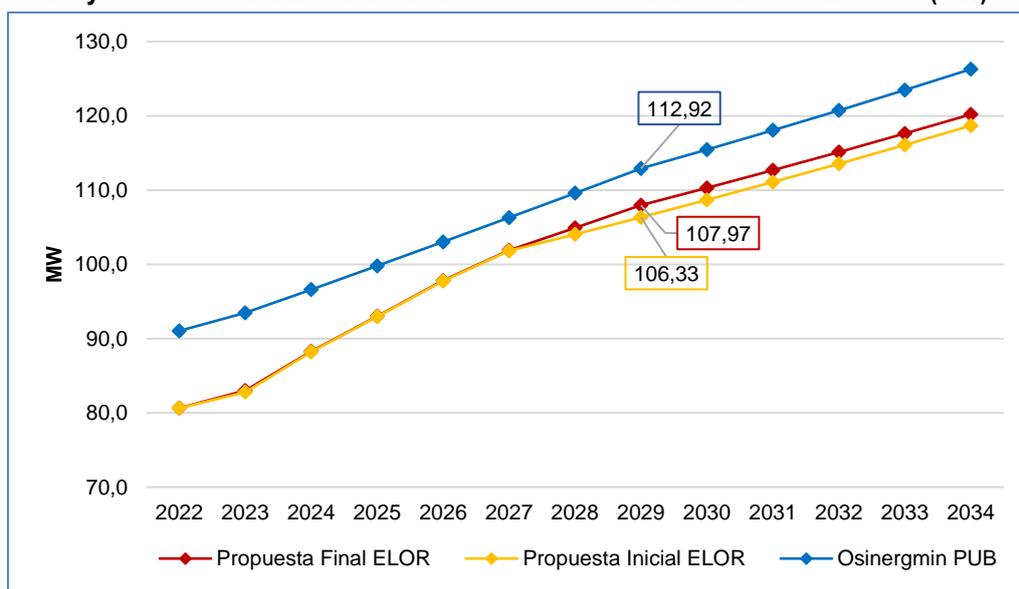
En el Cuadro N° 6.3 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

Cuadro N° 6.3
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico (MW)

Año	PROPUESTA Osinermin	PROPUESTA FINAL ELOR	PROPUESTA INICIAL ELOR
2022	91,04	80,66	80,66
2023	93,48	83,00	82,79
2024	96,61	88,28	88,22
2025	99,80	93,01	92,97
2026	103,03	97,82	97,76
2027	106,29	101,90	101,82
2028	109,59	104,92	104,05
2029	112,92	107,97	106,33
2030	115,46	110,30	108,68
2031	118,07	112,68	111,09
2032	120,74	115,12	113,55
2033	123,48	117,63	116,09
2034	126,29	120,20	118,69
TC	2,76%	3,38%	3,27%

Fuente: Formato F-121

Gráfico N° 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico (MW)



Fuente: Formatos F-121 (Osinermin y ELOR)

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinermin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones en Transmisión del AD4, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por los TITULARES:

- No se incluye todas las instalaciones del SCT que forman parte del AD4; asimismo, no se incluyen los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente en la oportunidad de presentación del ESTUDIO. Al no considerar estas instalaciones, se incumple con lo establecido en el numeral 11.2 de la NORMA TARIFAS.
- La red inicial presentada mediante un diagrama unifilar no coincide con las características y/o parámetros de los Elementos existentes a diciembre del 2022.
- No se justifica la capacidad de los transformadores seleccionados. ELOR al no considerar ese criterio incumple con el numeral 12.1.8 de la NORMA TARIFAS.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. ELOR al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser remunerados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre SET's, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional, siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.
- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las SET's durante el horizonte de estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras secundarias separadas), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la instalación de nuevos transformadores de potencia, se consideran las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de estos, bajo condiciones de operación máxima.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre del 2022 y las instalaciones que se hayan construido y/o se prevea su entrada en servicio antes de mayo del 2025.
- La configuración de barras de las nuevas SET's es la que resulte necesaria para la operación integral del sistema.

- Donde corresponda, se ha considerado el criterio N-1 para sistemas eléctricos que atienden demandas superiores a los 30 MW. Para el efecto, se evaluó el comportamiento de los distintos componentes del sistema en condiciones de operación normal y en contingencia, verificando el cumplimiento de las normas técnicas de calidad y seguridad vigentes.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2029, y para los años 20 y 30, planteando alternativas y a partir de ello evaluando los ingresos necesarios para los primeros 10 años.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema permite establecer una base a partir de la cual se inicia el proceso de planeamiento del desarrollo futuro de las instalaciones de transmisión.

Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda a nivel de SET, para realizar a partir de éstos un balance entre la potencia instalada existente en las SET's y sus demandas proyectadas correspondientes. De esta manera, se identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga que pueden experimentar las SET's en el futuro. Cabe señalar que, según la información reportada por ELOR, las instalaciones del SST y SCT del AD4 a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D. Sin embargo, dado que dicha información no contiene la actualización de las características de los Elementos existentes, se ha procedido a realizar la modificación correspondiente.

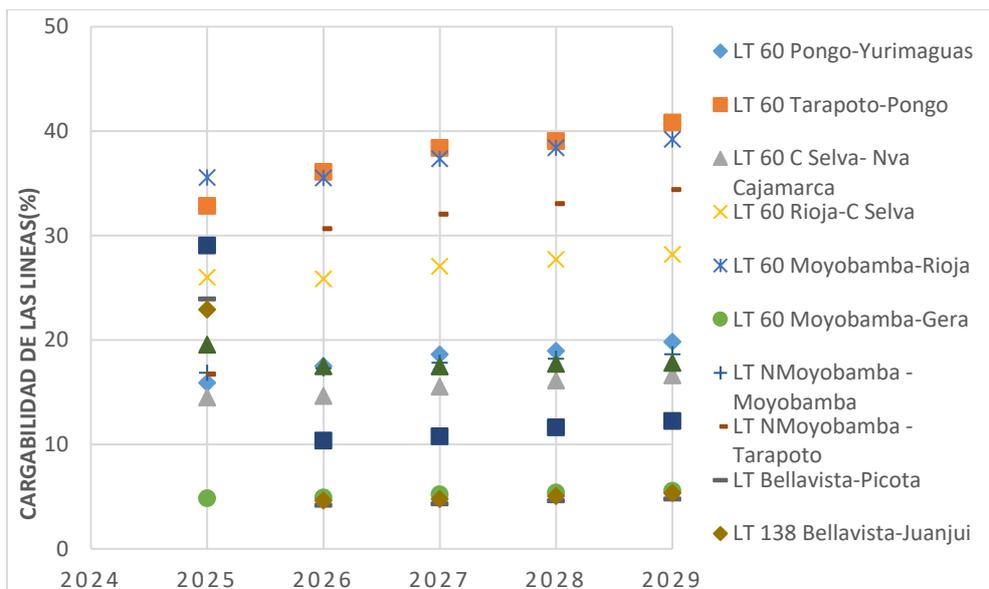
Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar las SET's existentes que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las SET's y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarían las SET's en el futuro. Es oportuno destacar que, al realizar el análisis sin la SET Juanjuí y que, en consecuencia, toda la demanda atendida desde esta subestación fuese trasladada a la SET Bellavista, el resultado indica que la SET Bellavista se sobrecarga en el año 2026 con un factor de uso de 1,01.

Por otro lado, respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores MAT/AT, así como a los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del AD4, estos fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DigSilent; para ello se han tenido en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las empresas concesionarias y los datos de placa de los transformadores obtenidos en las visitas técnicas realizadas en el mes de agosto del 2023. Cabe señalar que, la demanda utilizada para este fin, corresponde a la máxima coincidente a nivel sistema eléctrico.

Producto de dicha evaluación, se tienen los siguientes resultados:

Respecto a la cargabilidad de las líneas de transmisión, se ha verificado que estas no presentan congestiones en el período 2025-2029, conforme se muestra en la Gráfica N° 6.2.

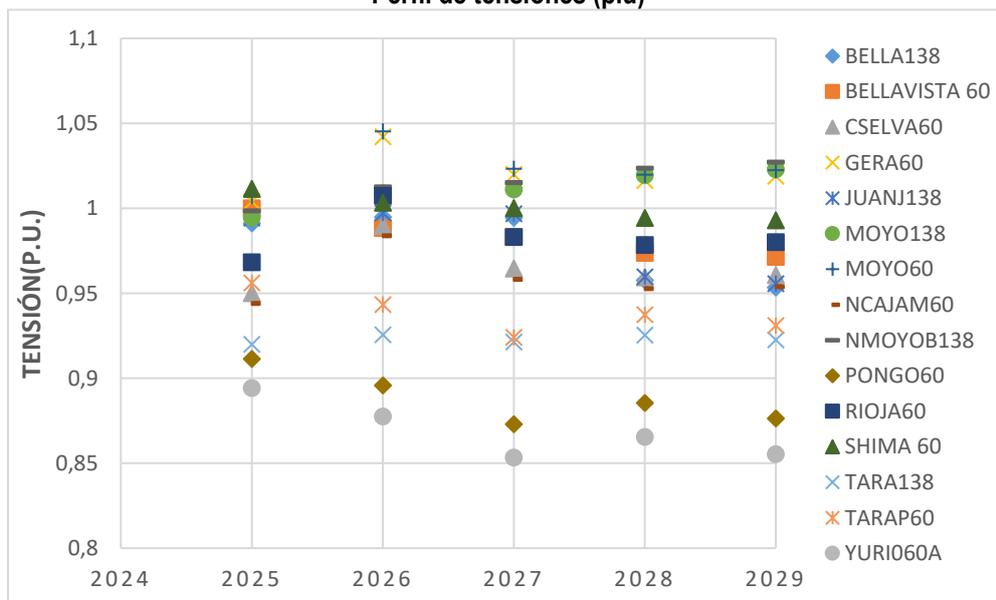
Gráfica N° 6.2
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)



Nota: Conforme se observa en el gráfico anterior, las Líneas de Transmisión presentan baja cargabilidad.

Respecto a los perfiles de tensión, se ha verificado que las SET's Tarapoto y Yurimaguas presentarán problemas de tensión en el año 2025, conforme se observa en la Gráfica N° 6.3.

Gráfico N° 6-3
Perfil de tensiones (p.u)



Como resultado general del diagnóstico, conforme se indicó en los párrafos anteriores, el sistema eléctrico del AD4 presenta problemas de caída de tensión en el período 2025-2029.

Asimismo, teniendo en cuenta las inversiones aprobadas a la fecha, el sistema eléctrico que requiere nuevas inversiones en transmisión es el sistema

Tarapoto – Tarapoto Rural, sin perjuicio de las necesidades que podrían identificarse respecto a celdas de transformador y/o alimentador en los otros sistemas.

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual, la evolución de la demanda eléctrica y los proyectos propuestos por ELOR para el AD4, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

6.2.3.1 SET Rioja

Con relación a la solicitud de renovación de las tres (03) celdas de Alimentador de 22,9 kV por antigüedad, de la revisión de las fotografías de las placas de las celdas, se identifica que el año de fabricación es 1987. Es decir, tienen una antigüedad de aproximadamente 37 años. Asimismo, en el registro de fallas de los alimentadores de la SET Rioja que ELOR adjunta como sustento se verifica que en lo que va del año 2023 se presentaron 8 eventos de falla. Por ello, se incluyen en el PI 2025-2029 las tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV para el año 2025. Adicionalmente, por los mismos argumentos expuestos, también se requiere incluir en el PI 2025-2029 una (01) celda de transformador de 22,9 kV para el año 2025. Al mismo tiempo, se dan de Baja tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV y una (01) celda de transformador de 22,9 kV existentes.

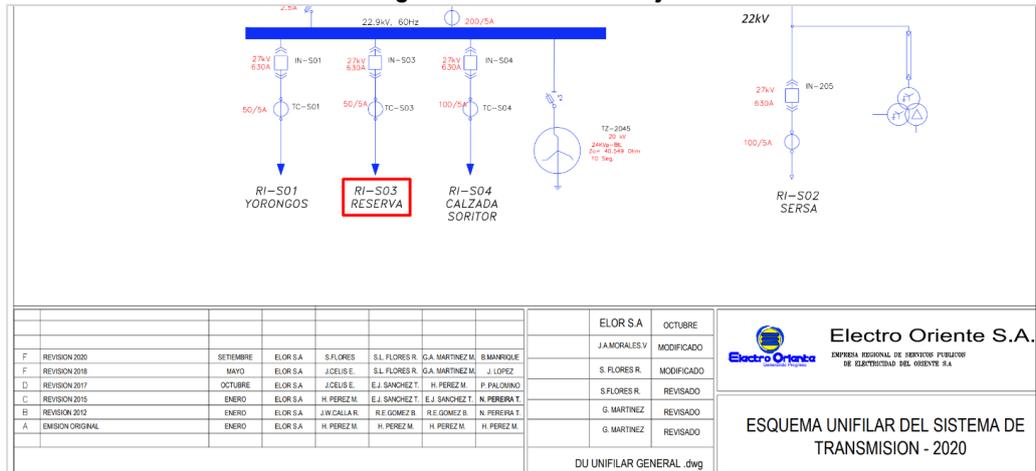
Con relación a la solicitud de una (01) celda de medición de 22,9 kV, se debe señalar que la subestación Rioja no cuenta con celda de medición de 22,9 kV. En ese contexto, se requiere incluir en el PI 2025-2029 una (01) celda de medición de 22,9 kV para el año 2025.

Con relación a la solicitud de una (01) celda de alimentador de 22,9 kV destinada a la reconfiguración de redes de MT, es importante destacar que la máxima demanda registrada en el devanado de 22,9 kV durante el año 2022 fue de 4,55 MW. En ese contexto, de acuerdo con el cálculo realizado en el formato F-204, la capacidad de suministro requerida para tal demanda puede ser eficientemente manejada mediante un único alimentador. Asimismo, en el diagrama unifilar mostrado en la Gráfica N° 6.4, se verifica que el alimentador RI-S01 atiende a la zona de Yorongos, el alimentador RI-S03 se encuentra en reserva y el alimentador RI-S04 atiende las zonas de Calzada y Soritor. Precisamente, ELOR pretende reconfigurar el alimentador RI-S04 dividiendo la red de MT en dos, uno para la zona de Calzada (RI-S04) y el otro para la zona de Soritor (RI-S04NU), tal como se muestra en la Gráfica N° 6.5. Así, teniendo en cuenta que las tres (03) celdas de alimentador de 22,9 kV existentes están siendo renovadas en el presente Plan de Inversiones y una de ellas se encuentra en reserva, esta debe servir para la reconfiguración de redes de MT descrita. Por lo tanto, no se requiere incorporar en el PI 2025-2029 la celda de alimentador de 22,9 kV adicional.

