

---

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

*Período 2025-2029*

*(Proyecto)*

Lima, febrero 2024

# Resumen Ejecutivo

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<sup>1</sup>, para el período mayo 2025 - abril 2029.

Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR") es la empresa concesionaria (en adelante "TITULAR") que tiene instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 4, 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.

Para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por los TITULARES y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin.

En este sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente dichas observaciones, o la información presentada como parte de la subsanación no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

ELOR ha presentado el estudio que sustenta su propuesta de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 4, correspondiente al período 2025-2029.

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

- Se han incluido sólo las nuevas demandas que cuentan con el sustento documentado correspondiente del TITULAR del Área de Demanda.
- Para efectos de determinar el Plan de Inversiones en Transmisión, se han incluido todas las instalaciones del SCT que forman parte del Área de Demanda 4; así como también, los nuevos proyectos de transmisión contemplados en el Plan de Transmisión vigente.

---

<sup>1</sup> Área de Demanda 4: Abarca el departamento de San Martín.  
Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

- 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 y modificatoria, 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 1x3,5 MVAR de 10 kV con una (01) celda de transformador de 10 kV para su conexión y una (01) celda de alimentador de 10 kV.
- En la SET Yurimaguas, un (01) banco de condensadores de 2x1,25 MVAR 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 y una (01) celda de transformador 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 Juanjui, 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 en el siguiente cuadro:

**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	3 909 672	-	40	29
ELOR	3 909 672	-	40	29
AT	989 263	-	20	2

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Celda	259 632	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	729 631	-	20	1
<b>MAT</b>	<b>1 158 241</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>2</b>
Celda	317 553	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	840 688	-	20	1
<b>MT</b>	<b>1 762 168</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25</b>
Celda	1 630 349	-	-	23
Compensación	131 819	-	-	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.

# INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
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 OSINERGMIN.....	27
6.1	REVISIÓN DE LA DEMANDA.....	27
6.1.1	<b>Información Base.....</b>	<b>28</b>
6.1.1.1	Ventas de energía.....	28
6.1.1.2	Variables explicativas.....	28
6.1.2	<b>Proyección Ventas - Usuarios Regulados.....</b>	<b>28</b>
6.1.3	<b>Proyección Ventas - Usuarios Libres.....</b>	<b>28</b>
6.1.4	<b>Demandas Nuevas e Incorporadas.....</b>	<b>29</b>
6.1.5	<b>Proyección Global.....</b>	<b>29</b>
6.1.6	<b>Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW).....</b>	<b>30</b>
6.2	PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN.....	31
6.2.1	<b>Consideraciones.....</b>	<b>32</b>
6.2.2	<b>Diagnóstico de la situación Actual.....</b>	<b>33</b>
6.2.3	<b>Análisis de Alternativas.....</b>	<b>35</b>
6.2.3.1	SET Rioja.....	35
6.2.3.2	SET Moyobamba.....	36
6.2.3.3	SET Tarapoto.....	37
6.2.3.4	SET Bellavista.....	39
6.2.3.5	SET Yurimaguas.....	39
6.2.3.6	SET Gera.....	41
6.2.3.7	SET Juanjui.....	42
6.2.3.8	Transformadores de Reserva.....	43
6.2.4	<b>Plan de Inversiones 2025-2029.....</b>	<b>43</b>
6.2.4.1	Proyectos requeridos en el Período 2025-2029.....	44
6.2.4.2	Programación de Bajas.....	44
6.2.5	<b>Plan de Inversiones 2021-2025.....</b>	<b>45</b>
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	47
8.	ANEXOS.....	48
ANEXO A	<b>ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES FORMULADAS A LA PROPUESTA INICIAL.....</b>	<b>49</b>
ANEXO B	<b>METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....</b>	<b>96</b>
ANEXO C	<b>METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA.....</b>	<b>113</b>
ANEXO D	<b>DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES.....</b>	<b>119</b>
ANEXO E	<b>DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA – SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....</b>	<b>121</b>

---

**ANEXO F PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN ..... 124**  
**ANEXO G CUADROS COMPARATIVOS ..... 126**  
9. REFERENCIAS .....128

# 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.

Para la elaboración del presente informe se han considerado los estudios técnico-económicos presentado por el titular de instalaciones de transmisión como sustento de sus propuestas de inversión para el período 2025-2029 (en adelante “ESTUDIO”) y las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones a dichos estudios, formuladas por Osinerghmin.

---

## 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”)<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> **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.

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° 28832<sup>3</sup>.

Según lo señalado en el Artículo 44° de la LCE<sup>4</sup>, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinermin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2<sup>5</sup> 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)<sup>6</sup> 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 Inversiones<sup>7</sup>.

---

<sup>3</sup> **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

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

(...)

<sup>4</sup> **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.

(...)

<sup>5</sup> **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.

<sup>6</sup> **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.

(...)

<sup>7</sup> **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 Osinermin, teniendo presente lo siguiente:

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 Osinermin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinermin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinermin 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 Osinermin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

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° 057-2021-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.
- 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, aprobado por Resolución N° 080-2022-OS/CD y modificado mediante Resolución N° 145-2022-OS/CD y actualizada mediante Resolución N° 041-2023-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").

Las bases normativas antes citadas comprenden para todos los casos sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

---

## 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

---

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

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

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](http://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 con 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 ha desarrollado 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, Osinerghmin 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 el TITULAR presentó las respuestas y/o subsanación a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su estudio.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Asimismo, posterior a la fecha de respuesta de observaciones, el TITULAR remitió información complementaria sobre sus argumentos y/o respuestas que

realizó a las observaciones realizadas por Osinerghmin como parte de su ESTUDIO.

### **Publicación del Proyecto de Resolución**

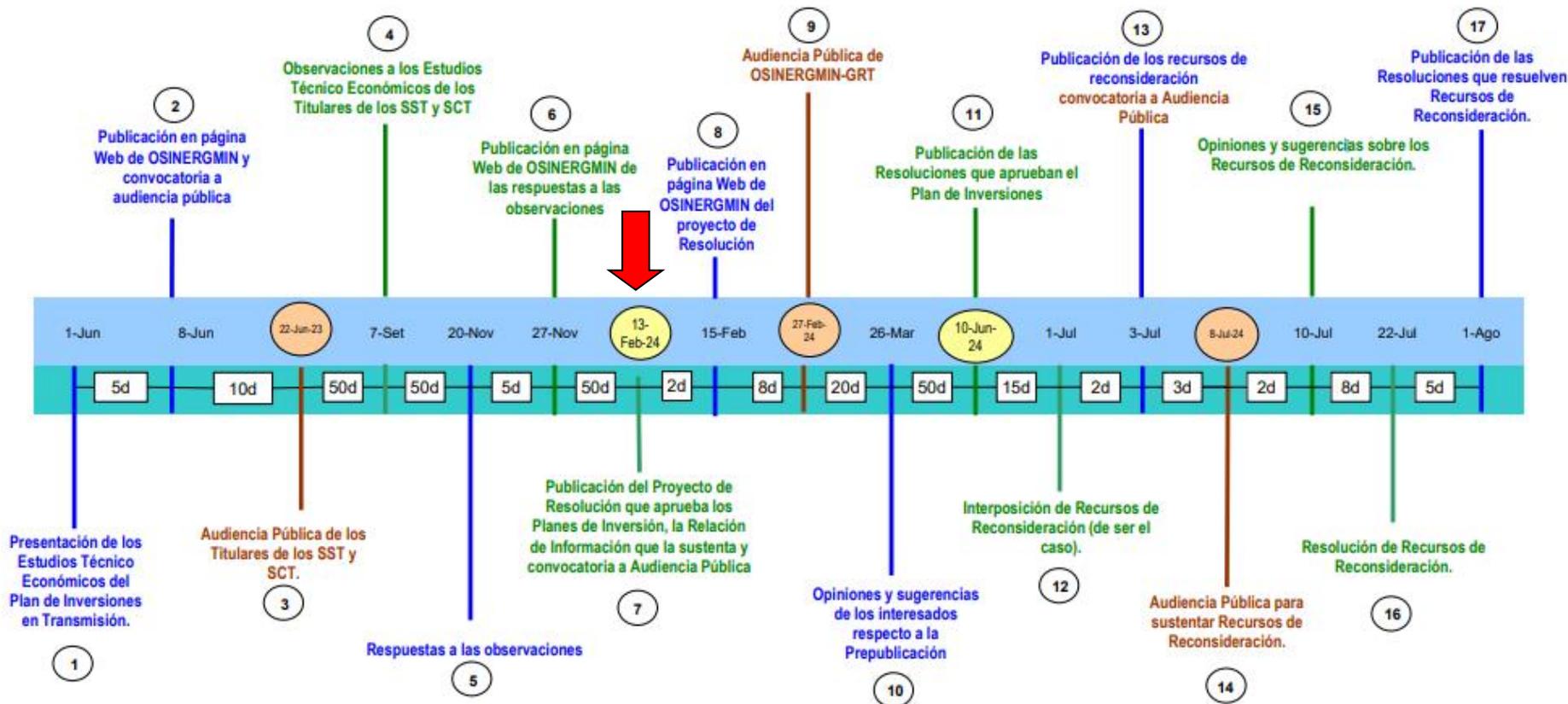
Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 13 de febrero de 2024, Osinerghmin debe publicar el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 y; convocar a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expondrá los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para esta publicación.

Asimismo, hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados podrán presentar a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizados con anterioridad a la publicación de la resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinerghmin, 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)**



**Notas:**

- El presente cronograma tiene carácter referencial, basado en el Anexo A.2.1 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobado por Resolución N° 080-2012-OS/CD.
- Debido a la Ley N° 31603, se hace necesario reducir los plazos en las etapas: Publicación de los Recursos de Reconsideración, Audiencia Pública para sustentar los Recursos y Opiniones y Sugerencias sobre los mismos.
- Considera las disposiciones establecidas en la Ley N° 31788, publicada el 14 de junio de 2023.

## 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.

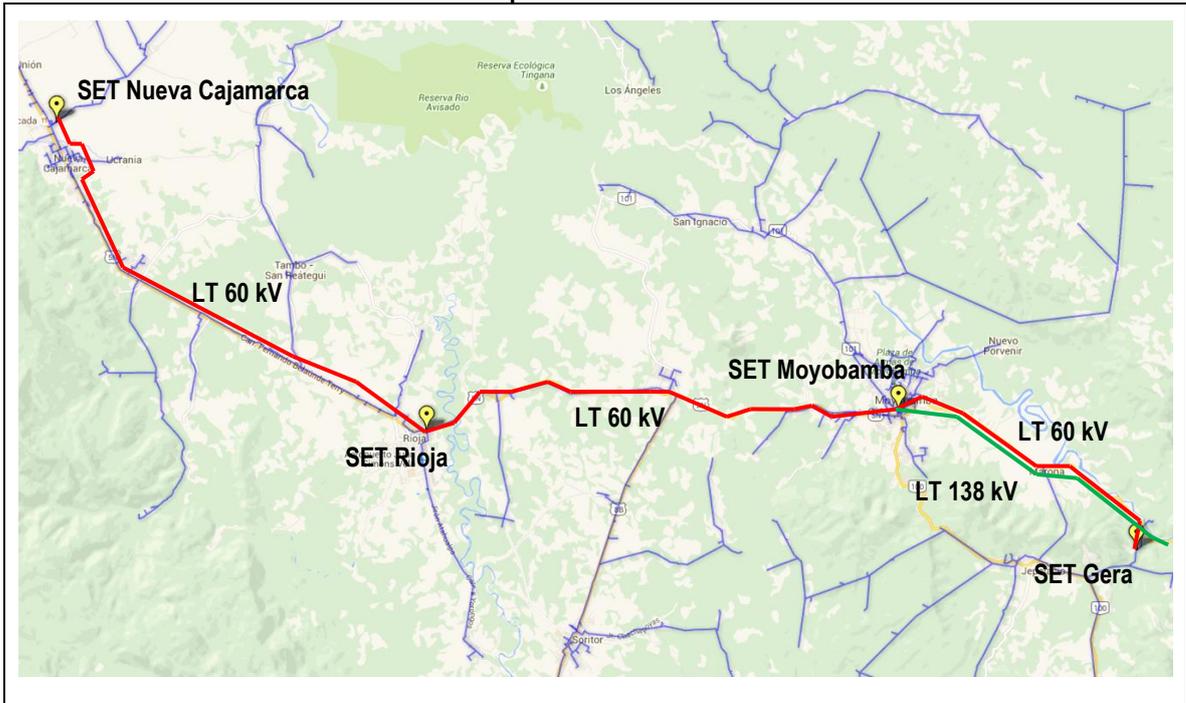
De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el AD4 se encuentra conformado por los siguientes sistemas eléctricos:

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

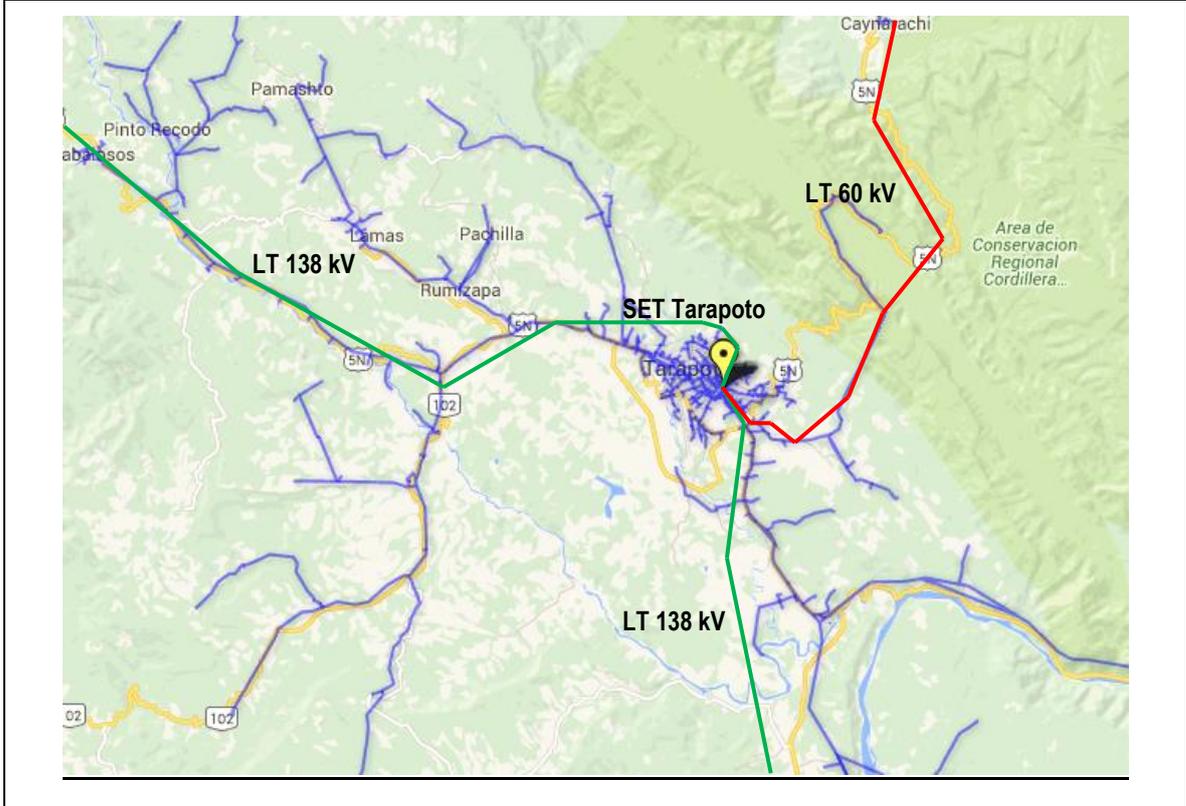
En el Gráfico N° 2.1 se muestra la ubicación geográfica del AD4.



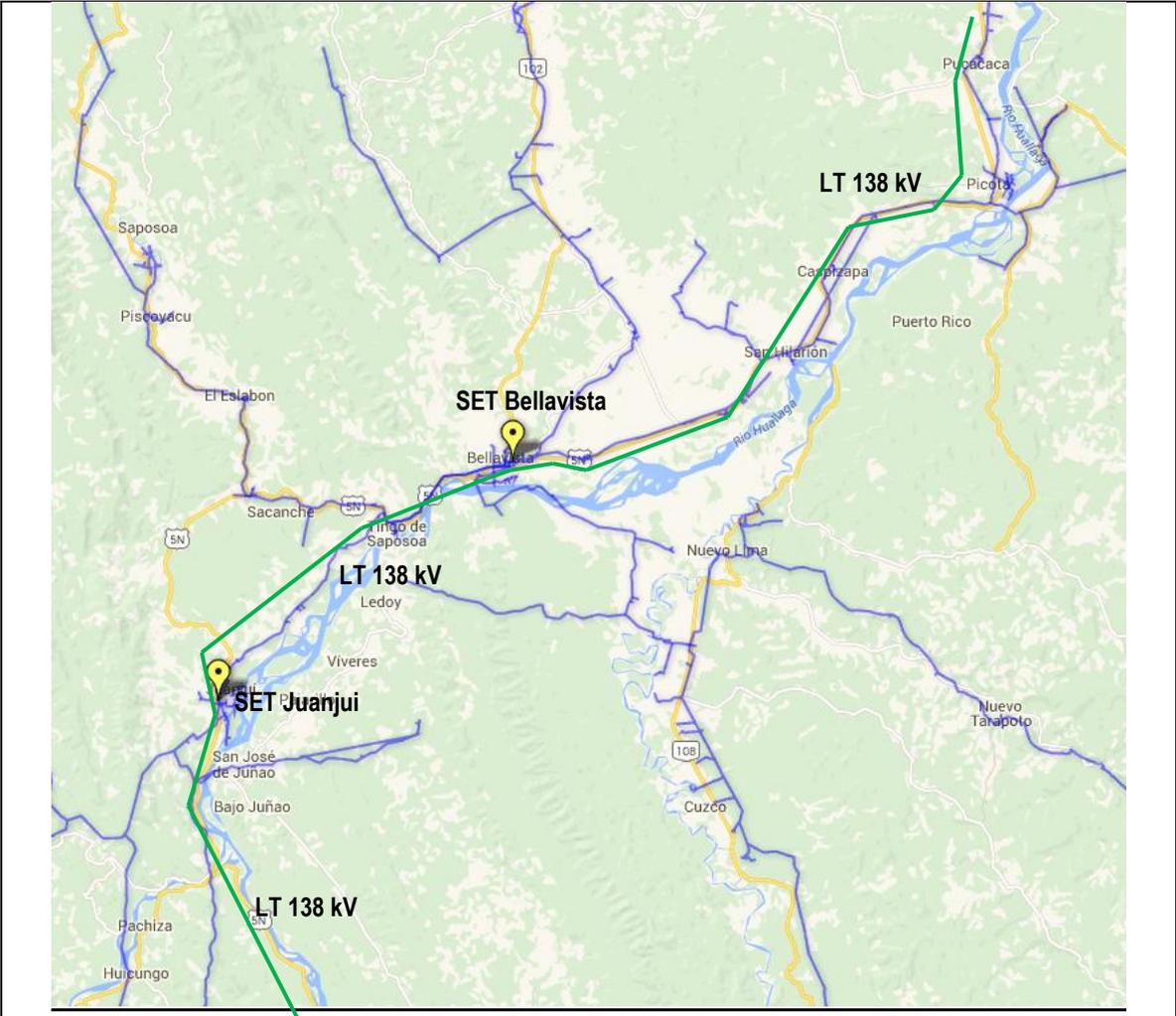
Gráfico N° 2.2: Principales Instalaciones del Área de Demanda 4



**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 (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
<b>TC</b>	<b>3,27%</b>

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 Juanjui**
  - 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
<b>Total Área de Demanda 4</b>	<b>13 126 216</b>	<b>24,3</b>	<b>40</b>	<b>58</b>
<b>ELOR</b>	<b>13 126 216</b>	<b>24,3</b>	<b>40</b>	<b>58</b>
<b>AT</b>	<b>3 677 629</b>	<b>24,3</b>		<b>8</b>
Celda	1 342 709			6
Línea	2 334 920	24,3		2
Transformador				
<b>MAT</b>	<b>5 400 857</b>		<b>40</b>	<b>7</b>
Celda	2 484 444			5
Transformador	2 916 413		40	2
<b>MT</b>	<b>4 047 730</b>			<b>43</b>
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 Osinergmin 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 ha considerado como parte de la PROPUESTA FINAL, la información complementaria que presentó ELOR, el 27 de enero de 2024, mediante correo electrónico a requerimiento de Osinergmin.

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 Osinergmin, 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].

El análisis de dichas respuestas se ha realizado en el Anexo A del presente informe.

---

### 5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, ELOR presenta 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 (MW)**

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

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 propone 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 Juanjui**
  - 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
<b>Total Área de Demanda 4</b>	<b>10 235 252</b>		<b>110</b>	<b>40</b>
<b>ELOR</b>	<b>10 235 252</b>		<b>110</b>	<b>40</b>
<b>AT</b>	<b>3 106 955</b>		<b>40</b>	<b>6</b>
Celda	1 072 645			4
Línea				
Transformador	2 034 311		40	2
<b>MAT</b>	<b>5 091 533</b>			<b>10</b>
Celda	2 571 479			7
Transformador	2 520 054		70	3
<b>MT</b>	<b>2 036 764</b>			<b>24</b>
Celda	2 036 764			24
Compensación				

## 6. Análisis de OSINERGMIN

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por la empresa ELOR tanto en su PROPUESTA INICIAL como en su PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación ha tomado en cuenta el análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL, el cual 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 o la información presentada ha resultado inconsistente 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 – 4].

---

### 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.

Cabe indicar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda de potencia debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo. En ese sentido, Osinerghmin ha procedido a determinar la proyección de la demanda eléctrica, cuya metodología se desarrolla en el Anexo B de este informe.

Dicho ello, 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 Osinerghmin 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 Osinerghmin 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.