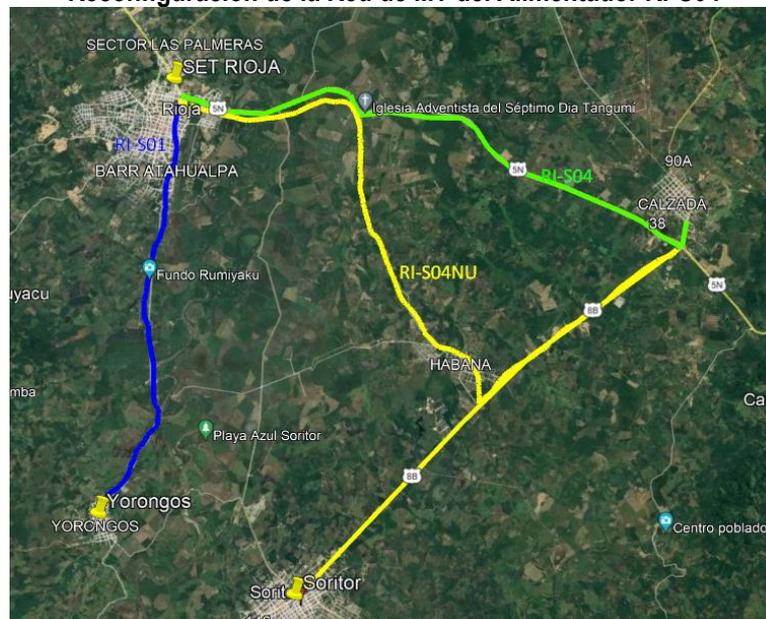
Sin perjuicio de lo señalado, con relación a la solicitud de una (01) celda de alimentador de 22,9 kV destinada a la reconfiguración de redes, se debe mencionar que ELOR no ha presentado los diagramas de carga en formato DWG o PDF de ninguno de los alimentadores. Además, no ha sustentado con simulaciones la afirmación relativa a las caídas de tensión en el alimentador, ni ha ofrecido evidencia concreta de haber evaluado alternativas adicionales a

nivel de distribución que, eventualmente, podrían solucionar los inconvenientes asociados con la presunta caída de tensión.

Gráfica N° 6.4
Diagrama Unifilar SET Rioja



Gráfica N° 6.5
Reconfiguración de la Red de MT del Alimentador RI-S04



6.2.3.2 SET Moyobamba

Con relación a la solicitud de una (01) celda de línea de 138 kV, una (01) celda de transformador de 138 kV y una (01) celda de transformador de 60 kV para el año 2025, se debe señalar que en el Plan de Inversiones 2021-2025 (en adelante “PI 2021-2025”) se aprobó un nuevo transformador de 50 MVA para reemplazar al existente y que este último pase a reserva. Al respecto, durante la visita de campo en agosto de 2023, ELOR indicó que se requiere construir una nueva cimentación para la instalación del nuevo transformador, habida cuenta que este tiene un peso considerablemente mayor que el existente. También, destacó que el proceso 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 Moyobamba. Para ese fin, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 una (01) celda de línea transformador en 138 kV y (01) celda de transformador de 60 kV para el año 2025, al mismo tiempo se da de Baja a las celdas de línea y transformador de 138 kV y celda de transformador de 60 kV existentes.

Con relación a la solicitud de una (01) celda de línea de 60 kV por antigüedad, se debe señalar que ELOR ha complementado la información al respecto. En ese contexto, tras revisar la información remitida por ELOR, junto con sus comentarios, se ha verificado que la celda de línea en cuestión ha superado la vida útil de 30 años prevista para este tipo de elementos. Adicionalmente, se han identificado fallas en los componentes de dicha celda, que corresponden fundamentalmente a descalibraciones, imprecisiones en la medición y desgastes por envejecimiento, todos estos problemas derivados de su antigüedad de aproximadamente 37 años.

Asimismo, de acuerdo con el estándar IEEE Std 493-2007, el mantenimiento y las pruebas de equipos envejecidos plantean riesgos significativos para el personal involucrado y pueden conducir a un mayor deterioro o falla del equipo que se está probando. Dicho estándar también sugiere considerar la sustitución del equipo que ha superado su vida útil esperada. Por lo tanto, se ha verificado que los inconvenientes detallados por ELOR respecto a la celda de línea son posibles como consecuencia de su antigüedad. También, es importante destacar que los equipos antiguos en subestaciones pueden enfrentar problemas significativos relacionados con la obsolescencia tecnológica, lo que complica su integración con sistemas modernos y puede resultar en imprecisiones en las mediciones debido a la degradación de los componentes y la falta de una calibración precisa. Por ello, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 una (01) celda de línea de 60 kV para el año 2025 y dar de Baja la celda de línea de 60 kV correspondiente a la línea LT 60 kV Moyobamba – Rioja (L-6091) existente.

Con relación a la solicitud de las celdas de 22,9 kV, se debe señalar que las características del transformador 138/60/22,9 de 50 MVA aprobado en el PI 2021-2025, han sido modificadas por ELOR. La empresa señala que va a instalar un transformador con un devanado adicional en 22,9 kV. Así también, se ha verificado que en la SET Moyobamba está operando un transformador elevador de 10/22,9 kV a donde se conecta el alimentador MO-S04 que atiende la demanda en 22,9 kV. En ese contexto, con la finalidad de atender de manera confiable y segura la demanda en 22,9 kV desde el nuevo transformador, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 una (01) celda de transformador, una (01) celda de alimentador y una (01) celda de medición cada una de ellas de 22,9 kV para el año 2025.

Con relación a la celda de alimentador en 10 kV por reconfiguración de redes, se han presentado imágenes y mapas en formato DWG como sustento. En estos se verifica que por el recorrido disperso del alimentador MO-S01 se requiere reconfigurar las redes de dicho alimentador y que para este fin se necesitan dos alimentadores. Por otro lado, es oportuno señalar que en el PI 2021-2025 se aprobó una celda de alimentador de 10 kV que sumada a la existente resulta en dos celdas de alimentador de 10 kV en la SET Moyobamba. Por ello, no se requiere incluir en el PI 2025-2029 la celda de alimentador de 10 kV.

6.2.3.3 SET Tarapoto

Con relación a la solicitud de dos (02) celdas de línea de 138 kV por antigüedad, es importante destacar que ELOR ha proporcionado información adicional al respecto. Tras examinar detenidamente la documentación enviada por ELOR, junto con sus comentarios, se ha verificado que la celda de línea en cuestión excederá su vida útil de 30 años para el año 2027. Además, se han verificado fallas en los componentes de dicha celda, principalmente relacionados con descalibraciones, inexactitudes en las mediciones y desgaste debido al paso del tiempo, todos estos problemas derivados de su antigüedad de alrededor de 27 años.

Además, conforme al IEEE Std 493-2007, el mantenimiento y las pruebas de equipos envejecidos representan riesgos considerables para el personal involucrado en la operación y/o mantenimiento y pueden aumentar la probabilidad de un deterioro adicional o una eventual falla del equipo si es sometido a prueba. Por consiguiente, se ha corroborado que los problemas reportados por ELOR con respecto a la celda de línea se pueden presentar a medida que su antigüedad se acerca a los 30 años de vida útil. Al mismo tiempo, es importante destacar que los equipos en subestaciones que están próximos a alcanzar su vida útil de 30 años pueden enfrentar problemas significativos relacionados con la obsolescencia tecnológica, lo que complica su integración con sistemas modernos y puede resultar en imprecisiones en las mediciones debido a la degradación de los componentes y la falta de una calibración precisa. Por ello, se requiere incorporar en el PI 2025-2029 dos (02) celdas de línea de 138 kV para el año 2027 y dar de Baja las dos (02) celdas de línea de 138 kV correspondiente a las líneas LT 138 kV Tarapoto – Bellavista (L-1017) y LT 138 kV Tarapoto – Belaunde Terry (L-1018) existentes.

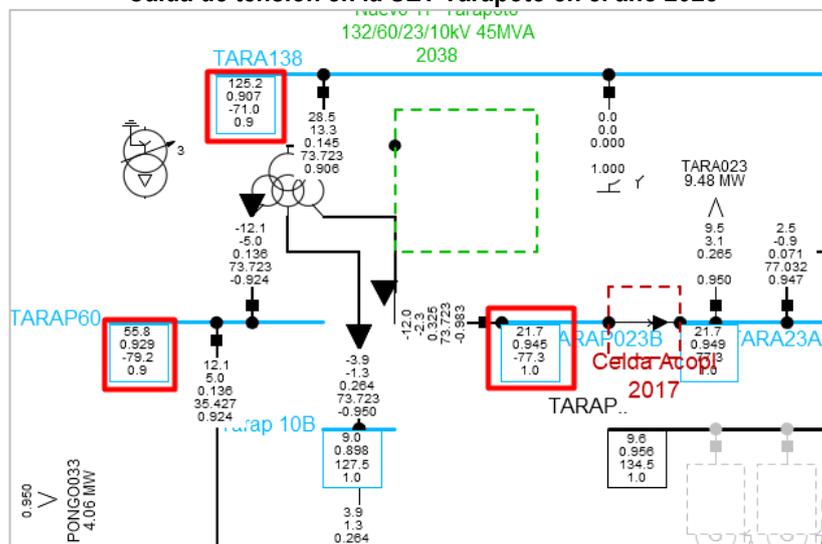
Con relación a la celda de acople de 138 kV, se debe señalar que ELOR planteó esta solicitud en su PROPUESTA FINAL sin haber sido motivado por las observaciones realizadas, es decir, de forma extemporánea. Por lo tanto, esta resulta improcedente, tal como se señala en el Informe Legal N° 096-2024-GRT que complementa el informe de PREPUBLICACIÓN. Sin perjuicio de lo señalado, se ha analizado el argumento planteado por ELOR respecto a que si por razones operativas en el mediano plazo el COES abre el circuito L-1017 (LT 138 kV Tarapoto – Bellavista), el circuito L-1018 (LT 138 kV Tarapoto – Belaunde Terry) se sobrecarga. En ese contexto, mediante simulaciones de flujo de carga se ha verificado que dicha afirmación no es precisa, para el año 2029 la línea L-1018 no se sobrecargaría. Por ello, no se incluye en el PI 2025-2029 la celda de acople de 138 kV solicitada.

Respecto a la distribución desigual de la carga en los circuitos paralelos de la LT 138 kV Tarapoto – Tarapoto Norte en condiciones de operación normal, que puede conducir a que el circuito T1 alcance su capacidad máxima mientras que el circuito T2 se encuentre por debajo del 50%, ELOR no ha evaluado dicha problemática ni ha planteado alternativa de solución alguna en su PROPUESTA FINAL. Sin perjuicio de lo señalado, Osinergmin ha evaluado la problemática y ha verificado que el escenario descrito —que no corresponde al de una operación óptima— se materializaría aproximadamente en el año 2034, vale decir, fuera del período del PI 2025-2029. En ese sentido, ELOR deberá evaluar dicha problemática y plantear alguna solución en el proceso de Modificatoria del PI 2025-2029 o en el siguiente Plan de Inversiones, según lo requiera el sistema.

Adicionalmente para esta subestación, en el formato F-204 se ha identificado la necesidad de una (01) celda de alimentador de 10 kV para el año 2029 por crecimiento de la demanda. Por lo tanto, se incluye en el PI 2025-2029 una (01) celda de alimentador de 10 kV para el año 2029.

Por otro lado, como parte del proceso de planeamiento, Osinerghmin mediante el análisis de flujo de carga ha identificado problemas de caída de tensión en la SET Tarapoto en el año 2025, tal como se muestra en la Gráfica N° 6.6. En ese contexto y con el objetivo de contar con bancos de condensadores estándar en el AD4, se ha evaluado como alternativa de solución un banco de condensadores de 3x1,25 MVAR de 10 kV, verificándose que esta medida soluciona el problema de caída de tensión identificado. Por ello, se requiere incluir en el PI 2025-2029 un (01) banco de condensadores de 3x1,25 MVAR de 10 kV con una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión el año 2025.

Gráfica N° 6.6
Caída de tensión en la SET Tarapoto en el año 2025



6.2.3.4 SET Bellavista

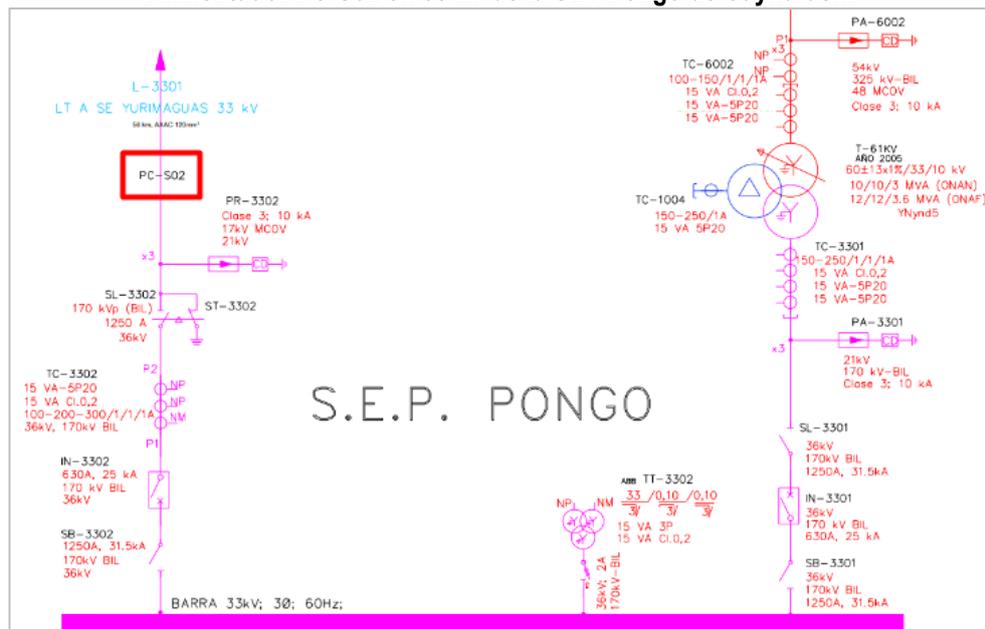
Con relación a la solicitud de renovación de la celda de línea de 138 kV, que va hacia la SET Picota, por antigüedad, no corresponde realizar el análisis por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivados por las observaciones realizadas, conforme lo explica el Informe Legal N° 096-2024-GRT que sustenta la PREPUBLICACIÓN del PI 2025-2029. Por lo tanto, este pedido es desestimado por extemporáneo.

Sin perjuicio de lo indicado, se debe señalar que ELOR ha presentado fotografías de las placas donde se evidencia que la fecha de fabricación corresponde al año 1997. Sin embargo, es fundamental resaltar que, aunque se menciona que la celda es antigua, no se ha presentado un informe detallado sobre el mantenimiento y/o pruebas específicas de dicha celda que permita determinar de manera concluyente la presencia de deficiencias. Más aún, cuando el informe técnico de estado de equipos presentado por ELOR concluye que las celdas se encuentran en estado operativo. Por ello, no se incluye en el PI 2025-2029 la celda de línea en 138 kV solicitada.

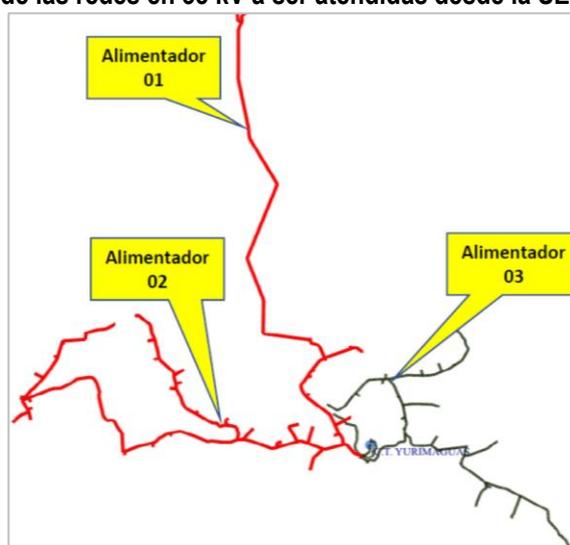
6.2.3.5 SET Yurimaguas

Con relación a la solicitud de tres (03) celdas de alimentador de 33 kV, se ha verificado que actualmente las redes de 33 kV de las zonas aledañas a la SET Yurimaguas son alimentadas desde la SET Pongo de Caynarachi, tal como se muestra en la Gráfica N° 6.7. Adicionalmente, se ha verificado que dichas redes forman tres trayectorias divergentes entre sí, por lo que, para ser reconfiguradas y atendidas desde la SET Yurimaguas, se requieren de tres (03) alimentadores en 33 kV, tal como se muestra en la Gráfica N° 6.8. Por lo tanto, se incluyen en el PI 2025-2029 tres (03) celdas de alimentador de 33 kV, para el año 2026.

Gráfica N° 6.7
Alimentador PC-S02 en 33 kV de la SET Pongo de Caynarachi



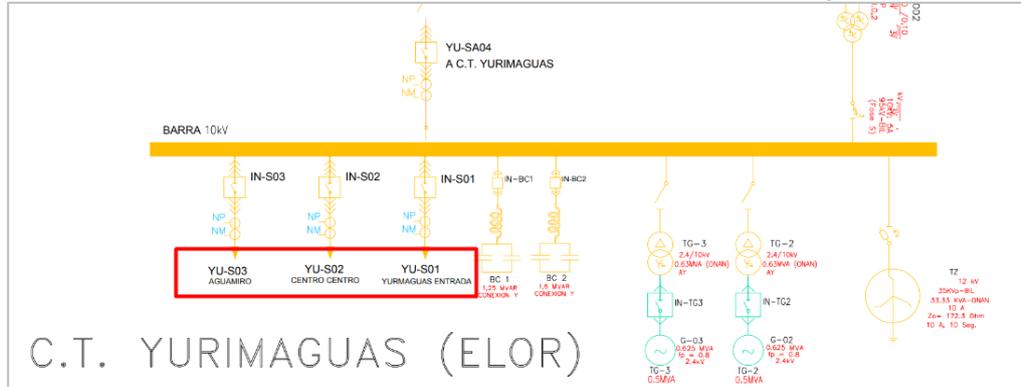
Gráfica N° 6.8
Trayectoria de las redes en 33 kV a ser atendidas desde la SET Yurimaguas



Con relación a la solicitud de las tres (03) celdas de alimentador de 10 kV, se ha verificado que existen tres celdas de alimentador de 10 kV en la CT

Yurimaguas, tal como se muestra en la Gráfica N° 6.9, que requieren ser instaladas en la SET Yurimaguas. Además, se verifica que el alimentador YU – S03 en 10 kV presenta una trayectoria dispersa, razón por la cual debe ser reconfigurada y para ello se requiere una (01) celda de alimentador de 10 kV. Es decir, serían necesarias cuatro (04) celdas de alimentador de 10 kV. No obstante, se debe tener en cuenta que en el Plan de Inversiones 2017-2021 (en adelante “PI 2017-2021”), se aprobaron dos (02) celdas de alimentador de 10 kV para el año 2018. En ese contexto, solo es necesario incluir en el PI 2025-2029 dos (02) celdas de alimentador de 10 kV, para el año 2026.

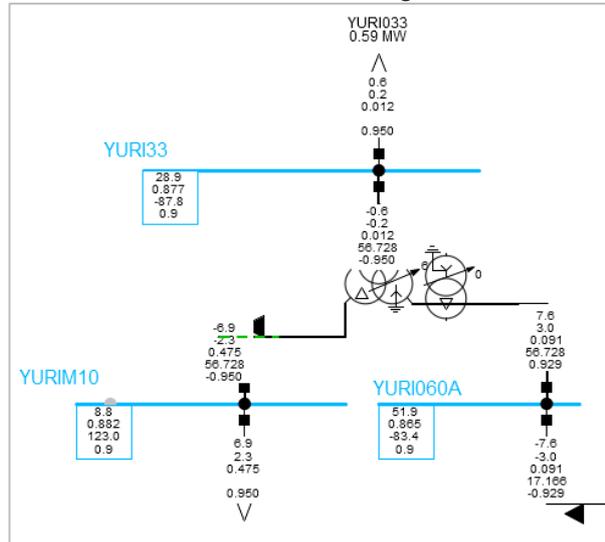
Gráfica N° 6.9
Celdas de alimentador en 10 kV existente en la CT Yurimaguas



Con relación a la solicitud de una celda de transformador en 10 kV y una celda de medición en 10 kV, se debe señalar que en el PI 2013-2017 se aprobó un transformador de 60/33/10 kV de 15 MVA y que actualmente se necesita utilizar el devanado de 10 kV con el propósito de transferir la carga de la CT Yurimaguas a la SET Yurimaguas. En virtud de esta consideración, se incluye en el PI 2025-2029 una (01) celda de transformador y una (01) celda de medición en 10 kV, para el año 2026.

Adicionalmente, como parte del proceso de planeamiento, Osinerghmin ha identificado problemas de caídas de tensión en la SET Yurimaguas a partir del año 2025, tal como se puede verificar en la Gráfica N° 6.10.

Gráfica N° 6.9
Caída de tensión en la SET Yurimaguas en el año 2025



En ese contexto, se ha evaluado como alternativa de solución la implementación de un banco de capacitores de 2x1,25 MVar de 10 kV, el cual requiere una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión. En dicha evaluación, se verifica que el banco indicado permite solucionar el problema de caída de tensión en la SET Yurimaguas durante el período 2025-2029. En consecuencia, se incluye en el PI 2025-2029 un (01) banco de condensadores 2x1.25 MVar de 10 kV con una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión para el año 2025.

6.2.3.6 SET Gera

Con relación a la solicitud de incorporar dos celdas de alimentador de 22,9 kV por antigüedad, se debe señalar que la información remitida evidencia que se requieren dos celdas de alimentador de 22,9 kV ya que estas permitirán reconfigurar las redes para atender la demanda distribuida de forma dispersa desde esta subestación. Además, es importante precisar que en la visita de campo se observó que la conexión de las celdas presenta un alto grado de precariedad —encontrándose incluso cortocircuitadas—, tornándose como un lugar de alto riesgo. En virtud de estas consideraciones, se incluyen en el PI 2025-2029 dos (02) celdas de alimentador de 22,9 kV para el año 2025. Por otro lado, se debe tener en cuenta que en esta subestación se reconoce una celda de alimentador de 22,9 kV, por ello, corresponde su Baja.

Con relación a la solicitud de incorporar una (01) celda de transformador de 22,9 kV, es importante precisar que ELOR la ha retirado en su PROPUESTA FINAL pese a que Osinergmin no realizó observaciones al respecto. No obstante, en la visita de campo se constató que la celda de transformador de 22,9 kV es de la misma antigüedad que la celda de alimentador de 22,9 kV y que también se encuentra en un estado similar. Por las razones expuestas, se incluye en el PI 2025-2029 una (01) celda de transformador de 22,9 kV para el año 2025 y la Baja de la celda de transformador en 22,9 kV existente.

Es pertinente señalar que en su PROPUESTA INICIAL ELOR solicitó la renovación de una (01) celda de transformador de 10 kV. No obstante, la retiró en su PROPUESTA FINAL suponiendo que correspondía a una instalación de generación. Al respecto, se ha verificado que dicha celda pertenece al SST y es remunerado por la demanda. Entonces, dado que en la visita de campo se constató que esta celda también se encuentra en un estado similar al de las celdas descritas en los dos párrafos anteriores, se incluye una (01) celda de transformador de 10 kV en el PI 2025-2029 para el año 2025, y la Baja de la celda existente.

Asimismo, para un correcto funcionamiento de la subestación, se requiere incluir en el PI 2025-2029 una (01) celda de medición de 22,9 kV para el año 2025.

6.2.3.7 SET Juanjuí

Con relación a la solicitud de reconocimiento de la inversión y los costos de operación y mantenimiento (en adelante "COyM") asociados a los Elementos de la SET Juanjuí, es pertinente señalar que ELOR no ha proporcionado los archivos de cálculo, como el flujo de potencia en formato PFD, que respalden sus aseveraciones respecto a las caídas de tensión en el escenario donde la SET Juanjuí no esté presente y toda su demanda sea trasladada a la SET Bellavista. Sin perjuicio de lo señalado, se ha verificado que en el referido escenario la SET Bellavista experimentaría una sobrecarga proyectada para el

año 2026, con un factor de uso de 1,01. Por lo tanto, se encuentra justificada la necesidad de la SET Juanjuí en el AD4.

Con la finalidad de facilitar el análisis sobre el reconocimiento de la inversión y el COyM de la SET Juanjuí, este se ha desarrollado en dos partes:

a) Sobre el Costo de inversión

De conformidad con la normativa vigente, la inversión en instalaciones no es reconocida cuando estas han sido construidas sin contar con la aprobación previa dentro de un Plan de Inversiones.

Sin perjuicio de lo indicado, en procesos regulatorios anteriores, ELOR ha señalado que las instalaciones referidas a la SET Juanjuí forman parte del saldo de obra que ha realizado para completar el proyecto original de interconexión Tocache-Juanjuí-Bellavista, que involucra, entre otros, la LT 138 kV Tocache – Bellavista. Al respecto, la LT 138 kV Tocache – Bellavista fue regulada mediante la Resolución N° 184-2009-OS/CD y, según el alcance del Expediente Técnico de la LT 138 kV Tocache – Bellavista del Proyecto Interconexión del Sistema Eléctrico San Martín al SEIN. En ese contexto, ahora que se demuestra la necesidad de la SET Juanjuí para el año 2026, esta debería recibir el mismo tratamiento que la LT 138 kV Tocache – Bellavista. Es decir, el no reconocimiento del costo de inversión.

b) Sobre el Costo de operación y mantenimiento.

Dado que el reconocimiento del COyM no forma parte del proceso del Plan de Inversiones, esta solicitud deviene en improcedente. No obstante, ELOR podrá solicitar que se evalúe dicho reconocimiento en el proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT siguiente.

Corresponde precisar que este análisis es complementado con lo señalado en el Informe Legal N° 096-2024-GRT que sustenta el proyecto de Resolución del PI 2025-2029 (PREPUBLICACIÓN).

En otro orden de ideas, en los formatos F-200 se ha verificado que la capacidad del transformador existente en la SET Juanjuí (8,75 MVA) no ha sido dimensionado adecuadamente, ya que con la demanda proyectada al año 2030 (8,77 MVA) se sobrecargaría. Por esta razón, en dicha subestación se requiere de un transformador de mayor capacidad. Por lo tanto, se incluye en el PI 2025-2029 un (01) transformador 138/22,9/10 kV de 20 MVA para la SET Juanjuí, para el año 2026. Luego de la entrada en operación del transformador, podrá solicitarse el reconocimiento del COyM del resto de la SET.

6.2.3.8 Transformadores de Reserva

Con la finalidad de facilitar el análisis, este se ha desarrollado en dos partes:

a) Transformadores menores a 100 kV

El análisis se ha desarrollado en estricta aplicación de los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (en adelante “NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD. Asimismo, se ha hecho uso del modelo de confiabilidad y optimización (en adelante “MODELO DE TRANSFORMADORES DE

RESERVA") adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Como resultado se ha obtenido que, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD4, se necesita un transformador de reserva a ubicarse en la SET Rioja. Asimismo, la potencia óptima del transformador de reserva resultante es de 9 MVA. Sin embargo, debido a que en el AD4 existen transformadores de 15 y 20 MVA, la capacidad de reserva compartida se estandariza a 20 MVA. Adicionalmente, los niveles de tensión de la reserva compartida son 60/22,9/10 kV, toda vez que está prevista la Baja de la LT 33 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas. En el Anexo C se detalla la metodología para la determinación de transformadores de reserva.

Por las razones expuestas, se incluye en el PI 2025-2029 un (01) transformador 60/22,9/10 kV de 20 MVA de reserva compartida en la SET Rioja, para el año 2025.

b) Transformadores mayores a 100 kV

La NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN dispone en su artículo 5 que no será aplicable para los fines de dicha norma el caso de los transformadores trifásicos mayores a 100 kV y cuya viabilidad de transporte no sea factible ni accesible por parte del agente que solicite el Transformador de Reserva Compartida.

En ese contexto, corresponde indicar que el transformador de 138/22,9/10 kV sugerido por ELOR para el AD4 corresponde a uno trifásico cuyo nivel de tensión se encuentra por encima de los 100 kV. Es decir, cumple con la primera condición para no aplicar la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN en la evaluación de esta solicitud de ELOR. No obstante, luego de revisar la información proporcionada por ELOR junto con sus comentarios, se ha verificado que la viabilidad de transporte de dicho transformador es factible y accesible por parte de ELOR. En consecuencia, dado que solo se cumple una de las dos condiciones necesarias para la no aplicabilidad de la mencionada norma, sí corresponde evaluar la solicitud de ELOR de un Transformador de Reserva Compartida de 138/22,9/10 kV aplicando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

La evaluación del Transformador de Reserva Compartida solicitado por ELOR se realiza en el Anexo C del presente informe. Como resultado se ha obtenido que, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD4, se requiere un transformador de reserva compartida de 138/22,9/10 kV – 30 MVA para el año 2025 a ubicarse en la SET Tarapoto. Además, corresponde indicar que el transformador de 138/60/10 kV – 20 MVA en la SET Moyobamba debe ser dado de Baja.