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
<b>TOTAL</b>		<b>91,04</b>	<b>93,48</b>	<b>96,61</b>	<b>99,80</b>	<b>103,03</b>	<b>106,29</b>	<b>109,59</b>	<b>112,92</b>	<b>115,46</b>	<b>118,07</b>	<b>120,74</b>	<b>123,48</b>	<b>126,29</b>

Fuente: Formato F-121 de la PROPUESTA Osinerghmin.

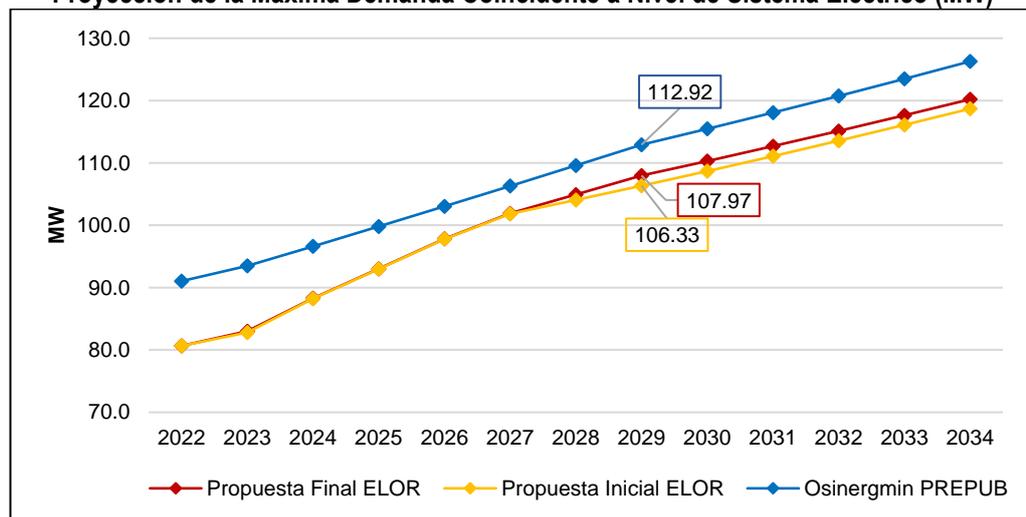
En el Cuadro N° 6.3 y Gráfico N° 6.1 se presenta la comparación de las proyecciones según PROPUESTA Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL.

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

Año	PROPUESTA Osinerghmin	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
<b>TC</b>	<b>2,76%</b>	<b>3,38%</b>	<b>3,27%</b>

Fuente: Formato F-121

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



Fuente: Formatos F-121 (Osinerghmin y ELOR)

## 6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin 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, incumple 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 Juanjui 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.

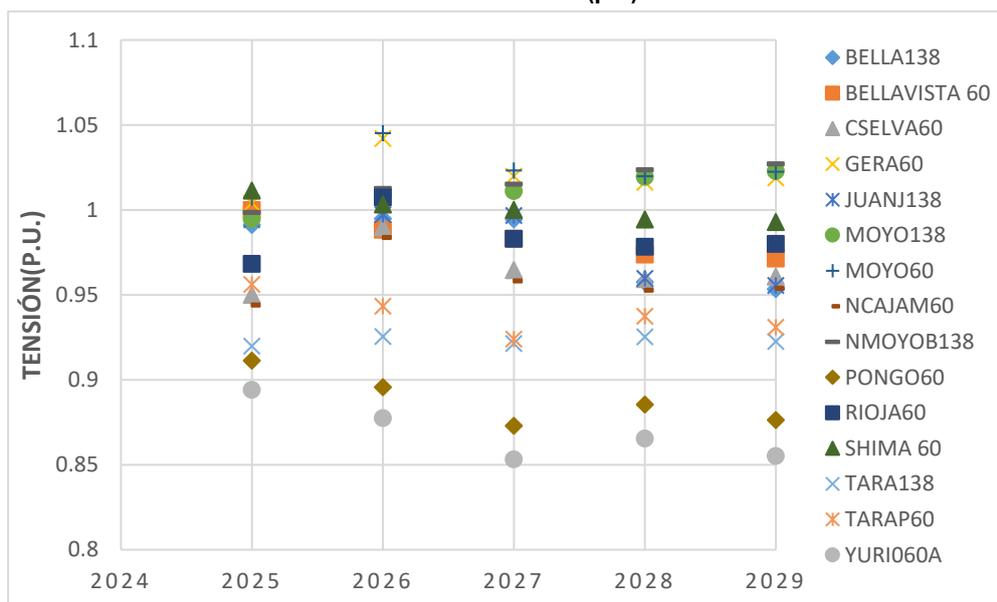
**Gráfica N° 6.2**  
**Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)**



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.

**Gráfica 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.

Por lo expuesto, como resultado del diagnóstico general y 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

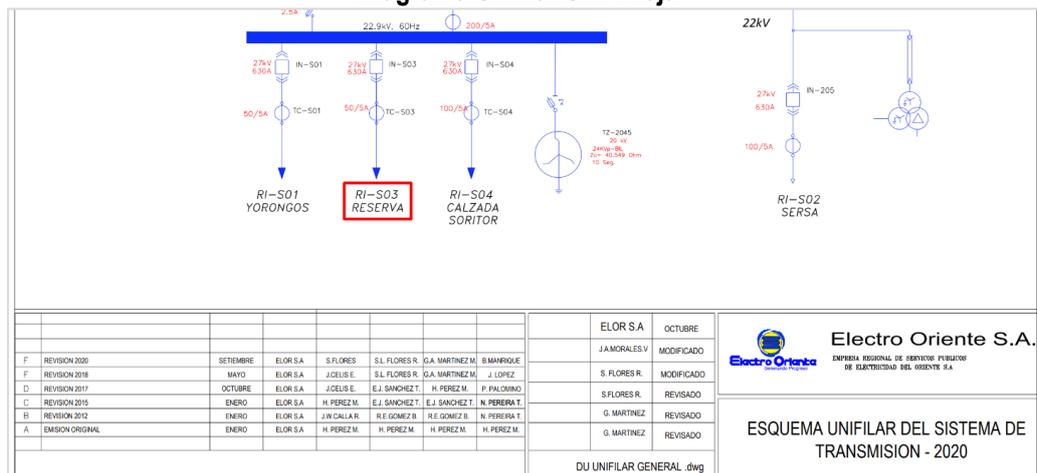
Con relación a la solicitud de renovación de las tres (03) celdas de Alimentador en 22,9 kV por antigüedad, de la revisión de las fotografías de las placas de las celdas, se identifica que el año de fabricación es 1987. Es decir, tienen una antigüedad de aproximadamente 37 años. Asimismo, en el registro 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 en 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 en 22,9 kV para el año 2025. Al mismo tiempo, se dan de Baja tres (03) celdas de alimentador en 22,9 kV y una (01) celda de transformador en 22,9 kV existentes.

Con relación a la solicitud de una (01) celda de medición en 22,9 kV, se debe señalar que la subestación Rioja no cuenta con celda de medición en 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.

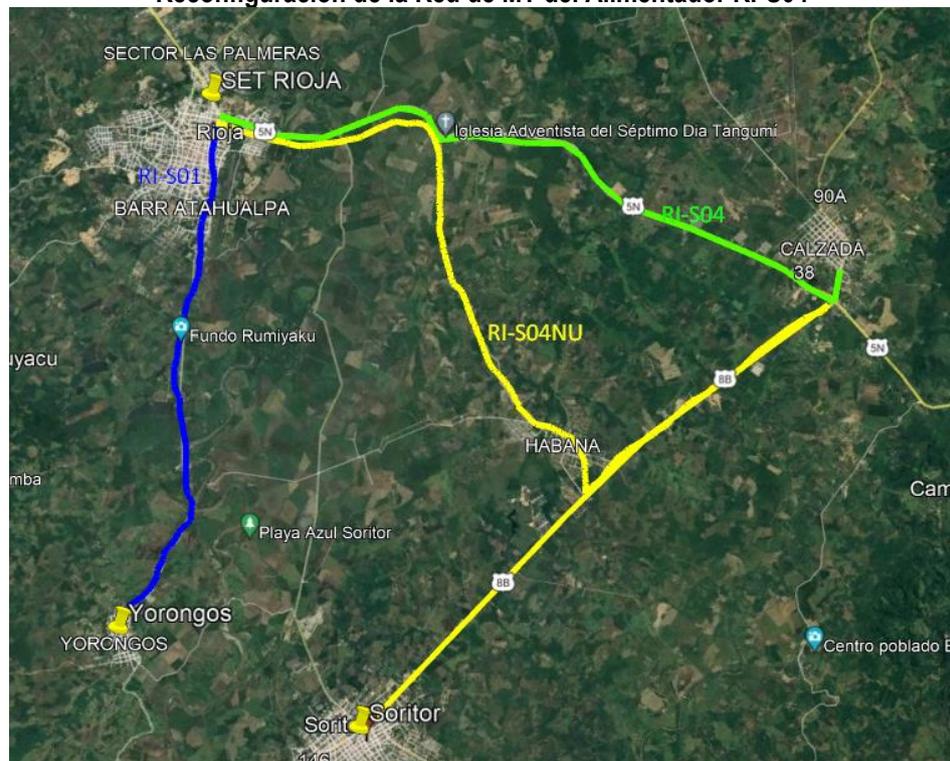
Con relación a la solicitud de una (01) celda de alimentador en 22,9 kV destinada a la reconfiguración de redes de MT, es importante destacar que la máxima demanda registrada en el devanado de 22,9 kV durante el año 2022 fue de 4,55 MW. En ese contexto, de acuerdo con el cálculo realizado en el formato 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 en 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 en 22,9 kV adicional.

Sin perjuicio de lo señalado, con relación a la solicitud de una (01) celda de alimentador en 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° 6.4**  
**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 en 138 kV, una (01) celda de transformador en 138 kV y una (01) celda de transformador en 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 el 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, Osinerghmin 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 en 60 kV para el año 2025, al mismo tiempo se da de Baja a las celdas de línea y transformador en 138 kV y celda de transformador en 60 kV existentes.

Con relación a la solicitud de una (01) celda de línea en 60 kV por antigüedad, se debe señalar que ELOR ha presentado fotografías de las placas con fecha de fabricación correspondiente al año 1987, así como un informe de mantenimiento en los tableros de mando. Sin embargo, es crucial 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. Por ello, no se incluye en el PI 2025-2029 la celda de línea de 60 kV.

Con relación a la solicitud de las celdas en 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 del 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 en 10 kV que sumada a la existente resulta en dos celdas de alimentador en 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 en 138 kV por antigüedad, se debe señalar que ELOR ha presentado fotografías de las placas donde se evidencia que la fecha de fabricación corresponde al año 1997, así como un informe de mantenimiento en los tableros de mando. 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 las dos (02) celdas de línea en 138 kV.

Con relación a la celda de acople en 138 kV, se debe señalar que ELOR planteó esta solicitud en su PROPUESTA FINAL sin haber sido motivado por las

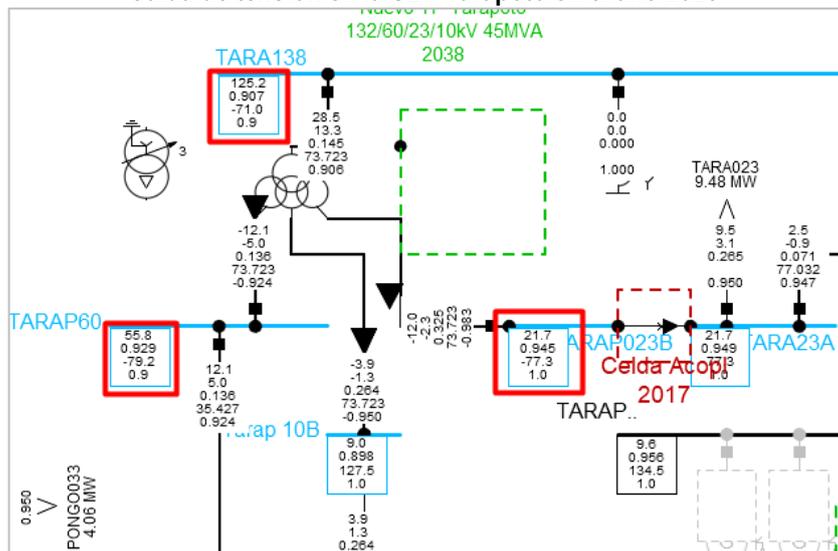
observaciones realizadas, es decir, de forma extemporánea. Por lo tanto, esta resulta improcedente, tal como se señala en el Informe Legal N° 096-2024-GRT que complementa este informe. Sin perjuicio de lo señalado, se ha analizado el argumento planteado por ELOR respecto a que si por razones operativas 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 en 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, Osinerghmin 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 en 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° 6.5. En ese contexto, se requiere incluir en el PI 2025-2029 un (01) banco de condensadores de 1x3,5 MVar en 10 kV con una (01) celda de transformador en 10 kV para su conexión para resolver el problema de caída tensión el año 2025.

**Gráfica N° 6.5**  
**Caída de tensión en la SET Tarapoto en el año 2025**



### 6.2.3.4 SET Bellavista

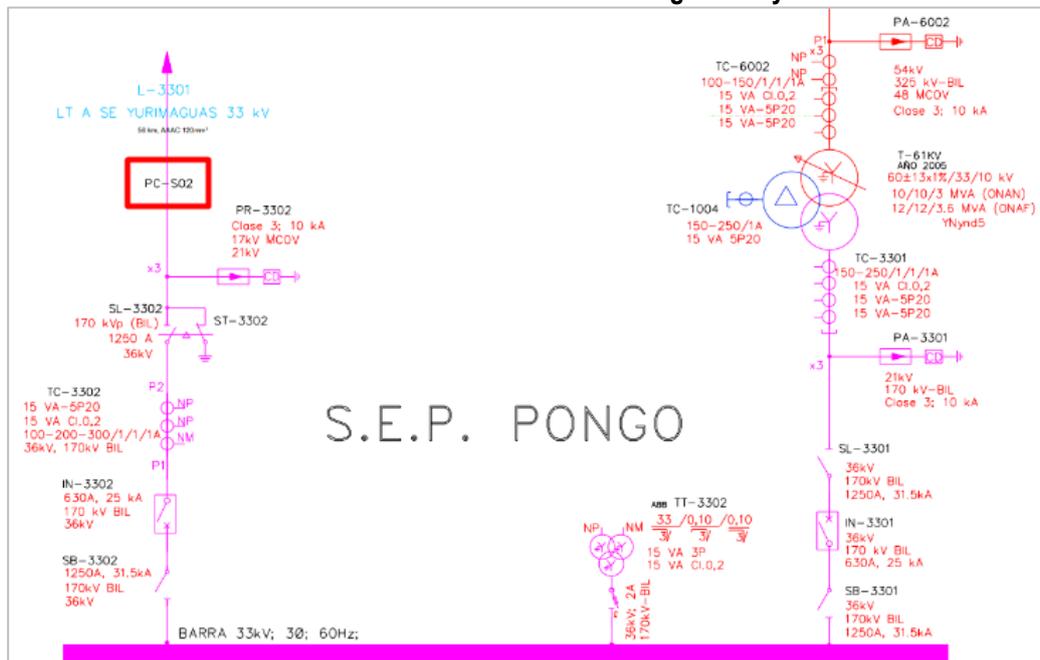
Con relación a la solicitud de renovación de la celda de línea 138 kV, que va hacia la SET Picota, por antigüedad, no corresponde realizar el análisis por haber sido presentado en la etapa de levantamiento de observaciones sin haber sido motivados por las observaciones realizadas, conforme lo explica el Informe Legal N° 096-2024-GRT que sustenta el proyecto de publicación 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.

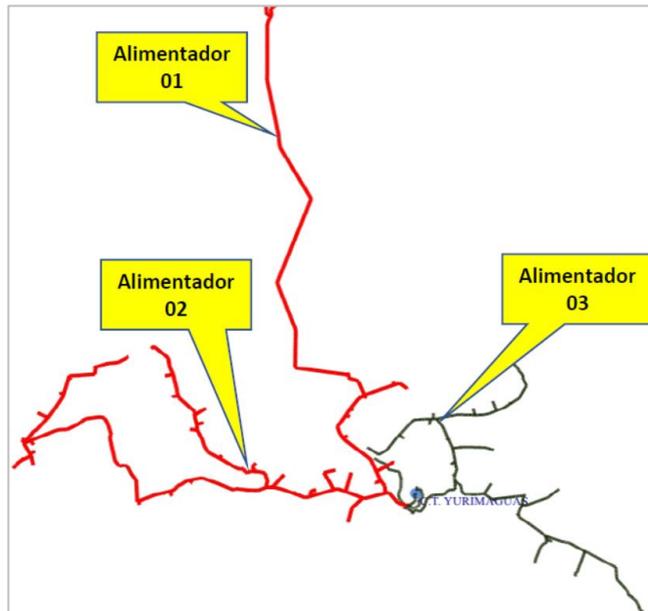
### 6.2.3.5 SET Yurimaguas

Con relación a la solicitud de tres (03) celdas de alimentador en 33 kV, se ha verificado que actualmente las redes en 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° 6.6. 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° 6.7. Por lo tanto, se incluyen en el PI 2025-2029 tres (03) celdas de alimentador en 33 kV, para el año 2026.

Gráfica N° 6.6  
Alimentador PC-S02 en 33 kV de la SET Pongo de Caynarachi

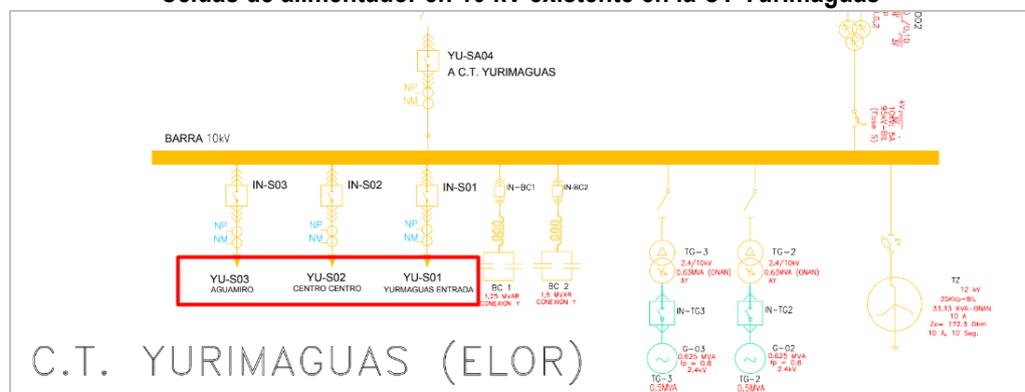


**Gráfica N° 6.7**  
**Trayectoria de las redes en 33 kV a ser atendidas desde la SET Yurimaguas**



Con relación a la solicitud de las tres (03) celdas de alimentador en 10 kV, se ha verificado que existen tres celdas de alimentador en 10 kV en la CT Yurimaguas, tal como se muestra en la Gráfica N° 6.8, 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 en 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 en 10 kV, para el año 2026.

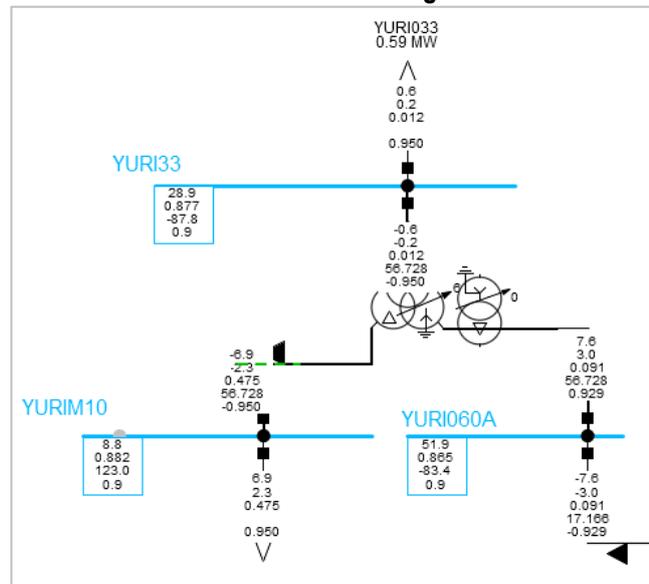
**Gráfica N° 6.8**  
**Celdas de alimentador en 10 kV existente en la CT Yurimaguas**



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, Osinergmin 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° 6.9.

**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 en 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 en 22,9 kV por antigüedad, se debe señalar que la información remitida evidencia que se requieren dos celdas de alimentador en 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 en 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 en 22,9 kV, por ello, corresponde su Baja.

Con relación a la solicitud de incorporar una (01) celda de transformador en 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 en 22,9 kV es de la misma antigüedad que la celda de alimentador en 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 en 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 Juanjui**

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 Juanjui 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 Juanjui forman parte del saldo de obra que ha realizado para completar el proyecto original de interconexión Tocache-Juanjui-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 Juanjui 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 PI 2025-2029.

En otro orden de ideas, en los formatos F-200 se ha verificado que la capacidad del transformador existente en la SET Juanjui (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 Juanjui, 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 en la SET Rioja, para el año 2025.

##### **b) Transformadores mayores a 100 kV**

Estos transformadores no están dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, por lo tanto, no corresponde su evaluación aplicando los criterios y metodología definidos en dicha norma. Sin perjuicio de lo indicado, corresponde indicar que en el PI 2021-2025 se aprobó un transformador en 138/60/10 kV de 50 MVA para reemplazar al existente en 138/23/10 de 20 MVA, por lo que este último puede usarse como reserva para el parque de transformadores de 138 kV. En ese contexto, no se requiere incluir un (01) transformador de reserva para el parque en 138 kV del AD4.