Corresponde señalar que, según el estándar IEEE Std C57.150-2012: *"Guía para el Transporte de Transformadores y Reactores con una Capacidad Nominal de 10,000 kVA o Superior"* (traducido del inglés), para el transporte de transformadores y reactores de gran tamaño, especialmente aquellos con una tensión nominal superior a 100 kV, se enfrentan desafíos significativos debido a su tamaño y peso. Estas dificultades incluyen limitaciones de maniobrabilidad, lo que aumenta el riesgo de daños durante el transporte. Además, existen restricciones impuestas por la capacidad de las redes viales y dificultades de acceso en las subestaciones eléctricas, especialmente en

aquellas con reservas compartidas. Por lo tanto, se requiere una planificación cuidadosa y la obtención de permisos especiales para garantizar un transporte seguro y eficiente de estos equipos. En este contexto, es de entera responsabilidad de ELOR considerar todos los posibles riesgos y elaborar cuidadosamente un plan de acción que los mitigue, a fin de garantizar el óptimo estado del transformador de reserva compartida, tanto durante su almacenamiento en condición de reserva como durante su traslado y operación en cualquiera de las subestaciones requeridas.

Por las razones expuestas, se incluye en el PI 2025-2029 un (01) transformador de reserva 60/22,9/10 kV de 20 MVA en la SET Rioja, y un (01) transformador de reserva de 138/22,9/10 kV de 30 MVA en la SET Tarapoto, ambos para el 2025.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

6.2.4.1 Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinerghmin, en el Anexo F se detallan los proyectos requeridos para el período 2025-2029, que formarían parte del SCT a ser remunerado por la demanda. Asimismo, en el formato "F-305", se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

Cabe mencionar que, para la fecha de puesta en Operación Comercial de las instalaciones en transmisión y las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio; se debe tener en cuenta lo siguiente:

- **Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión:** La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante "POC"), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.
- **Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio:** Se debe precisar que, en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

6.2.4.2 Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a reserva en caso sean requeridas para

tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que quedaría en desuso.

En el caso del AD4, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, las cuales se muestran en el Cuadro N° 6.4.

Cuadro N° 6.4
Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 4

Programación de Bajas AD04				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
4	ELOR	2025	03 celdas de Alimentador de 22,9 kV	SET Rioja
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 22,9 kV	SET Rioja
4	ELOR	2025	01 celda de línea de 138 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 138 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 60 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de línea de 60 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 transformador de 138/60/10 kV – 20 MVA	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de alimentador de 22,9 kV	SET Gera
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 22,9 kV	SET Gera
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 10 kV	SET Gera
4	ELOR	2027	02 celdas de línea de 138 kV	SET Tarapoto

En resumen, el Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 4, que se requiere implementarse en el período 2025-2029 se muestra en el siguiente cuadro:

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del AD4, que se requiere implementar en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro N° 6.5:

Cuadro N° 6.5
PROPUESTA Osinergmin - ÁREA DE DEMANDA 4
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total Área de Demanda 4	5 776 419	-	70	33
ELOR	5 776 419	-	70	33
AT	1 224 559	-	20	3
Celda	511 125	-	-	2
Línea		-	-	-
Transformador	713 434	-	20	1
MAT	2 847 115	-	50	5
Celda	1 008 834	-	-	3
Línea	-	-	-	-
Transformador	1 838 282	-	50	2
MT	1 704 745	-	-	25
Celda	1 546 265	-	-	23
Compensación	158 479	-	-	2

En el cuadro anterior están incluidas, únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad de la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinermin, son materia de evaluación en la elaboración del Plan de Inversiones 2025-2029.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, esta revisión del Regulador, tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones puntuales justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el Plan de Inversiones 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del Plan de Inversiones 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho Plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado en el AD4, no se prevé el retiro de instalaciones consideradas en el Plan de Inversiones 2021-2025.

⁸ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”.

⁹ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinermin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”.

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por ELOR, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel de Media Tensión en el AD4 es de 2,76%, menor que el presentado por ELOR en su PROPUESTA FINAL (3,38%) en el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 4 en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 5 776 419, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada 100% a ELOR.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 4, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 4, correspondiente al período mayo 2025 – abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en el presente informe.
- e) Finalmente, se precisa que las premisas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029 han considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo de 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.

/hbc/rtc



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- Anexo A** Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.
- Anexo B** Metodología para la Proyección de la Demanda.
- Anexo C** Metodología y determinación de transformadores de reserva.
- Anexo D** Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información del TITULAR.
- Anexo E** Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinerghmin.
- Anexo F** Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinerghmin.
- Anexo G** Cuadros Comparativos.

Anexo A
Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de ELOR a la PREPUBLICACIÓN

En el presente anexo se analizan las opiniones y sugerencias presentadas al proyecto de resolución que aprobó el Plan de Inversiones 2025-2029.

1. Osinerghmin no aprueba la renovación de una (01) celda de línea de 60 kV en la SET Moyobamba correspondiente a la línea LT 60 kV Moyobamba – Rioja (L-6091)

ELOR presenta como sustento adicional la estadística de fallas de la celda de línea de 60 kV de la L-6091. Además, precisa que este equipo tiene un alto grado de falla por su propia antigüedad, razón por la cual no se recomienda hacer pruebas con maniobras que expondría a un alto riesgo al personal que las realice. Al mismo tiempo, indica que no corresponde hacer un mantenimiento mayor, toda vez que existe elementos internos desgastados por las maniobras realizadas y por su propia antigüedad.

ELOR señala que ha efectuado los mantenimientos cotidianos y programados, como el engrase de elementos móviles, ajuste de borneras e inspecciones del equipo. Sin embargo, el equipo tiene tecnología obsoleta y carece de un indicador de maniobras, lo que aumenta el riesgo de falla inminente.

ELOR indica que la vida útil de estos equipos es de 25 años, pero el equipamiento tiene 37 años y debió ser reemplazado hace 13 años. Añade que mantener un activo tan antiguo es contraproducente, ya que el año 2029 tendría 42 años, lo que incrementa el riesgo de fallas en el mecanismo de operación y circuitos auxiliares. Por ello, es necesario un nuevo equipo para asegurar el adecuado funcionamiento del sistema bajo las condiciones operativas requeridas.

ELOR adjunta a su comentario varias fotografías, incluyendo la de la placa del interruptor de línea cuya sustitución se solicita. Señala que estas imágenes evidencian que la fecha de fabricación del interruptor es 1987 y que su tecnología está descontinuada debido a su antigüedad. Asimismo, adjunta como sustento de todo lo señalado el Informe Técnico Celda de Línea 60 kV SE Moyobamba.

ELOR concluye solicitando la aprobación de la renovación de una (01) celda de línea de 60 kV en la SET Moyobamba correspondiente a la línea LT 60 kV Moyobamba – Rioja (L-6091).

Análisis de Osinerghmin

Tras revisar la información remitida por ELOR, junto con sus comentarios, se ha verificado que la celda de línea en cuestión ha superado la vida útil de 30 años prevista para este tipo de elementos. Adicionalmente, se han identificado fallas en los componentes de dicha celda, que corresponden fundamentalmente a descalibraciones, imprecisiones en la medición y desgastes por envejecimiento.

Asimismo, la literatura técnica, como el estándar IEEE Std 493-2007 - IEEE "Práctica Recomendada para el Diseño de Sistemas Eléctricos Industriales y Comerciales Confiables" (traducido del inglés), señala, entre otras cosas, que el mantenimiento y las pruebas de equipos envejecidos plantean riesgos significativos para el personal involucrado y pueden causar mayor deterioro o falla del equipo. Recomienda seguir protocolos de seguridad estrictos e incluso considerar la sustitución de equipos que han superado su vida útil. El riesgo para el personal se debe a que la manipulación y el

mantenimiento de equipos antiguos pueden aumentar la probabilidad de accidentes debido a la degradación de los materiales y la falta de características de seguridad modernas. Por otro lado, el mayor deterioro o la falla del equipo se relacionan con que las pruebas en equipos antiguos pueden comprometer la integridad de los componentes debido al desgaste acumulado y la posible fragilidad de los mismos. Por lo tanto, se ha comprobado que los inconvenientes detallados por ELOR sobre la celda de línea son posibles, y que existen riesgos asociados a su operación debido a la antigüedad del equipo.

Además, es importante destacar que los equipos antiguos en subestaciones pueden enfrentar problemas significativos relacionados con la obsolescencia tecnológica, lo que complica su integración con sistemas modernos y puede resultar en imprecisiones en las mediciones debido a la degradación de los componentes y la falta de una calibración precisa.

ELOR señala que la vida útil de estos equipos es alrededor de 25 años, al respecto es fundamental especificar que, sin perjuicio de lo señalado en los párrafos anteriores, la remuneración por el costo de operación y mantenimiento de una celda de línea se lleva a cabo por un período de 30 años, el cual corresponde a su vida útil. En este contexto, la empresa concesionaria tiene la responsabilidad de mantenerla en condiciones operativas durante dicho lapso.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente la opinión de ELOR. Se acoge respecto a la necesidad del cambio de la celda debido a su antigüedad, fallas y riesgos asociados y; no se acoge respecto a que la vida útil de las celdas es de 25 años.

2. Osinerghmin no aprueba la renovación de dos (02) celdas de línea de 138 kV en la SET Tarapoto correspondiente a las líneas LT 138 kV Tarapoto – Bellavista (L-1017) y LT 138 kV Tarapoto – Belaunde Terry (L-1018)

ELOR presenta como sustento adicional, la estadística de fallas de las celdas de línea de 138 kV de las líneas L-1017 y L-1018. Además, señala que este equipo tiene un alto grado de falla por su propia antigüedad, razón por la cual no se recomienda hacer pruebas con maniobras que expondría a un alto riesgo al personal que las realice. Al mismo tiempo, indica que no corresponde hacer un mantenimiento mayor, toda vez que existe elementos internos desgastados por las maniobras realizadas y por su propia antigüedad.

ELOR indica que ha realizado los mantenimientos cotidianos y programados, incluyendo el engrase de elementos móviles, ajuste de borneras e inspecciones del equipo. Sin embargo, la tecnología del equipo es obsoleta debido a su antigüedad, lo que incrementa el riesgo de una falla inminente.

Agrega que, la vida útil de estos equipos es de aproximadamente 25 años por lo que el equipamiento solicitado ya la habría cumplido en el año 2022. Además, que en el año 2028 tendrá una antigüedad mayor a 30 años. Agrega que, por ello, las celdas de línea en cuestión requieren ser reemplazadas para garantizar su operación confiable.

ELOR adjunta a su comentario varias fotografías como evidencia de la antigüedad de los elementos que componen las celdas en cuestión y que su tecnología está descontinuada debido a su antigüedad.

ELOR también señala que una parte de estos equipos pertenecientes a las celdas de línea fueron cambiados por presentar fallas, específicamente el transformador de tensión. Añade

que, respecto de los otros elementos, su comportamiento es impredecible durante los próximos años por lo que también por esta razón se debe iniciar la renovación de los mismos. ELOR adjunta como parte de su sustento el Informe Técnico Celda de Línea 138 kV SE Tarapoto.

ELOR concluye solicitando la aprobación de la renovación de dos (02) celdas de línea de 138 kV en la SET Tarapoto correspondiente a las líneas LT 138 kV Tarapoto – Bellavista (L-1017) y LT 138 kV Tarapoto – Belaunde Terry (L-1018).

Análisis de Osinergmin

Tras revisar la información remitida por ELOR, junto con sus comentarios, se ha verificado que la celda de línea en cuestión superará su vida útil de 30 años en el 2027. Adicionalmente, se han identificado fallas en los componentes de dicha celda, que corresponden fundamentalmente a descalibraciones, imprecisiones en la medición y desgastes por envejecimiento, todos estos problemas derivados de su antigüedad de aproximadamente 27 años.

Asimismo, de acuerdo con el estándar IEEE Std 493-2007, el mantenimiento y las pruebas de equipos envejecidos plantean riesgos significativos para el personal involucrado y pueden conducir a un mayor deterioro o falla del equipo que se está probando. Por lo tanto, se ha verificado que los inconvenientes detallados por ELOR respecto a la celda de línea son posibles conforme su antigüedad se aproxima a su vida útil.

Al mismo tiempo, es importante destacar que los equipos en subestaciones que están próximos a alcanzar una vida útil de 30 años, pueden enfrentar problemas significativos relacionados con la obsolescencia tecnológica, lo que complica su integración con sistemas modernos y puede resultar en imprecisiones en las mediciones debido a la degradación de los componentes y la falta de una calibración precisa.

ELOR señala que la vida útil de estos equipos es alrededor de 25 años, al respecto es fundamental especificar que, sin perjuicio de lo señalado en los párrafos anteriores, la remuneración por el costo de operación y mantenimiento de una celda de línea se lleva a cabo por un período de 30 años, que corresponde a su vida útil. En este contexto, la empresa concesionaria tiene la responsabilidad de mantenerla en condiciones operativas durante dicho lapso.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente la opinión de ELOR. Se acoge respecto a la necesidad del cambio de la celda debido a su antigüedad, fallas y riesgos asociados y; no se acoge respecto a que la vida útil de las celdas es de 25 años.

3. Osinergmin no aprueba el pedido de implementar un transformador de reserva de 30 MVA 138/22,9/10 kV

ELOR hace referencia al artículo 5 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN indicando que no será del alcance de este si se cumple que el transformador es mayor a 100 kV y si no existe viabilidad o no es viable en transporte o accesible por parte del agente que solicite el Transformador de Reserva Compartida.

ELOR, añade que el transformador de reserva solicitado a Osinergmin será de uso compartido entre las SET Juanjuí, SET Bellavista, SET Picota, SET Tarapoto y SET Moyobamba. Al mismo tiempo manifiesta que es un error no evaluar solo por la condición

Transformadores mayores a 100 kV, de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.2 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

En ese sentido, ELOR manifiesta que sí es viable el transporte de transformadores de 138 kV toda vez que las subestaciones de potencia Juanjuí, Bellavista, Picota, Tarapoto y Moyobamba se encuentran muy cerca de la carretera Longitudinal de la Selva. Añade que, por lo tanto, sí corresponde aplicar la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN en nivel de 138 kV para el AD4.

ELOR como sustento agrega la descripción de la accesibilidad y viabilidad del transporte entre las subestaciones Juanjuí, Bellavista, Picota, Tarapoto y Moyobamba, la cuales — según ELOR— están interconectadas a través de la carretera Longitudinal de la Selva Norte. Adjunta como evidencia mapas con la trayectoria de esta carretera, así como una fotografía de dicha vía. ELOR también adjunta el Informe Técnico Trafo Reserva.

Adicionalmente, ELOR expone la necesidad de un transformador de reserva en el AD4 de 138 kV señalando que ha realizado un análisis considerado las demandas de las SET que involucran el nivel de tensión en 138kV del formato F-203 del proyecto de publicación del Plan de Inversiones 2025-2029, aprobado mediante Resolución N° 017-2024-OS/CD para el AD4, así como la contingencia N-1 para el caso de transformadores instalados en la SET Moyobamba, SET Bellavista, SET Picota y la SET Tarapoto.

ELOR señala que, para el caso de la salida del transformador 138/60/10 kV - 50 MVA de la SET MOYOBAMBA, al no contar con reserva se dejaría de atender toda la carga de las barras de 10 kV de la ciudad de Moyobamba y 60kV que involucra la SETs Rioja, Gera Y Nueva Cajamarca, por lo que se requiere el transformador de reserva ante cualquier contingencia del transformador de Moyobamba.

Asimismo, señala que, para el caso de la salida del transformador 132/23/10 kV – 20/20/7 MVA (ONAF) de la SET Bellavista, al no contar con reserva, se dejaría de atender toda la carga de las barras de 10 kV y 23 kV de la ciudad de Bellavista y zonas aledañas a la misma, por lo que se requiere el transformador de reserva ante cualquier contingencia del transformador de Bellavista.

Del mismo modo, indica que, para el caso de la salida del transformador 138/23 kV - 20 MVA de la futura SET PICOTA, al no contar con reserva, se dejaría de atender toda la carga de las barras de 23 kV de la ciudad de Picota y zonas aledañas a la misma, por lo que se requiere el transformador de reserva ante cualquier contingencia del transformador de Picota.

Finalmente, señala que, para el caso de la SET Tarapoto, se cuenta con dos (02) transformadores 132/23/10 kV 30/9/30 MVA ONAF y 132/60/23/10 kV 45/20/30/9 MVA, por ello para esta subestación se realizó el análisis de contingencia ante la salida de uno de los dos transformadores mediante flujos de potencia llegando a los siguientes resultados:

- Ante la salida del transformador de 132/23/10kV 30/9/30 MVA ONAF, el transformador 132/60/23/10kV 45/20/30/9MVA asumirá toda la carga de la SET Tarapoto, sin embargo, para la carga en 10kV únicamente asumiría la carga hasta los 9 MVA (ONAF), rechazando toda la carga restante de la SET Tarapoto en 10kV.
- Ante la salida del transformador de 132/60/23/10 kV 45/20/30/9 MVA, el transformador 132/23/10kV 30/9/30 MVA ONAF asumiría toda la carga de la SET Tarapoto, sin embargo, al no contar con la barra de 60kV, se dejaría de atender toda la carga de la SET Pongo de Caynarachi y Yurimaguas, mientras que la

carga en 22,9 kV se atenderá con rechazos de carga.

ELOR, luego de su análisis, concluye que es necesario contar con un (01) transformador de reserva para el AD4 en 138 kV de uso compartido entre las subestaciones Bellavista, Picota, Moyobamba, Juanjuí y Tarapoto.

En otro orden de ideas, respecto a que al transformador de 138/23/10kV de 20 MVA de la SET Moyobamba sea usado como reserva, ELOR señala que el año de fabricación de este transformador es 1998 por lo que al año 2028 cumplirá su vida útil de 30 años. Añade que este transformador presenta constantes salidas de servicio, los cuales se puede corroborar con la estadística de fallas de la SET Moyobamba. Asimismo, que ha sufrido diferentes averías que lo hicieron salir de servicio. También, presenta como anexo el informe de las pruebas realizadas y los mantenimientos realizados al transformador.

En adición, ELOR señala que la potencia del transformador actual de Moyobamba en el lado de 10 kV es de 9 MVA (ONAF), mientras que en los lados de 60 kV y 138 kV es de 20 MVA (ONAF).

ELOR, muestra las demandas de las subestaciones de 138 kV del AD4. Explica que el transformador de 138/60/10kV 20/20/9MVA no podrá cubrir la demanda por las razones que detalla a continuación:

- En la SET Bellavista, la demanda en 10 kV y 23 kV es mayor a 9 MVA, además para la atención de la demanda en 23 kV deberá de instalarse un transformador de 10 kV a 22,9 kV.
- En la SET Tarapoto ante la salida del transformador 132/23/10 kV, no se podrá cubrir la demanda de 10 kV conjuntamente con el existente TP 132/60/23/10 que sumados dan una potencia de 18 MVA y la demanda únicamente en la barra de 10 kV en esta SET Tarapoto es de 27,58 MVA al año 2025.
- En la SET Moyobamba no se podrá atender la carga de 60 kV que involucra las subestaciones Gera, Rioja y Nueva Cajamarca a partir del año 2028.

ELOR añade que el transformador actual de la SET Moyobamba de 138/60/10kV de 20/20/9 MVA, no cubrirá la demanda en caso de ser utilizado como reserva para las SETs Bellavista, Tarapoto y Moyobamba; además de los problemas de operatividad que actualmente presenta. Precisa que, por ello, se requiere un nuevo transformador de 138/22,9/10 kV de 30 MVA para ser de uso compartido entre las SETs Tarapoto, Bellavista, Picota, Juanjuí y Moyobamba.

ELOR manifiesta que, para obtener la ubicación óptima del transformador de reserva, ha utilizado el modelo estimación transformadores de reserva Versión 2022-05 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el cual presenta como anexo de su análisis. Asimismo, con los resultados de dicho análisis, ELOR sugiere la aprobación de un transformador de 30 MVA de 138/22,9/10 kV para el AD4 que será de utilizado como un transformador de reserva de uso compartido entre las SETs Moyobamba, Tarapoto, Juanjuí, Bellavista y Picota, y que el transformador 138/60/10 kV 20/20/9 MVA de la SET Moyobamba sea dado de baja en cuanto se implemente el transformador de reserva.

Análisis de Osinerghmin

La NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN dispone en su artículo 5 que no será aplicable para los fines de dicha norma el caso de los transformadores trifásicos mayores

a 100 kV y cuya viabilidad de transporte no sea factible ni accesible por parte del agente que solicite el Transformador de Reserva Compartida.

En ese contexto, corresponde indicar que el transformador de 138/22,9/10 kV sugerido por ELOR para el AD4 corresponde a uno trifásico cuyo nivel de tensión se encuentra por encima de los 100 kV. Es decir, cumple con la primera condición para no aplicar la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN en la evaluación de esta solicitud de ELOR. No obstante, luego de revisar la información proporcionada por ELOR junto con sus comentarios, se ha verificado que la viabilidad de transporte de dicho transformador es factible y accesible por parte de ELOR. En consecuencia, dado que solo se cumple una de las dos condiciones necesarias para la no aplicabilidad de la mencionada norma, si corresponde evaluar la solicitud de ELOR de un Transformador de Reserva Compartida de 138/22,9/10 kV aplicando la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

La evaluación del Transformador de Reserva Compartida solicitado por ELOR se realiza en el Anexo C del presente informe. En esta se concluye que para brindar confiabilidad a los transformadores del AD4, se necesitan los transformadores de reserva de 60/22,9/10 kV – 20 MVA y 138/22,9/10 kV – 30 MVA a ubicarse en la SETs Rioja y Tarapoto, respectivamente.

Adicionalmente a la necesidad de un transformador de reserva compartida de 138/22,9/10 kV – 30 MVA a ubicarse en la SET Tarapoto, se ha verificado que el transformador de 138/60/10 kV – 20 MVA en la SET Moyobamba presenta serias averías y alcanzará el fin de su vida útil en el año 2028. Asimismo, este transformador no cuenta con la capacidad necesaria para satisfacer la demanda de las subestaciones circundantes en caso de ser utilizado como reserva. Por consiguiente, no podrá ser utilizado como transformador de reserva compartida y, en consecuencia, corresponde darle de baja.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

4. Osinergmin aprueba (01) banco de condensadores 2x1,25 MVAR en 10 kV con una (01) celda de transformador de 10kv

ELOR indica que cuenta con dos (02) bancos de condensadores de 2x1,25 MVAR adquiridos en el año 2016. Estos se encuentran en los almacenes de la SET Yurimaguas ya que debían ser instaladas juntamente con la línea 60 kV Pongo-Yurimaguas. Sin embargo, este proyecto ha tenido retrasos ajenos a la concesionaria ELOR. En ese contexto, ELOR sugiere aprobar el reconocimiento del banco de condensadores de 2x1,25 MVAR adquirido por ELOR en el año 2016 en lugar del banco de condensadores aprobado en la Pre Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Análisis de Osinergmin

Las características de los elementos aprobados en el marco del Plan de Inversiones 2025-2029 se ajustan rigurosamente a las necesidades técnicas y operativas del sistema eléctrico durante dicho período. En este contexto, la aprobación explícita del reconocimiento del banco de condensadores 2x1,25 MVar adquiridos por ELOR en 2016 no forma parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Sin perjuicio de lo indicado, resulta oportuno señalar que, según lo establecido en la Norma de Altas y Bajas, en el caso de que un elemento nuevo supere la antigüedad de fabricación de dos años, el Titular debe informarlo y proporcionar la justificación correspondiente a fin de que la División de Supervisión de Electricidad (en adelante “DSE”) de Osinergmin evalúe

su aprobación mediante un informe y, de corresponder, proceda con la suscripción del Acta de Verificación de Alta. En este sentido, ELOR podrá realizar las gestiones necesarias con la DSE para dar cumplimiento a este proceso.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

5. Osinergmin aprueba un (01) banco de condensadores 1x3,5 MVAR en 10 kV con una (01) celda de transformador de 10kv para la SET Tarapoto

ELOR señala que de acuerdo al INFORME COES/DP-01-2021 "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN" PERIODO 2023 - 2032, el COES, en el corto plazo, por congestión de la línea L-1018 Fernando Belaunde Terry, operará el sistema eléctrico San Martín de forma radial con más frecuencia por congestión de la línea LT 138 kV L-1122 Tingo María – Aucayacu, por lo tanto el sistema eléctrico Tarapoto 138 kV operará de forma Radial conjuntamente con el sistema eléctrico 60 kV Pongo – Yurimaguas. Todos ellos alimentados desde la línea LT 138 kV L-1018 Fernando Belaúnde Terry – Tarapoto. Por lo tanto, ELOR sugiere considerar en el Plan de Inversiones 2025-2029 tres (03) bancos de condensadores de 2,5 MVAR cada una con sus respectivas celdas, haciendo un total de 7,5 MVAR. ELOR añade que esto en base a mediciones reales a efecto de que el desfase de tensión no exceda los valores de +-5% de la Tensión 10 kV de Subestación Tarapoto en cumplimiento de la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos). ELOR adjunta un Archivo Excel del día de máxima demanda Sistema Tarapoto febrero 2024.

ELOR concluye señalando que, además de las razones expuestas, requiere contar con bancos de condensadores estándar en el AD4. Por lo tanto, solicita considerar la aprobación de 02 bancos de condensadores de 2x2,5 MVAR a cambio del banco de condensadores de 1x3,5MVAR aprobado en la PREPUBLICACIÓN.

Análisis de Osinergmin

En atención a la sugerencia presentada por ELOR, se ha revisado el Informe N° 499-2023-GRT y el Informe COES/DP-01-2021 mencionados. Al respecto, en ninguno de ellos se ha identificado la sugerencia de implementar dos bancos de condensadores de 2,5 MVAR.

Sin perjuicio de lo señalado, y con el objetivo de contar con bancos de condensadores estándar en el AD4, se ha evaluado como alternativa de solución un banco de condensadores de 3x1,25 MVAR en 10 kV, verificándose que esta medida también soluciona el problema de caída de tensión identificado.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente la opinión de ELOR. Se acoge respecto a la necesidad del banco de condensadores y, no se acoge respecto a que sean dos (02) bancos de 2x2,5 MVAR.

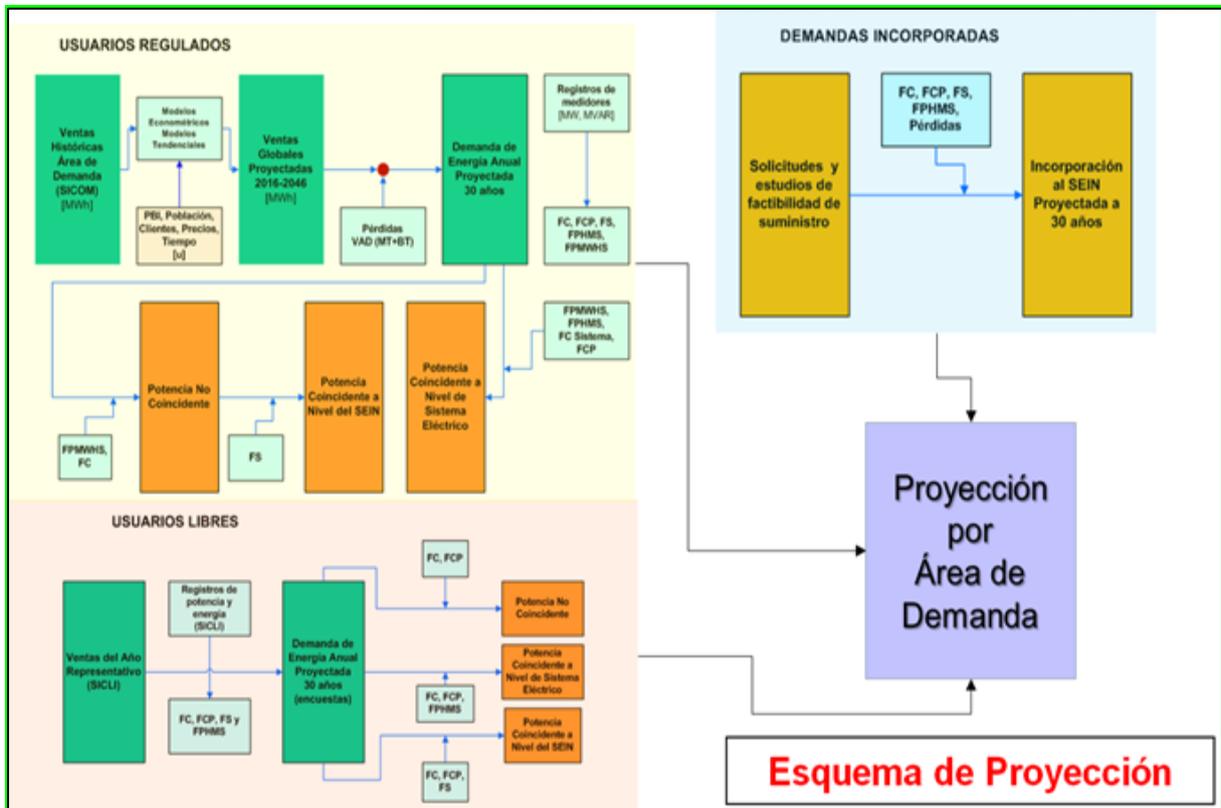
Anexo B

Metodología para la proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología aplicada en el presente estudio está basada en lo establecido en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“NORMA TARIFAS”) aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. La Figura N° 1 presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura N° 1: Flujoograma del Proceso de Proyección de Demanda



De acuerdo con el artículo 8 de la NORMA TARIFAS, las etapas del estudio son las siguientes:

- Recopilación de información requerida.
- Proyección de la Demanda de Energía.
- Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.
- Caracterización de la carga en el Área de Demanda.
- La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

B.1 Datos Históricos e Información Base, 1996-2022

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se han tomado

en cuenta las Bases de Datos que dispone Osinerghmin: Sistema de Información Comercial (SICOM) y Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI).