### **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 alimentador de 22,9 kV	SET Gera

Programación de Bajas AD04				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
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

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 Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 4**  
**PLAN DE INVERSIONES SCT**

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
<b>Total Área de Demanda 4</b>	<b>3 909 672</b>	-	<b>40</b>	<b>29</b>
<b>ELOR</b>	<b>3 909 672</b>	-	<b>40</b>	<b>29</b>
<b>AT</b>	<b>989 263</b>	-	<b>20</b>	<b>2</b>
Celda	259 632	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	729 631	-	20	1
<b>MAT</b>	<b>1 158 241</b>	-	<b>20</b>	<b>2</b>
Celda	317 553	-	-	1
Línea	-	-	-	-
Transformador	840 688	-	20	1
<b>MT</b>	<b>1 762 168</b>	-	-	<b>25</b>
Celda	1 630 349	-	-	23
Compensación	131 819	-	-	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 TARIFAS<sup>8</sup>, 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 Osinerghmin, 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

<sup>8</sup> "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 Osinerghmin, 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".

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 TARIFAS<sup>9</sup>, 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.

---

<sup>9</sup> “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 Osinergmin, 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 3 909 672, 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 dado Baja Elementos en el periodo 2025-2029 para esta 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.

[sbuenalaya]

/hbc/rtc

## 8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos del informe:

- Anexo A** Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL.
- 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 de 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 Respuestas a las**  
**Observaciones formuladas a la**  
**PROPUESTA INICIAL**

## Análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL de Electro Oriente S.A. (en adelante “ELOR”)

### OBSERVACIONES GENERALES

1. 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.

#### Respuesta

Se adjunta en el resumen ejecutivo los elementos que se darán de baja, especialmente los elementos considerados por antigüedad, estos elementos a darse de baja son los siguientes:

#### ELEMENTOS A DAR DE BAJA DEL AREA DE DEMANDA 04

Año	Nombre Elemento
	<b>SET AT/MT "SET RIOJA"</b>
2025	Celda de Transformador 23 kV
2025	Celda Medición 23kV
2025	Celda de Alimentador 23 kV
2025	Celda de Alimentador 23 kV
2025	Celda de Alimentador 23 kV
	<b>SET MAT/MT "TARAPOTO"</b>
2027	Celda de línea 138 kV
2027	Celda de línea 138 kV
	<b>SET MAT/MT "YURIMAGUAS"</b>
2026	Celda de transformador 10kV
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Alimentador 10 Kv
2026	Celda de Alimentador 10 kV
2026	Celda de Medición 10 kV

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR continúa sin incluir la totalidad de Elementos que serían candidatos a darse de baja. Por ejemplo, las celdas de la SET Moyobamba.

#### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

2. 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.

#### Respuesta

Se adjunta los formatos F-001, F002 y F-003 del AD 4. Se presentan en el archivo 0.2 Formatos F\_000\_AD04.xlsx del ANEXO 01 FORMATOS.

### **Análisis de Osinerghmin**

ELOR ha cumplido con remitir en su PROPUESTA FINAL los formatos F-001, F-002 y F-003. Sin embargo, se verifica que la información remitida en el archivo 0.2 Formatos F\_000\_AD04 no está completa y no es coherente con los archivos PFD y DWG. Por ejemplo, no se han incluido todos los parámetros de las líneas de transmisión de acuerdo con lo definido en el archivo de flujo BD SEIN-GRT - AD04\_2. Para la LT 60 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas, en el archivo DWG y el formato F-002 se considera una longitud de 31.5 km, mientras que en el PFD 56 km. Además, el archivo de flujo no representa el mismo diagrama unifilar al presentado por ELOR en formato DWG; entre otros.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

3. 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.

### Respuesta

Se realizó la verificación de los datos referentes ampliando los años de los modelos tanto tendenciales y econométricos hasta el año 2054 sus proyecciones de ventas. En el caso del modelo econométrico para validar se realiza los test y pruebas respectivos, usando las tasas anuales de cada año para los periodos 2023 y 2029 y en el caso del modelo tendencial el lineal el cual se emplea el promedio de las tasas del 2022-2054 para el año 2030-2054 de formas constante para el AD 04, los resultados de las proyecciones se presentan en los Formatos F-100, según el siguiente detalle:

Se adjunta los formatos F-100 del AD 4 se presentan en el archivo 1.2 F-100\_AD 04\_PI 2025-2029\_ACT.xlsx del ANEXO 01 FORMATOS.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, en los formatos F-100 se verifica que la proyección de demanda está hasta el año 2054.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

4. 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 F100, workfiles, etc.) guarden coherencia, justifiquen y sustenten los resultados de la proyección de demanda; de acuerdo con las exigencias establecidas en la NORMA TARIFASS.

### Respuesta

Se revisó, actualizó y corrigió donde corresponde las variables explicativas para la proyección de las ventas, con mayor detalle se aclara esta observación en la respuesta a la observación 1, respuesta a la observación 2 respuesta a la observación 8 respuesta a la observación 17 y respuesta a la observación 18.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información que forma parte de la PROPUESTA FINAL de ELOR se evidencia que si bien ha cumplido con actualizar parte de la información de las fuentes, cálculos y metodologías aplicadas en la estimación de las variables explicativas; aún existen inconsistencias en la información presentada de algunas variables debido a que no se han seguido todas las correcciones o indicaciones señaladas en las observaciones específicas.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

5. 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.

### Respuesta

Se adjunta en la carpeta SUSTENTOS del AD04 del ANEXO 2 CALCULO DE LA DEMANDA la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas del AD 4.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL se observa que en la evaluación de la Demanda Incorporada no se cuenta con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Es decir, en muchas de las solicitudes recibidas solo se adjuntó la factibilidad emitida por ELOR sin presentar la solicitud del interesado, ni el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

6. 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 y, en su efecto, emplear los factores de expansión de pérdidas vigentes.

### Respuesta

Se modifica los factores de expansión de perdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentra la empresa que conforma el área de demanda 04.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que ha considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y

PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD, la cual no se encuentra vigente. Para la etapa de Pre-Publicación corresponde considerar los factores de expansión de pérdidas para ELOR de la Resolución N° 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. Asimismo, para la empresa SERSA se debe considerar la Resolución N° 224-2022-OS/CD.

### Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

7. 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.

### Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 CALCULO DE LA DEMANDA en la carpeta SUSTENTOS DEL AD 04 la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas tales como:

- Factibilidades de suministro
- Cronograma de ingreso de las cargas
- Solicitudes presentadas por los interesados

Se adjunta el cronograma de las cargas y su potencia de ingreso proyectado del AD 04:

### CRONOGRAMA DE INGRESO DE CARGAS AD 04

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales				
					2024	2025	2026	2027	2028
SET TARAPOTO	TARA23	SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA A TENSION 22.9 kV, DE LA HABILITACIÓN URBANA LAS PALMAS	22.9	0.56	0.28	0.42	0.56	0.56	0.56
SET BELLAVISTA	BELLA23	AMPLIACIÓN DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE SISTEMA CONVENCIONAL, EN 6 PROVINCIAS DEL DEPARTAMENTO DE SAN MARTIN	22.9	0.88	0.22	0.44	0.66	0.88	0.88
MOYOBAMBA	MOYO10	MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LAS LOCALIDADES Y/O SECTORES UBICADOS EN LA MARGEN IZQUIERDA DEL RIO MAYO	10.0	2.47	0.62	1.23	1.85	2.47	2.47
SET TARAPOTO	TARA23	EESS BANDA DE SHILCAYO	22.9	0.60	0.30	0.45	0.60	0.60	0.60
SET NUEVA CAJAMARCA	NCAJAM23	LADRILLERA ALTO MAYO	22.9	0.66	0.33	0.50	0.66	0.66	0.66
YURIMAGUAS	YURI33	MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS EDUCATIVOS INICIAL, PRIMARIA Y SECUNDARIA DE LA IEPEBR PUERTO PERU DEL CENTRO POBLADO PUERTO PERU	33.0	0.21	0.11	0.16	0.21	0.21	0.21
SET TARAPOTO	TARA23	INDUSTRIA PERUANA SANTA LUCIA SAC	22.9	0.90	0.22	0.45	0.67	0.90	0.90
SET BELLAVISTA	BELLA23	NUEVA PLANTA DE INCUBACIÓN DE CON POLLO LORETO SAC	22.9	0.58	0.29	0.43	0.58	0.58	0.58

SET NUEVA CAJAMARCA	NCAJAM23	SOCIEDAD AGRICOLA HUASCARAN SAC	22.9	0.31	0.16	0.23	0.31	0.31	0.31
SET MOYOBAMBA	MOYO10	MEJORAMIENTO SENCICO	10.0	0.49	0.24	0.37	0.49	0.49	0.49
SET TARAPOTO	TARA23	MEJORAMIENTO DE ESCUELA PROFESIONAL DE MEDICINA HUMANA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTÍN	22.9	0.27	0.14	0.20	0.27	0.27	0.27
SET BELLAVISTA	BELLA23	AMPLIACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACION RURAL III ETAPA, EN LOS CENTROS POBLADOS Y/O SECTORES UBICADOS EN 8 PROVINCIAS DEL DEPARTAMENTO DE SAN MARTIN	22.9	0.89	0.22	0.44	0.66	0.89	0.89

### Análisis de Osinermin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que los documentos que sustentan las factibilidades del año 2022 no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. Es decir, en muchas de las solicitudes recibidas solo se adjuntó la factibilidad sin presentar la solicitud del interesado, ni el cuadro de cargas ni indicar el año de ingreso sustentado por el interesado.

Cabe indicar que, el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada que no ha sido considerada en la proyección de demanda por Osinermin, se encuentran en la hoja "Factibilidades ELOR" de los formatos "F-100".

### Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

- 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. Por ejemplo, solicitan la SET Seasme para el año 2029; sin embargo, en los archivos "PFD" no se observa dicho proyecto. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos considerando el año 30 como configuración final de planeamiento.

### Respuesta

Se ha actualizado los diagramas unifilares dentro de los flujos de carga considerando los proyectados, así como los aprobados en los PIT anteriores, a continuación, el reporte de resultados y el archivo PFD de las simulaciones se encuentran en la carpeta RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

### Análisis de Osinermin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que, ELOR ha adjuntado el archivo DU ELOR PIT 2025-2029.dwg y BD SEIN-GRT - AD04\_2.pfd. Sin embargo, ninguno de ellos contiene la configuración del sistema por años, de acuerdo con lo establecido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS. En el archivo DWG solo se incluyen dos diagramas unifilares del AD4 sin precisar a qué año del horizonte de análisis corresponde cada uno, mientras que en el archivo PFD solo se identifica la configuración del sistema para algunos años.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

9. De acuerdo a 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 SETs.

#### Respuesta

Se ha actualizado en los formatos F-200 el factor de potencia de 0.95 en las barras MT de los sistemas eléctricos del AD 04, los cuales se observan en el Formato F-202 y F-203.

#### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que, ELOR está considerando el factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SETs, de acuerdo con lo establecido en el numeral 12.1.8.c de la NORMA TARIFAS.

#### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

10. 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.

#### Respuesta

Se ha actualizado el informe únicamente considerando las metodologías aplicadas para la elaboración de la propuesta final del PI 2025-2029 del AD 04.

#### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR si bien ha actualizado algunos criterios y metodologías como el de considerar un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SETs, continúa sin aplicar las metodologías y criterios que propone para la planificación de su sistema de transmisión. Por ejemplo, en el formato F-001 no registra ninguna subestación en MAT/AT pese a que las SETs Moyobamba y Tarapoto cuentan con tensiones de 138 kV y 60 kV. Asimismo, en el formato F-002 indica que la línea L-6090 (LT 60 kV Moyobamba – Gera) pertenece al SCT cuando pertenece al SST; de la misma manera, que la línea LT 60 kV Rioja – Nueva Cajamarca (L-6092 y L-6094) pertenecen al SST cuando pertenece al SCT. También, ELOR señala en su PROPUESTA FINAL que ha realizado el análisis de flujo de potencia por cada año del período 2025-2034, sin embargo, en el archivo PFD no se identifican todos esos años, solo algunos de ellos.

#### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

11. 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.

#### Respuesta

Se ha actualizado los formatos F-200, F-300 y F-400 con los proyectos considerados en la propuesta final de ELOR.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha realizado actualizaciones en la información de los formatos y archivos indicados en la observación, por ejemplo, ha incluido la estadística de fallas e índices de desempeño (Formato F-208). Sin embargo, aún sigue presentando archivos con información inconsistente entre sí. Por ejemplo, en el formato F-209, ELOR considera el Código de Módulo Estándar de una celda para valorizar el transformador de reserva que solicita en la SET Bellavista, por ello en la Tabla 11: Elementos propuestos para el Área de Demanda 4 del informe de su PROPUESTA FINAL se verifica un costo total que es diferente al del transformador de reserva de características iguales solicitado para la SET Tarapoto.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

12. 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.

### Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 los mapas de densidad de carga en formato pdf y dwg.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha presentado los mapas de densidad de carga. No obstante, en estos mapas no se identifican las ubicaciones de las SET's nuevas ni existentes, tampoco se señalan los radios de influencia de cada una de ellas, no se incluyen los nuevos usuarios libres ni las demandas incorporadas por cada localidad y no se utiliza el formato F-123.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

13. 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.

### Respuesta

Para las valorizaciones de los proyectos propuestos se ha actualizado con el aprobado en la Resolución N° 041-2023-OS/CD, el cual se descargó de la siguiente página web:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-041-2023-OS-CD.pdf>

Los módulos estándar se presentan en el **ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida por ELOR en su PROPUESTA FINAL se verifica que, para la valorización de sus alternativas de planeamiento, ha considerado la última actualización de Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

14. 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.

### Respuesta

Se ha considerado la sugerencia de Osinerghmin de diferenciar entre proyectos presentados por confiabilidad bajo el criterio N-1 por proyectos de calidad de servicio y los proyectos de seguridad por proyectos de elementos de renovación por antigüedad.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida por ELOR en SU PROPUESTA FINAL, se verifica que se han diferenciado los criterios de confiabilidad y seguridad.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

## **OBSERVACIONES ESPECÍFICAS**

### **PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

#### **1. Variable PBI**

El valor histórico de la variable PBI del AD4 para el año 2022 mencionado en el formato F-104 no está correctamente construido, pues se verifica que los valores del PBI departamental del año 2022 están en función del PBI del año 2021 multiplicado por un factor de 1,027, del cual se desconoce su origen. Al respecto, ELOR debe calcular el valor histórico de la variable PBI del AD4 mediante una ponderación del PBI departamental del año 2022 con los porcentajes de participación en ventas de energía (con dos decimales).

Adicionalmente, se ha observado que los valores históricos de la variable PBI nacional del periodo 2014-2018 y el año 2021 consignados en el formato F-104 no corresponden a valores históricos que se desprenden del proceso de modificación del PI 2021-2025. Por lo que ELOR debe corregirlos.

Al respecto, Osinerghmin ha verificado que, a la fecha de la revisión del ESTUDIO, el INEI ha publicado estadísticas del PBI a nivel departamental y nacional correspondiente al año 2022. Ver <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, la proyección del PBI nacional debe efectuarse considerando las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio de 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP). Para el periodo 2026-2054, debe mantener constante la tasa de crecimiento del año 2025. Por lo que ELOR debe actualizar la fuente de las tasas de crecimiento del PBI nacional.

Una vez proyectado el PBI nacional, ELOR debe analizar si dicha variable se comporta como una variable explicativa en la proyección del PBI del AD4, la cual debe cumplir la significancia individual de sus variables y las pruebas de validación estadística (Autocorrelación, Normalidad de Residuos y Heterocedasticidad) conforme lo establece la NORMA TARIFAS.

### Respuesta

Se procede a corregir el PBI histórico nacional guiándose de la modificatoria, así mismo se obtiene la data del PBI departamental del año 2022 del enlace <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta> el cual se tiene la descarga en el archivo sustento en el archivo PBI.xls

En cuanto al PBI que se usara entre los años 2023-2025 se hace uso de la Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio del 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) el cual se encuentra en la carpeta sustento y el archivo expectativas-pbi.xlsx:

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas del PBI 1/			
Fecha de encuesta	Analistas Económicos	Sistema Financiero	Empresas No Financieras
31 de marzo de 2023	2.0%	2.0%	2.3%
28 de abril de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
31 de mayo de 2023	1.9%	1.9%	2.3%
30 de junio de 2023	1.8%	1.8%	2.0%
31 de julio de 2023	1.2%	1.4%	2.0%
31 de agosto de 2023	1.0%	1.1%	1.9%
<b>Expectativas anuales de 2024</b>			
28 de febrero de 2023	2.6%	2.7%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.5%	2.7%	3.0%
28 de abril de 2023	2.5%	2.6%	3.0%
31 de mayo de 2023	2.7%	2.5%	3.0%
30 de junio de 2023	2.6%	2.5%	2.9%
31 de julio de 2023	2.5%	2.3%	2.9%
31 de agosto de 2023	2.6%	2.3%	2.6%
<b>Expectativas anuales de 2025</b>			
28 de febrero de 2023	3.0%	2.8%	3.0%
31 de marzo de 2023	2.6%	2.8%	3.0%
28 de abril de 2023	2.6%	2.9%	3.0%
31 de mayo de 2023	3.0%	2.9%	3.0%
30 de junio de 2023	3.0%	2.7%	3.0%
31 de julio de 2023	2.9%	2.6%	3.0%
31 de agosto de 2023	3.0%	2.7%	3.0%

1/ Mediana.  
Fuente: Encuesta de expectativas macroeconómicas BCRP.  
Elaboración: Departamento de Indicadores de Actividad Económica.

Las mencionadas actualizaciones y cálculos de variables explicativas se encuentran a mayor detalle en el **ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA**

### **Análisis de Osinermin**

De la revisión de la información que ELOR adjuntó en su PROPUESTA FINAL se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor histórico de la variable PBI del Área de Demanda 4 del año 2022, ha cumplido con corregir la construcción de dicha variable de ese año, mediante una ponderación del PBI departamental con los porcentajes de participación en ventas de energía de cada departamento haciendo uso de la

fuentes señaladas por Osinermin en la presente observación.

- Por otro lado, que los valores históricos de la variable PBI nacional del periodo 2014-2018 consignados en el formato F-104 y en el workfile “ad\_04\_v2.wf1” no corresponden a los valores que se desprenden del proceso de modificación del PI 2021-2025.
- Respecto a la proyección del PBI nacional, ha considerado las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas realizadas el 31 de Julio de 2023 a los Analistas Económicos y publicadas por el BCRP. Para el periodo 2026-2054, ha mantenido constante la tasa de crecimiento del año 2025; conforme lo solicitado en la presente observación.
- Respecto a la proyección del PBI del AD 4, la empresa ha presentado una ecuación que cumple con la significancia individual de sus variables, así como con las pruebas de validación estadística establecidas en la NORMA TARIFAS.

## Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

## 2. Variable Población

En el ESTUDIO, ELOR menciona que los valores proyectados de la variable Población han sido calculados en base al INEI; sin embargo, no ha sustentado como realizó las proyecciones al año 2054, considerando que la información del archivo “Población departamental.xlsx” contiene información hasta el año 2030 únicamente.

Al respecto, ELOR debe emplear los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-andprojections/>) y calcular la población del AD4 mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía (con dos decimales).

Las poblaciones departamentales de los años 2023 y 2024 deben obtenerse mediante interpolación con la tasa de crecimiento promedio anual del periodo 2022-2025. De igual manera, las poblaciones departamentales de los años 2026 al 2029, deben ser obtenidas mediante interpolación con la tasa de crecimiento promedio anual del periodo 2025-2030.

Luego, las poblaciones departamentales anuales comprendido entre 2031-2054 deben considerar la tasa de crecimiento promedio anual departamental correspondiente al periodo 1996-2030 de forma constante. Finalmente, dichos valores departamentales se emplearán en la proyección de la variable población del AD4.

## Respuesta

Se obtiene la población a partir de las ventas registradas por cada departamento, donde los datos fueron obtenidos del siguiente enlace: <https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/> el cual se descargó el archivo y se incorpora en la carpeta sustento con el archivo Población proyectado.xls; para los siguientes años se hizo uso de la población nacional proyectado y se usa el mismo porcentaje para proyectar la población del área de la demanda 05 este mismo modelo se usó en la modificatoria y Plan de Inversiones anterior

Las mencionadas actualizaciones y cálculos de variables explicativas se encuentran a

mayor detalle en el [ANEXO 02 CALCULO DE LA DEMANDA](#).

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información en la PROPUESTA FINAL de ELOR se evidencia lo siguiente:

- Respecto al valor de la Población departamental del año 2022, se ha cumplido con emplear los valores de población departamental del 2022 estimados por el INEI y calcular la variable mediante una ponderación con los porcentajes de participación en ventas de energía.
- Respecto a la proyección de la variable población se evidencia que la empresa no ha seguido las indicaciones.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

### **3. Modelos estimados de Ventas de Energía y el ajuste final**

Las proyecciones de ventas de energía deben efectuarse hasta el año 2054.

En el ajuste final, ELOR debe presentar nuevamente el formato F108, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Las proyecciones anuales de la demanda regulada del periodo comprendido entre los años 2023 y 2029 se realizan en base a las tasas anuales resultantes del modelo econométrico validado de esos años respectivos; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva en el periodo 2022-2023, se emplee la tasa de crecimiento anual promedio del modelo econométrico del periodo 2022-2054.
- Las proyecciones anuales de la demanda regulada a partir del año 2030 hacia adelante son constantes e iguales a la tasa de crecimiento anual promedio resultante del modelo tendencial lineal del periodo comprendido entre los años 2022-2054.

Considerando lo anterior, ELOR debe revisar y estimar nuevamente las ventas de energía del AD4. Cabe indicar que estos dos criterios son parte de la metodología ya empleada en la proyección de demanda de cada Área de Demanda del PI 2021-2025 y de su correspondiente proceso de Modificatoria, los cuales se pueden verificar en los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

### **Respuesta**

Se realiza la verificación de los datos referentes ampliando los años de los modelos tanto tendenciales y econométricos hasta el año 2054 sus proyecciones de ventas. En el caso del modelo econométrico para validar se realiza los test y pruebas respectivos, usando las tasas anuales de cada año para los periodos 2023 y 2029 y en el caso del modelo tendencial el lineal el cual se emplea el promedio de las tasas del 2022-2054 para el año 2030-2054 de formas constante.