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI de los departamentos de Loreto y San Martín. Está en millones de soles del año 2007 y es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 4 (“AD4”) en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo del PBI del Área de Demanda 4 correspondiente al Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>. El PBI del AD4 del 2022 se calculó a través de una ponderación del PBI de cada departamento con las ventas de energía de cada uno de esos dos departamentos.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del AD4 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del AD4 correspondiente al Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del AD4 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía de cada departamento que componen dicha Área de Demanda (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del AD4 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del AD4 del Año Representativo (2022) se obtuvieron a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinerghmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 4.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del AD4 en el periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del AD4 correspondiente al Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio, en cts.

de sol por kWh, se obtuvo dividiendo la facturación de energía en miles de soles entre las ventas de energía en MWh del AD4. Finalmente, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último calculado y publicado por el INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del AD4 se evaluó si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, en la proyección de esta variable para los años 2023, 2024 y 2025, se consideraron las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) del 31 de Julio del 2023,; las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente al año 2025.

En la Figura N° 2 se aprecia la ecuación que explica el comportamiento del PBI del AD4, en ella se observa que este se encuentra ligado al PBI nacional y al PBI de la misma Área de Demanda con un rezago. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 99,04%.

Figura N° 2: Modelo de proyección del PBI del AD4

Dependent Variable: PBI04				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 16:57				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	69.67403	94.43516	0.737798	0.4681
PBIPERU	0.005772	0.001099	5.251568	0.0000
PBI04(-1)	0.515164	0.096893	5.316826	0.0000
R-squared	0.990394	Mean dependent var		4439.665
Adjusted R-squared	0.989559	S.D. dependent var		1461.105
S.E. of regression	149.2963	Akaike info criterion		12.95791
Sum squared resid	512655.8	Schwarz criterion		13.10307
Log likelihood	-165.4528	Hannan-Quinn criter.		12.99971
F-statistic	1185.723	Durbin-Watson stat		2.039606
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el PBI del AD4 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 1, donde la tasa de crecimiento es de 2,80% en el periodo 2022-2054:

Tabla N° 1: Proyección del PBI del AD4

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	6 694,71	-
2023	6 819,22	1,9%
2024	6 979,68	2,4%
2025	7 160,85	2,6%
2026	7 355,55	2,7%
2027	7 560,16	2,8%
2028	7 772,91	2,8%
2029	7 992,95	2,8%
2030	8 219,96	2,8%
2031	8 453,85	2,8%
2032	8 694,68	2,8%
2033	8 942,58	2,9%
2034	9 197,70	2,9%
2035	9 460,25	2,9%
2036	9 730,42	2,9%
2037	10 008,42	2,9%
2038	10 294,50	2,9%
2039	10 588,86	2,9%
2040	10 891,77	2,9%
2041	11 203,47	2,9%
2042	11 524,20	2,9%
2043	11 854,23	2,9%
2044	12 193,84	2,9%
2045	12 543,29	2,9%
2046	12 902,88	2,9%
2047	13 272,90	2,9%
2048	13 653,64	2,9%
2049	14 045,43	2,9%
2050	14 448,58	2,9%
2051	14 863,43	2,9%
2052	15 290,29	2,9%
2053	15 729,55	2,9%
2054	16 181,54	2,9%
		2,80%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial

lineal especificado en la Figura N° 3.

Figura N° 3: Modelo de proyección de clientes del AD4

Dependent Variable: CLI04				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 16:48				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	483.0132	4386.458	0.110115	0.9132
@TREND	9213.139	289.4443	31.83044	0.0000
R-squared	0.975919	Mean dependent var		120253.8
Adjusted R-squared	0.974956	S.D. dependent var		74023.72
S.E. of regression	11714.45	Akaike info criterion		21.64622
Sum squared resid	3.43E+09	Schwarz criterion		21.74221
Log likelihood	-290.2240	Hannan-Quinn criter.		21.67476
F-statistic	1013.177	Durbin-Watson stat		0.805938
Prob(F-statistic)	0.000000			

Bajo dicho modelo se estimó el número de CLIENTES del AD4 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla N° 2, donde la tasa de crecimiento es de 2,51% en el periodo 2022-2054.

Tabla N° 2: Proyección del número de clientes del AD4

Año	Clientes	Δ%
2022	242 029	-
2023	249 238	3,0%
2024	258 451	3,7%
2025	267 664	3,6%
2026	276 877	3,4%
2027	286 090	3,3%
2028	295 303	3,2%
2029	304 517	3,1%
2030	313 730	3,0%
2031	322 943	2,9%
2032	332 156	2,9%
2033	341 369	2,8%
2034	350 582	2,7%
2035	359 795	2,6%
2036	369 009	2,6%
2037	378 222	2,5%
2038	387 435	2,4%
2039	396 648	2,4%
2040	405 861	2,3%
2041	415 074	2,3%
2042	424 287	2,2%
2043	433 501	2,2%
2044	442 714	2,1%
2045	451 927	2,1%
2046	461 140	2,0%

Año	Clientes	Δ%
2047	470 353	2,0%
2048	479 566	2,0%
2049	488 779	1,9%
2050	497 992	1,9%
2051	507 206	1,9%
2052	516 419	1,8%
2053	525 632	1,8%
2054	534 845	1,8%
		2,51%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del AD4 del periodo 2023-2054 se usaron las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf).

Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una interpolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente. Por otra parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del AD4 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022) de cada departamento.

En la Tabla N° 3 se presentan los valores proyectados de esa variable con una tasa de crecimiento de 1,42% durante el periodo 2022-2054.

Tabla N° 3: Proyección de la Población del AD4

Año	Población	Δ%
2022	938 410	-
2023	948 275	1,1%
2024	958 247	1,1%
2025	968 326	1,1%
2026	977 130	0,9%
2027	986 017	0,9%
2028	994 987	0,9%
2029	1 004 042	0,9%
2030	1 013 183	0,9%
2031	1 029 058	1,6%
2032	1 045 183	1,6%
2033	1 061 563	1,6%
2034	1 078 201	1,6%
2035	1 095 102	1,6%
2036	1 112 270	1,6%
2037	1 129 709	1,6%
2038	1 147 423	1,6%

Año	Población	Δ%
2039	1 165 417	1,6%
2040	1 183 695	1,6%
2041	1 202 262	1,6%
2042	1 221 122	1,6%
2043	1 240 280	1,6%
2044	1 259 741	1,6%
2045	1 279 509	1,6%
2046	1 299 589	1,6%
2047	1 319 987	1,6%
2048	1 340 707	1,6%
2049	1 361 755	1,6%
2050	1 383 135	1,6%
2051	1 404 854	1,6%
2052	1 426 915	1,6%
2053	1 449 326	1,6%
2054	1 472 090	1,6%
		1,42%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del AD4 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección, significando que el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,5225 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuarios:

- **Usuarios Regulados:** mediante modelos tendenciales y econométricos.
- **Usuarios Libres existentes:** consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- **Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos):** consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del AD4 se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

La transformación de la proyección de la energía a potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT en cada SET se realizó a través de los FC y FCP:

$$\text{Potencia} = \text{Ventas de energía} \times \left(\frac{(1 + \%p)}{h \times FC} \right) \times \text{FCP}$$

Donde:

%p : Porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.

FC	:	Factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).
FCP	:	Factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).
H	:	Número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo con la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado del AD4 se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica2
- Tendencia polinómica3
- Tendencia potencial

En la Tabla N° 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla N° 4: Modelos Tendenciales de ventas de energía del AD4

MÉTODO:		Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
ECUACIÓN:		VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T ²	VENTAS C T T ² T ³	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
(R ²)		0,9874	0,9084	0,7961	0,9894	0,9928	0,9292
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	-0,19	105,24	-3,38	1,42	3,32	68,63
	Prob,	0,8528	0,0000	0,0024	0,1690	0,0030	0,0000
Variable 2	Valor	44,19	15,75	9,88	10,14	2,04	18,11
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0525	0,0000
Variable 3	Valor				2,17	3,67	
	Prob,				0,0398	0,0013	
Variable 4	Valor					-3,28	
	Prob,					0,0033	
ESTADISTICO F:							
Valor		1952,72	248,02	97,63	1124,21	1057,64	328,09
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinergrmin)

Asimismo, la Tabla N° 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 de todos los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de

resultados, que van desde tasas de crecimiento negativas a un crecimiento de 10,80%.

Tabla N° 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía del AD4 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	325 975,34	468 652,07	258 932,56	334 963,11	322 863,38	299 445,49
2023	338 543,93	519 286,42	262 805,15	349 771,73	330 877,53	310 298,87
2024	351 112,52	575 391,43	266 541,83	364 746,28	337 754,56	321 144,11
2025	363 681,11	637 558,16	270 151,81	379 886,76	343 401,40	331 981,50
2026	376 249,70	706 441,55	273 643,42	395 193,16	347 724,97	342 811,29
2027	388 818,29	782 767,26	277 024,16	410 665,50	350 632,19	353 633,74
2028	401 386,88	867 339,41	280 300,86	426 303,76	352 029,99	364 449,10
2029	413 955,47	961 048,93	283 479,74	442 107,95	351 825,30	375 257,56
2030	426 524,06	1 064 883,07	286 566,46	458 078,06	349 925,04	386 059,35
2031	439 092,65	1 179 935,71	289 566,22	474 214,11	346 236,13	396 854,65
2032	451 661,25	1 307 418,93	292 483,78	490 516,08	340 665,50	407 643,66
2033	464 229,84	1 448 675,75	295 323,54	506 983,99	333 120,08	418 426,54
2034	476 798,43	1 605 194,32	298 089,52	523 617,82	323 506,79	429 203,46
2035	489 367,02	1 778 623,54	300 785,47	540 417,57	311 732,56	439 974,57
2036	501 935,61	1 970 790,50	303 414,85	557 383,26	297 704,31	450 740,03
2037	514 504,20	2 183 719,65	305 980,86	574 514,88	281 328,96	461 499,97
2038	527 072,79	2 419 654,20	308 486,50	591 812,42	262 513,44	472 254,53
2039	539 641,38	2 681 079,72	310 934,52	609 275,89	241 164,68	483 003,83
2040	552 209,97	2 970 750,30	313 327,53	626 905,29	217 189,60	493 748,00
2041	564 778,56	3 291 717,62	315 667,94	644 700,61	190 495,13	504 487,16
2042	577 347,15	3 647 363,06	317 958,02	662 661,87	160 988,19	515 221,41
2043	589 915,74	4 041 433,32	320 199,88	680 789,05	128 575,71	525 950,87
2044	602 484,33	4 478 079,93	322 395,51	699 082,16	93 164,60	536 675,63
2045	615 052,93	4 961 902,93	324 546,78	717 541,20	54 661,81	547 395,79
2046	627 621,52	5 497 999,38	326 655,45	736 166,17	12 974,24	558 111,44
2047	640 190,11	6 092 017,03	328 723,18	754 957,07	-31 991,16	568 822,69
2048	652 758,70	6 750 213,85	330 751,51	773 913,89	-80 327,49	579 529,60
2049	665 327,29	7 479 523,90	332 741,94	793 036,64	-132 127,80	590 232,27
2050	677 895,88	8 287 630,44	334 695,83	812 325,32	-187 485,19	600 930,78
2051	690 464,47	9 183 046,85	336 614,52	831 779,93	-246 492,72	611 625,20
2052	703 033,06	10 175 206,28	338 499,25	851 400,47	-309 243,46	622 315,61
2053	715 601,65	11 274 561,12	340 351,20	871 186,93	-375 830,50	633 002,08
2054	728 170,24	12 492 693,01	342 171,49	891 139,33	-446 346,90	643 684,68
	2,54%	10,80%	0,87%	3,10%		2,42%

Fuente: Formato F-106 (PROPUESTA Osinerghmin)

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento de una variable en el futuro a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. No obstante, la tasa de crecimiento del modelo tendencial lineal (2,54%) es la que se considerará en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación potencial, donde las

ventas de energía están explicadas por las variables PBI, CLIENTES y TARIFA REAL.

En la Tabla N° 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla N° 6: Modelos Econométricos de ventas de energía del AD4

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2 (seleccionado)	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	
ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA04) LOG(CLIENTES) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA04) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA)	VENTAS C PBIA04 CLIENTES AR(1)	VENTAS C PBIA04 CLIENTES TARIFA	VENTAS C PBIA04(-1) CLIENTES	LOG(VENTAS) C LOG(PBIA04) LOG(POBLACION) AR(1)	
R ²	0,9969	0,9961	0,9954	0,9956	0,9918	0,9673	
ESTADÍSTICO F:							
Valor	1773,16	1951,30	1195,34	1729,66	1390,45	162,85	
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	-0,86	1,36	-2,91	0,80	-0,86	-1,78
	Prob.	0,4010	0,1857	0,0082	0,4342	0,4001	0,0894
Variable 2	Valor	1,49	2,71	3,97	3,72	0,93	-1,49
	Prob.	0,1514	0,0124	0,0006	0,0011	0,3638	0,1492
Variable 3	Valor	12,34	28,30	10,94	13,41	12,10	2,95
	Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0074
Variable 4	Valor	5,34	-2,68	4,35	-2,90		5,88
	Prob.	0,0000	0,0132	0,0003	0,0081		0,0000
Variable 5	Valor	2,84		2,73			2,76
	Prob.	0,0096		0,0122			0,0113

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

En la Tabla N° 7 se aprecian las proyecciones anuales de ventas de energía en el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo seleccionado el Modelo 2, con un estimado de crecimiento promedio anual de 2,87%.