Así mismo se modifica y rectifica los valores de los formatos F-106, F-107 y F-108 del archivo F-100.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información de ELOR en su PROPUESTA FINAL, se evidencia que la empresa ha cumplido con efectuar las proyecciones de las ventas de energía considerando todo el periodo de proyección hasta el año 2054. Asimismo, en el formato F-108 la empresa ha cumplido con emplear en el ajuste final los dos criterios señalados por Osinerghmin.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

#### **4. Factores de expansión de pérdidas utilizados**

ELOR no ha presentado sustento de cómo ha determinado los factores de expansión de pérdidas equivalente en Media Tensión y Baja Tensión utilizados. Por lo que debe adjuntar el sustento respectivo. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT deben ser obtenidos de las Resoluciones N° 168-2019-OS/CD, N° 224-2019-OS/CD y N° 224-2022-OS/CD, según corresponda.

### **Respuesta**

Se modifica los factores de expansión de pérdidas equivalentes PEMT y PEBT que fueron obtenidos de la Resolución N°168-2019-OS/CD donde se encuentran las empresas que conforman el área de demanda 04.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que se han considerado los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEBT de la Resolución N° 168-2019-OS/CD. Sin embargo, dicha resolución no se encuentra vigente. En ese sentido, para la etapa de Pre-Publicación se deben considerar los factores de expansión de pérdidas de la Resolución 223-2023-OS/CD (emitida el 06/12/2023) del VAD 2023-2027, con una vigencia desde el 01/11/2023 al 31/10/2027. Así también, en el caso de la empresa SERSA deben considerarse los factores de expansión de pérdidas de la Resolución N° 224-2022-OS/CD.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

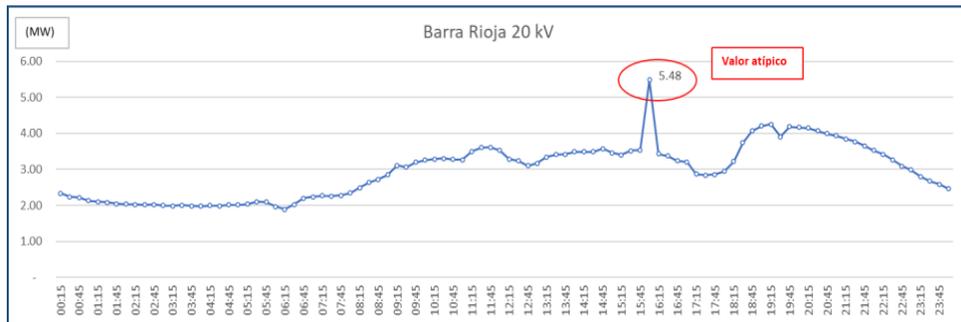
#### **5. Registros de mediciones de cada 15 minutos**

En la sección 1.4 “Proyección de la demanda de energía” del Informe VOLUMEN I DEMANDA, ELOR menciona que: “Se efectuó la eliminación de datos atípicos, sobre la base del conocimiento de sucesos o situaciones particulares o periódicos que expliquen dichos datos.” Sin embargo, no se han evidenciado los archivos electrónicos que incluyan los criterios y metodología de la depuración de datos atípicos.

Asimismo, ELOR debe tener en cuenta que los registros de los medidores de energía utilizados en los cálculos tienen que ser los mismos que figuran como información de remisión de los registros de mediciones en los Sistemas de Transmisión que establece la norma “Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión”, aprobada mediante Resolución 048-2018-OS/CD; asimismo, en caso hubiera algunas diferencias, deberá explicar y sustentar los motivos

por los cuales difieren. En la hoja "Registros" del archivo "F-100\_AD 04\_PI 2025\_2029.xlsx" se advierte que la depuración de datos atípicos en la barra Rioja 20 kV no se habría realizado, tal como lo muestra la Figura 1.

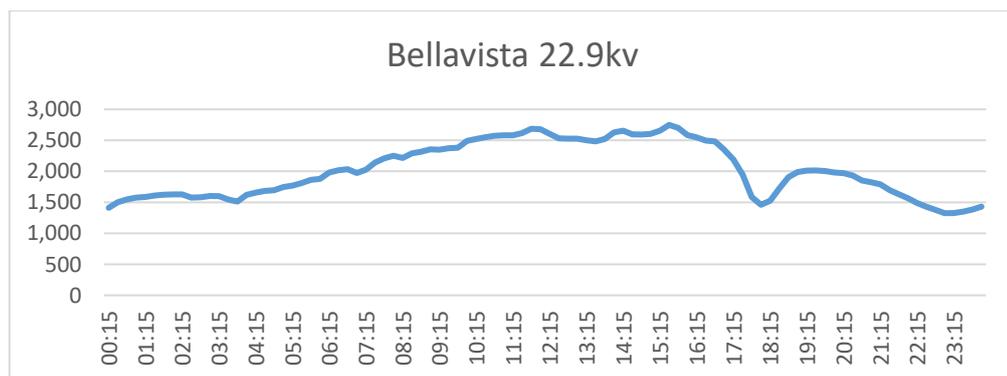
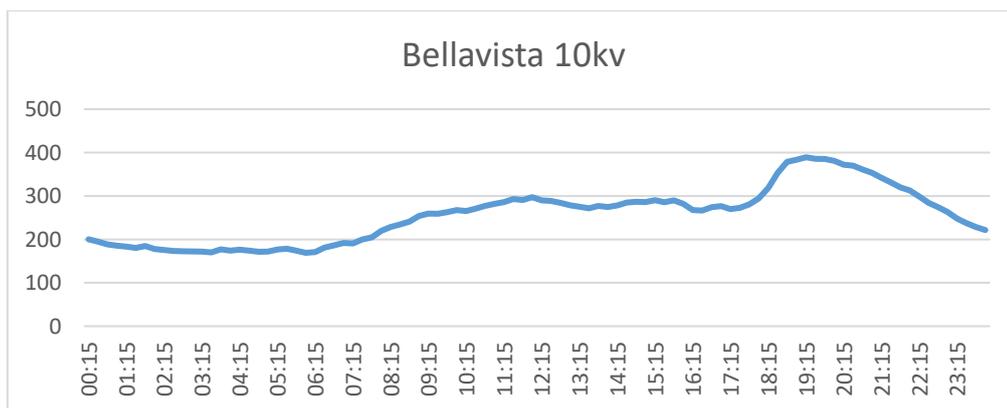
**Figura 1: Registros de fecha 22/04/2022 de la barra Rioja 20 kV presentados por ELOR**

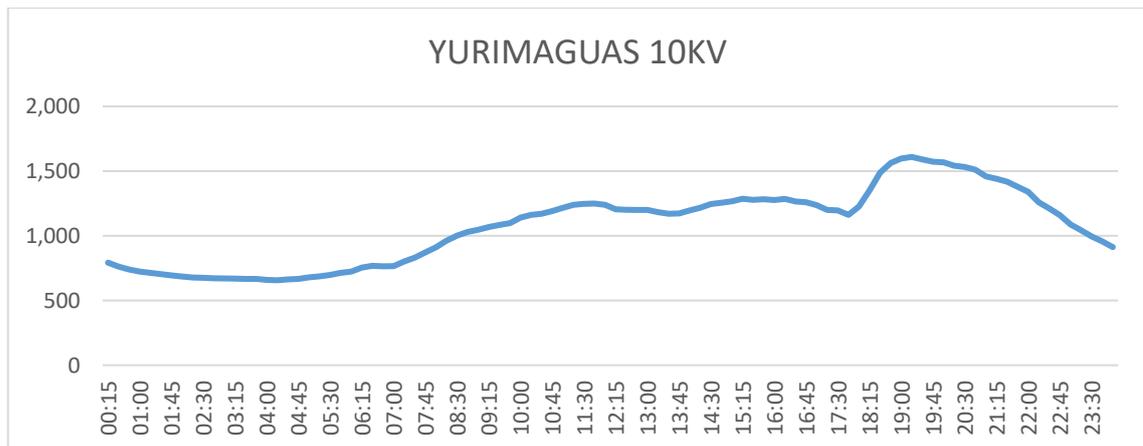
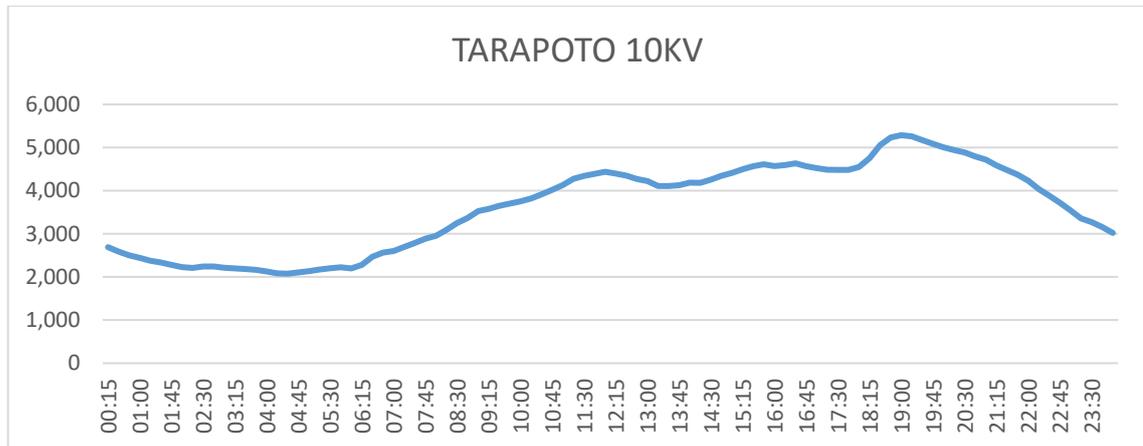


Así también, de la revisión del ESTUDIO, se tiene que los valores presentados para la barra de 33 kV de la Subestación "Pongo" difieren considerablemente de los reportados mediante la norma "Formularios, Plazos y Medios para la remisión de los registros de mediciones de los Sistemas de Transmisión". Al respecto, se requiere que ELOR sustente los valores consignados en su ESTUDIO e indique la fuente de información y el motivo de la diferencia hallada.

Respuesta

Se procedió a verificar y actualizar los registros de medición cada 15 minutos en la pestaña registros del formato F-100 del AD 04.





### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica la depuración de datos atípicos para la barra Rioja 20 kV. De otro lado, con relación a la barra Pongo 33 kV, no se brinda respuesta sobre la diferencia de los registros de mediciones que presenta en su propuesta frente a los registros que viene reportando en el sistema de información de Osinerghmin. Por ello, se concluye que dichos registros no se encuentran sustentados.

### Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera parcialmente absuelta.

## 6. Máxima Demanda Anual del SEIN

ELOR ha considerado, en los formatos F-100, como fecha y hora de la Máxima Demanda Anual del SEIN el 02/12/2022 a las 15:00 horas. Sin embargo, la Máxima Demanda Anual del SEIN corresponde al 06/12/2022 a las 19:30 horas, por lo que ELOR debe corregir donde corresponda.

### Respuesta

Se procedió a verificar y actualizar los registros de medición cada 15 minutos en la pestaña registros del formato F-100 del AD 04.

### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica en la hoja "Registros" de los formatos F-100 que la empresa continúa considerando erróneamente el 02/12/202 a las 15:00 horas como fecha y hora de la Máxima Demanda Anual del SEIN.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

## 7. Clientes libres existentes

En el formato F-113 no se verifica como cliente libre a la "OFICINA DE GESTION DE SERVICIOS DE SALUD ALTO MAYO 2", a pesar de que en la base de datos SICLI dicho cliente viene registrando desde octubre del año 2022 consumos en el punto de suministro Rioja 20 kV. Al respecto, se solicita a ELOR justifique el motivo por el cual no está considerando dicho cliente libre en el AD4.

### [Respuesta](#)

Se procedió a corregir con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al área de demanda 04, los cuales se pueden apreciar en la hoja F-113 del formato F-100 del AD 04.

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que no se ha incluido en los formatos F-100 al cliente libre "OFICINA DE GESTION DE SERVICIOS DE SALUD ALTO MAYO 2", pese a que dicho cliente tiene registros desde octubre del año 2022 en el punto de suministro Rioja 20 kV.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

## 8. Correspondencia de Clientes Libres con el SICLI 2022

En el formato F-113, se consigna información diferente de lo reportado en el SICLI 2022, tal como se puede ver en el Cuadro 1. Por tanto, se requiere a ELOR justificar el motivo de dichas diferencias.

Cuadro 1

CLIENTE	ELOR		SICLI 2022	
	Subestación	Tensión	Subestación	Tensión
CEMENTOS SELVA	Rioja	60 kV	Cementos Selva	60 kV
RED ASISTENCIAL TARAPOTO	Tarapoto	10 kV	Tarapoto	22,9 kV
MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PARDO MIGUEL	Nueva Cajamarca	22,9 kV	Tarapoto	10 kV

### [Respuesta](#)

Se procedió a corregir con la base de datos del SICLI 2022 con los clientes libres reportados que pertenecen al área de demanda 04, los cuales se pueden apreciar en la

[hoja F-113 del formato F-100 del AD 04.](#)

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica lo siguiente:

- (i) El cliente libre “RED ASISTENCIAL TARAPOTO” debe ser considerado en la barra Tarapoto 22,9 kV, conforme al SICLI 2022.
- (ii) La empresa continúa asociando al cliente libre “CEMENTOS SELVA” a la barra Rioja 60 kV. Sin embargo, debido a que en el SICLI está asociado a Cementos Selva 60 kV, se debe considerar dicha información.
- (iii) El cliente libre “MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PARDO MIGUEL” presenta una inconsistencia en el reporte SICLI 2022, correspondiendo considerar al cliente en la barra Nueva Cajamarca 22,9 kV.

Al respecto, ELOR debe tener en cuenta que la información de los clientes libres que se utiliza en los cálculos, debe provenir del SICLI 2022. En caso se advierta alguna inconsistencia entre la información que reportan los suministradores y la información con que cuenta la distribuidora del AD4, entonces se debe alertar de ello a Osinergmin.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

## **9. Incorporación de nuevas demandas**

En el numeral 6.2.8 de la NORMA TARIFAS se señala que: “para el caso de demandas incorporadas, no comprendidas en los datos estadísticos y que se incluyan en el ESTUDIO (tales como clientes industriales o comerciales, localidades previstas a incorporarse al SEIN, entre otros), se deberá presentar toda la documentación que sustente la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación al SEIN en el horizonte de 30 años.” En los formatos F-100, ELOR ha incluido un total de 12 nuevas demandas que luego agrega en su proyección de demanda sin haber presentado el sustento de algunas de ese total. Por lo que, ELOR debe adjuntar las cartas, solicitudes y/o estudios de factibilidad de suministro, incluyendo además el cronograma de ingreso de esas demandas para el periodo de análisis, el punto de suministro con su respectivo nivel de tensión, la actividad económica y el tipo de tarifa a la que estará asociada. Es preciso indicar que toda documentación debe estar sustentada directamente por el mismo cliente libre. Para cargas mayores que 1 MW se debe, además, adjuntar el plano de ubicación, cronograma de ingreso de carga y documento de 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. Adicionalmente, en el ESTUDIO se menciona que el ingreso de carga proyectado para dichas nuevas demandas es el año 2024, sin mayor sustento. Por tanto, se necesita que ELOR sustente el año de ingreso indicado de cada carga.

### **Respuesta**

[Se adjunta en el ANEXO 2 la documentación de sustento de la incorporación de nuevas cargas tales como:](#)

- Factibilidades de suministro
- Cronograma de ingreso de las cargas
- Solicitudes presentadas por los interesados

Se adjunta el cronograma de ingreso de cargas.

SUBESTACIÓN	BARRA	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN (kV)	MD (MW)	Cronograma de ingreso de cargas adicionales				
					2024	2025	2026	2027	2028
SET TARAPOTO	TARA23	SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA A TENSION 22.9 kV, DE LA HABILITACIÓN URBANA LAS PALMAS	22.9	0.56	0.28	0.42	0.56	0.56	0.56
SET BELLAVISTA	BELLA23	AMPLIACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE SISTEMA CONVENCIONAL, EN 6 PROVINCIAS DEL DEPARTAMENTO DE SAN MARTIN	22.9	0.88	0.22	0.44	0.66	0.88	0.88
MOYOBAMBA	MOYO10	MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LAS LOCALIDADES Y/O SECTORES UBICADOS EN LA MARGEN IZQUIERDA DEL RIO MAYO	10.0	2.47	0.62	1.23	1.85	2.47	2.47
SET TARAPOTO	TARA23	EESS BANDA DE SHILCAYO	22.9	0.60	0.30	0.45	0.60	0.60	0.60
SET NUEVA CAJAMARCA	NCAJAM23	LADRILLERA ALTO MAYO	22.9	0.66	0.33	0.50	0.66	0.66	0.66
YURIMAGUAS	YURI33	MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS EDUCATIVOS INICIAL, PRIMARIA Y SECUNDARIA DE LA IEPEBR PUERTO PERU DEL CENTRO POBLADO PUERTO PERU	33.0	0.21	0.11	0.16	0.21	0.21	0.21
SET TARAPOTO	TARA23	INDUSTRIA PERUANA SANTA LUCIA SAC	22.9	0.90	0.22	0.45	0.67	0.90	0.90
SET BELLAVISTA	BELLA23	NUEVA PLANTA DE INCUBACIÓN DE CON POLLO LORETO SAC	22.9	0.58	0.29	0.43	0.58	0.58	0.58
SET NUEVA CAJAMARCA	NCAJAM23	SOCIEDAD AGRICOLA HUASCARAN SAC	22.9	0.31	0.16	0.23	0.31	0.31	0.31
SET MOYOBAMBA	MOYO10	MEJORAMIENTO SENCICO	10.0	0.49	0.24	0.37	0.49	0.49	0.49
SET TARAPOTO	TARA23	MEJORAMIENTO DE ESCUELA PROFESIONAL DE MEDICINA HUMANA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARTÍN	22.9	0.27	0.14	0.20	0.27	0.27	0.27
SET BELLAVISTA	BELLA23	AMPLIACION DEL SERVICIO DE ELECTRIFICACION RURAL III ETAPA, EN LOS CENTROS POBLADOS Y/O SECTORES UBICADOS EN 8 PROVINCIAS DEL DEPARTAMENTO DE SAN MARTIN	22.9	0.89	0.22	0.44	0.66	0.89	0.89

### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de los documentos y archivos presentados por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que el sustento de las factibilidades del año 2022; no cuentan con la información mínima necesaria para evaluar y justificar la magnitud de las cargas solicitadas. En otras palabras, se ha observado que en un considerable número de

solicitudes recibidas únicamente se ha anexado la factibilidad emitida por ELOR. En este contexto, es importante señalar que no se han presentado la solicitud del interesado ni el cuadro de cargas, y tampoco se ha indicado el año de ingreso, Elementos que debían haber sido debidamente respaldados por el interesado.

Cabe indicar que, el detalle de la evaluación de cada solicitud de demanda nueva o incorporada no considerada en la proyección de demanda se encuentra en la hoja "Factibilidades ELOR" de los formatos "F-100".

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

## **10. Mapas de Densidad de Carga**

ELOR no ha presentado los Mapas de Densidad de Carga de acuerdo a lo indicado en la NORMA TARIFAS. Al respecto, ELOR debe presentar todos los mapas de densidad de carga de los años "0, 1, 2, 3, 4, .... 15 y 25" en formato AutoCAD. Asimismo, debe presentar el archivo fuente con el que se generó todos los mapas de densidad de carga, adjuntando los valores de las cuadrículas (en archivo de cálculo) que representen las densidades de carga (MW/km<sup>2</sup>) y validar que la sumatoria de la demanda de todas las cuadrículas sea igual a la demanda de potencia proyectada consignada en el formato F-120. Ello en concordancia a lo establecido en el numeral 8.1.2 y del Artículo 36° de la NORMA TARIFAS y en las notas (1) y (2) del formato F-123.

### Respuesta

Se adjunta en el ANEXO 2 los mapas de densidad de carga en formato pdf y dwg.

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha presentado los mapas de densidad de carga. No obstante, en estos mapas no se identifican las ubicaciones de las SET's nuevas ni existentes, tampoco se señalan los radios de influencia de cada una de ellas, no se incluyen los nuevos usuarios libres ni las demandas incorporadas por cada localidad y no se utiliza el formato F-123.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

## **SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR**

### **1. Formatos de información general**

Se debe presentar datos completos en los formatos de información general F001, F-002 y F-003, según lo establecido en la NORMA TARIFAS. La información requerida es necesaria para analizar el diagnóstico actual del sistema de transmisión, verificar la antigüedad de las instalaciones, la ubicación geográfica de las subestaciones, el estado de los transformadores (nuevo, rotado o reserva), entre otros aspectos necesarios y básicos para realizar el planeamiento de la transmisión. En este sentido, se observa que dichos formatos no fueron presentados

### Respuesta

Se adjunta los formatos F-001, F002 y F-003 del AD 4 se presentan en el archivo [0.2 Formatos F\\_000\\_AD02.xlsx](#) del **ANEXO 01 FORMATOS**.

### **Análisis de Osinergmin**

ELOR ha cumplido con remitir en su PROPUESTA FINAL los formatos F-001, F-002 y F-003. Sin embargo, se verifica que la información remitida en el archivo 0.2 Formatos F\_000\_AD04 aún está incompleta y no es coherente con los archivos PFD y DWG. Por ejemplo, no se han incluido todos los parámetros de las líneas de transmisión de acuerdo con lo definido en el archivo de flujo BD SEIN-GRT - AD04\_2. Para la LT 60 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas, en el archivo DWG y el formato F-002 se considera una longitud de 31.5 km, mientras que en el PFD 56 km. Además, el archivo de flujo no representa el mismo diagrama unifilar al presentado por ELOR en formato DWG; entre otros.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## **2. SET Nueva Cajamarca**

Respecto a los dos Bancos de Condensadores, se requiere que ELOR evalúe la necesidad de los mismos mediante flujos de carga, teniendo como premisa que la carga en el devanado de 22,9 kV debe tener un factor de potencia de 0,95. En ese sentido, ELOR debe remitir los archivos fuente de los flujos de potencia en formato PFD (Digsilent).

Asimismo, en el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el período 2025 – 2034 del COES, se identifica que el sistema Moyobamba – Rioja – N. Cajamarca superaría los 30 MW en 2030. En ese contexto, se avizora un proyecto ITC en la zona que solucionaría los niveles de caída de tensión.

### **Respuesta**

Se ha realizado las simulaciones en el Digsilent de las redes del sistema de transmisión del AD 04, en el cual los niveles de tensión en las barras de las SET de ELOR se encuentran dentro de los niveles permisibles, por el cual se desiste de la solicitud de los bancos de condensadores para la SET NUEVA CAJAMARCA.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que en sus simulaciones de flujo de potencia ELOR ha considerado un factor de 0,95 para la carga conectada en 22,9 kV. Asimismo, que los niveles de tensión en la barra de la SET Nueva Cajamarca se encuentran dentro del rango de operación permisible en el período 2025-2029 y, por lo tanto, no se requieren bancos de condensadores en dicha subestación.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

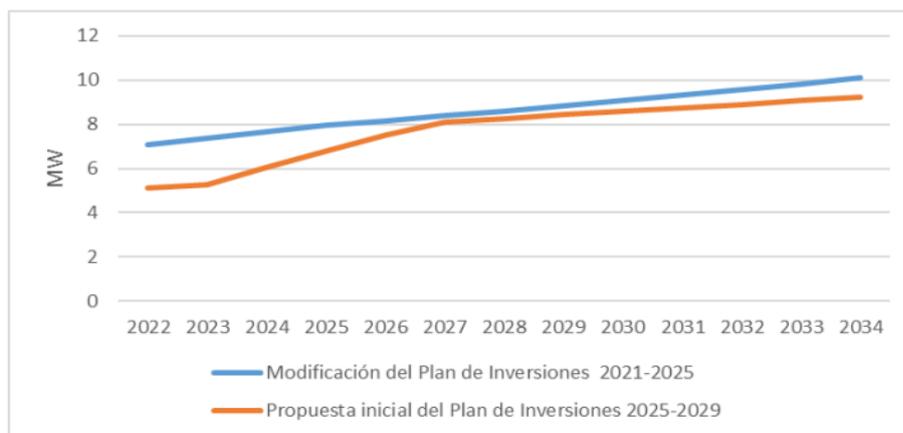
## **3. SET Moyobamba**

Respecto al alimentador adicional en 10 kV, estos deberán estar sustentados en los formatos F-204, por lo que se requiere que se verifique la proyección de demanda y el

formato respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante resaltar que ELOR indica que debido al incremento de la demanda se requerirá 01 celda de alimentador de 10 kV adicional para el año 2026. Sin embargo, al comparar la demanda de la modificación del PI 2021-2025 y de la propuesta inicial del PI 2025-2029, se verifica que esta última es mayor (Ver Figura N° 4) y, pese a ello, en el F-204 de la Modificación del PI 2021-2025 no resultaba necesario la celda de alimentador adicional.

Figura N° 4



Asimismo, en el F-204, tanto de la Modificación del PI 2021-2025 como de la propuesta inicial del PI 2025-2029, se verifica que se está considerando una capacidad en el alimentador de 10 kV de 5 MW y 3,5 MW, respectivamente (Ver Figura N° 5). Al respecto, ELOR debe indicar la razón de dicho cambio en la capacidad y/o corregir donde corresponda, de ser necesario.

Figura N° 5

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN	2021	2022	2023	2024	2025
		(KV)	1	2	3	4	5
	Demanda	10	6.8	7.1	7.4	7.7	7.9
	Capacidad por Alimentador	10	5	5	5	5	5
SET MAT/MAT/MT MOYOBAMBA	Alimentadores Existentes	10	2	2	2	2	2
	Alimentadores Necesarios	10	2	2	2	2	2
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0

MPI 2021 – 2025

NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		(KV)	0	1	2	3	4	5	6	7
	Demanda	10	5	5	6	7	7	8	8	8
	Capacidad por Alimentador	10	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
SET MAT/MAT/MT MOYOBAMBA	Alimentadores Existentes	10	2	2	2	2	2	3	3	3
	Alimentadores Necesarios	10	2	2	2	2	3	3	3	3
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	1	0	0	0

Propuesta inicial PI 2025-2029

Respecto a la solicitud de 1 Celda de Línea y 1 Celda de Transformador de 138 kV, se requiere que ELOR verifique el requerimiento de las mismas, debido a que en el PI 2021-2025, se señaló que el Elemento existente (Celda Línea – Transformador) se mantendría. En ese sentido, ELOR debe señalar el sustento para considerar dos celdas en reemplazo de una e indique el destino de la celda existente.

Además, ELOR debe evaluar las labores de cambio del transformador sin el equipamiento mencionado, previendo algún sistema de contingencia que le permita

reducir el período de corte de servicio, y presente las dificultades que eso ocasionaría.

Respecto a las celdas de 22,9 kV, ELOR señala que en el PI 2021-2025 no se incluyó las celdas en 22,9 kV. Sin embargo, el Elemento aprobado fue un transformador de 138/60/10 kV de 50 MVA, no estando considerado el nivel de 22,9 kV en la subestación. En ese sentido, ELOR detalle el sustento de la necesidad del devanado en 22,9 kV y cuál será la carga que tomará este devanado.

Respecto a la celda de transformador y celda de línea de 60 kV, ELOR solo menciona que llegarán a una antigüedad de 30 años; sin embargo, no menciona sustento para que esta celda tenga que cambiarse, o que el simple hecho de llegar a los 30 años es suficiente para que estas celdas sean cambiadas. Al respecto, ELOR debe presentar evidencia del estado de deterioro de la celda (reporte de fallas y mantenimiento, dificultad para encontrar repuestos debido al desfase tecnológico, etc.).

Respecto a la instalación del banco de condensadores y reactores, se debe señalar que ELOR no presentó sustento de ello. Por lo tanto, se requiere que, mediante los archivos de flujo de carga en formato PFD (Digsilent) se sustenten estas solicitudes. En ese sentido, el análisis debe señalar el periodo de tiempo en el que los equipos de compensación reactiva serán necesarios y suficientes para controlar los problemas de tensión. Asimismo, los análisis deberán considerar la posibilidad de la conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva de subestaciones aledañas a fin de mejorar la calidad de tensión en la subestación. De igual forma, en caso de estar imposibilitados de operar los equipos de compensación reactiva en subestaciones aledañas será necesario que presenten la justificación correspondiente.

Respecto a la Celda de Alimentador de 10 kV para reconfigurar las redes de MT, ELOR no ha presentado el sustento de dicha sobrecarga y caída de tensión, ni de la solución que plantea. Al respecto, ELOR debe presentar el sustento necesario; por ejemplo, archivos fuente de simulaciones en formato PFD (DigSilent), longitud, sección y recorrido del conductor, diagrama de cargas georreferenciado, etc. Es importante precisar que, tal como lo establece la NORMA TARIFAS, ELOR debe considerar un factor de potencia de 0,95 en las barras de MT de las SET para sus simulaciones. Adicionalmente, se requiere que se evidencie que ha evaluado otras soluciones a nivel de distribución (reguladores de tensión, por ejemplo) y que estas no permiten solucionar el problema de caída tensión.

### Respuesta

De la actualización del formato F-204 con la demanda recalculada, mencionamos que en la SET MOYOBAMBA no se requiere mayores alimentadores en 10kV, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

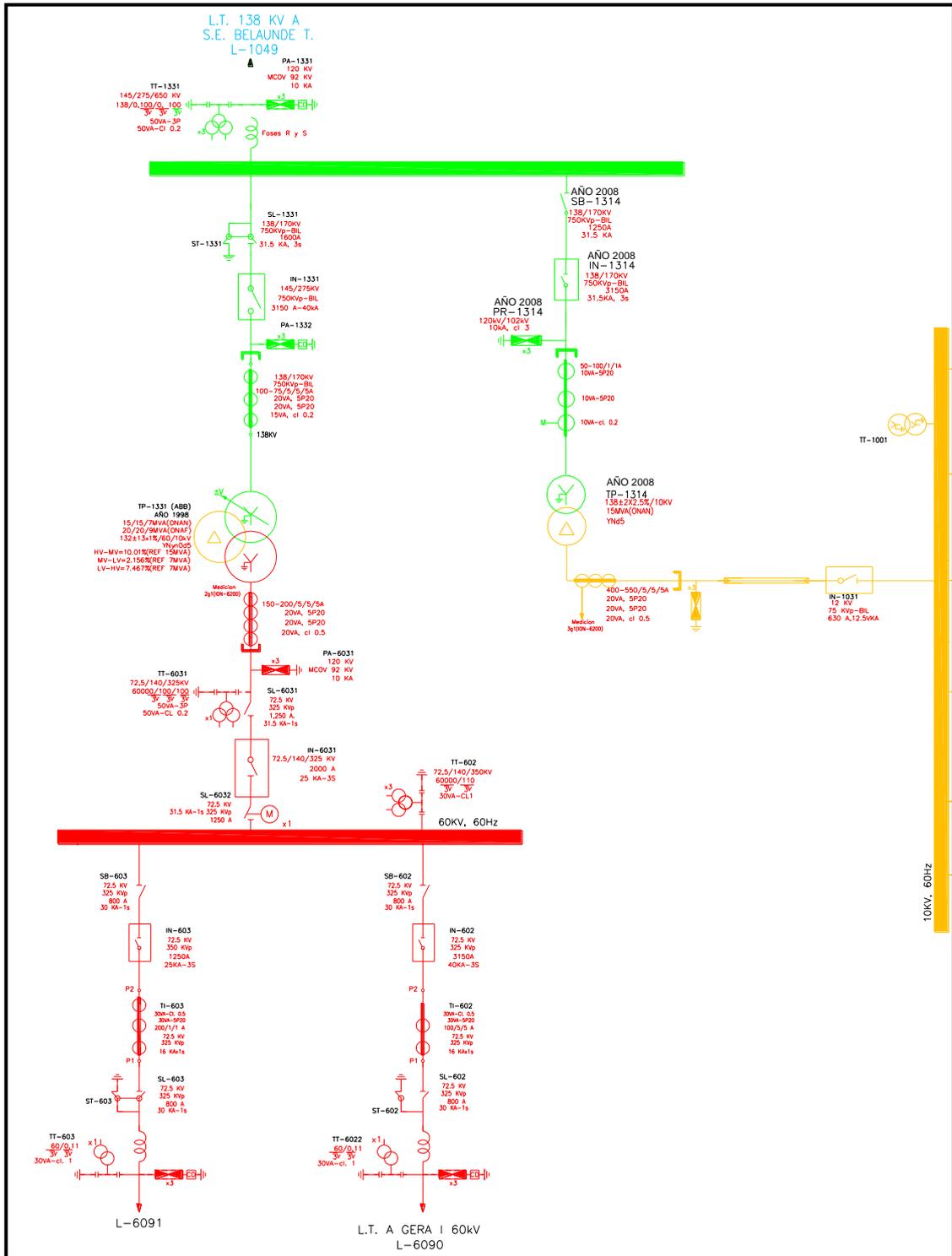
NOMBRE DE LA SET	ALIMENTADORES	TENSIÓN (KV)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SET MAT/MAT/MT MOYOBAMBA	Demanda	10	5	5	6	7	7	8	8	8	9	9	9	9	9
	Capacidad por Alimentador	10	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Alimentadores Existentes	10	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Alimentadores Necesarios	10	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Nuevos Alimentadores	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SET MAT/MAT/MT MOYOBAMBA	Demanda	23			3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
	Capacidad por Alimentador	23			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Alimentadores Existentes	23			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Alimentadores Necesarios	23			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nuevos Alimentadores	23			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

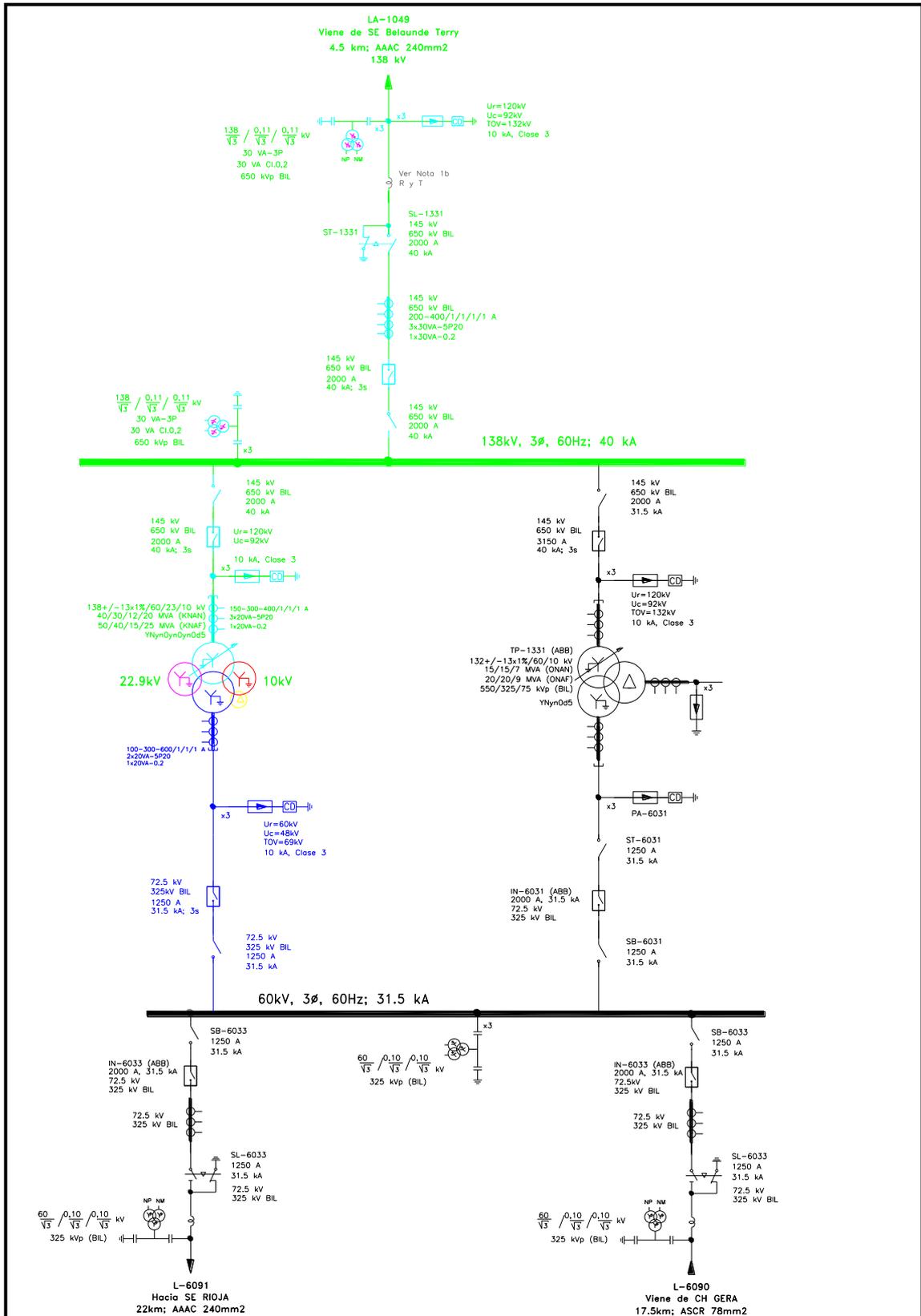
Por lo cual para la propuesta definitiva se retira la solicitud de una celda de alimentador en 10kV por Demanda.

Respecto a la solicitud de 1 Celda de Línea y 1 Celda de Transformador de 138 kV se indica que, los activos de la línea L1018 que alimenta al transformador de 20 MVA actual ya datan de 30 años de antigüedad, estos equipos ya no representan la confiabilidad, se han tenido demoras en restablecimientos de mantenimiento programado en las líneas de transmisión Tarapoto – Moyobamba, se han adecuado elementos mecánicos que por su antigüedad ya no representan seguridad en la transmisión de la energía.

Asimismo, se menciona que, para dar mayor seguridad y funcionamiento óptimo del nuevo transformador se requiere la instalación de una celda de la línea en 138kV, una celda de transformador en el lado de 138kV y una celda de la línea en 60kV para su reconfiguración.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar actual y el reconfigurado de la SET MOYOBAMBA.

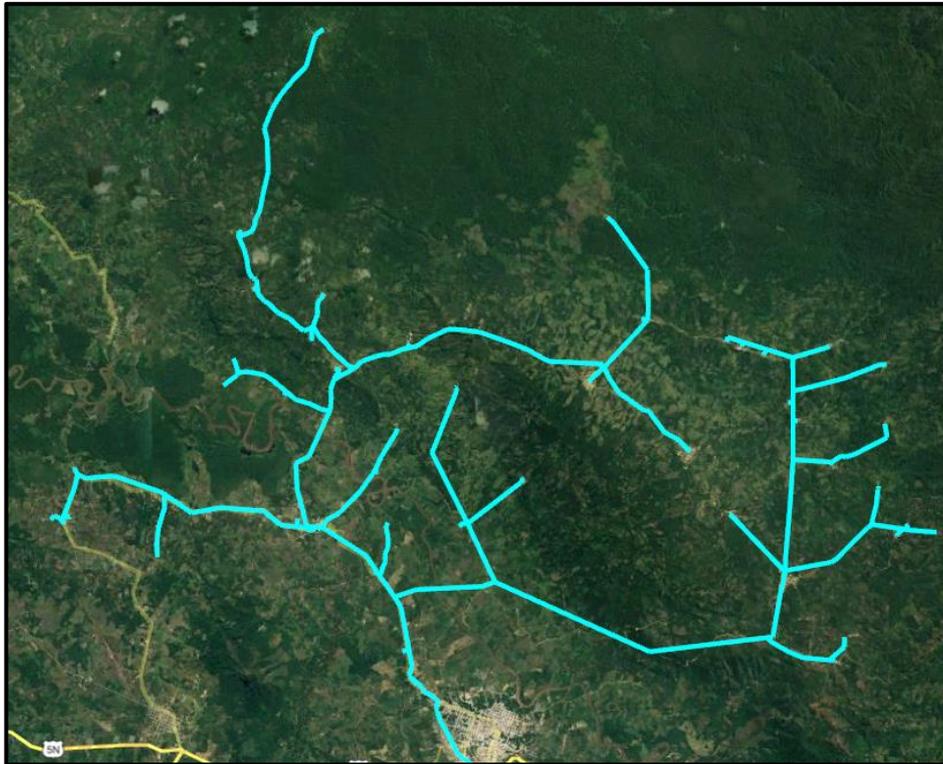




Los planos de los diagramas unifilares actuales y proyectados, se muestran a mayor detalle en formato DWG que se presenta en la **carpeta SET MOYOBAMBA del ANEXO 3 DETERMINACION DEL SER**

Se hace de conocimiento a Osinergmin que actualmente la SET MOYOBAMBA cuenta

con el alimentador MO-S04 que viene atendiendo en el nivel de tensión de 22.9kV, para ello se tiene un transformador elevador de 10/22.9kV en la SET MOYOBAMBA por no contar con una barra de 22.9kV en el transformador actual, por ello se viene solicitando la celda en 22.9kV para la SET MOYOBAMBA, a continuación, se muestra las redes MT del alimentador MO-S04.



Alimentador MO-S04

Se han realizado las simulaciones en el Digsilent de las redes del sistema de transmisión del AD 04, en el cual los niveles de tensión en las barras de las SET de ELOR se encuentran dentro de los niveles permisibles, por el cual se desiste de la solicitud de los bancos de condensadores y reactores para la SET MOYOBAMBA.

Por último, se presentan los registros de cada 15 minutos de las barras MT de esta SET MOYOBAMBA con el fin de verificar las cargas actuales de estos alimentadores que serán reconfigurados y requieren la incorporación de nuevas celdas.

Los registros de cada 15 minutos, redes MT en archivo kmz, diagramas unifilares de la SET MOYOBAMBA se adjuntan en la carpeta SET MOYOBAMBA de **SUSTENTOS AD 04** del **ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se debe señalar lo siguiente:

- En el F-204 se ha modificado sin sustento alguno el número de alimentadores existentes en 10 kV en la SET Moyobamba. En la modificación del PI 2021-2025 y en la PROPUESTA INICIAL de ELOR se indican 2 alimentadores existentes y en la PROPUESTA FINAL se indican 4. Además, se continúa considerando — también sin sustento alguno— una capacidad de 3,5 MW para estos alimentadores cuando debería ser 5 MW.

- Se han presentado fotografías de las placas de las celdas y transformadores de la SET Moyobamba como evidencia de su antigüedad. También, se ha presentado un informe de mantenimiento en los tableros de mando producto del Plan Anual de Mantenimiento de Subestaciones de Potencia del año 2023 de ELOR, donde solo se menciona que la celda es antigua. Sin embargo, no se incluye algún informe de mantenimiento y/o pruebas eléctricas que concluya que la celda presenta deficiencias producto de su antigüedad.
- Se ha verificado que las características del transformador 138/60/22,9 de 50 MVA —aprobado en el PI 2021-2025— han sido modificadas por ELOR y que dicha empresa está instalando un transformador con un devanado adicional en 22,9 kV. Asimismo, 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.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

#### **4. Línea L-6094 y L-6092**

Los casos de instalaciones a ser incluidas por razones de seguridad (Distancias Mínimas de Seguridad- DMS) deberán corresponder a líneas de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión, tal como lo señala el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS. En ese sentido, ELOR debe verificar la antigüedad de la línea LT 60 kV Nueva Cajamarca – Rioja y retirar su solicitud de ser el caso.

#### Respuesta

Se ha verificado la antigüedad de estas líneas y corresponden al SCT, por lo que el proyecto se retira de la propuesta final.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL se verifica que ELOR han constatado la antigüedad de las líneas L-6094 (LT 60 kV Nueva Cajamarca – Cemento Selva) y L-6092 (LT 60 kV Cemento Selva – Rioja) y confirmado que estas pertenecen al SCT y que, por lo tanto, retira de su PROPUESTA FINAL su solicitud al respecto.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta.