Tabla N° 7: Proyecciones econométricas del AD4 (en MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	339 406,33	323 673,07	325 942,55	321 452,87	327 630,65	144 467,29
2023	350 513,29	333 786,14	335 364,34	330 825,40	336 954,63	150 985,44
2024	364 810,52	346 762,48	347 432,34	342 822,81	349 149,27	157 013,93
2025	379 562,74	359 980,60	359 915,68	355 116,20	361 519,77	162 860,48
2026	394 654,42	373 376,83	372 670,29	367 602,88	373 991,66	167 495,66
2027	410 026,45	386 918,36	385 623,53	380 231,11	386 529,75	172 113,77
2028	425 649,77	400 588,84	398 739,85	392 975,54	399 116,32	176 757,87
2029	441 510,81	414 380,36	412 002,43	405 824,20	411 742,70	181 452,44
2030	457 604,55	428 289,65	425 404,71	418 772,41	424 404,78	186 210,01
2031	473 930,11	442 315,66	438 945,02	431 818,97	437 100,96	197 304,19
2032	490 488,82	456 458,55	452 624,36	444 964,60	449 830,82	209 002,82
2033	507 283,33	470 719,14	466 445,33	458 211,16	462 594,62	221 340,08
2034	524 316,81	485 098,52	480 411,24	471 561,00	475 392,99	234 349,17
2035	541 592,87	499 598,00	494 525,99	485 016,90	488 226,73	248 066,51
2036	559 115,08	514 218,86	508 793,55	498 581,69	501 096,81	262 529,38

Año	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2037	576 887,25	528 962,45	523 218,29	512 258,49	514 004,18	277 776,56
2038	594 913,19	543 830,14	537 804,66	526 050,46	526 949,91	293 848,76
2039	613 196,82	558 823,31	552 557,37	539 960,96	539 935,09	310 789,84
2040	631 742,12	573 943,36	567 481,29	553 993,46	552 960,88	328 644,51
2041	650 552,99	589 191,64	582 581,35	568 151,47	566 028,45	347 461,18
2042	669 633,39	604 569,50	597 862,63	582 438,63	579 139,01	367 289,20
2043	688 987,21	620 078,23	613 330,31	596 858,61	592 293,81	388 181,98
2044	708 618,63	635 719,25	628 989,95	611 415,36	605 494,10	410 195,23
2045	728 531,63	651 493,87	644 847,05	626 112,84	618 741,25	433 386,09
2046	748 730,20	667 403,38	660 907,26	640 955,04	632 036,59	457 816,25
2047	769 218,55	683 449,16	677 176,57	655 946,25	645 381,50	483 551,90
2048	790 000,76	699 632,51	693 661,00	671 090,74	658 777,45	510 659,25
2049	811 081,07	715 954,78	710 366,87	686 393,03	672 225,91	539 211,25
2050	832 463,54	732 417,23	727 300,44	701 857,58	685 728,41	569 281,00
2051	854 152,51	749 021,21	744 468,42	717 489,17	699 286,49	600 950,85
2052	876 152,13	765 768,00	761 877,50	733 292,55	712 901,79	634 299,19
2053	898 466,88	782 658,99	779 534,84	749 272,84	726 575,93	669 418,67
2054	921 101,06	799 695,47	797 447,57	765 435,13	740 310,67	706 395,61
	3,17%	2,87%	2,84%	2,75%	2,58%	5,08%

Fuente: Formato F-107 (PROPUESTA Osinerghmin)

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 2), este presenta una bondad de ajuste (R^2) de 99,61%, las variables explicativas muestran una significancia estadística individual a partir de los test "t" y el modelo en conjunto revela una significancia grupal a partir del test "F". Ver Figura N° 4.

Figura N° 4: Modelo econométrico de ventas de energía

Dependent Variable: LOG(ENE04)				
Method: Least Squares				
Date: 10/13/23 Time: 17:25				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.771105	0.565262	1.364154	0.1857
LOG(PBIAD04)	0.190539	0.070268	2.711609	0.0124
LOG(CLIAD04)	0.928640	0.032811	28.30263	0.0000
LOG(TARAD04)	-0.322104	0.119968	-2.684911	0.0132
R-squared	0.996086	Mean dependent var		11.72388
Adjusted R-squared	0.995576	S.D. dependent var		0.854378
S.E. of regression	0.056828	Akaike info criterion		-2.761621
Sum squared resid	0.074277	Schwarz criterion		-2.569646
Log likelihood	41.28189	Hannan-Quinn criter.		-2.704537
F-statistic	1951.303	Durbin-Watson stat		1.556922
Prob(F-statistic)	0.000000			

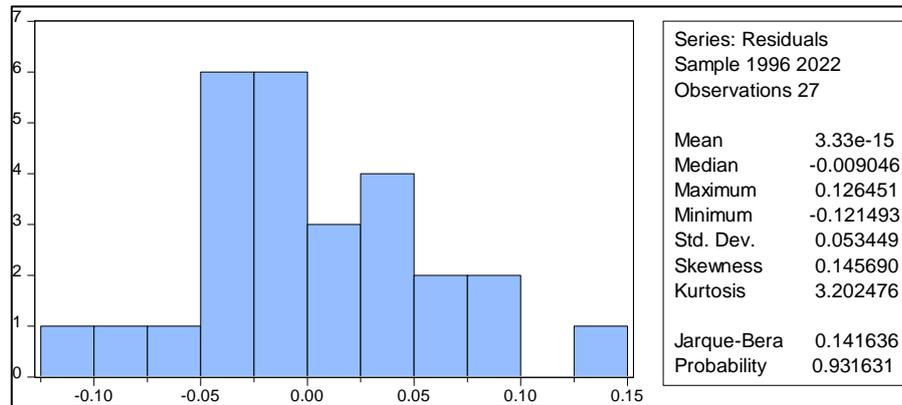
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de las ventas de energía del AD4 es consistente estadísticamente, pues superó las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura N° 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente normal porque la probabilidad del Test de Jarque-Bera >5% (93,16%).

Figura N° 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura N° 6 se muestran los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White. Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F-statistic > 5% (23,12%).

Figura N° 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	1.539216	Prob. F(3,23)	0.2312	
Obs*R-squared	4.514378	Prob. Chi-Square(3)	0.2110	
Scaled explained SS	3.607508	Prob. Chi-Square(3)	0.3071	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 07:45				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.035929	0.020130	1.784902	0.0875
LOG(PBIAD04)^2	-0.000501	0.000319	-1.573364	0.1293
LOG(CLIAD04)^2	0.000107	0.000111	0.968508	0.3429
LOG(TARAD04)^2	-0.000826	0.001108	-0.745873	0.4633
R-squared	0.167199	Mean dependent var	0.002751	
Adjusted R-squared	0.058573	S.D. dependent var	0.004160	
S.E. of regression	0.004037	Akaike info criterion	-8.050795	
Sum squared resid	0.000375	Schwarz criterion	-7.858819	
Log likelihood	112.6857	Hannan-Quinn criter.	-7.993710	
F-statistic	1.539216	Durbin-Watson stat	2.110241	
Prob(F-statistic)	0.231170			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar si los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura N° 7 se muestran los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey

White. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (33,22%).

Figura N° 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.161952	Prob. F(2,21)	0.3322	
Obs*R-squared	2.690176	Prob. Chi-Square(2)	0.2605	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 12/06/23 Time: 08:12				
Sample: 1996 2022				
Included observations: 27				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.398197	0.619641	-0.642625	0.5274
LOG(PBIAD04)	-0.034279	0.073836	-0.464253	0.6472
LOG(CLIAD04)	0.021192	0.035652	0.594428	0.5586
LOG(TARAD04)	0.113639	0.141178	0.804931	0.4299
RESID(-1)	0.216190	0.219835	0.983417	0.3366
RESID(-2)	0.264062	0.239176	1.104046	0.2821
R-squared	0.099636	Mean dependent var	3.33E-15	
Adjusted R-squared	-0.114736	S.D. dependent var	0.053449	
S.E. of regression	0.056432	Akaike info criterion	-2.718429	
Sum squared resid	0.066876	Schwarz criterion	-2.430466	
Log likelihood	42.69880	Hannan-Quinn criter.	-2.632803	
F-statistic	0.464781	Durbin-Watson stat	1.934735	
Prob(F-statistic)	0.798000			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa del 2030 hacia adelante se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

De esa forma se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,77% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Tabla N° 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del AD4 (en MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	326 180,91	-
2023	336 372,34	3,12%
2024	349 449,22	3,89%
2025	362 769,76	3,81%
2026	376 269,77	3,72%
2027	389 916,22	3,63%

Año	Ajuste final	TC
2028	403 692,63	3,53%
2029	417 591,01	3,44%
2030	428 212,06	2,54%
2031	439 103,25	2,54%
2032	450 271,44	2,54%
2033	461 723,69	2,54%
2034	473 467,22	2,54%
2035	485 509,43	2,54%
2036	497 857,93	2,54%
2037	510 520,49	2,54%
2038	523 505,12	2,54%
2039	536 820,01	2,54%
2040	550 473,54	2,54%
2041	564 474,34	2,54%
2042	578 831,24	2,54%
2043	593 553,29	2,54%
2044	608 649,78	2,54%
2045	624 130,24	2,54%
2046	640 004,43	2,54%
2047	656 282,37	2,54%
2048	672 974,32	2,54%
2049	690 090,82	2,54%
2050	707 642,66	2,54%
2051	725 640,91	2,54%
2052	744 096,94	2,54%
2053	763 022,37	2,54%
2054	782 429,16	2,54%
		2,77%

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos ("SE") fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del AD4) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

B.3.2 Proyección de Ventas de Usuarios Libres y Demandas Incorporadas

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo con la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios

se realiza según la información proporcionada por los propios clientes libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga se emplee y reporte encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Dicho ello, en el AD4, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantiene constante durante el período de análisis, toda vez que no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

Los sustentos de las solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro a ser considerados en la proyección de demanda deben cumplir con los siguientes criterios:

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (cliente libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las demandas incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo cliente libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos de mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los

sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

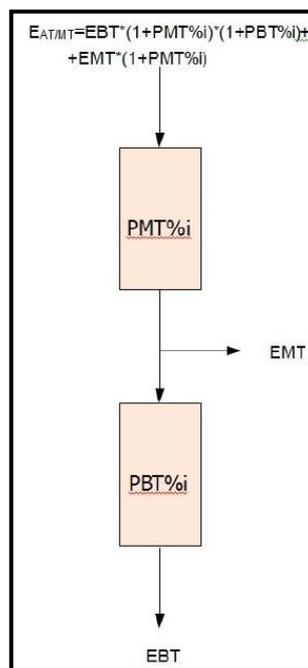
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores.

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del AD4 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, a la proyección de ventas de energía se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se han añadido las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura N° 8).

Figura N° 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C

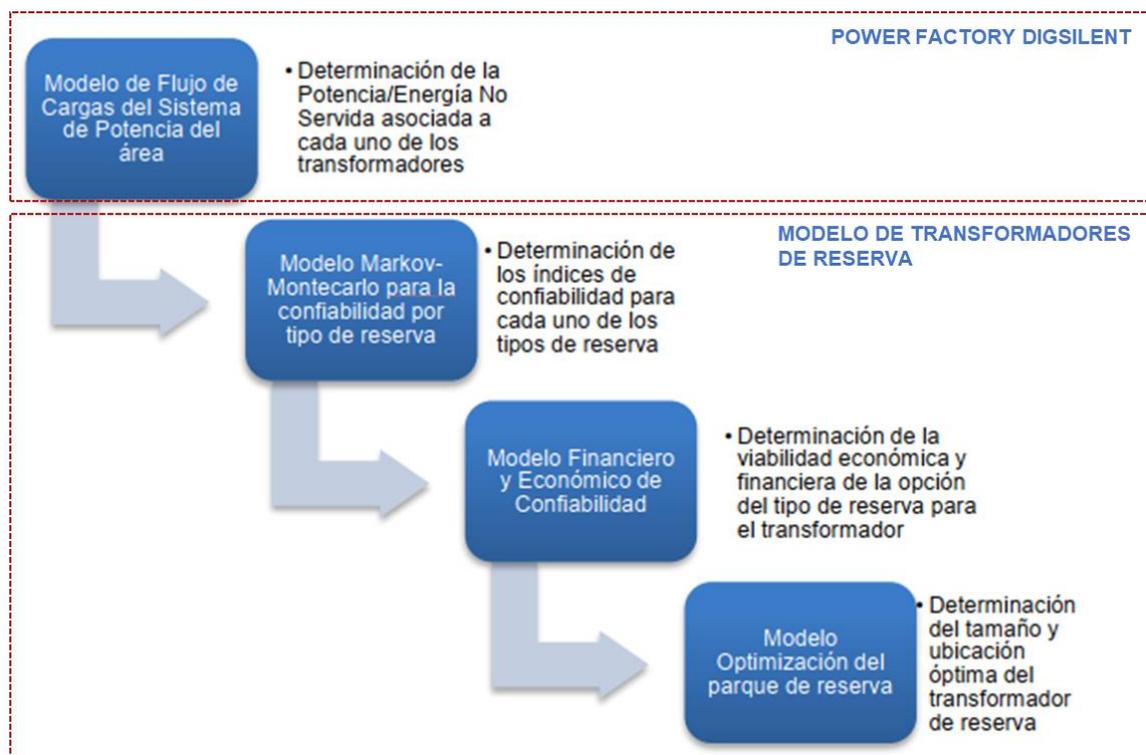
Metodología y Determinación de Transformadores de Reserva

METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolla aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD. Asimismo, se utiliza el modelo de confiabilidad y optimización (en adelante “Modelo de Transformadores de Reserva”), el cual forma parte de los anexos que sustentan la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N°1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por Área de Demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida (PNS)

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de $\text{Min}(Fobj)$ del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$\text{MinFobj}(G1) < \text{MinFobj}(G2) + \text{MinFobj}(G3) + \dots + \text{MinFobj}(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Descripción del Parque de Transformadores del Área de Demanda 4

Entre transformadores existente remunerados por la demanda y transformadores aprobados en los Planes de Inversión anteriores, para el AD4 se tiene el parque detallado en el Cuadro N° 1:

Cuadro N° 1: Parque de transformadores del Área de Demanda 4

SET	Tensión [kV]	Potencia Principal [MVA]	Condición	Remunerado SST/SCT
Pongo	60/33/10	12	Existente	SCT
Gera	60/23/10	10	Existente	SST
Rioja	60/23	5	Existente - Disponible	SST
Nueva Cajamarca	60/23	10-11,5	Existente	SCT
Tarapoto	60/10	12	Existente - Disponible	SCT
Bellavista	138/23/10	15-20	Existente	SCT
Tarapoto	138/23/10	25-30	Existente	SST
Tarapoto	138/60/23/10	40-45	Existente	SCT
Moyobamba	138/60/10	15-20	Existente	SST
Moyobamba	138/60/23/10	50	Proyecto (PI 21-25)	NO
Picota	138/23	20	Proyecto (PI 17-21)	NO
Juanjuí	138/23/10	20	Proyecto (PI 25-29)	NO
Nueva Cajamarca	60/23	20	Proyecto (PI 17-21)	NO
Yurimaguas	60/33/10	15	Proyecto (PI 13-17)	NO

C.6. Solicitud de Transformadores de Reserva

ELOR en su PROPUESTA FINAL indica que para brindar confiabilidad al parque de transformadores del AD4, requiere 4 transformadores de reserva del tipo compartida.