#### **5. SET Rioja**

Respecto al cambio de las 3 celdas de alimentador y la celda de transformador en 22,9 kV por antigüedad, ELOR deberá remitir evidencia que demuestre que las celdas no puedan operarse adecuadamente o que se complica el mantenimiento, así como la antigüedad de las mismas.

ELOR indica que requiere cambiar la configuración de la barra de 60 kV de la SET Rioja y solicita una celda de línea en 60 kV para la llegada de la línea desde la SET Moyobamba, y así tener una configuración en “PI” con la celda de salida en 60 kV Cementos Selva. Al respecto, es importante señalar que en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 (PI 2013 – 2017) Osinergmin aprobó una (01) celda de línea y una (01) celda de

transformador en 60 kV para la SET Rioja y que, actualmente, ambos Elementos se encuentran en el marco del DS N° 018-2021-EM y la RD N° 040-2022-MINEM/DGE (Ver Figura N° 6). En ese contexto, se requiere que ELOR verifique la necesidad de la celda de línea en 60 kV y si esta es adicional a la aprobada en el PI 2013 – 2017.

Figura N° 6

**b) Grupos de Reforzamientos**

Grupo	Área de Demanda (AD)	PIT	Titulares actuales	Nombre del Proyecto	Instalaciones	Responsable Anteproyecto	Cuenta con Anteproyecto
G4	1	2017-2021	ENOSA	Una (01) Celda de Línea 60 kV a Loma Larga (configuración PI) en la SET Morropón	SET AT/MT Morropón	ENOSA	Si
	2	2017-2021	ENSA	Banco capacitivo de 23 kV, 3 MVAR en la SET Illimo y celda de compensador conexa	SET AT/MT Illimo	ENSA	Si
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Chiclayo Oeste	SET AT/MT/MT Chiclayo Oeste	ENSA	Si
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Tumán	SET AT/MT/MT Tumán	ENSA	Si
	2	2021-2025	ENSA	Implementación de dos (02) Celdas de Línea 60 kV en la SET Pomalca	SET AT/MT/MT Pomalca	ENSA	Si
	3	2013-2017	HIDRANDINA	Un (01) Transformador de 25 MVA de 60/23/10 kV en la SET Pacasmayo	SET AT/MT Pacasmayo	HIDRANDINA	Si
	4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Línea 60 kV en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR	No
	4	2013-2017	ELOR	Una (01) Celda de Transformador 60 kV en la SET Rioja	SET AT/MT Rioja	ELOR	No

Respecto a la celda de línea 22,9 kV para transformador ZigZag, se debe señalar que este Elemento no corresponde a la transmisión, por lo que ELOR debe verificar y corregir donde corresponda.

Respecto a la celda de alimentador de 22,9 kV para reconfiguración de redes, ELOR debe justificar mediante diagramas de cargas los cuatro alimentadores que tendrá la subestación, debido a que la carga en el devanado de 22,9 kV es de 2,56 MW y se puede atender desde un solo alimentador.

Es importante precisar que, tal como lo establece la NORMA TARIFAS, ELOR debe considerar un factor de potencia de 0,95 en las barras de MT de las SET para sus simulaciones. Adicionalmente, se requiere que ELOR evidencie que ha evaluado otras soluciones a nivel de distribución (reguladores de tensión, por ejemplo) y que estas no permiten solucionar el problema de caída tensión.

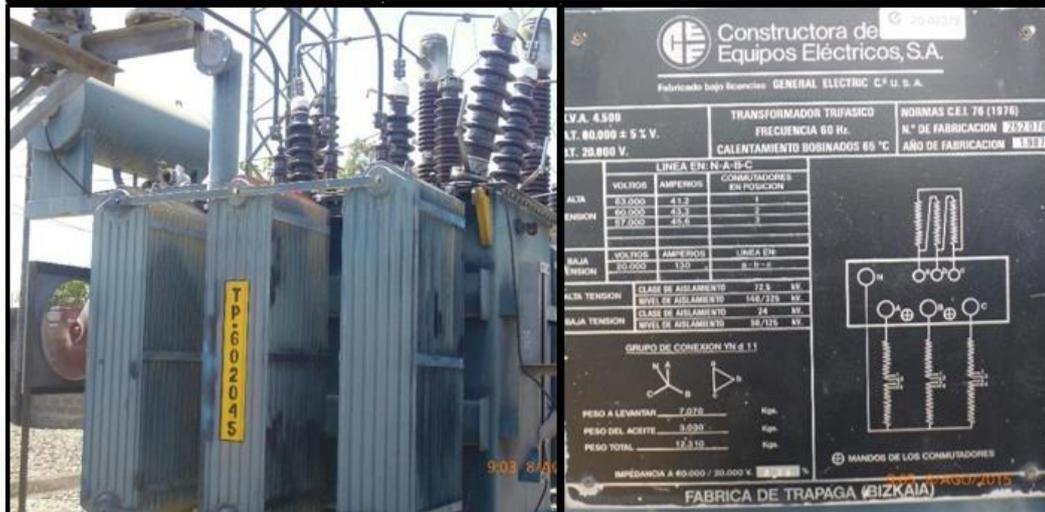
Por otro lado, se requiere que se incluya en la lista de Elementos a dar de Baja a los Elementos que solicita su cambio.

#### Respuesta

Respecto a las 03 celdas de alimentador y la celda de transformador que se viene solicitando por renovación se indica lo siguiente:

Las tres celdas de alimentador en 22,9kV y la celda de transformador de 22,9kV son del

año 1987 y que a la actualidad estos elementos ya tienen una antigüedad mayor a 30 años, para la verificación de la antigüedad se muestran las fotografías de las placas de los elementos instalados en la **SET RIOJA**.



Asimismo, se adjunta el informe GST-240-2023, en el cual se detalla los mantenimientos realizados a estas celdas, seguidamente se muestra las fotografías de los

mantenimientos realizados:



Las fallas presentadas en los alimentadores de la SET RIOJA en el presente año se muestran a continuación:

COD. ALIMEN T.	TIPO PRG/ NPRG/EM G	RESP. GEN/DIS/TRAN S	FECHA	MOTIVO
RI-S01	NPRG	DISTRIBUCIÓN	4-Ene-23	Sobre corriente de acción temporizada
RI-S01	NPRG	TRANSMISIÓN	25-Ene-23	Por apertura del IN-6031 barra 60KV SE. Moyobamba cuyas causas se encuentran en investigación.
RI-S02	NPRG	TRANSMISIÓN	25-Ene-23	Por apertura del IN-6031 barra 60KV SE. Moyobamba cuyas causas se encuentran en investigación.
RI-S04	NPRG	TRANSMISIÓN	25-Ene-23	Por apertura del IN-6031 barra 60KV SE. Moyobamba cuyas causas se encuentran en investigación.
RI-S04	NPRG	DISTRIBUCIÓN	25-Feb-23	Desconexión no Programado, (Sobre corriente temporizada)
RI-S01	NPRG	DISTRIBUCIÓN	9-Mar-23	Por desconexión del IN-204 Barra 20kv
RI-S04	NPRG	DISTRIBUCIÓN	23-Mar-23	Por fuerte temporal por la zona. (51 AG sobre corriente instantánea a tierra)
RI-S01	NPRG	DISTRIBUCIÓN	11-Abr-23	Sobrecorriente de acción temporizada

Respecto a la celda en 22.9kV para la instalación del transformador ZigZag, se desiste su solicitud en la propuesta final del PIT 2025-2029

Respecto a la solicitud de la celda de línea en 60kV, se indica que se retira de la propuesta definitiva por existir una celda de 60kV aprobada en el PIT 2013-2017.

Se presentan los registros de cada 15 minutos de las barras MT de esta SET RIOJA con el fin de verificar las cargas actuales de estos alimentadores que serán reconfigurados y requieren la incorporación de nuevas celdas.

Por último, los elementos que se vienen solicitando su cambio por antigüedad se están incluyendo dentro de los elementos que se darán de baja.

Los registros de cada 15 minutos, registro de interrupciones de los alimentadores, redes MT en archivo kmz e informe de mantenimientos realizados en la SET RIOJA se adjuntan en la carpeta SET RIOJA de SUSTENTOS AD 04 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que:

- Se ha presentado como sustento de antigüedad de las tres celdas de alimentador en 22,9 kV las fotografías de las placas en las que se identifica que el año de fabricación es 1987. Es decir, tienen una antigüedad de aproximadamente 34 años. Asimismo, ha remitido el registro de fallas de los alimentadores de la SET Rioja, en el que se verifica que en lo que va del año 2023 presentó 8 eventos de fallas. También, adjunta el Informe GST-240-2023 que detalla el mantenimiento realizado a estas celdas.
- Se ha desistido de la solicitud de una celda de línea en 60 kV para cambiar la configuración de la barra de 60 kV de la SET Rioja debido a que existe una aprobada en el PI 2013-2017.
- Se ha desistido de la solicitud de una celda de alimentador en 22,9 kV para la instalación de un transformador zigzag en el PI 2025-2029.
- No se han presentado los diagramas de carga de ninguno de los alimentadores. Además, no se ha sustentado con simulaciones la afirmación relativa a las caídas de tensión en el alimentador, ni se ha entregado evidencia concreta de haber evaluado alternativas adicionales a nivel de distribución que, eventualmente, pudieran solucionar los inconvenientes asociados con la caída de tensión.
- Se solicita una celda de medición en 22,9 kV porque la SET Rioja **no cuenta con este Elemento**. Pese a ello, se incluye en la Tabla N° 13: Elementos a dar de baja del AD4.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## 6. SET Gera

Respecto a las dos celdas de alimentador de 22,9 kV, se requiere que ELOR sustente su solicitud mediante fotografías del estado de la celda, año de fabricación, así como el sustento donde se verifique el inconveniente de la celda para su operación y mantenimiento.

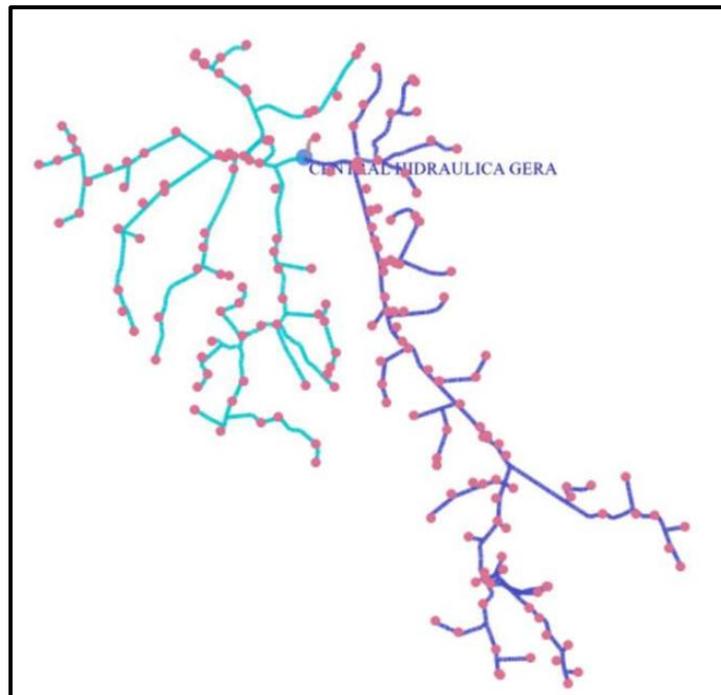
Respecto de la celda de transformador de 10 kV, ELOR debe validar su solicitud, debido a que el devanado de 10 kV es usado íntegramente por la generación y no formaría parte del Plan de Inversiones.

Respecto a las tres celdas de alimentador de 10 kV, ELOR deberá verificar si las celdas son utilizadas por el generador, ya que estos Elementos no formarían parte del Plan de Inversiones.

### Respuesta

Respecto a las celdas de 10 kV solicitadas, se da a conocer que estas son parte de la generación, por lo que se desiste de la solicitud de estas en este estudio definitivo del PIT 2025-2029.

Asimismo, respecto a la solicitud de las 2 celdas de alimentador en 22.9 kV, actualmente la SET GERA atiende cargas en 22.9 kV, por lo que, al tener cargas dispersas en su recorrido, se requiere la implementación de 02 celdas de alimentador en 22.9 kV, para ello, se muestra a continuación las redes de MT que atenderán estas 02 celdas en 22.9 kV.



Los registros de interrupciones de los alimentadores y redes MT en archivo kmz se adjuntan en la carpeta **SET GERA de SUSTENTOS AD 04 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que:

- Se han presentado mapas en formato DWG como sustento. En estos se evidencia el recorrido disperso del alimentador. Asimismo, se ha adjuntado un registro de fallas del alimentador en 22,9 kV durante el año 2023. No obstante, no ha remitido fotografías del estado de la celda ni de la placa para verificar el año de fabricación, tal como se le había solicitado.

- ELOR señala que la celda de transformador en 10 kV y las celdas de alimentador en 10 kV solicitadas en su PROPUESTA INICIAL son parte de la generación y que, en consecuencia, desiste de la solicitud de dichas celdas en su propuesta final del PI 2025-2029.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## **7. SET Yurimaguas**

Respecto a la solicitud de pasar la línea de 33 kV a distribución, esta deberá ser canalizada a través del proceso de Valor Agregado de Distribución, pues la finalidad del Plan de Inversiones es para aprobar los Elementos que formaran parte de la Transmisión.

Respecto a los dos Bancos de condensadores y reactores, se requiere que ELOR evalúe la necesidad de los mismos mediante flujos de carga. En ese sentido, el análisis debe señalar el horizonte temporal en el que los equipos de compensación reactiva son necesarios y suficientes para controlar los problemas de tensión. Asimismo, los análisis deben considerar el agotamiento de los recursos ya existentes y la operación de estos, tal como la desconexión del reactor de la Subestación Tarapoto.

Finalmente, dado que Yurimaguas se encontraría en una cola del sistema de transmisión, es posible que este problema sea recurrente en el tiempo debido a falta de reactivos. Por ello, ELOR debe evaluar otras alternativas que permitan resolver el problema en el mediano y largo plazo.

Respecto a las tres celdas de alimentador en 33 kV, ELOR debe sustentar mediante diagramas de cargas la ubicación de los alimentadores y la metodología aplicada que justifique la instalación de 3 alimentadores, dado que la potencia en la subestación sería de 8 MW, y con un solo alimentador sería suficiente.

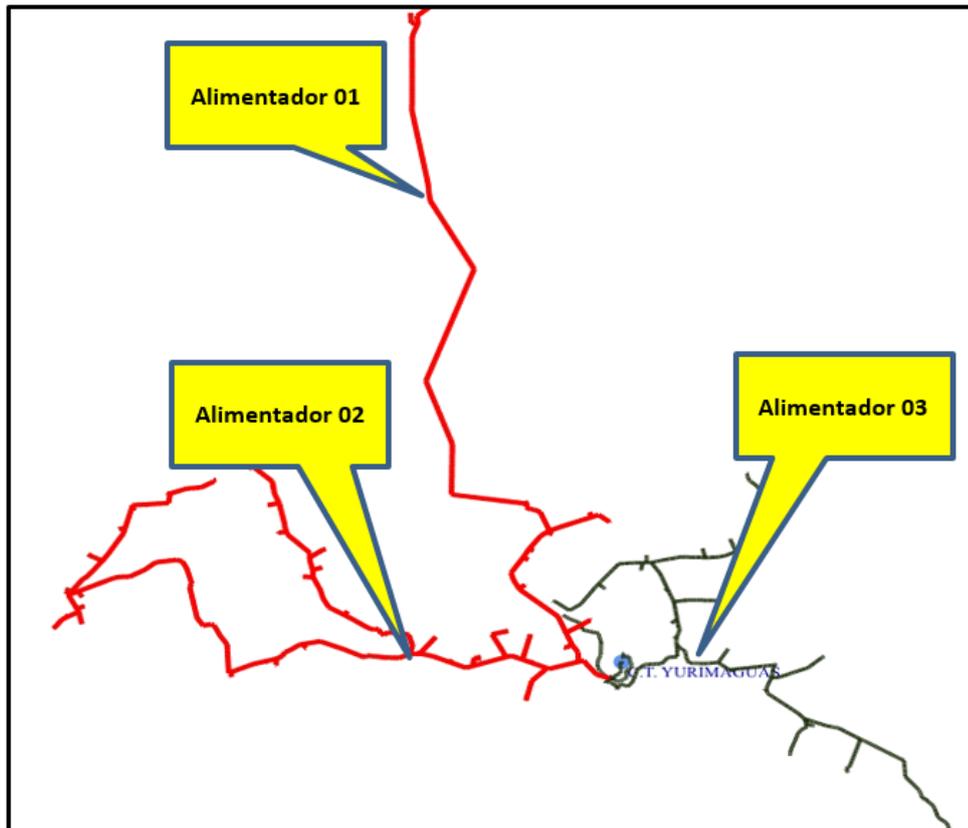
Por otro lado, en la visita de campo se pudo observar que las celdas de 10 kV de la CT Yurimaguas son de tecnología antigua. Por lo tanto, ELOR debe verificar el año de fabricación de las celdas y verifique si tienen dificultades para la operación y mantenimiento de las mismas.

### Respuesta

Respecto al paso de las líneas en 33 kV al sistema de distribución se estará solicitando dicho pedido en el proceso regulatorio del VAD.

Se ha realizado las simulaciones en el Digsilent de las redes del sistema de transmisión del AD 04, en el cual los niveles de tensión en las barras de las SET de ELOR se encuentran dentro de los niveles permisibles, por el cual se desiste de la solicitud de los bancos de condensadores y reactores para la SET NUEVA YURIMAGUAS.

Respecto a las celdas de alimentador en 33Kv, se solicita estas celdas para la reconfiguración de las redes en 33kV, dado que el alimentador existente tiene tres troncales que va en diferentes direcciones, lo cual se aprecia en la siguiente figura:



Por lo que se solicita la aprobación de estas celdas **por reconfiguración de redes** y no por incremento de la demanda.

Las redes MT en archivo kmz se adjuntan en la carpeta **SET YURIMAGUAS de SUSTENTOS AD 04 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER**

### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida por ELOR en su PROPUESTA FINAL, se verifica que:

- ELOR realizará su solicitud de pasar la LT 33 kV Pongo de Caynarachi – Yurimaguas a distribución en el proceso de Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Se ha presentado el archivo fuente de las simulaciones de flujo de carga en formato PFD. En base a ello, ELOR sostiene que los niveles de tensión en la SET Yurimaguas se sitúan dentro del rango permitido y, por ende, desiste de la solicitud de su PROPUESTA INICIAL respecto a los bancos de condensadores y reactores para esta SET. Sin embargo, resulta necesario precisar que, como parte del proceso de planeamiento, Osinerghmin ha identificado problemas de caídas de tensión en esta SET, tal como se detalla en el numeral 6.2.3.5.
- Se han remitido los mapas del recorrido de las redes de MT de la SET Yurimaguas y SET Pongo de Caynarachi en formato \*.kmz y como imagen, respectivamente. En estos se evidencia que las troncales de las redes en 33 kV del alimentador PC-S02 de la SET Pongo de Caynarachi que se encuentran en la zona de influencia de la SET Yurimaguas tienen recorridos divergentes entre sí.

- ELOR no ha emitido ninguna respuesta respecto a la observación relacionada a la antigüedad de las celdas en 10 kV de la CT Yurimaguas. Específicamente, no ha remitido información que permita verificar el año de fabricación de las celdas, ni ha presentado reportes que den cuenta de posibles fallas, que indiquen problemas en la operación y mantenimiento de estas.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## 8. SET Juanjui

ELOR solicita el reconocimiento de las inversiones y el costo de operación y mantenimiento (COyM) de la SET Juanjuí. Sin embargo, no ha presentado ningún sustento de su solicitud. Al respecto, ELOR debe evaluar y validar la necesidad de la SET Juanjuí en el Sistema.

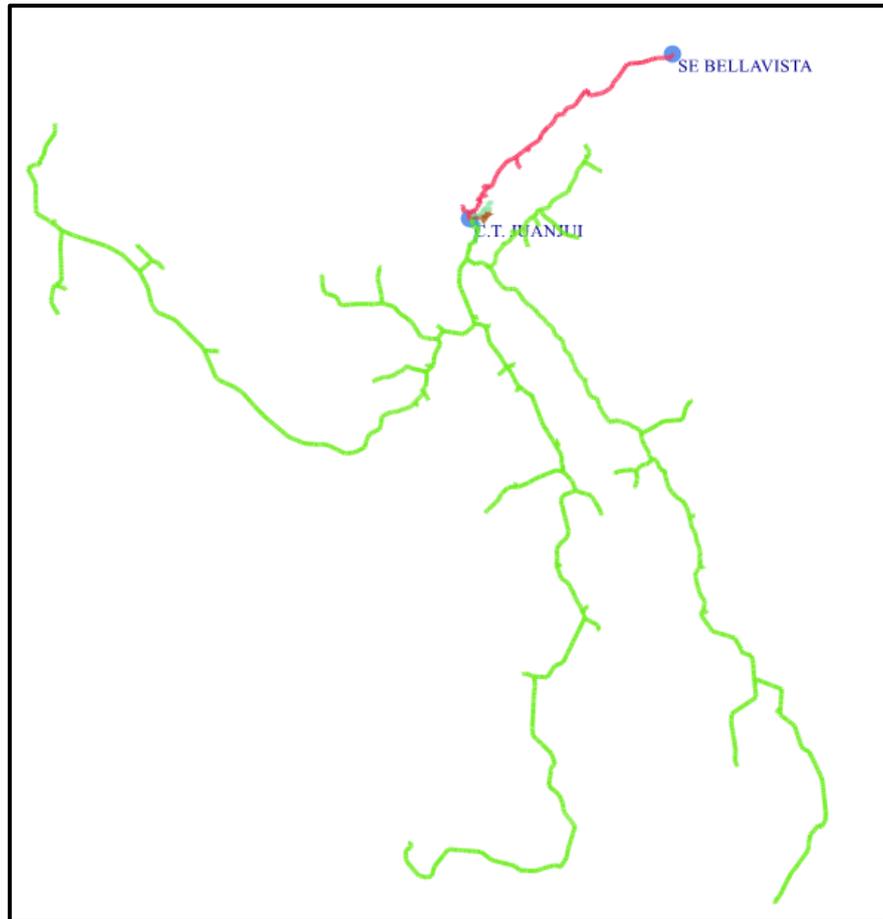
### Respuesta

Al respecto, en caso no existiera la SET JUANJUI, el servicio eléctrico de Juanjuí y zonas aledañas se estarían alimentando desde la SET BELLAVISTA, con una troncal de 32 km que va desde BELLAVISTA hasta la ciudad de JUANJUI para alimentar una carga de 7.68 MVA al año 2034, tal como se muestra en el siguiente cuadro extraído del formato F-202.

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)										
		LADO	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SET MAT/AT/MT JUANJUI TP - 132/23/10 kV 7/3/7 - 8,75/3,75/8,75 MVA	MAX. DEM. (1)	HV	138	5.88	6.10	6.33	6.55	6.78	6.95	7.13	7.31	7.49	7.68	7.88
	MAX. DEM. (1)	MV	23	2.63	2.73	2.83	2.93	3.03	3.11	3.18	3.27	3.35	3.43	3.52
	MAX. DEM. (1)	LV	10	3.25	3.38	3.50	3.62	3.75	3.84	3.94	4.04	4.15	4.25	4.36

Asimismo, la línea de 32km del alimentador BE-S02 que llega a JUANJU, tendría un transformador reductor para alimentar las cargas de JU-S01, JU-S02 y JUS03; además estas redes continuarían como 03 ramales más para atender la carga en 22.9kV de los alimentadores JU-S04 de 22.43km de troncal que sumados al de Bellavista serian 54.43km y el alimentador JU-S05 de 84.4 km de red troncal que sumados al de Bellavista serian 116.6km, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

nomset	codset	codali	kv_base	km_red	km_lmax
SE BELLAVISTA	M296106	BE-S02	22.9	32	26.561
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S01	10	4.59	3.484
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S02	10	3.9	2.442
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S03	10	4.01	2.656
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S04	22.9	22.43	16.444
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S05	22.9	334.75	84.6



Por lo que al atender cargas con más de 100km de troncal y redes totales de más de 300km se tendría problemas de confiabilidad y mala calidad de servicio a los usuarios además de presentar caídas de tensión excesivas fuera de lo permitido, se indica que a la fecha la troncal que de Bellavista a Juanjuí tiene una caída de tensión de 5.02% sin conectar las cargas que atiende la SET JUANJUI, además estos alimentadores de SET JUANJUI presentan caídas de 28.3% a la fecha, estos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

nomset	codset	codali	max_caídaV
SE BELLAVISTA	M296106	BE-S02	5.13
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S01	0.99
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S02	1.18
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S03	0.94
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S04	1.04
C.T. JUANJUI	M296265	JU-S05	28.2

Por lo cual es necesario la instalación de la SET JUANJUI para brindar un servicio de calidad para el usuario y se reitera la solicitud a OSINERGMIN el **reconocimiento del COyM de esta SET JUANJUI.**

Se adjunta las redes MT de la SET JUANJUI en formato kmz y dwg, además de los diagramas unifilares de la SET JUANJUI en el **ANEXO SET JUANJUI del AD 04 en el ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

### Análisis de Osinerghmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR no ha presentado los archivos de cálculo (por ejemplo, flujo de potencia en formato PFD) que respalden sus afirmaciones con relación a las caídas de tensión en el caso en el cual la SET Juanjuí no existiese y toda la demanda atendida desde esta subestación fuese trasladada a la SET Bellavista.

### Conclusión

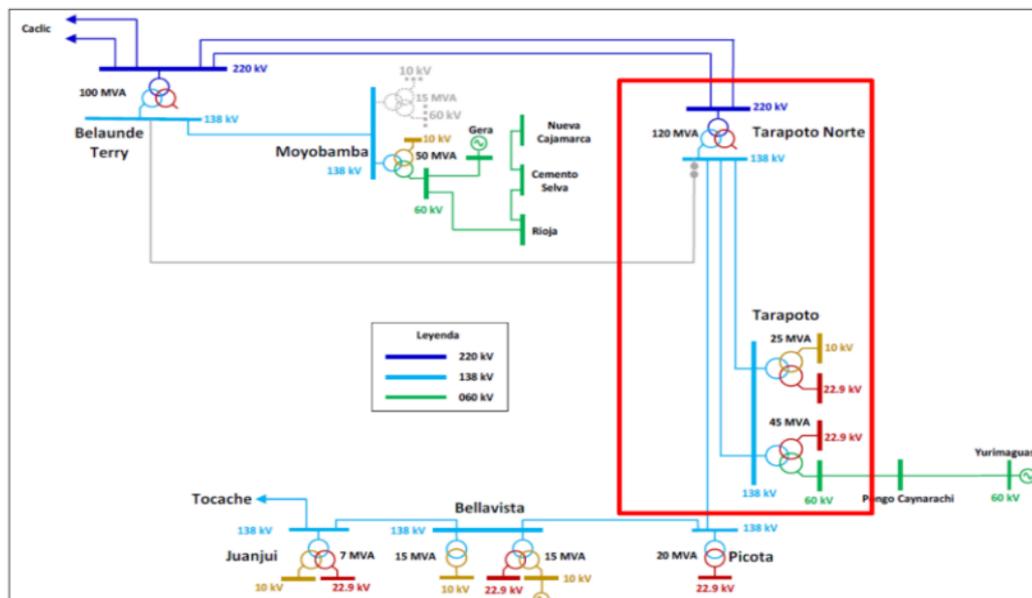
Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

## 9. SET Tarapoto

Respecto a la solicitud de las dos celdas de línea de 138 kV, ELOR debe presentar sustento del año de fabricación y las dificultades que tiene para su operación y mantenimiento. En ese sentido, se hace necesario que la empresa presente los informes de los últimos mantenimientos preventivos y correctivos a los cuales los equipos fueron sometidos y se indique las respectivas fallas encontradas.

Se ha identificado que en operación normal se produce una distribución desigual de la carga en los circuitos paralelos de la LT 138 kV Tarapoto – Tarapoto Norte (Ver Figura N° 6). Por ejemplo, en el año 2028 el circuito T1 tiene una carga del 78,6%, mientras que el T2 tiene una carga del 35,2%. En el año 2034 esta desigualdad se acentúa con el circuito T1 operando al 87% y el circuito T2 al 39%. Esta situación puede llevar a que el circuito T1 alcance su capacidad máxima, mientras que el circuito T2 se encuentre por debajo del 50%, lo cual no permite una operación óptima de esta zona del sistema. Al respecto, se requiere que ELOR evalúa detalladamente dicha problemática y plantee alternativas de solución que permitan aprovechar al máximo ambos circuitos de la LT 138 kV Tarapoto – Tarapoto Norte.

Figura N° 6



### Respuesta

Respecto a la celda de línea de Tarapoto hacia Picota (L-1017), esta tiene fecha de placa de sus elementos que lo conforma como TC, TT, SPT y SB del año 1997, los cuales al año 2028 tendrán una antigüedad mayor a 30 años, por lo que esta celda de

línea requiere su cambio, las fotografías de las placas de los elementos de esta celda se muestran a continuación:



Asimismo, la celda de línea de Tarapoto hacia Moyobamba (L-1018), tiene fecha de placa de sus elementos que lo conforma como SL, TT y SB es del año 1997, los cuales al año 2028 tendrán una antigüedad mayor a 30 años, por lo que esta celda de línea requiere su cambio, las fotografías de las placas de los elementos de esta celda se muestran a continuación:



Además, en el informe técnico GST-242-2023 se describe los mantenimientos preventivos realizados a estas celdas en la SET TARAPOTO, cuyas conclusiones y sugerencias se muestra a continuación:

MANTENIMIENTOS REALIZADOS EN CELDAS DE CONTROL, MANDO Y PROTECCIÓN EN SET TARAPOTO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	TIPO DE MANTENIMIENTO	FECHA	PERSONAL	OBSERVACIONES
1	LIMPIEZA DE PARTES INTERNAS Y EXTERNAS DE TABLEROS EN SALA DE CONTROL Y MANDOS, AJUSTE DE CONTACTOS	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PROGRAMADO	30/03/2022	ANTONIO VELA (ELOR), OSCAR RIMARACHIN (SERVICE)	
2	LIMPIEZA DE PARTES INTERNAS Y EXTERNAS DE TABLEROS EN SALA DE CONTROL Y MANDOS, AJUSTE DE CONTACTOS	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PROGRAMADO	14/10/2022	ANTONIO VELA (ELOR), OSCAR RIMARACHIN (SERVICE)	
3	LIMPIEZA DE PARTES INTERNAS Y EXTERNAS DE TABLEROS EN SALA DE CONTROL Y MANDOS, AJUSTE DE CONTACTOS	MANTENIMIENTO PREVENTIVO PROGRAMADO	23/05/2023	ANTONIO VELA (ELOR), OSCAR RIMARACHIN (SERVICE)	

**V. CONCLUSIONES**

- Se detallaron los trabajos de mantenimiento realizados en las celdas de la sala de control en la Subestación Tarapoto, lo cual incluye las 02 celdas de línea 138 KV, así mismo se puede verificar en campo la antigüedad de las mismas.

**VI. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda incorporar la adquisición de 02 celdas para línea 138 KV por antigüedad en la Subestación Tarapoto en el Plan de Inversiones de Transmisión periodo 2025 – 2029.

Los registros de interrupciones de las celdas en 60kV, fotografías de las celdas en 60kV y el informe GST-242-2023 se adjuntan en la carpeta SET TARAPOTO de SUSTENTOS AD 04 del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR ha incluido fotografías detalladas de las celdas de línea en 138 kV y de sus respectivas placas. Estas imágenes incluyen tanto la celda que parte de la SET Tarapoto hacia la SET Bellavista (L-1017), como la que se dirige de la SET Tarapoto hacia la SET Moyobamba (L-1018) y evidencian 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.

Por otro lado, 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, se

verifica que ELOR no ha evaluado dicha problemática ni ha planteado alternativa de solución alguna, según lo requerido por Osinergmin.

### Conclusión

Por las razones expuestas, esta observación se considera parcialmente absuelta.

## 10. Transformador de reserva

ELOR solicita la incorporación de un Transformador de Reserva en la SET Tarapoto. Para ello, se requiere que presente el sustento conforme a lo señalado en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, dado que se observa que en la propuesta no se ha considerado dicho procedimiento pese a que la norma así lo establece. Por otro lado, se requiere que envíe sustento mediante tomas fotográficas y planos de ubicación que en la subestación existe espacio para ubicar el transformador; asimismo, que señale el sustento de la ruta para la extracción del transformador en caso fuera requerido en otra subestación.

### Respuesta

Para el análisis de transformadores de reserva de ELOR S.A. se ha tomado en cuenta la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", el mismo que ha sido propuesto para ser utilizado en el presente proceso regulatorio de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, por parte de las empresas titulares de instalaciones de transmisión eléctrica en el SEIN ("Titulares de Transmisión"), ante la necesidad de solicitar la inclusión de transformadores de reserva en sus propuestas de Planes de Inversión en Transmisión.

### ANALISIS DE TRANSFORMADORES DE RESERVA PARA EL AREA DE DEMANDA 04:

Para el análisis de transformadores de reserva para el área de demanda 4 se ha utilizado los siguientes datos de los transformadores y sus respectivas potencias no servidas, para lo cual se ha dividido en 02 sub grupos, el SG1 para los transformadores de 60kV y el SG2 para los transformadores de 138kV.

DATOS DE TRANSFORMADORES			POTENCIAS NO SERVIDAS, PNS [MW]											
Subgrupo	Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar ANTIGUO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
SG1	Juanjui	TP-138023010-015SE1E	5.6	5.8	6.0	6.2	6.3	6.5	6.6	6.8	7.0	7.2	7.2	7.2
SG1	Bellavista	TP-138023010-020SE1E	18.0	19.2	20.2	20.7	21.2	21.7	22.2	22.7	23.2	23.8	23.8	23.8
SG1	Tarapoto	TP-138023010-045SE1E	18.7	19.2	20.4	21.4	22.4	23.2	23.7	24.3	24.8	25.4	25.4	25.4
SG1	Tarapoto	TP-138023010-030SE1E	18.7	19.2	20.4	21.4	22.4	23.2	23.7	24.3	24.8	25.4	25.4	25.4
SG1	Moyobamba	TP-138023010-050SE1E	5.8	6.0	6.9	7.7	8.5	9.2	9.3	9.5	9.7	9.9	9.9	9.9
SG2	Rioja	TP-060023-010SE1E	3.2	3.3	3.5	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.3	4.3
SG2	Nueva Cajamarca	TP-060023-020SE1E	9.0	9.3	10.2	10.8	11.4	11.8	12.1	12.4	12.7	13.0	13.0	13.0
SG2	Yurimaguas	TP-060033010-015SE1E	7.7	7.9	8.2	8.5	8.8	9.0	9.3	9.5	9.7	9.9	9.9	9.9
SG2	Pongo	TP-060033010-010SE1E	7.5	7.6	7.8	8.0	8.2	8.4	8.6	8.8	8.9	9.1	9.1	9.1
SG2	Gera	TP-060023010-010SE1E	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

Utilizando la metodología de transformadores de reserva, se obtuvo el siguiente resultado:

RESUMEN CONSOLIDADO DE RESULTADOS											
Potencia Móvil	SET	SET CUBIERTAS	# Item	Tipo Repuesto	Localización	MV	2025	2026	2027	2028	2029
4_SG1_TP-138	Bellavista	2	@Móvil	Tarapoto	17.98	19.19	20.25	20.71	21.19		
	Juanjui	1	Móvil	Tarapoto	18.74	19.24	20.40	21.39	22.40		
	Moyobamba	5	Móvil	Tarapoto	18.74	19.24	20.40	21.39	22.40		
	Tarapoto	4	Móvil	Tarapoto	18.74	19.24	20.40	21.39	22.40		
4_SG2_TP-060	Gera	10	Móvil	Gera	9.04	9.31	10.18	10.80	11.42		
	Nueva Cajamarca	7	Móvil	Gera	9.04	9.31	10.18	10.80	11.42		
	Pongo	9	Móvil	Gera	9.04	9.31	10.18	10.80	11.42		
	Rioja	6	Móvil	Gera	9.04	9.31	10.18	10.80	11.42		
	Yurimaguas	8	Móvil	Gera	9.04	9.31	10.18	10.80	11.42		
Total general						119.38	123.44	132.32	138.88	145.50	

Del cuadro anterior se observa que:

- Se requiere 01 transformador de reserva en 60 kV que estará ubicado en la SET GERA con una capacidad de 15 MVA
- Se requiere 01 transformador de reserva en 138 kV que estará ubicado en la SET Tarapoto con una potencia de 25 MVA

Los archivos de cálculo se encuentran en la carpeta **SUSTENTOS AD 04** del **ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER**

Sin embargo, al tener ELOR una gran diversidad de potencias y barras de salidas en nuestro parque de transformadores en el área de demanda 4 que se muestra a continuación:

Gerencia	C.T. / C.H. / S.E.	Equipo Nomenclatura OSINERMIN	Equipo Nomenclatura COES	Año de fabricación	Niveles de Tensión [kV]	Potencia MVA ONAN - ONAF
SAN MARTIN	S.E. YURIMAGUAS	T-62	TP-62	2010	33 10	5 7
	C.H. GERA I	T-31	TP-31	2005	60 22.9 10	10 3 10
	S.E. RIOJA	T-32	TP-602045	1987	60 20	4.5
	S.E. RIOJA	T-33	TP-602035	2001	60 20	3.5
	S.E. NVA CAJAMARCA	T-34	TP-607	2006	60 22.9	10 11.5
	S.E. PONGO	T-61	TP-61	2005	60 33	10-10 12-12
	S.E. BELLAVISTA	T-10	TP-1311	1997	132 22.9 10	15-20 15-20 5-7
	S.E. TARAPOTO	T-20	TP-1301	1997	132 22.9 10	25-30 7-9 25-30
	S.E. TARAPOTO	T-60	TP-1345	2015	132 60 22.9 10	40-45 15-20 25-30 7-9
	S.E. MOYOBAMBA	T-30	TP-1331	1998	132 60 10	15-20 15-20 7-9
S.E. MOYOBAMBA	TP-1314	TP-1314	2006	132 10	15-15	

El transformador de reserva debe ser capaz de actuar como reserva ante cualquier contingencia mayor en el área de demanda 4, no solo por las potencias que deba atender a lo largo de los años incluso el crecimiento futuro de demanda, sino también debe ser capaz de atender los diferentes niveles de tensión del Sistema Eléctrico San Martín, como se puede observar en el área de demanda 4 existen niveles de tensión 138 kV, 60 kV, 33 kV, 22.9 kV y 10 kV, aunado a que el transporte debe darse en el

menor tiempo posible, por lo que un grande transformador con varios niveles de tensión no sería ideal, además al existir en los módulos estándar de Transmisión de hasta 03 devanados, se propone 04 transformadores de reserva para la atención de contingencias en el área de demanda 4:

- Transformador 30 MVA, 138/22.9/10 kV Para atender contingencias Subestación Bellavista, Subestación Tarapoto.
- Transformador 30 MVA, 138/60/22.9 kV Para atender contingencias Subestación Tarapoto – Subestación Moyobamba.
- Transformador 20 MVA, 60/22.9/10 kV Para atender contingencias Subestación Gera, Subestación Rioja Subestación Nueva Cajamarca.
- Transformador 20 MVA, 60/33/10 kV Para atender contingencias Subestación Pongo de Caynarachi - Subestación Yurimaguas.

Las ubicaciones de los transformadores de reserva propuestos atenderán diferentes Sub estaciones, los cuales se muestran a continuación:

ITEM	C.T. / C.H. / S.E.	Equipo Nomenclatura OSINERGMIN	Equipo Nomenclatura COES	Año de fabricación	Niveles de Tensión [kV]	Potencia MVA ONAN - ONAF	Transformador de Reserva propuesto	UBICACIÓN
SISTEMA SAN AMRTÍN LUEGO DE INGRESADO LOS PROYECTOS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	S.E. BELLAVISTA	T-10	TP-1311	1997	132 22.9 10	15-20 15-20 5-7	138/22.9/10 kV 30 MVA	SE BELLAVISTA
	PICOTA	BANCO MUNDIAL		2024	138 22.9 10	15-20 15-20 4.5-6		
	S.E. TARAPOTO	T-20	TP-1301	1997	132 22.9 10	25-30 7-9 25-30	138/60/22.9 kV 30 MVA	SE TARAPOTO
	S.E. TARAPOTO	T-50	TP-1345	2015	132 60 22.9 10	40-45 15-20 25-30 7-9		
	MOYOBAMBA	BANCO MUNDIAL		2024	138 60 22.9 10	40-50 30-40 12-15	60/22.9/10 kV 20 MVA	RIOJA
	C.H. GERA I	T-31	TP-31	2005	60 22.9 10	10 3 10		
	S.E. RIOJA (A SER ROTADO DE NUEVA CAJAMARCA)	T-34	TP-607	2006	60 22.9	10 11.5		
	S.E. NUEVA CAJAMARCA	EJECUCIÓN DE OBRA		2023	60 22.9	15/15-20/20	60/33/10 kV 20 MVA	PONGO
	S.E. PONGO	T-61	TP-61	2005	60 33	10-10 12-12		
	S.E. YURIMAGUAS EJECUCIÓN DE OBRA	EJECUCIÓN DE OBRA		2023	60 33 10	15-20 10-13 10-13		

Por último, se indica que, en las ubicaciones propuestas ELOR cuentan con amplio espacio y tiene facilidades de salida por la carretera vía nacional Fernando Belaúnde Terry y la carretera IIRSA Norte, por lo que las condiciones de transporte son óptimas para atender las contingencias ante cualquier falla de algún transformador del AD 04.

### Análisis de Osinergmin

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, ELOR ha presentado la información de sustento. Sin embargo, está continúa siendo incompleta. Por ejemplo, no ha adjuntado tomas fotográficas ni planos de ubicación que en la subestación existe espacio para ubicar el transformador.

### Conclusión

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## 11. Respecto al archivo de flujo de potencia

De acuerdo a lo requerido en el numeral 3.14 de la NORMA TARIFAS, ELOR, no cumple en presentar la configuración del sistema eléctrico para los 30 años de Horizonte de Estudio. Al respecto, ELOR debe presentar los archivos de flujo requerido.

### Respuesta

Se han realizado los flujos de potencia con el software Digsilent, cuyo archivo PFD se encuentra en la carpeta **RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE POTENCIA del ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que, ELOR ha adjuntado el archivo BD SEIN-GRT - AD04\_2.pfd. Sin embargo, este no contiene la configuración del sistema por años, de acuerdo con lo establecido en los numerales 3.14 y 5.9.4 de la NORMA TARIFAS.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera no absuelta.

## **12. Transferencia de carga entre SET's existentes y nuevas**

Se debe adjuntar archivos de sustento necesarios para verificar las transferencias de carga entre las SET's existentes y nuevas; por ejemplo, el traslado de carga de la SET Jaen a la SET San Ignacio. Del mismo modo, se debe tener en cuenta el factor de uso obtenido luego del traslado de carga y/o del ingreso de nuevos transformadores, verificando que no se supere el valor de 1,0 en el horizonte del estudio.

### Respuesta

Se realizó la transferencia del 15% de la carga de la barra de 22.9kV a la SET SAN IGNACIO, el cual soluciona la sobrecarga hasta el año 2034, año en que los transformadores de ambas SET se sobrecargan, es decir para el siguiente periodo tarifario se tiene que instalar un nuevo transformador.