Cuadro N° 2: Transformadores de reserva solicitados para el Área de Demanda 4

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
ELOR	1 TR 30 MVA	138/23/10	Bellavista	Nuevo
ELOR	1 TR 30 MVA	138/60/23	Tarapoto	Nuevo
ELOR	1 TR 20 MVA	60/23/10	Rioja	Nuevo
ELOR	1 TR 20 MVA	60/33/10	Pongo	Nuevo

C.7. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

En el Cuadro N° 3 se muestran los transformadores que presentan Potencia No Servida

Cuadro N° 3: Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Pongo	TP-060033010-012SE1E	4,06	4,19	4,33	4,46	4,60	4,70	4,81	4,92	5,03	5,15
Yurimaguas	TP-060033010-015SE1E	7,49	7,75	8,00	8,26	8,53	8,72	9,28	9,14	9,36	9,58

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Gera	TP-060023010-010SE1E	1,28	1,33	1,38	1,42	1,47	1,51	1,55	1,59	1,63	1,67
Rioja	TP-060023-010SE1E	4,89	5,06	5,24	5,42	5,60	5,73	5,87	6,02	6,17	6,32
N. Cajamarca	TP-060023-020SE1E	7,13	7,36	7,60	7,84	8,08	8,26	8,45	8,64	8,84	9,04
Bellavista	TP-138023010-015SE1E	18,46	11,83	12,19	12,56	12,93	13,22	13,51	13,81	14,12	14,43
Picota	TP-138023-020SE1E	4,74	4,89	5,04	5,19	5,34	5,46	5,58	5,7	5,83	5,96
Tarapoto	TP-138023010-025SE1E	22,09	22,87	23,65	24,44	25,24	25,85	26,48	27,12	27,78	28,46
Tarapoto	TP-138060023-030SE1E	7,00	8,24	9,47	11,97	12,96	13,97	15,97	16,28	16,70	17,12
Moyobamba	TP-138060023-050SE1E	26,83	27,56	28,31	29,06	29,81	30,38	9,47	9,7	9,93	10,18
Juanjuí	TP-138023010-020SE1E	0,00	7,26	7,51	7,78	8,05	8,25	8,46	8,68	8,90	9,13

Luego, se procede a evaluar con el modelo de transformadores de reserva, la factibilidad de contar con un tipo de reserva por transformador.

C.8. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

En el Cuadro N° 4 se muestran los resultados del modelo económico financiero de confiabilidad.

Cuadro N° 4: Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	¿Cuál tipo de reserva se recomienda?
Gera	TP-060023010-010SE1E	-\$ 200 388	-\$ 275 167	-\$ 898 507	No viable
Rioja	TP-060023-010SE1E	\$ 949 640	\$ 914 347	\$ 402 839	Reserva en Bodega
Nueva Cajamarca	TP-060023-020SE1E	\$ 1 330 729	\$ 1 291 419	\$ 755 733	Reserva en Bodega
Pongo	TP-060033010-015SE1E	\$ 457 596	\$ 390 680	-\$ 235 004	Reserva en Bodega
Yurimaguas	TP-060033010-015SE1E	\$ 1 470 789	\$ 1 429 861	\$ 837 935	Reserva en Bodega
Bellavista 138	TP-138023010-015SE1E	\$ 4 153 781	\$ 4 050 478	\$ 3 431 330	Reserva en Bodega
Juanjuí	TP-138023010-020SE1E	\$ 2 566 707	\$ 2 452 279	\$ 1 715 990	Reserva en Bodega
Tarapoto	TP-138023010-025SE1E	\$ 8 781 035	\$ 8 676 577	\$ 8 333 008	Reserva en Bodega
Picota	TP-138023-020SE1E	\$ 1 748 986	\$ 1 649 247	\$ 1 095 695	Reserva en Bodega
Tarapoto	TP-138060023-030SE1E	\$ 4 453 131	\$ 4 328 224	\$ 3 672 323	Reserva en Bodega
Moyobamba	TP-138060023-050SE1E	\$ 6 727 844	\$ 6 577 431	\$ 5 992 598	Reserva en Bodega

Aquellos transformadores que resultan viables para contar con una reserva del tipo en Bodega pueden contar con una reserva del tipo compartida, por lo cual serán evaluados con el modelo de optimización.

C.9. Evaluación de transformadores de reserva

- Respecto a los transformadores menores a 100 kV

Estos transformadores son evaluados considerando los criterios y metodología dispuestos en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Del parque de transformadores del AD4 se advierte que existen los grupos de transformadores mostrados en el Cuadro N°5.

Cuadro N° 5: Agrupamiento de transformadores del Área de Demanda 4

Tipo	Transformadores Existentes/Proyectados
60/33/10 kV	1 transformador de 12 MVA 1 transformador de 15 MVA (Proyecto)
60/23/10 kV	1 transformador de 10 MVA
60/23 kV	1 transformador de 10 MVA 1 transformador de 20 MVA (Proyecto)

Como se observa, por cada grupo de tensión actualmente hay un transformador, y agregando los transformadores aprobados en planes de inversiones pasados, a lo mucho se llega a 2 transformadores por grupo.

Además, se debe precisar que el modelo de transformadores de reserva recomienda la evaluación de reserva compartida para un número de transformadores mayores a 2 unidades.

Por tanto, considerando el reducido parque de transformadores existente por niveles de tensión, y a fin de brindar confiabilidad al AD4, resulta pertinente evaluar el parque de transformadores en 60 kV en un solo grupo.

Considerando el análisis realizado en este anexo, en el Cuadro N° 7 se agrupan los transformadores con nivel de tensión primario de 60 kV en un solo grupo.

Cuadro N° 6: Agrupamiento de transformadores con nivel de tensión primario de 60 kV del Área de Demanda 4

Alternativa I	
Grupo	SET
G1	Pongo
	Rioja
	Nueva Cajamarca
	Yurimaguas

- Respecto a los transformadores mayores a 100 kV

ELOR, en la etapa de Observaciones y Sugerencias al Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones, reiteró la necesidad de contar con transformador de reserva en 138/23/10 kV, sustentando la factibilidad de transportar del transformador de reserva entre las SETs de Bellavista, Tarapoto, Picota, Moyobamba y Juanjuí.

En ese sentido, en el presente análisis se evalúa la necesidad de reserva en 138 kV para el AD4, toda vez que el titular sustentó la viabilidad técnica de transporte y de acceso para compartir reserva de transformación en este nivel de tensión entre las SETs de dicha Área de Demanda.

Por lo tanto, considerando los resultados de la sección C.8, se agrupan los transformadores en 138 kV en un solo grupo:

Grupo	SET
G1	Bellavista
	Tarapoto
	Moyobamba
	Picota
	Juanjuí

C.10. Resultados de optimización

En el Cuadro N° 8, se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Cuadro N° 8: Resultados optimización del Área de Demanda 4

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
4_G1_TP-138	Bellavista 138	Móvil	Tarapoto	26.83	27.56	28.31	29.06	29.81
	Juanjui	Móvil	Tarapoto		27.56	28.31	29.06	29.81
		NA	Tarapoto	0.00				
	Moyobamba	Móvil	Tarapoto	26.83	27.56	28.31	29.06	29.81
	Picota	Móvil	Tarapoto	26.83	27.56	28.31	29.06	29.81
	Tarapoto	Móvil	Tarapoto	26.83	27.56	28.31	29.06	29.81
4_G2_TP-060	Nueva Cajamarca	Móvil	Rioja	7.49	7.75	8.00	8.26	8.53
	Pongo	Móvil	Rioja	7.49	7.75	8.00	8.26	8.53
	Rioja	Móvil	Rioja	7.49	7.75	8.00	8.26	8.53
	Yurimaguas	Móvil	Rioja	7.49	7.75	8.00	8.26	8.53
Total general				137.28	168.80	173.55	178.34	183.17

Como se observa, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD4, se necesita los siguientes transformadores de reserva:

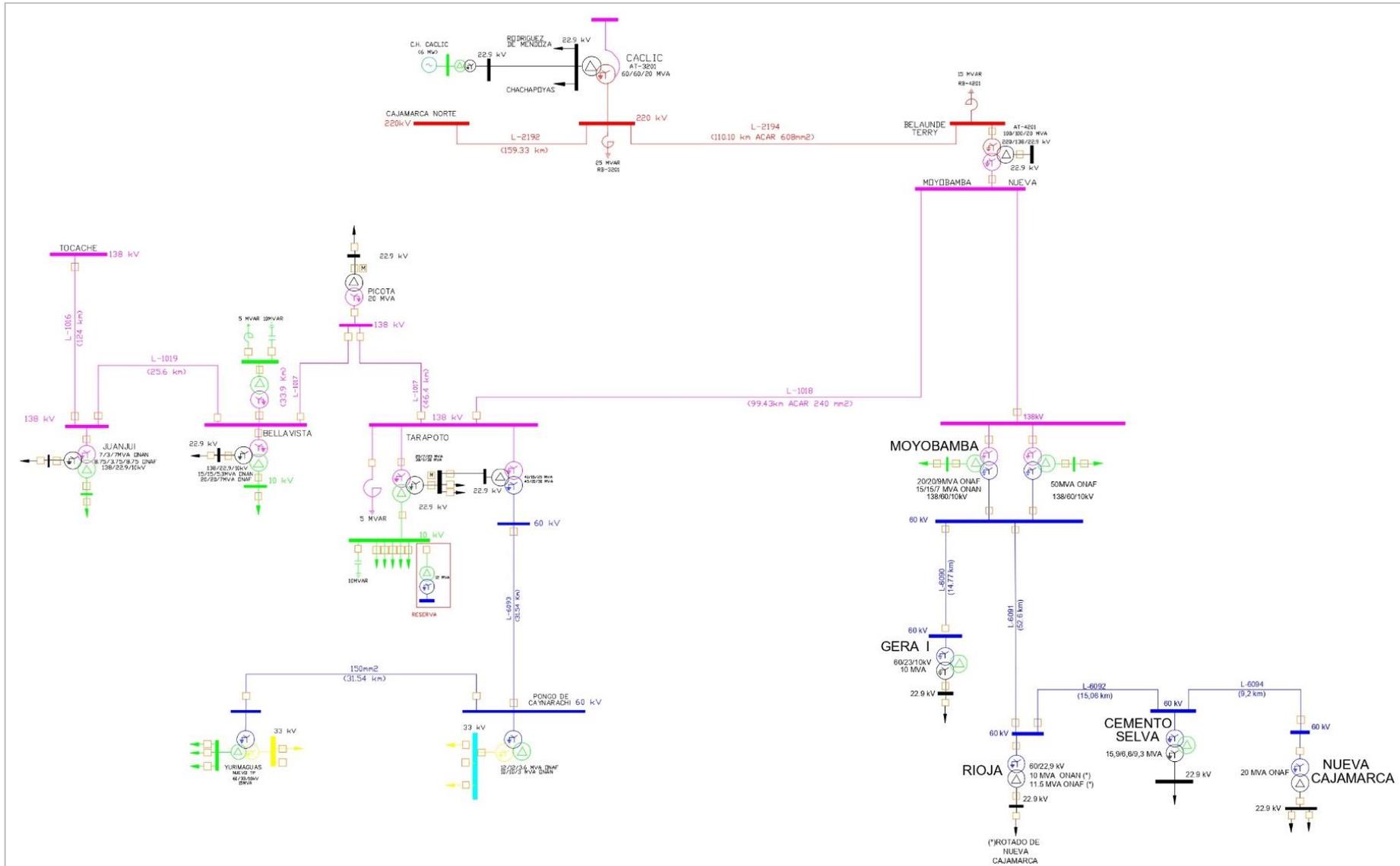
- Transformador de 138/22,9/10 kV de 30 MVA a ubicarse en la SET Tarapoto.
- Transformador de 60/22,9/10 kV de 20 MVA a ubicarse en la SET Rioja.

Cabe precisar que, según los resultados, la potencia óptima del transformador de reserva en la SET Rioja es de 9 MVA; sin embargo, en el grupo hay transformadores de 15 y 20 MVA. Por tanto, la capacidad de reserva compartida se estandariza a 20 MVA.

C.11. Transformadores de Reserva en el PI 2025-2029

Actualmente en el AD4 no se remunera transformador de reserva. Por tanto, considerando los resultados obtenidos, se dispone la aprobación de los transformadores de reserva en 60/22,9/10 kV – 20 MVA y 138/22,9/10 kV – 30 MVA a ubicarse en la SETs Rioja y Tarapoto, respectivamente.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema Actual
según información de Titulares



Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Anexo F

Plan de Inversiones 2025-2029 determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 4

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (*)
1	2025	ELOR	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador de 22,9 kV	SET Rioja	330 079
2	2025	ELOR	Implementación de un (01) transformador de reserva compartido de 60/22,9/10 kV de 20 MVA	SET Rioja	713 434
3	2025	ELOR	Implementación de celdas para nuevo transformador, devanado de 22,9 kV y celda de línea de 60 kV	SET Moyobamba	1 012 577
4	2025	ELOR	Implementación de un BC de 3x1,25 MVar de 10 kV y su celda asociada	SET Tarapoto	158 519
5	2029	ELOR	Implementación de una (01) celda de alimentador de 10 kV	SET Tarapoto	57 100
6	2025	ELOR	Implementación de un (01) transformador de reserva compartido de 138/22,9/10 kV de 30 MVA	SET Tarapoto	1 009 861
7	2027	ELOR	Implementación de dos (02) celdas de línea de 138 kV	SET Tarapoto	695 268
8	2025	ELOR	Implementación de un BC de 2x1,25 MVar de 10 kV y su celda asociada	SET Yurimaguas	149 871
9	2026	ELOR	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador en MT	SET Yurimaguas	466 929
10	2025	ELOR	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador en MT	SET Gera	354 361
11	2026	ELOR	Implementación de un (01) transformador de 138/22,9/10 kV de 20 MVA	SET Juanjuí	828 421

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 4
Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 4

Programación de Bajas AD04				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
4	ELOR	2025	03 celdas de Alimentador de 22,9 kV	SET Rioja
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 22,9 kV	SET Rioja
4	ELOR	2025	01 celda de línea de 138 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 138 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 60 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de línea de 60 kV	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 transformador de 138/60/10 kV – 20 MVA	SET Moyobamba
4	ELOR	2025	01 celda de alimentador de 22,9 kV	SET Gera
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 22,9 kV	SET Gera
4	ELOR	2025	01 celda de transformador de 10 kV	SET Gera
4	ELOR	2027	02 celdas de línea de 138 kV	SET Tarapoto

Anexo G
Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA
ÁREA DE DEMANDA 4

Año	ELOR		Osinerghmin	
	GWh	(%)ΔGWh	GWh	(%)ΔGWh
2022	447,05	-	458,65	-
2023	458,27	2,51%	469,69	2,41%
2024	483,68	5,54%	483,85	3,02%
2025	506,43	4,70%	498,28	2,98%
2026	529,56	4,57%	512,90	2,93%
2027	549,21	3,71%	527,68	2,88%
2028	563,70	2,64%	542,60	2,83%
2029	578,31	2,59%	557,65	2,77%
2030	589,44	1,93%	569,15	2,06%
2031	600,87	1,94%	580,95	2,07%
2032	612,58	1,95%	593,04	2,08%
2033	624,59	1,96%	605,45	2,09%
2034	636,91	1,97%	618,17	2,10%

Fuente: Formato [F-109] + [F-115]

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 4
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinerghmin (C)	C/A-1	C/B-1
2025	5 198 934	4 898 293	3 728 701	-27%	-23%
2026	6 112 191	1 883 780	1 295 350	-79%	-31%
2027	1 815 090	3 453 179	695 268	-62%	-80%
2028	-	-	-	-	-
2029	-	-	57 100	-	100%
TOTAL	13 126 216	10 235 252	5 776 419	-56%	-44%

Fuente: Resumen de Proyectos PI AD04.xlsx

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por el TITULAR como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por el TITULAR – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: www.gob.pe/osinerghmin, 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”.