El formato F-203 considerando la transferencia de carga se muestra a continuación:

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCIÓN	TENSIÓN		Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)										
		LADO	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	11
SET AT/MT JAEN	MAX. DEM. (1)	MV	60	17.87	19.25	20.58	21.12	21.67	22.04	22.41	22.79	23	24	24
	MAX. DEM. (1)	MV	22.9	6.12	6.75	7.32	7.45	7.58	7.66	7.75	7.84	7.93	8.03	8.13
	MAX. DEM. (1)	MV	10	11.75	12.50	13.27	13.68	14.10	14.37	14.66	14.95	15	16	16
	POT. INST. (MVA)	MV	60	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00
TP - 60/22.9/10 kV 29/8/21 MVA	POT. INST. (MVA)	MV	22.9	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
	POT. INST. (MVA)	MV	10	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
	FACTOR DE USO	MV	60	0.62	0.66	0.71	0.73	0.75	0.76	0.77	0.79	0.80	0.81	0.83
	FACTOR DE USO	MV	22.9	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02
	FACTOR DE USO	MV	10	0.56	0.60	0.63	0.65	0.67	0.68	0.70	0.71	0.73	0.74	0.76
SET AT/MT SAN IGNACIO TP - 60/23 kV 12 MVA	MAX. DEM. (1)	MV	23	9.18	10.12	10.98	11.17	11.37	11.49	11.63	11.76	11.90	12.04	12.19
	POT. INST. (MVA)	MV	23	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
	FACTOR DE USO	MV	23	0.76	0.84	0.91	0.93	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	1.02

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, el formato F-203 demuestra que ELOR no ha realizado el traslado de carga desde la SET Juanjui hacia

la SET Bellavista para determinar la relevancia y por lo tanto justificar la necesidad de la SET Juanjui.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

### **13. Selección de la alternativa óptima**

Respecto al formato F-205, se observa que ELOR no presenta el mismo. Al respecto, ELOR debe evaluar alternativas de solución para los distintos proyectos que propone para el PI 2025-2029.

#### [Respuesta](#)

Se ha actualizado el formato F-205 con los resultados de la evaluación de alternativas.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha presentado el formato F-205 para el Área de Demanda 4 indicando que no aplica la evaluación y selección de alternativas.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

### **14. Selección de la sección óptima del conductor**

ELOR ha presentado el formato F-207 sin información. Al respecto, se debe presentar dicho formato con los cálculos justificativos empleados que permitan demostrar la sección óptima de los conductores para las líneas en 138 kV para la SET Seasme.

#### [Respuesta](#)

Se ha actualizado el formato F-207 con los resultados de las simulaciones de flujos de carga.

### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha presentado el formato F-207 para el Área de Demanda 4 indicando que no aplica la selección óptima de conductor.

### **Conclusión**

Por la razón expuesta, esta observación se considera absuelta.

### **15. Estadística de fallas e índice de desempeño**

ELOR ha presentado el formato F-208 sin información. Al respecto, debe presentar la información correspondiente al formato F-208 en base a lo establecido en la NORMA TARIFAS o indicar las razones por las cuales no la presenta.

#### [Respuesta](#)

[Se ha actualizado el formato F-208 con las estadísticas de falla.](#)

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha incluido información en el formato F-207. Sin embargo, no incluye interrupciones del año 2023; tampoco precisa si los valores calculados de SAIFI y SAIDI cumplen con las tolerancias vigentes.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera no absuelta.

## **16. Respecto al equipamiento**

Los formatos F-209 y F-210, correspondientes al equipamiento de subestaciones y líneas respectivamente, se encuentran en blanco. Al respecto, ELOR deberá completar la información faltante, de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS.

### [Respuesta](#)

[Se ha actualizado el formato F-209 y F-210 con el equipamiento solicitado en el estudio definitivo del PIT 2025-2029](#)

### **Análisis de Osinerghmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se verifica que ELOR ha presentado el formato F-209. Sin embargo, dicho formato presenta algunas inconsistencias. Por ejemplo, en el caso del transformador de reserva 138/60/22,9/10kV - 30MVA solicitado para la SET Bellavista, está considerando un código de módulo que no corresponde.

Asimismo, ha presentado el formato F-210 para el Área de Demanda 4 indicando que no aplica el plan de equipamiento de líneas de transmisión.

### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

## **COSTOS DE INVERSIÓN**

### **17. Respecto a los formatos de costos de inversión**

De acuerdo a la observación anterior, los Elementos valorizados en los formatos F-300 deberán coincidir con los Elementos consignados en el formato F-200. Al respecto, ELOR debe revisar, verificar y/o corregir donde corresponda.

Los servicios auxiliares, así como los costos comunes, son únicamente para las subestaciones nuevas. Por ello, ELOR debe revisar y corregir según corresponda.

Las valorizaciones deberán realizarse con la Base de Datos de Módulos Estándares vigentes, aprobados mediante Resolución 017-2023-OS/CD, "Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos del año 2022", modificada mediante Resolución 041-2023-OS/CD. En ese

sentido, ELOR debe validar y corregir donde corresponda.

#### Respuesta

Para las valorizaciones de los proyectos propuestos se ha actualizado con el aprobado en la Resolución N° 041-2023-OS/CD, el cual se descargó de la siguiente página web:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Osinergmin-041-2023-OS-CD.pdf>

Los módulos estándar se presentan en el **ANEXO 03 DETERMINACION DEL SER.**

#### **Análisis de Osinergmin**

De la revisión de la información remitida en la PROPUESTA FINAL, se identifica que aún se presentan inconsistencias entre los Elementos considerados en el formato F-200 y 300. Por ejemplo, a la celda de alimentador en 23 kV de la SET Juanjui se le asigna un código de módulo CE-023SEC1ESBTR en el formato F-209, mientras que en el formato F-305 el código CE-023SEC1ESBAL.

Por otro lado, se verifica que, para la valorización de sus alternativas de planeamiento, ELOR ha considerado la última actualización de Base de Datos de Módulos Estándar (BDME), aprobada con Resolución N° 041-2023-OS/CD.

#### **Conclusión**

Por las razones expuestas, esta observación se considera absuelta parcialmente.

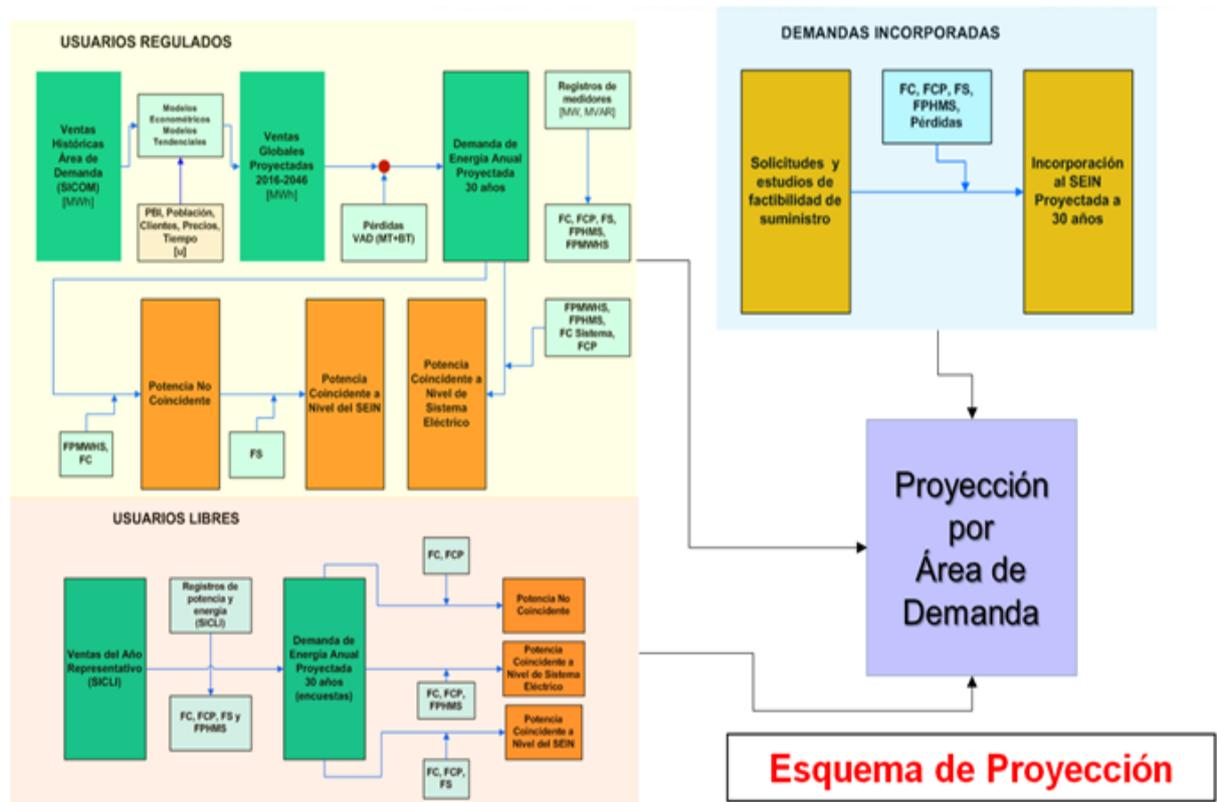
# **Anexo B**

## **Metodología para la Proyección de la Demanda**

## METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología empleada 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. En la Figura N° 1 se 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 Osinermin: 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 Osinermin 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%
		<b>2,80%</b>

### 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	Cientes	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%
		<b>2,51%</b>

### 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](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%
		<b>1,42%</b>

#### 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 <sup>2</sup>	VENTAS C T T <sup>2</sup> T <sup>3</sup>	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
(R <sup>2</sup> )		0,9874	0,9084	0,7961	0,9894	0,9928	0,9292
<b>ESTADISTICO t:</b>							
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	
<b>ESTADISTICO F:</b>							
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 Osinermin)

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
	<b>2,54%</b>	<b>10,80%</b>	<b>0,87%</b>	<b>3,10%</b>		<b>2,42%</b>

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 <sup>2</sup>	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	
ESTADÍSTICO 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 Osinerghin)

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
	<b>3,17%</b>	<b>2,87%</b>	<b>2,84%</b>	<b>2,75%</b>	<b>2,58%</b>	<b>5,08%</b>

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			

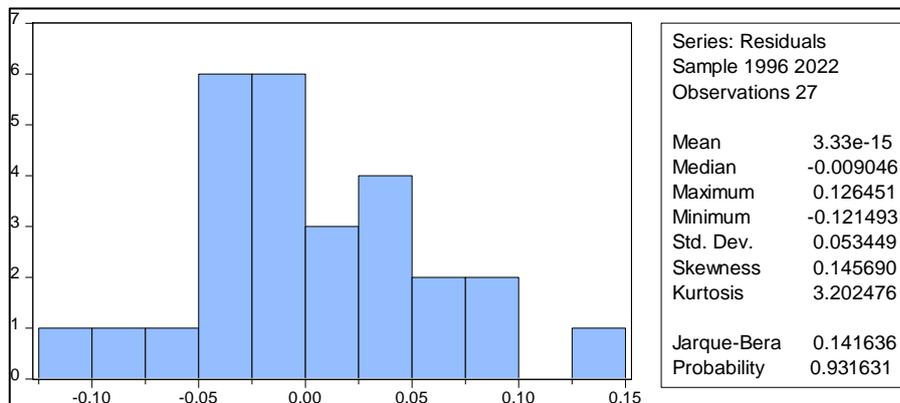
### Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

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%
		<b>2,77%</b>

### 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.
- 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.

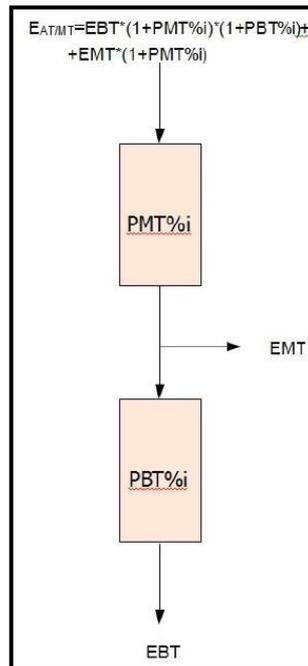
## **B.4 Integración de Pérdidas**

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**

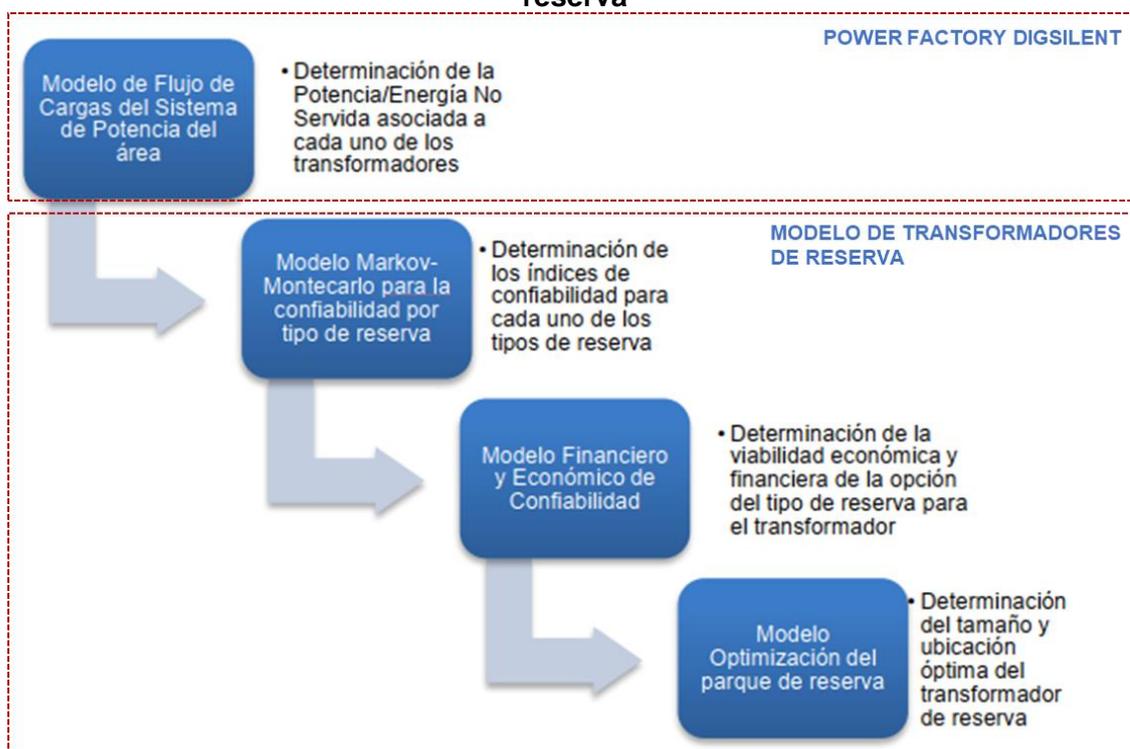
## METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló 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, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema del 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  $Min(Fobj)$  del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

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

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
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

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

### C.7. 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	Cual tipo de reserva se recomienda?
Pongo	TP-060033010-015SE1E	\$ 706,879	\$ 643,607	\$ 39,248	Reserva en Bodega
Yurimaguas	TP-060033010-015SE1E	\$ 1,766,051	\$ 1,728,783	\$ 1,148,876	Reserva en Bodega
Gera	TP-060023010-010SE1E	-\$ 85,334	-\$ 158,212	-\$ 754,650	No viable
Rioja	TP-060023-010SE1E	\$ 1,106,365	\$ 1,072,279	\$ 562,917	Reserva en Bodega
Nueva Cajamarca	TP-060023-020SE1E	\$ 1,629,179	\$ 1,595,352	\$ 1,060,411	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.8. 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

Estos transformadores no están dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, por lo tanto, no corresponde su evaluación aplicando los criterios y metodología definidos en dicha norma. Sin perjuicio de lo indicado, corresponde indicar que en el PI 2021-2025 se aprobó un transformador en 138/60/10 kV de 50 MVA para reemplazar al existente en 138/23/10 de 20 MVA, por lo que este último puede usarse como reserva para el parque de transformadores de 138 kV.

#### C.9. 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
1_G1_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
<b>Total general</b>				<b>29.96</b>	<b>31.00</b>	<b>32.00</b>	<b>33.04</b>	<b>34.12</b>

Como se observa, para brindar confiabilidad a los transformadores del AD1, se necesita un transformador de reserva a ubicarse en las SET Rioja.

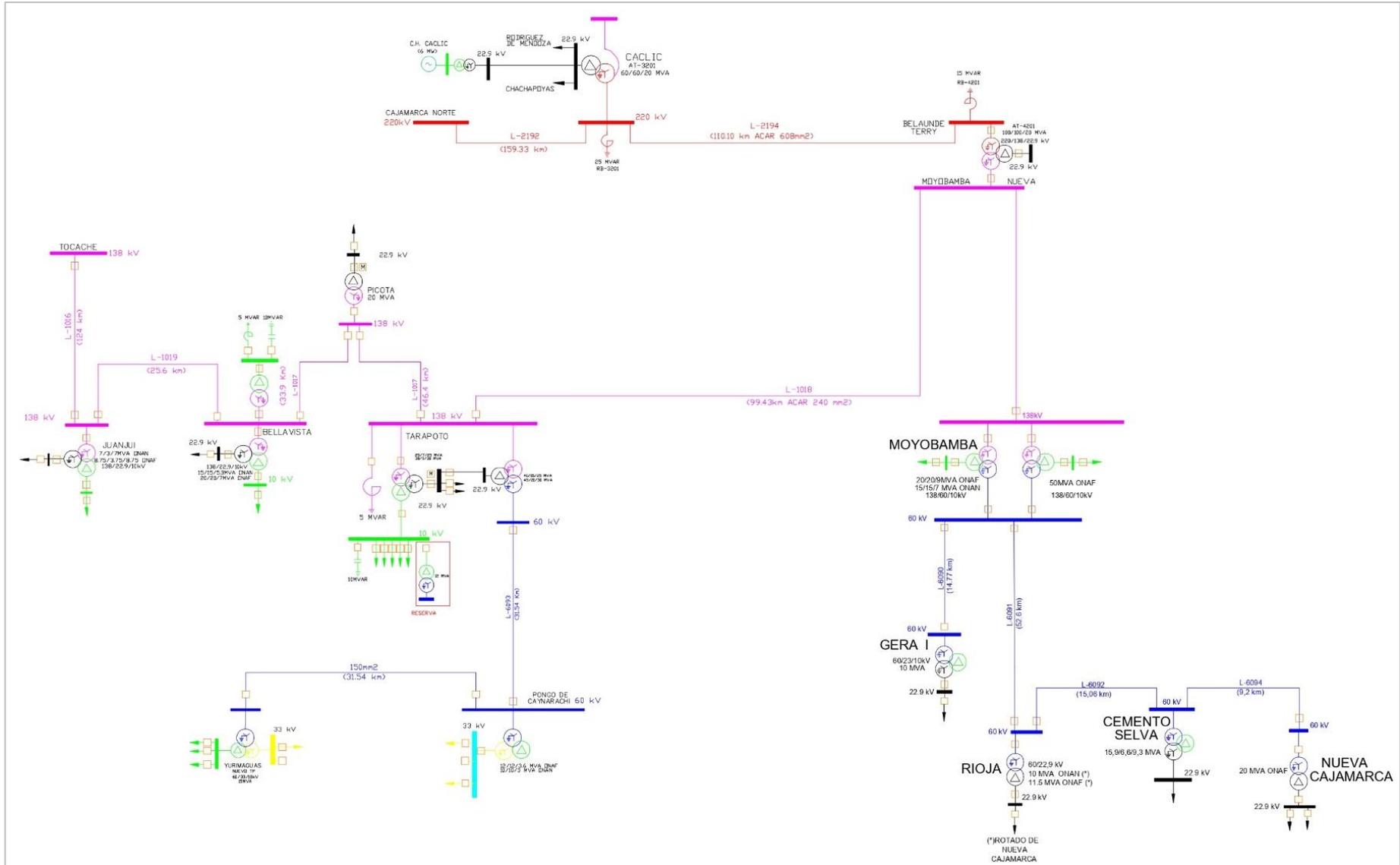
Según los resultados, la potencia óptima del transformador de reserva es de 9 MVA; sin embargo, en el grupo hay transformadores de 15 y 20 MVA. Por tanto, la capacidad de reserva compartida se estandariza a 20 MVA.

De otro lado, los niveles de tensión de la reserva compartida son 60/23/10 kV.

#### C.9. Transformadores de Reserva en el PI 2025-2029

Actualmente en el AD4 no se remunera transformador de reserva. Por lo tanto, considerando los resultados obtenidos, se requiere incluir un transformador de reserva en 60/23/10 kV – 20 MVA a ubicarse en la SET Rioja.

**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	Electro Oriente	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador de 22,9 kV	SET Rioja	323 780
2	2029	Electro Oriente	Implementación de un (01) transformador de reserva de 60/22,9/10 kV de 20 MVA	SET Rioja	729 631
3	2025	Electro Oriente	Implementación de celdas para nuevo transformador y devanado de 22,9 kV	SET Moyobamba	752 900
4	2025	Electro Oriente	Implementación de un BC de 1x3.5 MVar de 10 kV y su celda asociada	SET Tarapoto	137 646
5	2029	Electro Oriente	Implementación de celda de alimentador de 10 kV	SET Tarapoto	73 211
6	2025	Electro Oriente	Implementación de un BC de 2x1.25 MVar de 10 kV y su celda asociada	SET Yurimaguas	142 220
7	2026	Electro Oriente	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador en MT	SET Yurimaguas	545 335
8	2025	Electro Oriente	Implementación de celdas de alimentador, medición y transformador en MT	SET Gera	364 261
9	2026	Electro Oriente	Implementación de un (01) transformador de 138/22,9/10 kV de 20 MVA	SET Juanjuí	840 688

(\*) 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 Periodo 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 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

## **Anexo G**

# **Cuadros Comparativos**

**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 Prepublicación (C)	C/A-1	C/B-1
2025	5 198 934	4 898 293	1 794 018	-65%	-63%
2026	6 112 191	1 883 780	1 386 023	-77%	-26%
2027	1 815 090	3 453 179	0	-100%	-100%
2028	-	-	0	-	-
2029	-	-	729 631	-	100%
<b>TOTAL</b>	<b>13 126 216</b>	<b>10 235 252</b>	<b>3 909 672</b>	<b>-70%</b>	<b>-62%</b>

Fuente: Resumen de Proyectos PIT's 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] 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](http://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”.